

INHALT

1.	VORWORT	2
2.	PERSONELLE BESETZUNG DES INSTITUTS	6
3.	LEHRE	8
3.1	VORLESUNGEN	8
3.2	PRAKTIKA	13
3.3	EXKURSIONEN	14
3.4	STUDENTISCHE ARBEITEN	15
4.	PROMOTIONEN	30
5.	FORSCHUNGSARBEITEN	46
5.1	HOCHSPANNUNGSTECHNIK	50
5.2	ENERGIEVERSORGUNG / SMART GRIDS	80
5.3	ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT	108
6.	VERÖFFENTLICHUNGEN	114
7.	MITARBEIT IN FACHGREMIEN / VORTRÄGE	123
8.	PRÜFEINRICHTUNGEN	125
9.	LAGEPLÄNE	126

1. VORWORT

Liebe Freunde des Institutes für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, mit dem Ihnen vorliegenden Jahresbericht 2016 möchten wir Sie wieder in bewährter Form über neue Entwicklungen in den Bereichen Forschung und Lehre informieren.

Im Jahr 2016 wurden einige relevante Entwicklungen im Bereich der Energiewirtschaft in Deutschland vollzogen. Dies betrifft unter anderem die Verabschiedung des Strommarktgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017, die die Weichen der Energiewende neu justieren sollen.

Aber auch für unser Institut war das Jahr 2016 ein wichtiges und vor allem sehr erfolgreiches Jahr. Unter der Leitung des IEH wird die Universität Stuttgart im Rahmen des Förderprogramms *„Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“* des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie mit dem Projekt *„C/sells“* gefördert. Die Förderzusage für dieses Verbundvorhaben mit knapp 60 Partnern aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung und Volumen von rund 100 Mio. Euro unterstreicht die Vorreiterrolle Baden-Württembergs bei der Digitalisierung der Energiewende durch die Umsetzung eines zellulären Energiesystems. Eine zentrale Rolle bei der Vorbereitung und Durchführung dieses Projektes spielt der Verein *„Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.“*, in dem wir den Vorstandsvorsitz innehaben. Darüber hinaus werden unsere Forschungsaktivitäten im Bereich der intelligenten Netzlösungen in zwei weiteren Verbundvorhaben gefördert. Zum einen wird die Optimierung des Netzausbaus durch den Einsatz von Speichersystemen in dem durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg geförderte Projekt *„NEOS“* untersucht. Zum anderen wird die Unterstützung des Übertragungsnetzbetriebes durch gezielte Maßnahmen im Verteilnetz im Rahmen des Europäischen Era-Net Projektes *„CALLIA“* erörtert.

Die Leitung unseres Hochspannungslabors in Ostfildern-Nellingen hat Herr Dipl.-Ing. Michael Beltle von Herrn Dr.-Ing. Daniel Schneider übernommen, der eine verantwortungsvolle Aufgabe in der Automobilindustrie angetreten hat. Für die gemeinsame Zeit und das Erreichte möchte ich mich bei ihm herzlich bedanken. Mein Dank gilt auch unserer langjährigen Sekretärin im Hochspannungslabor, Frau Renate Kinski, die seit dem Sommer ihren wohlverdienten Ruhestand genießt.

Im Sommersemester hat Herr Dipl.-Ing. Rainer Joswig, Geschäftsführer der TransnetBW GmbH, als Nachfolger von Herrn Dipl.-Ing. Ulrich Scherer zum ersten Mal die Vorlesung *„Energiewirtschaft in elektrischen Verbundsystemen“* gehalten. Herr Scherer hat diese Vorlesung, immer mit den aktuellsten Entwicklungen garniert, unseren Studierenden seit über 10 Jahren angeboten. Wir möchten ihm auch an dieser Stelle für seine engagierte und hervorragende Lehre sehr herzlich danken.

Wir sind sehr glücklich darüber, dass wir Herrn Joswig gewinnen konnten, diese Lehraufgabe zu übernehmen, und möchten ihm ausdrücklich für die Bereitschaft danken, dieses Thema aus der Praxissicht darzustellen.

In wissenschaftlicher Hinsicht können wir wieder auf ein sehr erfolgreiches Jahr zurückblicken. Neben vier abgeschlossenen Dissertationen von Dr.-Ing. Anne Strotmann (*Bewertung von Mustererkennungsverfahren für die elektrische Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren*), Dr.-Ing. Daniel Schneider (*Abschätzung gestrahlter Emissionen im Kfz-Komponententest bei entwicklungsbegleitenden Prüfungen*), Dr.-Ing. Ahmad Abdel Majeed (*Dreiphasige Zustandsschätzung für Niederspannungsnetze*) und Dr.-Ing. Andreas Müller (*Fehlergasverluste frei-atmender Leistungstransformatoren*) dokumentieren 50 Veröffentlichungen unsere Forschungsaktivitäten. Von diesen sind sechs in den renommierten IEEE Transactions erschienen und vier auf der CIGRE-Session in Paris vorgestellt worden.

Die erfreulich hohe Anzahl von Absolventen des IEH und die zahlreichen Anregungen aus der Industrie erlaubten es uns, in diesem Jahr vier neue wissenschaftliche Mitarbeiter einzustellen, die sich Fragestellungen sowohl im Netz- als auch Hochspannungsbereich annehmen werden. Dabei beschäftigt sich Herr M. Sc. Daniel Contreras mit dem Thema „*VNB-ÜNB-Schnittstelle*“ während sich Frau M. Sc. Ouafa Laribi dem Thema „*Speichereinsatz zur Netzausbauroptimierung*“ widmet. Herr M. Sc. Saeed Khandan Siar wird das Thema „*Thermische Modellierung mittels CFD*“ und Frau M. Sc. Smitha Karambar „*Feste Isolierstoffe unter Öl*“ bearbeiten.

Allen unseren Freunden möchten wir an dieser Stelle recht herzlich für die Anregungen und Hilfe danken. Unser besonderer Dank gilt den Firmen, die uns durch Aufträge und Spenden unterstützt haben, sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und der Deutschen Forschungsgemeinschaft. Wir hoffen, dass dieser Jahresbericht auch dazu beiträgt, die bestehenden Kooperationen auszubauen und neue Kontakte zu knüpfen. Dazu möchten wir besonders auf das Kapitel „Studentische Arbeiten“ dieses Jahresberichtes hinweisen, in dem wir zu Ihrer Information auch Kurzfassungen der meisten Masterarbeiten anführen.

Für das begonnene Jahr wünschen wir Ihnen Gesundheit, Glück und alles Gute, auch im Namen von Herrn Professor Feser und allen Mitarbeitern des Instituts.

Stuttgart, im Januar 2017

PREFACE

Dear friends!

As usual, we would like to inform you about our activities with our annual report 2016.

In 2016 several relevant developments in the energy sector in Germany have been taken place. Amongst others, this relates to the adoption of the Electricity Market Law and the Renewable Energy Act 2017, which are supposed to set the course for the energy transition.

2016 was an important and above all a very successful year for our institute. Under the leadership of the IEH and within the scope of the funding program “*Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)*” of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy the University of Stuttgart was promoted with the project “C/sells”. The funding approval for this joint project with almost 60 partners from industry, energy and science sector and the volume of about 100 million Euro emphasizes the pioneering role of Baden-Württemberg regarding the digitalization of the energy transition by the implementation of a cellular energy system. Concerning the preparation and implementation of this project the association “*Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.*”, in which we have the managing directorship, plays a central role. Furthermore, our research activities in the area of smart grid solutions are being supported in two additional joint projects. Firstly, within the project “NEOS” we examine the optimization of network expansion by the use of storage systems. This project is supported by funds of the State of Baden-Württemberg. Secondly, in the scope of the European Era-Net project “CALLIA” we analyze the support of the transmission grid by targeted measures in the distribution network.

The management of the High Voltage Laboratory in Ostfildern-Nellingen was taken over by Dipl.-Ing. Michael Beltle, whose predecessor Dr.-Ing. Daniel Schneider has accepted a new task in the automobile industry. I would like to cordially thank him for the time together and for the achievements. At the same time I would like to express my great gratitude to our longtime secretary of the High Voltage Laboratory, Renate Kinski, who enjoys her well-earned retirement since summer.

In summer term Dipl.-Ing. Rainer Joswig, managing director of TransnetBW GmbH, gave the lecture “*Energiewirtschaft in elektrischen Verbundsystemen*” for the first time. Since more than 10 years his predecessor Dipl.-Ing. Ulrich Scherer has offered this lecture course always packed with actual developments for our students. We would like to cordially thank him at this point for his dedicated and excellent teaching activities. We are delighted that we could win Rainer Joswig to overtake this lectureship and we explicitly want to thank him for his willingness to present this subject from a practical point of view.

With regard to the scientific work we can look back on another very successful year. Besides four finished dissertations by Dr.-Ing. Anne Strotmann (*Evaluation of Pattern Recognition Methods for Electrical Partial Discharge Measurements on Power Transformers*), Dr.-Ing. Daniel Schneider (*Estimation of Radiated Emissions of Automotive Components for Pre-Compliance Tests*), Dr.-Ing. Ahmad Abdel Majeed (*Three-Phase State Estimation for Low-Voltage Grids*) and Dr.-Ing. Andreas Müller (*Fault Gas Losses of free-breathing Power Transformers*), 50 conference papers and publications show our research activities. Six of them were published in the renowned IEEE Transactions and four were presented at the CIGRE-Session in Paris.

This year the high number of graduates at the institute and numerous industrial encouragements allowed us to hire four new employees who will work on new research topics in the area of power grids and high voltage engineering. M. Sc. Daniel Contreras will dedicate himself to questions of the interface between distribution grid operators and TSO whereas M. Sc. Ouafa Laribi is examining the subject “*Storage Systems for an Optimal Grid Expansion*”. M. Sc. Saeed Khandan Siar will work on the thermal modelling of power transformers with CFD and M. Sc. Smitha Karambar will investigate solid insulation materials in oil.

Finally we would like to send our sincere thanks to all our friends who have contributed to our success in many ways. Especially we would like to express our gratitude to the partners who supported us with research contracts and donation. Funding by the Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, the State of Baden-Württemberg and by the German Research Foundation DFG is gratefully acknowledged. We hope that our annual report will encourage existing collaborations and help to establish new contacts. For this purpose we would like to refer to chapter 3.4, where you find many abstracts of our graduate’s work.

We are looking forward to continuing close contact and co-operation with you also on behalf of Professor Feser and all our members of staff.

Our best wishes may accompany you in 2017.

Stuttgart, January 2017

Prof. Stefan Tenbohlen

Prof. Krzysztof Rudion

2. PERSONELLE BESETZUNG DES INSTITUTS

	e-mail:	Telefon / phone:
	<code>vorname.nachname@ieh.uni-stuttgart.de</code>	+49 (0)711-
	<code>firstname.surname@ieh.uni-stuttgart.de</code>	
Institutsleiter / Head of Institute:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Stefan TENBOHLEN	-685-67871
Leiter des Fachgebiets	Netzintegration erneuerbarer Energien: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Krzysztof RUDION	-685-67872
Prof. im Ruhestand:	Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c. Kurt FESER	
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. Wolfgang PFAFF <i>Robert Bosch GmbH</i>	-811-20992
	Dipl.-Ing. Rainer JOSWIG <i>TransnetBW GmbH</i>	-21858-3214
	Dipl.-Ing. Thomas RUDOLPH <i>Schneider Electric Energy GmbH</i>	
	Dr.-Ing. Markus PÖLLER <i>Moeller & Poeller Engineering GmbH</i>	
	Dr.-Ing. habil. Konstantin O. PAPAILIOU	
Oberingenieure:	Dr.-Ing. Ulrich SCHÄRLI	-685-67878
	Dr.-Ing. Daniel SCHNEIDER (bis 31.12.2016)	
	Dipl.-Ing. Michael BELTLE (ab 1.1.2017) <i>(Leiter des Hochspannungslabors Ostfildern)</i>	-685-68061
Akademische Mitarbeiter / Scientific Staff:	M. Sc. Benjamin ADAM	-685-69198
	Dipl.-Ing. Philipp ARNOLD	-341 2075 / 685-69177
	M. Sc. Manswet BANKA	-685-67868
	Dipl.-Wi.-Ing. Marc BRUNNER (bis 31.07.2016)	
	M. Sc. Daniel CONTRERAS (ab 06.06.2016)	-685-69193
	M. Sc. Mohammad DJAMALI	-685-68270
	M. Sc. Simon EBERLEIN	-685-67857
	Dipl.-Ing. Katharina FREY	-685-67838
	M. Sc. Daniel GROß	-685-67875

M. Sc. Stephanie HÄGELE	-685-67858
M. Sc. Philipp HILLENBRAND	-685-67817
M. Sc. Smitha KARAMBAR (ab 20.06.2016)	-685-69194
Dipl.-Ing. Christoph KATTMANN	-685-67874
M. Sc. Saeed KHANDAN SIAR (ab 01.01.2016)	-685-67809
M. Sc. Ouafa LARIBI (ab 01.11.2016)	-685-69197
M. Sc. Michael SCHÜHLE	-685-69142
Dipl.-Ing. Martin SIEGEL	-685-67867
M. Sc. Christian SUTTNER	-341 2075 / -685-69164
M. Sc. Farzaneh VAHIDI	-685-69195
M. Sc. Pascal WIEST	-685-69196
Dipl.-Ing. Manuel WILD (bis 30.09.2016)	

Sekretariat /

Secretary:

Institutsteil Stuttgart-Vaihingen:

Nicole SCHÄRLI -685-67870

Annette GUGEL -685-67880

Hochspannungslabor Ostfildern:

Renate KINSKI (bis 31.07.2016)

Konstanze LINS (ab 05.09.2016) -341 2075

Buchhaltung /

Accounting:

Hermine LWOWSKI -685-67876

Technische Angestellte /

Technical Staff:

Can AKGÜL, *Auszubildender* -685-67847

Erwin BECK, *Mechanikermeister* -685-67847

Metin DEMIRHAN, *Mechaniker* (bis 30.04.2016)

Timon GOLD, *Zentralwerkstattleiter* -685-67847

Daniel HARTICH, *Mechaniker* -685-67847

Michael HERDTLE, *Mechaniker* -341 2075 / -685-69161

Enis KAYNAK, *Mechaniker* -685-67847

Edona KUQI, *Auszubildende* -685-67847

Hartmut RÖNISCH, *Elektrotechniker* -685-67856

Rudolf van de WEYER, *Elektromeister* -341 2075

Christian WÖLZLEIN, *IT-Systemkaufmann* -685-67863

Gastwissenschaftler /

Visiting scientists:

M. Sc. Mohammad H. SAMIMI, Teheran, Iran

M. Sc. Pamela VACA VARGAS, San Juan, Argentinien

(23.05.2016 bis 18.11.2016)

3. LEHRE

3.1 VORLESUNGEN

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN

Elektrische Energietechnik I

Sommersemester, 2 V, 1 S, für 2. Semester Bachelor

- *Aufgabe und Bedeutung der elektrischen Energieversorgung*
- *Energiewandlung in Kraftwerken*
- *Aufbau von Übertragungs- und Verteilnetzen*
- *Betriebsverhalten elektrischer Energieversorgungsnetze*
- *Kurzschlussströme und Kurzschlussstrombegrenzung*
- *Überspannungen und Isolationskoordination*
- *Sicherheitsfragen*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN

Hochspannungstechnik I

Wintersemester, 2 V, 2 S, für 5. Semester Bachelor

- *Auftreten und Anwendung hoher Spannungen bzw. Ströme*
- *Einführung in die Hochspannungsversuchstechnik*
- *Berechnung elektrischer Felder*
- *Isolierstoffe*
- *Isolierstoffsysteme in Hochspannungsgeräten*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN

Hochspannungstechnik II

Sommersemester, 2 V, 2 S, für Master-Studierende

- *Schaltvorgänge und Schaltgeräte*
- *Die Blitzentladung*
- *Repräsentative Spannungsbeanspruchungen*
- *Darstellung von Wanderwellenvorgängen*
- *Begrenzung von Überspannungen*
- *Isolationsbemessung und Isolationskoordination*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN / PROF. DR.-ING. K. RUDION***Elektrische Energienetze I***

Wintersemester, 2 V, 2 S, für 5. Semester Bachelor

- *Aufgaben des elektrischen Energienetzes*
- *Einpolige Ersatzschaltungen der Betriebselemente für symmetrische Betriebsweise*
- *Lastflussberechnung*
- *Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze*
- *Kurzschlussströme bei symmetrischem Kurzschluss*
- *Symmetrische Komponenten*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN**DR.-ING. U. SCHÄRLI*****Elektrische Energienetze II***

Wintersemester, 2 V, 2 S, für Master-Studierende

- *Kennwerte von Drehstrom-Freileitungen und Kabeln*
- *Belastbarkeit von Kabeln*
- *Einpoliger Erdschluss und Erdkurzschluss*
- *Lastflussberechnung*
- *Zustandserkennung*
- *Netzurückwirkungen*
- *HGÜ*

PROF. DR.-ING. K. RUDION***Smart Grids***

Sommersemester, 2 V, 2 S, für Master-Studierende

- *Anforderungen der zukünftigen Energieversorgung*
- *Smart Grid Konzepte (z. B. Virtuelle Kraftwerke, Mikronetze)*
- *Regelung dezentraler Erzeuger, Speicher und Lasten (z. B. Photovoltaik und Elektrofahrzeuge)*
- *Modellierung und Simulation elektrischer Netze*
- *Versorgungsqualität*
- *Netzbetriebsführung und Systemdienstleistungen*
- *Netzanschlussbedingungen*
- *Smart Metering*
- *Informations- und Kommunikationstechnik für Smart Grids*

PROF. DR.-ING. K. RUDION

Planung und Betrieb elektrischer Netze mit dezentraler Einspeisung

Sommersemester, 2 V, 2 S, für Master-Studierende

- *Grundlagen der Netzplanung mit DEA*
- *Grundlagen des Netzbetriebes*
- *Modellierung der relevanten Betriebsmittel*
- *Windparkmodellierung*
- *Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Netzen*
- *Aspekte der Elektrizitätswirtschaft und Investitionsbewertung*
- *Liberalisierter Energiemarkt*
- *Systembeobachtbarkeit und PMU*
- *DSA und BlackOut-Prävention*
- *NSM und Versorgungssicherheit*
- *Netzsimulation*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN

DIPL.-ING. D. SCHNEIDER

Elektromagnetische Verträglichkeit

Sommersemester, 2 V, 2 S, für Bachelor-/Master-Studierende

- *Einführung, Begriffsbestimmung*
- *EMV-Gesetz*
- *EMV-Umgebung*
- *Allgemeine Maßnahmen zur Sicherstellung der EMV*
- *Aktive Schutzmaßnahmen*
- *Nachweis der EMV*
- *Einwirkung auf biologische Systeme*
- *EMV im Automobilbereich*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN

UND ASSISTENTEN

EMV- und Hochspannungsmesstechnik

Wintersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Messung von Spannungen und Strömen*
- *Spektrum- und Netzwerkanalysator*
- *Messung von Feldgrößen*
- *Messung dielektrischer Eigenschaften*
- *Messunsicherheiten, Reduktion von Rauschen / Störeinkopplungen*
- *Prüfvorgänge und statistische Auswerteverfahren*

PROF. DR.-ING. K. RUDION

Expertensysteme in der elektrischen Energieversorgung

Wintersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Einführung in die künstliche Intelligenz*
- *Wissensbasierte Systeme*
- *Wissensrepräsentation und -akquisition*
- *Inferenzmechanismen*
- *Fuzzy-Logik und neuronale Netze*
- *Anwendungsbeispiele*

DR.-ING. W. R. PFAFF

Elektromagnetische Verträglichkeit in der Automobiltechnik

Sommersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Grundlagen der EMV in der Automobiltechnik*
- *EMV-Anforderungsanalyse*
- *EMV-Analyse und -Design für komplexe Systeme*
- *EMV-Messtechnik und -Prüfverfahren in der Automobiltechnik*
- *EMV-Simulation*

DIPL.-ING. R. JOSWIG

Energiewirtschaft in elektrischen Verbundsystemen

Sommersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Verbundbetrieb großer Netze*
- *Besonderheiten bei der Kupplung von Netzen*
- *Netzführung, Energie-Dispatching und Netzleittechnik*
- *Netzregelung in Verbundsystemen*
- *Elektrizitätswirtschaftliche Verfahren und Kostenfragen*
- *Stromhandel und Marktliberalisierung*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN

DIPL.-ING. T. RUDOLPH

Diagnostik und Schutz elektrischer Netzkomponenten

Wintersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Monitoring und Diagnose von Betriebsmitteln*
- *Asset Management*
- *Grundlagen der Schutztechnik*
- *Digitale Schutztechnik*
- *Leittechnik*
- *Kommunikationstechnik*

PROF. DR.-ING. K. RUDION

Seminar Netzintegration erneuerbarer Energien

Sommersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Vortragsübungen für Studierende zu wechselnden Themen*

DR.-ING. M. PÖLLER

Netzintegration von Windenergie

Sommersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Stromerzeugung mit Windenergie*
- *Generatoren für Windenergieanlagen*
- *Netzeinbindung von Windenergieanlagen*
- *Planung und Betrieb von Netzen mit hohem Windenergieanteil*
- *Betrieb von Inselnetzen mit hohem Windenergieanteil*
- *Studien zur Netzintegration von Windenergie*

DR.-ING. K. PAPAILIOU

Hochspannungsfreileitungen

Wintersemester, 2 V, für Master-Studierende

- *Planung, Wirtschaftlichkeit, Verlustberechnungen*
- *Leitungskonstanten, natürliche Leistung, HGÜ*
- *Maste und Fundamente; Erdungsfragen*
- *Seile und Armaturen, Hochtemperaturseile, Monitoring*
- *Seilschwingungen*
- *Isolatoren, Kompaktleitungen mit Silikonverbundisolatoren*
- *Bau und Unterhalt, Arbeiten unter Spannung*
- *Umweltaspekte, EMV, Korona, Designer-Maste, Hybridleitungen*

**PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN / PROF. DR.-ING. K. RUDION
UND WEITERE DOZENTEN DER FAKULTÄTEN 5, 4 UND 2**

Einführung Erneuerbare Energien

Wintersemester, 4 V, 2 S, für 1. Semester des gleichnamigen Bachelorstudiengangs

- *Klimaschutz und Erneuerbare Energien*
- *Solarthermie*
- *Photovoltaik*
- *Windenergie*
- *Wasserkraft*
- *Biomasse*
- *Wasserkraft*
- *Smart Grids*

3.2 PRAKTIKA

DR.-ING. U. SCHÄRLI

Grundlagenpraktikum

Dieses Praktikum ist Pflicht für die Studierenden des Studiengangs Elektrotechnik und Informationstechnik im 1. und 3. Semester. Auch Studierende der Technikpädagogik mit Schwerpunkt Elektrotechnik sowie Lehramtsstudierende im Fach Naturwissenschaft und Technik nehmen teil.

Die Versuche und Veranstaltungen unseres Instituts sind:

- *Sicherheitsseminar*
- *Umwandlung und Übertragung elektrischer Energie*
- *Erzeugung und Messung von Stoßspannungen*

PROF. DR.-ING. S. TENBOHLEN / PROF. DR.-ING. K. RUDION

Praktische Übungen im Labor „Hochspannungstechnik“ sowie „Energieübertragung“

Die Praktischen Übungen im Labor „Hochspannungstechnik“ umfassen Versuche mit folgenden Inhalten:

- *Erzeugung, Messung und Anwendung hoher Wechselspannungen*
- *Erzeugung und Anwendung hoher Stoßspannungen*
- *Ermittlung von elektrostatischen Feldern*
- *Wanderwellen*
- *Gasentladungen und Isolierstoffe*
- *Elektromagnetische Verträglichkeit*
- *Lastflussrechnung*

DR.-ING. U. SCHÄRLI

Praktikum im Studiengang „Erneuerbare Energien“

Das Institut bietet im gleichnamigen Bachelorstudiengang einen Praktikumsversuch an, der die Auswirkungen von Wirk- und Blindleistungsflüssen im Verteilnetz auf die Spannungshaltung verdeutlicht. Weiter wird der Wirkungsgrad eines PV-Wechselrichters bei verschiedenen Betriebspunkten bestimmt.

Außerdem liegt die Gesamtorganisation dieses Praktikums, in dem sieben Institute verschiedener Fakultäten mitwirken, in unserer Hand.

3.3 EXKURSIONEN

17. Februar 2016, ganztägig:

Fahrt zur SAG GmbH in Langen mit Fachvorträgen und Vorführungen für Hörerinnen und Hörer der Vorlesung „Hochspannungsfreileitungen“



Besuch bei der SAG GmbH in Langen.

17. – 20. Mai 2016: Besuch mit 30 Hörern der Fachvorlesungen bei

- GE Grid GmbH Mönchengladbach Leistungstransformatoren
- RWE Power AG Kraftwerk Niederaußem
- Braunkohletagebau Garzweiler
- ABB Calor Emag Ratingen Mittelspannungsschaltanlagen
- ABB AG Hanau Gasisolierte Hochspannungs-Schaltanlagen

25. Mai 2016, ganztägig

Besuch des Kraftwerks Altbach/Deizisau mit Rundgang; Besichtigung der 380- und 110-kV-GIS-Schaltanlage und Erläuterung der Besonderheiten; zum Vergleich auch Besichtigung der 380 kV-Freiluftschaltanlage Stuttgart-Mühlhausen

28. Juli 2016, ganztägig

Besichtigung des Kernkraftwerks Philippsburg der EnBW mit ausführlicher Diskussion aktueller Fragen zur Energiepolitik und -versorgung

3.4 STUDENTISCHE ARBEITEN

Abgeschlossene Masterarbeiten vom 01.11.2015 bis 31.10.2016:

Azari, Kayvan

Weiterentwicklung und Analyse des EMS in Mikronetzen

Das zentrale Energiemanagementsystem für Mikronetze sorgt für die optimale Regelung der regelbaren Generatoren. Mit Hilfe von "IBM CPLEX Optimization Studios" als Optimierungsprogramm und der mathematischen Formulierung des Problems von „unit commitment and economic dispatch“ durch „mixed-integer linear programming“ wird eine optimierte Regelung realisiert. In dieser Arbeit wird ein Algorithmus entworfen, der das Auslastungsproblem der Leitungen in Mikronetzen behebt. Er arbeitet mit Algorithmen, welche bei vorherigen Arbeiten entstanden sind zusammen. Das Ziel ist, die Spannungs- sowie Stromauslastungsbeschränkungen in den Leitungen durch einen iterativen Prozess einzuhalten. Es folgt eine Validierung durch ein Beispielmikronetz.

Further Development of EMS in Microgrids

One of the major objectives related to centralized Energy Management Systems (CEMS) for microgrids (MGs) is the optimal operation of dispatchable resources. Unit commitment (UC) and economic dispatch (ED) of the generators in a microgrid could be optimized with IBM CPLEX Optimization Studio using a mixed-integer linear programming method. This thesis discusses an algorithm, which addresses the over-current issue for a microgrid. The algorithm is compatible with the previous programs and aims to constrain the voltage and current of the cables within their limits over an iterative process. The validation of the algorithm will be presented at end through a microgrid example

de Best, Julian

Modellierung des Transportnetzes im gestörten Betriebszustand für zeitreihenbasierte Netzplanung

Im Rahmen der Arbeit wird die Modellierung des Transportnetzes in der Ausfall- und Kurzschlussberechnung untersucht. Zunächst wird der Ansatz der Randnetzmodellierung nach der U, ϑ – Methodik vorgestellt und beschrieben. Anschließend erfolgt die Untersuchung der Ausfallrechnung. Dazu wird validiert, ob bei einem Ausfall im Hochspannungsnetz von einer konstanten komplexen Spannung an den Koppelknoten der Höchstspannungsebene ausgegangen werden kann. Bei der Untersuchung der Kurzschlussberechnung werden verschiedene Verfahren entwickelt und validiert, die eine Kurzschlussberechnung mit der U, ϑ – Methodik ermöglichen. Es zeigt sich, dass der vorgeschlagene Ansatz zur Randnetzmodellierung eine hohe Ergebnisqualität bei der Ausfallrechnung zeigt. Bei der Kurzschlussberechnung treten nicht vernachlässigbare Abweichungen auf, und weitere relevante Problematiken werden aufgezeigt.

Transport System Modelling for Time-Series based Network Planning in emergency Operation

The focus in this thesis is on modeling the transport grid in contingency analysis and short circuit analysis. First the U, ϑ – method for network reduction is introduced and validated. For the contingency analysis, the hypothesis of keeping constant complex voltages at the transport grid bus bars in case of an element failure in the 110 kV–grid is investigated. Hereafter, to enable the user to conduct exact short circuit analyses with the reduced network equivalent, several procedures are developed and validated. The U, ϑ – method for network reduction shows results of high quality in the contingency analysis. In short circuit analysis this method leads to noticeable differences compared to the conventional modeling approach.

Böttcher, Martin

Passive Charakterisierung von Kfz-Traktionsinvertern

Das Thema dieser Arbeit untersucht die leitungsgebundenen Störungen von Kfz-Traktionsinvertern. Als Messaufbau dient ein elektrischer Antriebsstrang, der sich aus Inverter, Bordnetznachbildung und Maschinennachbildung zusammensetzt. Die leitungsgebundenen Störungen, die in Form einer Störspannung an der Bordnetznachbildung gemessen werden, dienen zur Charakterisierung der elektromagnetischen Verträglichkeit des Inverters. Die Störspannung findet ihren Ursprung im taktenden Inverter, der Störströme, die sich entlang des gesamten Aufbaus ausbreiten, verursacht. Zur Verifizierung der Anzahl und Positionen der Störquellen im System wird ein messtechnisches Verfahren vorgestellt, welches den Übertragungsweg der sich im System ausbreitenden Störungen ermittelt. Mithilfe der Kenntnis über den Übertragungsweg können dessen Eigenschaften wie Zeitinvarianz und Linearität bestimmt und die getroffenen Annahmen über die Existenz und Art der Störquellen validiert werden.

Passive Characterization of Automotive Traction Inverters

In this study conducted emissions of an automotive traction inverter are investigated. The test setup consists of an inverter, a line impedance stabilization network and an artificial load. Conducted emissions which are obtained by the disturbance voltage measured at the LISN serve as characterization of electromagnetic compatibility of the inverter. The disturbance voltage is caused by fast switching semiconductors within the inverter which lead to disturbance current flow throughout the setup. In order to verify the number and positions of the disturbance sources in the system a methodology to obtain the coupling path of the disturbance currents is presented. By knowing the coupling path its behavior like time invariance and linearity can be determined and made assumptions concerning existence and type of the disturbance sources can be validated.

Cao, Chen

Untersuchung der X-Wachs-Entstehung in konventionellen und alternativen Isolierflüssigkeiten

Thermische und elektrische Belastungen führen über die Lebensdauer von Leistungstransformatoren zur Zersetzung des Isolieröls. Dieser Prozess kann lösliche und unlösliche Zerfallsprodukte erzeugen. Die unlöslichen Produkte, "X-Wachs" genannt, beeinträchtigen die Wärmeableitung, was zu Hotspots oder dem Ausfall der Isolation führen kann. In dieser Arbeit wird die X-Wachs-Entstehung in Mineralöl und in alternativen Isolierflüssigkeiten untersucht. Durch ein besseres Verständnis der Einflussfaktoren auf die X-Wachs-Bildung können diese begrenzt werden. Die zu untersuchenden Faktoren sind Feuchtigkeit, Temperatur und Beigabe von Kupfer. Die Analysen erfolgen mit elektrischen und chemischen Verfahren.

Investigation of X-wax creation in conventional and alternative insulating liquids

Thermal and electric stress leads to a decomposition of insulating oil through the lifetime of power transformers. This process can produce soluble and insoluble decay products. The insoluble products called "X-wax" impair heat-dissipating leading to hot spots or failure of the isolation. This master thesis investigates X-wax creation in alternative insulating liquids compared to conventional mineral oil. Understanding the influences, these factors can be noted and in best case attenuated. The factors investigated are moisture, temperature and copper. The analysis is conducted with electrical and chemical methods.

Contreras, Daniel

Modellierung und Regelung von Windkraftanlagen mit doppeltgespeister Asynchronmaschine zur Unterstützung der Netzstabilität

Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Untersuchung der Primärfrequenzregelung von Mikronetzen durch Windkraftanlagen (WKA) mit doppeltgespeister Asynchronmaschine (DFIG). Zuerst wird ein vereinfachtes Model einer DFIG-WKA für RMS- Simulationen in Simulink entwickelt. Dieses Model folgt den Spezifikationen des internationalen Standards IEC 61400-27 sowie deutschen Grid Codes. Ein

Modell 3. Ordnung einer Asynchronmaschine wird benutzt. Es wird ein Frequenzregler für die DFIG-WKA entworfen, durch den die WKA in einem suboptimalen Arbeitspunkt betrieben wird, um Wirkleistungsreserve zu ermöglichen. Das Modell wird in einem Mikronetz zusammen mit einem netzbildenden Wechselrichter getestet.

Modeling and Control of DFIG Wind Generators in Simulink for Microgrid Stability Support

This thesis focuses on the study of the role that Doubly-Fed Induction Generators (DFIG) wind turbine play in primary frequency regulation and inertia response of microgrids. At first a simplified model of a DFIG wind generator for RMS simulations is developed in Simulink. This model is based on the in-built model by DigSILENT PowerFactory, which follows some specifications of the IEC 61400-27 international standard on modelling of wind generators and German grid codes. A reduced order model of the induction generator is used in the DFIG model. The DFIG is operated in a suboptimal state, leaving an active power reserve for frequency control purposes. The developed control is tested in a microgrid, using Voltage Source Inverters as grid-forming units.

Hingerl, Helena

Erweiterungen der Droop-Regelung von Wechselrichtern im Mikronetz

Diese Arbeit ermittelt fünf Erweiterungen der konventionellen Droop-Regelung für Wechselrichter in Mikronetzen, modelliert diese in MATLAB/ Simulink und validiert sie anhand von Parameter- und Netzstudien. Herausgegriffen werden die Erweiterung der Droop-Regelung mit PQ-Transformation, Ew-Transformation, Virtueller Impedanz, Ableitungsterm sowie der Droop des Phasenwinkels. Erstmals in der Literatur werden diese Regelungen in standardisierten Netzen und neben ihrem dynamischen Verhalten auch auf das stationäre Verhalten hin überprüft und miteinander verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass bei jeder Regelung ein unterschiedlicher Kompromiss zwischen gewünschtem stationärem und dynamischem Verhalten erforderlich ist und eine große Abhängigkeit von den Regelparametern besteht.

Extension of Droop Control for Inverters in Microgrids

This work investigates the five most important extensions of the conventional Droop Control for inverters in microgrids, creates models of their control architectures in MATLAB/ Simulink and validates their dependence on control parameters and their behavior in different grid scenarios. The work focuses on the extension by PQ-transformation, Ew-transformation, virtual impedance, terms of derivation and on the Angle Droop Control. For the first time in literature those control designs are simulated in standardized grids to evaluate and compare their dynamic and stationary behavior. The simulations are done both in time domain and frequency domain to analyze the small signal stability. Results show that each control demands different compromises between dynamic and static behavior and prove their dependency on control parameters.

Jaschke, Mathias

Effizienz verschiedener Lastflussalgorithmen in Niederspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung

Auf Grund vieler verschiedener Einflüsse (z.B. dezentrale Erzeuger, wechselnde Lasten) müssen Niederspannungsnetze für eine große Anzahl an Lastflussfällen berechnet werden. Gängige Lastflussberechnungsprogramme verwenden hierzu häufig den Newton-Raphson Algorithmus. In der dieser Arbeit werden drei Lastflussalgorithmen (Stromiteration, polarer und kartesischer Newton-Raphson) unter verschiedenen Einflüssen auf ihre Berechnungsgeschwindigkeit hin untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die Stromiteration bis zu 60-mal schneller eine Lösung findet als die Newton-Raphson Algorithmen. Daher ist die Stromiteration bei der Berechnung von Niederspannungsnetzen den Newton-Raphson Algorithmen vorzuziehen.

Efficiency of Load Flow Algorithms in Low Voltage Grids with decentralized injection

Low voltage grids need to be assessed for many load cases due to a great variety of influencing factors (e.g. decentralized injections, changing loads). In established load flow software these load cases are commonly solved using the Newton-Raphson Algorithm. In this thesis the computational speeds of three algorithms (Current Iteration, polar Newton-Raphson and rectangular Newton-Raphson) and the impact of the influencing factors are analyzed. Results show that the Current Iteration Algorithm is up to 60 times faster than both Newton-Raphson Algorithms for all examined cases. Thus, the Current Iteration is the preferred method when solving low voltage grids.

Li, Yaqi

Entwicklung eines Modells für die Simulation von Teilentladungen

Der Isolationszustand einer elektrischen Anlage entscheidet, ob diese in einen sicheren Betrieb genommen werden kann. Die Messung von Teilentladungen gibt Aufschluss über den Zustand dieser Isolation. Die physikalische Funktionsweise von Teilentladungen ist dabei die Grundlage für eine Online TE-Überwachung und deren Risikobewertung. Um die Funktionsweise von TE besser verstehen zu können, wird in dieser Arbeit ein rechnergestütztes Modell entwickelt, das TE in Festisolierstoffen mit einem gasgefüllten Hohlraum simuliert. Basierend auf der Plasma-Theorie wird das typische Drei-Kapazitäten-Ersatzmodell ergänzt. Auf der Plattform MATLAB/Simulink wird ein Model implementiert, das den Entladevorgang simulieren und ein PRPD erzeugen kann.

Development of a model for simulation of partial discharge

The insulating state of electrical equipment determines its safe operation. Measurement of partial discharges shows the condition of the insulation system. The physical properties of partial discharge are the basis for online PD-monitoring and risk assessment. To better understand these properties, this work develops a computer-assisted model to simulate PD in gas-filled cavities in solid insulation materials. The basic three-capacitor-model is extended based on plasma-theory. On the platform of MATLAB/Simulink a model is implemented, which simulates the discharge process and produces a PRPD.

Luo, Wei

Entwicklung eines sich kontinuierlich entwickelnden Ansatzes zur Parametrisierung der thermischen Modelle von Leistungstransformatoren

Die Arbeit beschäftigt sich mit den verschiedenen Möglichkeiten zur Parametrisierung der thermischen Modelle von Leistungstransformatoren. Zu diesem Zweck wurde ein auf Fuzzy-Logik basierender Ansatz verwendet, der in der Lage ist, sich kontinuierlich den Betriebsbedingungen des Transformators anzupassen und neue Cluster von unbekannten Parametern zu erzeugen. Darüber hinaus wurde der neue Ansatz mit dem konventionellen Ansatz verglichen. Es wurde gezeigt, dass der neue Ansatz zur Verbesserung der Genauigkeit der thermischen Modelle führt.

Development of an Evolving Method for Parameterizing of Thermal Models of Power Transformers

This work deals with different possibilities for parameterizing of thermal models of power transformers. For this purpose, an evolving method has been used which is based on Fuzzy-logic and is able to generate new clusters of unknown parameters corresponding to the operating conditions of the transformer. Moreover, the new method has been compared with the conventional methods. It has been shown that, the new method leads to the improvement of the accuracy of thermal models.

Neumann, Ansgar

Synchronisation und Zusammenschaltung von Mikronetzen

In dieser Arbeit werden anhand der Modelle zweier realer Mittelspannungsnetze die Resynchronisation und die Zusammenschaltung von Mikronetzen mit dem Verbundnetz untersucht. Die Netzmodelle werden dazu durch eigens in DIgSILENT PowerFactory entwickelte DSL-Modelle von netzbildenden und netzstützenden Erzeugern erweitert. Diese basieren auf der Droop-Regelung und ermöglichen so einen Inselnetzbetrieb der MS-Netze. In RMS-Simulationen werden anschließend die maximalen bei der Zusammenschaltung auftretenden Belastungen der Erzeuger im Mikronetz ermittelt. Dabei werden in verschiedensten Szenarien die Auswirkungen von Abweichungen der Frequenzen, Spannungsamplituden und Spannungswinkeln der beiden Netze während der Zusammenschaltung untersucht. Als netzbildende Erzeuger werden Synchrongeneratoren, leistungselektronisch gekoppelte Erzeuger oder eine Mischung beider Erzeugerarten eingesetzt.

Synchronization and Switching of Microgrids

In this thesis the models of two existing medium voltage grids are used to investigate the synchronization and reconnection of Microgrids with the utility grid. The grid models are therefore extended with specially developed DSL-Models of droop controlled grid forming and grid supporting producers to enable stand-alone operation. For modelling and simulation the software DIgSILENT PowerFactory is used. Subsequently the maximum occurring loads of the producers in the microgrid through the reconnection are determined by executing RMS simulations. In different scenarios the influence of deviations of the frequencies, voltage amplitudes and voltage angles in the two grids during the reconnection are investigated. Synchronous generators, inverters or a combination of both are used as grid forming producers.

Pfüller, Tim

Modellierung der komplexen Spannung des Transportnetzes für probabilistische Lastflussrechnung im 110 kV-Netz

Im Rahmen dieser Arbeit ist eine Methode entwickelt worden, welche es ermöglicht, die komplexe Spannung zwischen dem Transport- und Verteilnetz zu modellieren, um probabilistischen Lastflussrechnungen durchzuführen. Dadurch ist es möglich, den Einfluss des überlagerten Transportnetzes auf das untersuchte Verteilnetz zu berücksichtigen. Es hat sich gezeigt, dass die simulierten, zeitreihenbasierten probabilistischen Lastflussrechnungen deutlich genauere Ergebnisse liefern, als ein Ansatz mit der Vorgabe eines konstanten Spannungswinkels und -betrags. Eine der untersuchten Methoden verwendet einen auf der Fuzzy-Logik beruhenden Gruppierungsalgorithmus. Durch die Modellierung der komplexen Spannungen konnte nachgewiesen werden, dass ein Teil der Leitungsauslastungen durch Transportflüsse aus der Transportebene verursacht wird.

Modelling of the complex voltage of the Transmission System for Probabilistic Load Flow Calculations in the 110 kV-Grid

In this work, a method has been developed which allows to model the complex voltage between the transmission and distribution system to perform probabilistic load flow calculation. This makes it possible to take into account the influence of the superimposed transmission grid at the researched distribution grid. It has been found that the simulated, time series based, probabilistic load flow calculations provide much more accurate results, than the approach with a constant voltage angle and magnitude. One of the studied methods is based on a fuzzy logic clustering algorithm. It has been proved that a lot of line load is caused by transport load flow from the transmission grid.

Pregitzer, Felix

UHF-getriggertes akustisches TE-Ortungssystem für Leistungstransformatoren

Es wird ein portables Messsystem entwickelt, das die Lokalisierung von Teilentladungen in Leistungstransformatoren anhand von akustischen Signalen ermöglicht. Die Hauptkomponente bildet die Hauptplatine, die für die Laderegulierung des Akkumulators und die Bereitstellung aller benötigten Spannungspegel sorgt. Die Trigger-Eingangskarte bereitet die hochfrequenten TE-Signale der UHF Antenne und des Ankoppelvierpols für das Erfassen mittels eines schmalbandigen Industrioszilloskops auf. Dieses dient als Triggeroszilloskop für den Beginn der akustischen Messung und wird in die Software zur Lokalisierung der Teilentladungen implementiert. Das Programm mit grafischer Benutzeroberfläche läuft auf einem platzsparenden, kostengünstigen Industrie-PC, und ein Touchdisplay ermöglicht das Bedienen des in einem Messkoffer untergebrachten Messsystems.

UHF-triggered acoustic PD Localization System for Power Transformers

This thesis develops a portable measuring system for acoustic localization of partial discharges in power transformers. The main component constitutes the main circuit board used for the charge control of the battery and providing all appropriate voltage levels. The trigger input card prepares the high frequency partial discharge signals

from the Drain Valve Sensor and from the IEC electrodes for the detection by a narrowband industry-oscilloscope. This serves as a trigger-oscilloscope for the beginning of the acoustic measurement and is implemented in the software for the partial discharge localization. The program with graphical user interface runs on a space saving and cost effective industrial PC. The touch display allows the operation of the measurement system placed in a measurement box.

Rahn, Andrea

Netzplanung mit dezentralen Flexibilitätsoptionen in einem vermaschten Hochspannungsnetz

In der Arbeit wurde das Potential des Einspeisemanagements zur Entlastung eines vermaschten Hochspannungsnetzes betrachtet. Hierfür wurde ein Programmcode in Python erstellt, der die gegebene Netzsituation überprüft. Ist eine Leitung überlastet, werden erneuerbare Erzeugungsanlagen gesucht, die abgeregelt werden können, um so die Leitungen zu entlasten. Im ersten Schritt soll das Potential einer Wirkleistungsregelung, einer Blindleistungsregelung und einer Kombination aus beidem überprüft werden. Danach sollen Grenzen für die abgeregelte Energie eingeführt werden, um eine Diskriminierungsfreiheit gewährleisten zu können. Hier wird überprüft, wie weit die einzelnen Leitungen unter Berücksichtigung dieser Grenze entlastet werden können.

Grid planning with Local Flexibility Options in a Meshed High Voltage Grid

This thesis shows the potential of different flexibility options to help reducing the load in a meshed high voltage grid. A program code scans the situation in the grid and shuts down renewable energy systems in order to reduce the load on particular lines. First flexibility options for active and reactive power and a combination of both are considered. Second this thesis shows how much the individual lines can be released when a limit has to be considered all the time.

Stelmaszek, Florian

HGÜ-Betriebskonzepte zum Engpassmanagement auf der Basis von Power Transfer Distribution Factors

In dieser Arbeit werden Betriebskonzepte zum Engpassmanagement für Hochspannungsgleichstromübertragungsstrecken (HGÜ-Strecken) anhand der Power Transfer Distribution Factors entwickelt. Die Simulationsgrundlage ist ein Regionenmodell des deutschen Übertragungsnetzes, das aus dem Netzentwicklungsplan 2013 abgeleitet wird. Darauf aufbauend wird ein Testnetz erstellt, das die Funktionsweisen der zentralen Konzepte veranschaulicht. Anschließend werden diese eingesetzt, um für das Regionenmodell und ein entsprechendes Zukunftsszenario des Jahres 2020 ein Engpassmanagement durchzuführen. Als nächstes werden dezentrale Konzepte für das Engpassmanagement mithilfe der HGÜ-Strecken entworfen und ebenfalls auf das Regionenmodell angewendet. Abschließend werden die Konzepte in Kombination mit einer Verlustoptimierung betrieben. Es wird ein Tool zur graphischen Darstellung der Auswirkungen vorgestellt.

Congestion Management for HVDC Transmission Lines using Power Transfer Distribution Factors

The purpose of this thesis is to develop a congestion management for high-voltage direct current (HVDC) transmission lines using power transfer distribution factors. Thereby a simplified model of the German transmission system based on the grid development plan of the system operators is used. On this basis a derived test grid is applied to demonstrate the performance of the centralized approaches. These approaches are employed for the congestion management of the simplified model regarding the year 2020. Afterwards decentralized approaches for the HVDC lines are developed and applied, too. Finally, the concepts are combined with a low-loss operation and an interface for the visualization of the impacts on the transmission grid is presented.

Tănase, Eduard Vasile

TE-Verhalten metallischer Störspitzen in SF6 unter Gleichspannung

Das TE-Verhalten in SF6 unter hohen Gleichspannungen ist zurzeit trotz zahlreicher Untersuchungen noch weitgehend unbekannt. Zudem liefern bei der DC-Anwendung die für die TE-Detektion üblichen Messverfahren keine zufriedenstellenden Ergebnisse. Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des TE-Verhaltens fester, metallischer Störspitzen in SF6 unter Gleichspannung im koaxialen Aufbau. Dafür wird zuerst ein aus unterschiedlichen Verfahren bestehendes Messsystem aufgestellt, welches eine zuverlässige TE-Erfassung ermöglicht. In einem zweiten Schritt wird das TE-Verhalten hinsichtlich der Abhängigkeit von SF6-Druck, anliegender Gleichspannung und Störstellengeometrie untersucht. Es stellt sich heraus, dass die Ergebnisse dieser Untersuchung den heutigen Erkenntnisstand nur zum Teil bestätigen. Für ein besseres Verständnis des TE-Verhaltens unter den genannten Bedingungen sind weitere Untersuchungen notwendig.

PD-characteristics of metallic protrusions in SF6 under DC voltage

Today, the PD-characteristics in SF6 under DC stress are - despite numerous studies - still largely unknown. Furthermore, the usual measurement methods for the PD-detection provide in the DC application no satisfactory results. The aim of this work is the investigation of the PD-characteristics of fix metallic protrusions in SF6 under DC voltage in a coaxial structure. Therefore a measurement system consisting of different measuring methods which allows a reliable PD-detection is first set up. In a second step, the PD-characteristics are examined regarding the dependency of SF6-pressure, applied DC voltage and protrusion shape. It turns out that the results of this study confirm the current knowledge only partially. For a better understanding of the PD-characteristics under these conditions, further studies are necessary.

Zwicknagel, Stefan

Entwicklung eines Prototyps zur zeitreihenbasierten Netzplanung in der Mittelspannung

Zur automatisierten Umsetzung von Zeitreihensimulationen, innerhalb der Netzplanung, wird ein Prototyp entwickelt, welcher über ein Python-Programm mit der Simulationssoftware PowerFactory kommuniziert. Somit wird die Anwendung und Bewertung einer zeitreihenbasierten und einer deterministischen Planungsmethode auf ein reales Mittelspannungsnetz ermöglicht. Als notwendige Vorarbeit werden verschiedene Messdaten im Prototyp aufbereitet und eine Methodik zur Verteilung und Zuweisung derselben im Prototyp entworfen. Die mit Hilfe des Prototyps erzielten Simulationsergebnisse bestätigen zum einen die Unschärfe des konventionellen Ansatzes und zeigen gleichzeitig weitere Potentiale einer Zeitreihenbetrachtung auf.

Prototyp Development for Time-Series based Medium Voltage Network Planning

To enable time-series based network planning, a prototype in Python is developed, which is communicating with the load flow simulation software PowerFactory. This allows the application and assessment of a time-series based and deterministic planning approaches of a real medium-voltage grid. As an essential preparatory work, measurement data has to be preprocessed by the prototype and methods to arrange the processed data have to be implemented. The simulation results derived by the prototype confirm the uncertainties of the conventional approach on the one hand and demonstrate further potentialities of the time-series based approach on the other hand.

Abgeschlossene Bachelor- sowie Forschungsarbeiten (*) vom 01.11.2015 bis 31.10.2016:

NAME	THEMA
Behrens, Lisandro	Entwicklung eines Prüfstands zum Sensitivitätsvergleich von elektrischer- und UHF TE-Messung. Development of a test bench for sensitive comparison between electrical and UHF PD measurements.
Benimmar, Karima (*)	Optimal Power Flow Implementierung für HGÜ-Verbindungen auf Basis einer Particle Swarm Optimierung. Optimal Power Flow Implementation for HVDC Links based on Particle Swarm Optimization.
Benz, Jan	Entwicklung eines Wechselrichters für autonome Energiesysteme. Construction of an inverter for autonomous energy systems.
Buchner, Matthias (*)	Implementierung und Vergleich der General-Power-Theory für nichtsinusförmige und unsymmetrische Ströme und Spannungen. Implementation and comparison of the General Power Theory for non-sinusoidal and unbalanced currents and voltages.
Bühler, Laura (*)	Implementierung einer Methode zur Platzierung von Messstationen im Mittelspannungsverteilnetz. Implementation of a method for measurement placement in medium voltage distribution grids.
Ding, Xiran	Untersuchungen über die Einflüsse von Partikeln auf die elektrische Leitfähigkeit. Influence of particle content of specimens on oil conductivity.
Eitler, Moritz (*)	Untersuchung des EMV-Verhaltens von Kfz-Invertern bei Ansteuerung mit variablen Gatewiderständen. Analysis of the EMC Behavior of Automotive Inverters with Variable Gate Resistor Drive.
Finkbeiner, Jonathan (*)	Potenziale und Eigenverbrauch von Gebäuden im Kontext der zukünftigen elektrischen Energieversorgungsstruktur in Deutschland. Potential of buildings and self consumption concerning the future structure of electrical energy supply in Germany.
Fischer, Markus	Frequenzabhängiges Übertragungsverhalten von Stromwandlern und Sensoren. Frequency-dependent transmission behavior of current transformers and sensors.
Franke, Katja (*)	Betriebsoptimierung von Wind- und Solarparks. Operational optimization of wind and solar farms.
Frohnmaier, Jens Maximilian	Untersuchungen über die Einflüsse der Säurezahl auf die elektrische Leitfähigkeit von Öl und Pressboard. Influence of acid content on electrical conductivity of oil and pressboard.

NAME	THEMA
Früh, Heiner (*)	Überarbeitung und Weiterentwicklung eines Prototyps zur zeitreihenbasierten Netzplanung im Hochspannungsnetz. Further Development of a Prototype for Time-Series based Grid Planning in High Voltage Grid.
Grasenack, Martin	Analyse realer Messdaten zur Kategorisierung von Lasten. Analysis of real measurement data for categorizing of loads.
Haas, Sebastian (*)	Untersuchung der Messverfahren zur Messung elektrischer Gleichfelder in Isolierflüssigkeiten. Investigation on pulsed electro-acoustic method regarding to electric DC-field measurement in oil-paper insulation system.
Haller, Fenja	Aufbau für Großzahl-Durchschlagversuche an freibeweglichen Partikeln in GIS. GIS setup for large-scale breakdown experiments with movable particles.
Hamedi-Yekta, Theo	Analyse und Verarbeitung von hochaufgelösten Spannungsqualitätsdaten. Analysis and Processing of High Resolution Power Quality Data.
Hölz, Jan	Untersuchungen über die Einflüsse der Materialdichte auf die elektrische Leitfähigkeit des imprägnierten Pressboards. Studies on the influence of material density on electrical conductivity of the impregnated pressboard.
Huth, Philipp	Untersuchung von nanokristallinen Ringbandkernen zur Dämpfung von VFT in Schaltanlagen. Investigation of nanocrystalline ring band cores for damping VFT in switchgear.
John, Lukas	Energiemanagement mit Batteriespeichern unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Energy management with battery storages in consideration of grid restrictions.
Juraske, Marcel	Wechselspannungsmessungen an alternativen Transformatorisolerflüssigkeiten. AC measurements at alternative transformer insulating liquids.
Klinkhammer, Arvid	Entwicklung und Aufbau eines Ladereglers mit Netzwerk-anbindung. Development and installation of a charge controller featuring network connectivity.
Köhler, Nico	Entwicklung und Aufbau einer hochstromfähigen Motor-nachbildung für den CISPR25-Komponententest. Development and Installation of a High Current 3~Loadbox Used in a CISPR25 Component Test Setup.
Kohlmann, Fabian (*)	Modellentwicklung zur Simulation von Wärmepumpen-anlagen in Niederspannungs-Verteilnetzen. Model development for simulating effects of heat pumps on distribution grids.

NAME	THEMA
Kotzel, Lena	(n-1)-Sicherheit mittels Einspeisemanagement im Hochspannungsnetz. (n-1)-Secure Active Power Management in High Voltage Grids.
Kun, Zhang (*)	Untersuchung der Interfaces für eine Hardware-in-the-Loop Simulationsumgebung. Investigation of interfaces for a Hardware in-the-Loop simulation environment.
Lang, Maximilian (*)	Optimierung der bestehenden Regelmodi im Hinblick auf einen optimalen Dauerbetrieb eines Batteriespeichers. Optimization of the existing control modes with the regard of an optimal continuous operation.
Lauer Christopher (*)	Aufbau einer modularen Steuerung für Stoßspannungsgeneratoren. Setup of a modular surge generator control unit.
Laribi, Raoul (*)	Untersuchung des Einflusses von Vorhersagefehlern auf die Berechnung des Netzzustandes. Investigation of the influence of prediction errors in the calculation of the net state.
Leins, Axel (*)	Entwicklung einer Steuerung- und Regelung mehrerer zusammengeschlossener Micro Smart Grids zur technischen und wirtschaftlichen Betriebsoptimierung. Control of Several Connected Microgrids for Technical and Economic Optimization.
Lindel, Lukas (*)	Festlegung einer Q(U)-Kennlinie für das 110-kV-Netz. Definition of a Characteristic Curve of Q(U) in 110-kV-Grid.
Ma, Yan (*)	Blitzstoßmessungen an alternativen Transformatorisoliertflüssigkeiten. Lightning impulse measurements at alternative transformer insulation liquids.
Mayer, David (*)	Die Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung des Day-Ahead Marktes in der CWE-Region. Introduction of flow-based market coupling in the CWE-Region in day-ahead market.
Maier, Markus (*)	Integration von Zuverlässigkeitsberechnungen in die Zielnetzplanung. Integration of Reliability Calculations into Network Planning.
Maschler, Benjamin (*)	Generierung kohärenter, synthetischer thermischer und elektrischer Lastprofile für Wohn- und Nichtwohngebäude in Deutschland. Generation of coherent, synthetic thermal and electrical load profiles for residential and non-residential buildings in Germany.
Mashayekhi, Elaheh (*)	Optimierung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in der Netzplanung. Optimization of Flexibility Options in Grid Expansion Planning.

NAME	THEMA
Nakhla, Tarek (*)	Untersuchung der Stabilität von Mikronetzen mittels Zustandsraumdarstellung. Investigation of the Stability of Microgrids using State Space Modelling.
Ni, Huasong (*)	Simulation der Schaltflanken eines SiC Pulswechselrichters mittels transienter Simulation. Switching Edge Simulation of a SiC Inverter by Transient Simulation.
Passow, Daniel (*)	Optimierung der induktiven Kopplung von Signalen in Energiekabel. Optimization of inductive coupling of Data Signal on energy cables.
Rudolf, Daniel	Untersuchung des Alterungs- und Temperaturverhaltens alternativer Transformatorisolierrflüssigkeiten. Investigation of ageing and temperature behavior of alternative transformer insulation liquids.
Salzer, Martin (*)	Weiterentwicklung der Regionalisierung der EEG-Ausbau-prognose zur Netzplanung in Baden-Württemberg. Regionalization of Renewable Energy Expansion for Grid Planning in Baden-Wuerttemberg.
Schleeh, Timo (*)	Inbetriebnahme einer elektrischen Schaltung zur Messung kleiner Ströme bei der Leitfähigkeitsmessung der Isolier-systeme. Test and validation of a set-up for low current me.
Schmid, Prisca	Untersuchung des Lademanagements zur Erhöhung des Kundennutzen und der Netzdienlichkeit. Investigation of a load management to increase customer's benefit and providing grid ancillary services.
Schulte, Benedikt (*)	Entwicklung eines Tools zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens in Energienetzen. Development of a tool for investigation of dynamic states in power grids.
Singer, Bernd	Inbetriebnahme eines Rotationsvoltmeters zur Messung der elektrostatischen Felder in Isolierflüssigkeiten. Development and testing of a field mill to measure electro-static fields in insulating liquids.
Sommer, Benedikt	Ausfallanalyse mittels Line Outage Distribution Factors. Contingency Analysis with Line Outage Distribution Factors.
Steub, Verena (*)	Netzanbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen: Grund-lagenbetrachtung für das Zusammenspiel von Leistungs-elektronik und Laststufenschalter am Beispiel von PV-Parks. Grid Integration of distributed Generators: Investigation of the combination of Power Electronics and On-Load Tap Changer for PV-Parks.
Straub, Timo (*)	Analyse und Bewertung der Preisbildungsmechanismen des Großhandelspreises für Strom. Analysis and evaluation of influences on the wholesale electricity price.

NAME	THEMA
Streubel, Tim (*)	Implementierung eines Messdatenservers. Implementation of a measurement data server.
Thoma, Jan-Philipp	Simulation leitungsgebundener Störungen im CISPR25-Komponententest mit FIT-Methode. Simulation of Conducted Emissions in a CISPR25 Component Test Setup Using FIT-Method.
Tröger, Patrick (*)	Engpassvermeidung zwischen Regelzonen und Beeinflussung von Ringflüssen mittels Hochspannungsgleichstromübertragung. Congestion Management of Interconnecting Lines and Influence on Loop Flows with High Voltage Direct Current Transmission.
Urban, Martin	Untersuchungen über die Einflüsse des Feuchtegehalts auf die Ölleitfähigkeit. Investigation on influence of moisture content of specimens on oil conductivity.
Walz, Kathrin	Stichprobenverfahren zur Verwendung in zeitreihenbasierten probabilistischen Lastflussrechnungen. Sampling Methods for Time-Series based Probabilistic Load Flow.
Weng, Yintao (*)	Messsystem für Koronaeinsatzmessungen an Störspitzen in GIS. Measurement system for corona inception measurements in GIS.
Wild, Julian (*)	Entwicklung eines elektrischen TE-Messsystems. Development of an electrical PD measuring system.
Zhang, Kun (*)	Untersuchung der Interfaces für eine Hardware-in-the-Loop Simulationsumgebung. Investigation of interfaces for a Hardware in the Loop simulation environment.
Zhang, Songhai (*)	Modellierung und Simulation der Leitfähigkeitsverhältnisse in Öl-Papier Isolation. Modeling and simulation of electrical conductivity of oil-paper insulation.
Zhou, Shanshan (*)	Entwicklung und Aufbau einer Pulver-Füllstands-Überwachung für ein elektrostatisches Fluidisierbett. Development and composition of a filling level control system for electrostatic fluidized beds.
Zwacknagel, Stefan (*)	Übertragung von Inverter-Modellen von Simulink zu PowerFactory und simulativer Vergleich. Transfer of Inverter Models from Simulink to PowerFactory and Comparison.
Zoll, Jens (*)	Entwicklung und Validierung eines Zustandsschätzalgorithmus auf Basis von Strommesswerten in Python. Development and validation of a state estimator based on current measurements in python.

4. PROMOTIONEN

- **Bewertung von Mustererkennungsverfahren für die elektrische Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren**

Dipl.-Ing. Anne Strotmann

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen

Mitberichter: Prof. em. Dr. techn. Dr. h.c. Hans Michael Muhr

TU Graz

Tag der mündlichen Prüfung: 15.02.2016

Die Zuverlässigkeit elektrischer Energienetze hängt von der Qualität und der Verfügbarkeit elektrischer Betriebsmittel ab, wie z. B. Transformatoren. Lokale Fehler innerhalb der Isolierung können zu elektrischen Durchschlägen führen, die hohe Ausfallkosten und Sanktionen nach sich ziehen können. Um diese zerstörenden Ereignisse zu verhindern, werden Transformatoren vor der Inbetriebnahme und zur Wartung auf Teilentladungsaktivitäten getestet. Hierfür steht die Methode der elektrischen Messung nach der Norm DIN EN 60270 zur Verfügung. Bei der Diagnose stellt sich immer die Frage nach der Art der Teilentladung, und ob diese für den Transformator schädigend sein kann. Außerdem ist die Auswirkung der Fehlerart auf die Lebensdauer des Transformators von Wichtigkeit. Ein Problem der Teilentladungsdiagnostik bei Leistungstransformatoren sind mehrere Teilentladungsereignisse verschiedener Quellen und äußere Störer bei Vor-Ort Messungen durch z.B. Koronaentladungen der Sammelschienen. Eine Rauschfilterung Vor-Ort ist daher unerlässlich, um Teilentladungen im Inneren eines Transformators überhaupt erfassen zu können. In dieser Arbeit werden Mustererkennungsverfahren angewendet, um künstliche Fehlstellen zu differenzieren und anhand klassischer Kenngrößen die Teilentladungsquellen zu charakterisieren. Die Arbeit soll auch die Grenzen der unterschiedlichen Methoden aufzeigen. Was für Betriebsmittel wie Kabel oder Schaltanlage zielführend verwendet wurde, ist bei einem Leistungstransformator eventuell nicht einzusetzen.

Die bekannteste Methode zur Bestimmung der Art von Teilentladungen ist das PRPD-Muster. Die Untersuchungen an den künstlichen Quellen im Labor brachten eindeutige Ergebnisse hervor, die mit bekannten PRPD Mustern übereinstimmen. Ein weiterer Einfluss für die Interpretation der PRPD Muster bei Vor-Ort Messungen an Leistungstransformatoren sind Überlagerungen mehrerer Teilentladungen. Um die Quellen zu separieren, kann die sogenannte Sterndiagramm-Methode verwendet werden. Hierfür muss eine mehrkanalige, synchrone Messung durchgeführt werden. Die sich dadurch bildenden Cluster können einzeln wieder in PRPD Muster rücktransformiert werden, was die Interpretation der Fehlstellen erst ermöglicht. In dieser

Arbeit wurden vier unterschiedliche Darstellungen des Sterndiagramms genauer untersucht.

Ein weiteres Mustererkennungsverfahren ist die Puls-Sequenz Analyse. Die PSA-Muster werden in Form von Streudiagrammen visualisiert. Dazu werden als Parameter die Spannungsdifferenzen von drei aufeinander folgenden Teilentladungsimpulsen ausgewählt.

Für die Bewertung der Messmethode wurden zuerst die PSA-Muster künstlicher TE-Quellen verglichen. Die Messungen im Labor zeigen, dass das PSA-Muster für die Analyse der TE-Quelle verwendet werden kann. Jedoch gibt es auch für die Puls-Sequenz Analyse mehrere Einflussfaktoren, die sich auf das Muster auswirken. Hierzu zählen unter anderem externe Störer, die angelegte Prüfspannungsamplitude und die Überlagerung mehrere Teilentladungsquellen. Eine Transformator-Messung wurde durchgeführt, um die Puls-Sequenz Analyse auch für Vor-Ort Messungen zu betrachten. Bei dieser Messung wurden zwei innere Teilentladungsquellen detektiert. In diesem Fall wurde das Sterndiagramm verwendet, um die PSA-Muster jeweils einer TE-Quelle zu betrachten. Die Ergebnisse der PSA-Muster lassen auf zwei unterschiedliche Arten von TE-Quellen schließen. Jedoch wurden bei der Reparatur des Transformators Verfärbungen an zwei Unterspannungswicklungen festgestellt, d. h. beide Fehlstellen sind Oberflächenentladungen. Nur ein PSA-Muster stimmte mit dem Muster der Oberflächenentladung aus dem Labor überein. Diese Vor-Ort Messung zeigt, dass die Puls-Sequenz Analyse nur eingeschränkt zur Analyse der TE-Quelle geeignet ist.

Als eine weitere Methode zur Separierung unterschiedlicher Teilentladungsquellen wurde die Impulsformanalyse untersucht. Hierfür wurden unterschiedliche Auswerteverfahren verglichen. Zum einen wurden die Impulse der künstlichen TE-Quellen im Frequenzbereich mittels Fourier Transformation und zum anderen im Zeitbereich mittels Curve Fitting analysiert.

Die Spektren der Impulse wurden mittels FFT berechnet. Die Impulse konnten aufgrund ihres Frequenzspektrums jeweils einer Quelle zugeordnet werden. Auch wiesen mehrere Impulse einer Teilentladungsquelle das gleiche Spektrum auf. Die Impulse der künstlichen Quellen im Labor konnten somit anhand ihres Spektrums unterschieden werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Impulsformanalyse ist die Curve Fitting Methode. Für diese Betrachtung wurden dieselben Impulsformen wie bei der Spektrumsanalyse verwendet. Nach dem Fitting wurden drei Parameter der Fitting-Funktion verwendet, um ein dreidimensionales Diagramm zur Darstellung der Ergebnisse zu erstellen. Für jede Teilentladungsquelle bildete sich ein Cluster im Diagramm. Somit können TE-Quellen mithilfe ihrer Impulsform differenziert werden.

Zusammenfassend ist das PRPD Muster die bekannteste Darstellung und stellte sich hier als bestes Verfahren heraus, um die Art der Teilentladung zu bestimmen. Bei TE-Messungen an gealterten Leistungstransformatoren überlagern sich oft mehrere

Teilentladungsquellen, wodurch die Interpretation erschwert wird. Hierfür wird das Sterndiagramm verwendet, um die Teilentladungsquellen zu separieren. Die Puls-Sequenz Analyse zeigt bei Papier/Öl Isolierungen jedoch Schwächen, da viele Faktoren das Ergebnis der PSA beeinflussen. Bei der Impulsformanalyse wurden verschiedene Möglichkeiten zur Auswertung betrachtet, zum einen die FFT und ein Kurven-Fitting einzelner Impulse. Mit Hilfe des Fittings konnten mehrere Teilentladungsquellen separiert werden.

- **Evaluation of Pattern Recognition Methods for Electrical Partial Discharge Measurements on Power Transformers**

Dipl.-Ing. Anne Strotmann

The reliability of electrical energy networks depends on the quality and availability of electrical equipment like power transformers. Local failures inside their insulation may lead to catastrophic breakdowns and can cause high outage and penalty costs. To prevent these destroying events power transformers are e.g. tested on partial discharge (PD) activity before commissioning and currently also during service. For this purpose the method of electrical measurement according to DIN EN 60270 is available. The question of the type of partial discharge is important for the diagnosis. Furthermore, the effect of the fault type on the service life of the transformer is of interest. A problem of partial discharge diagnosis in power transformers are multiple partial discharge events from different sources and external interferences for on-site measurements. Noise filtering on-site is essential to measure internal partial discharges. In this work pattern recognition methods are used to differentiate between multiple sources and to identify partial discharge sources. Also the limitations of the different pattern recognition methods are shown.

Some of the pattern recognition techniques have already been tested with cables and led to good results. As the power transformer is a complicated apparatus in its entirety, the techniques were first tested in a small laboratory setup. The pattern recognition methods that could be used in the laboratory were tested and evaluated during on-site measurements on power transformers. The electrical PD-measurement setup might show certain disadvantages for onsite measurements because of the noise level in field. Therefore, evaluation of multi-terminal PD measurements establishes a straight forward approach to remove external disturbances and, furthermore, to clearly distinguish between multiple PD sources.

With the electrical PD measurement a specific phase-related representation of the electrical measurements (fingerprints) can assist to identify the fault type and a more

precise localisation of the fault. There is already a small catalog of known phase resolved partial discharge (PRPD) patterns that clearly identify the PD source.

The on-site measurements on power transformers succeeded partially. The PRPD patterns were ambiguous, because multiple partial discharge sources existed. For this purpose, the star diagram can be used. Different possibilities of the star diagram are shown in this work.

Another pattern recognition method is the Pulse Sequence Analysis (PSA). The PSA pattern is created with three consecutive PD impulses assigned to their external test voltage and their phase angle within one period.

The PD value of the apparent charge in pico Coulomb (pC) is not considered in the PSA. In this contribution different types of PD are investigated regarding their PSA pattern.

The PSA model depends on the applied test voltage, as the field strength is crucial for the pulses. In addition the PSA patterns are influenced by noise, external discharges and more internal partial discharges. In this case the patterns change significantly. In order to separate the internal and external partial discharges the star diagram can be used. Then only the pulses of a cluster in the star diagram can be used for the PSA, and the pattern of the corresponding source may be formed.

An example of a measurement on a transformer is also shown. Here the star diagram is used to display the PSA pattern of the sources. During the repair of the transformer discolorations were found at two low-voltage windings, which suggests surface discharges. However, only one PSA pattern was consistent with the result of the surface discharge from the laboratory. The method of the pulse sequence analysis can be used as a complementary pattern, but is not to be seen in contrast to the phase resolved pattern as a stand-alone pattern recognition method for power transformers.

The pulse shape analysis evaluates the pulse response of the PD source location and the entire test setup. For this purpose different evaluation methods were used. First, the pulse response was considered in the frequency domain and the FFT was used for this analysis. It was noted that all the pulse responses of an internal partial discharge source have almost the same frequency range. They differ only in the energy density.

The second way is the analysis of the pulse response in time domain. A function is carried out and a curve fitting will be performed. Three parameters of the fitted curve are used to describe the differences of the pulse responses in a three-dimensional diagram. For each partial discharge source a cluster in the diagram can be seen. The sources can be distinguished by the curve fitting method. The advantage is that interferer may be removed from the PRPD pattern.

In summary, all investigated pattern recognition methods showed that the PRPD pattern is the only method describing the fault type exactly. If the fault type is known an accurate evaluation can be done whether the partial discharge source is critical for the device. For filtering external interferences and locating the partial discharge

source, the star diagram can be used. Also the pulse shape analysis by means of the curve fitting may be used to separate multiple partial discharge sources. Measurements on power transformers can be performed as long as the external disturbances have no enormous influence on the results. The PSA can be performed to accompany PRPD measurements and can support the identification of the partial discharge source.

- **Abschätzung gestrahlter Emissionen im Kfz-Komponententest bei entwicklungsbegleitenden Prüfungen**

Dipl.-Ing. Daniel Schneider

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen

Mitberichter:

Prof. Dr. rer. nat. F. Gronwald

TU Hamburg-Harburg

Tag der mündlichen Prüfung:

26.02.2016

Moderne Kraftfahrzeuge unterliegen in unterschiedlichen Bereichen einer stetig fortschreitenden Elektrifizierung. Neben Motorsteuerungen, Komforteinrichtungen und sicherheitsrelevanten Systemen wird momentan der elektrische Antrieb im modernen Fahrzeug implementiert. Ein störungsfreier Betrieb aller elektrischen Einrichtungen muss dabei sichergestellt werden, so dass der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) steigende Bedeutung zukommt. Die EMV stellt ein wichtiges Qualitätsmerkmal elektronischer Komponenten dar und folgt gesetzlichen Regelungen sowie Herstellervorgaben.

Der Nachweis der EMV von elektronischen Fahrzeugkomponenten ist eine Voraussetzung für deren Einsatz in einem Automobil. Ihre Ermittlung erfolgt durch Störfestigkeits- und Störaussendungsprüfungen. Dabei werden die Bereiche der leitungsgeführten und der gestrahlten Emissionen unterschieden. Die Durchführung solcher Tests kann abhängig von ihren Anforderungen an die Messgeräte und Messumgebung komplex und zeitaufwändig sein. Hinzu kommt ein entsprechender Kostenfaktor. Um kosteneffiziente EMV-Gegenmaßnahmen einleiten zu können, müssen während des Entwicklungsprozesses aufkommende Probleme frühzeitig erkannt werden. Aus diesem Grund erfolgen EMV-Prüfungen heutzutage parallel zur Entwicklung einer Komponente, um ihre EMV sicherzustellen. Die hierfür notwendige Koordination und der Zeit- und Kostenaufwand stellen einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag an den Gesamtkosten dar. Ziel ist es, mit einem Prüfling auf Anhieb den ersten Messdurchlauf zu bestehen, wodurch Rekursionen entfallen. Zur Einsparung von Zeit und zur Reduktion der entwicklungsbegleitenden Ausgaben für EMV-Messungen sind neue Methoden gefragt, die hinsichtlich erforderlicher Messgeräte und Laborein-

richtungen kostengünstiger und flexibler einsetzbar sind, sogenannte Pre-Compliance-Methoden.

Diese Arbeit beleuchtet den Bereich für gestrahlte Störemissionen nach der Norm CISPR 25. Diese Prüfungen finden in geschirmten Absorberhallen statt. Messplätze dieser Art sind teuer und nur beschränkt verfügbar, woraus sich kostspielige Messzeiten ergeben. Zur Abschätzung der zu erwartenden Abstrahlung eines Prüflings im Komponententest kommen Verfahren zum Einsatz, die auf Störstrommessungen basieren. Die Aufbauten bestehen aus dem Prüfling, ihrem zugehörigen Kabelbaum, der Spannungsversorgung und den Lastsimulatoren. Störstrommessungen erfolgen über Stromzangen, die den auf dem Gesamtkabelbaum fließenden Gleichtaktstörstrom erfassen. Dieser wird als die dominierende Größe für die abgestrahlte Funkstörfeldstärke in dem betrachteten Frequenzbereich angenommen. Ziel ist es, unabhängig von Absorberhallen, das zu erwartende elektrische Feld zu berechnen. Um dem Anspruch an die Flexibilität einer solchen Pre-Compliance-Methode gerecht zu werden, dienen als alternative Messplätze metallische Labortische, auf welchen der Prüfaufbau gemäß CISPR 25 angeordnet ist. So kann der Entwickler unabhängig von speziellen Einrichtungen vorab prüfen, ob eine teure Normprüfung überhaupt bestanden werden kann und inwiefern getroffene Maßnahmen zur Sicherstellung der EMV greifen.

Zur Bestimmung des elektrischen Feldes bedarf es der Ermittlung des Störstromes entlang des sich im Messaufbau befindlichen Kabelbaumes. Um die Stromverteilung komplett zu beschreiben, sind Betrag und Phase zu ermitteln. Dies erfolgt über messtechnische Verfahren, welche eingeführt und untersucht werden. Da Störströme die Grundlage der späteren Berechnungsmethoden bilden, wird untersucht, ob eine relevante Beeinflussung der Ströme durch die eingesetzten Ermittlungsverfahren vorhanden ist. Eine Analyse zur Reproduzierbarkeit dieser Ströme bei Messungen innerhalb und außerhalb einer Absorberhalle bestätigt diese Voraussetzungen.

In der Arbeit werden zwei Berechnungsmethoden betrachtet: Ein analytisches Modell, welches den Messaufbau auf Grundlage von Hertzschen Dipolen abbildet, und ein messtechnisches Verfahren mit Transferfunktionen. Über Transferfunktionen lassen sich Störstrom und elektrisches Feld in Relation setzen. Diese Transferfunktionen sind vorab in einer Absorberhalle zu ermitteln, wobei der betrachtete Frequenzbereich dieser Arbeit zwischen 0,15 und 200 MHz liegt.

Das analytische Modell reduziert den Kabelbaum eines Prüflings auf ein Hertzsches-Dipol-Array, bei dem der Kabelbaum in einzelne Segmente unterteilt wird. Die Überlagerung der berechneten Felder der einzelnen Segmente bildet das Gesamtfeld. Der Prüfling und die angeschlossene Versorgungsseite werden über rudimentäre vertikale Dipole berücksichtigt. Durch Einsatz der Image-Theorie sind Effekte des Messtisches und des Bodens der Absorberhalle Bestandteil der Modellierung. Anhand von Simulationen und Messungen entsteht eine Begutachtung des Modells, die Rückschlüsse auf die Anwendbar- und Genauigkeit der Abschätzung ermöglichen.

Die analytische Modellierung besitzt Schwachstellen, wie zum Beispiel die Vernachlässigung der Antennenstruktur und ihrer Nahfeldkopplung mit dem Prüfaufbau. Zur Berücksichtigung solcher Faktoren wird auf Transferfunktionen zurückgegriffen. Es ergeben sich drei Varianten messtechnischer Transferfunktionsansätze, die hier vorgestellt und untersucht werden. Die erste spiegelt den gesamten Kabelbaum inklusive Last über eine einzelne Transferfunktion wieder. Die zweite Variante führt, ähnlich dem Dipol-Array-Modell, eine Segmentierung des Kabelbaumes durch, wobei für jedes einzelne Kabelbaumsegment eine messtechnische Transferfunktion zu erstellen ist. Eine Untersuchung von Einflussfaktoren und von Anwendungsbeispielen findet statt. Die dritte Variante, die der kombinierten Transferfunktionen, berücksichtigt den Bereich des elektrischen Antriebs, in dem verteilte Systeme vorherrschen. Anhand eines Pulswechselrichter-Prüfaufbaus mit elektrischer Maschinennachbildung zeigt sich eine sehr gute Anwendbarkeit. Hieraus entsteht eine eingehende Untersuchung kombinierter Transferfunktionen. Die Vorhersageergebnisse im Vergleich zur Referenzmessung haben Abweichungen von weniger als 5 dB. Eine Entstörung unter Verwendung vorhandener Transferfunktionen stellt sich als durchführbar heraus.

- **Estimation of Radiated Emissions of Automotive Components for Pre-Compliance Tests**

Dipl.-Ing. Daniel Schneider

The electrification of modern cars is steadily increasing. This occurs in different areas. Besides electric engine management, comfort systems and multiple safety systems, the electric drive system is entering the automotive area. A major task is to ensure undisturbed operation of all electronic devices. Therefore, the electromagnetic compatibility (EMC) becomes more important. The EMC itself is a major quality feature of electronic devices and components due to safety and customer satisfaction reasons. The EMC is regulated by law and manufacturer demands.

The verification of conformity of electronic car components, within the underlying EMC standards, is a basic requirement for its deployment in an automobile. EMC verification is performed by emission and susceptibility tests. Both types of tests are subdivided into the areas of conducted and radiated emissions. Performing such tests can be complex, expensive and time-consuming depending on the requirements like measurement environment and equipment. During the development process, upcoming issues should be detected and addressed as soon as possible. Nowadays, for these reasons, in parallel to the development process of a component there is an EMC development ensuring the component's compatibility. The coordination, the time needed and resulting costs for such services are a considerable contri-

bution to the total costs. As usual, a component does not pass a test the first time. Multiple runs have to be performed. New methods are desired, which help to save time and reduce development-accompanying costs for EMC measurements. Those methods have to be cost-effective and flexible concerning needed test environment and equipment. They are known as pre-compliance methods.

This work is oriented solely towards the area of radiated emissions according to the standard CISPR 25. Under the terms of CISPR 25, those tests take place in absorber lined shielded enclosures (ALSE). This kind of measurement facility is expensive and its availability is limited. Hence, demanded measurement time is costly. As a base of estimation methods to predict the electric field strength occurring during a component test, approaches using disturbance current measurements are used. The setups consist of the device under test, its cable harness, a power supply and a load simulator. Disturbance current measurements are carried out by the use of current probes around the whole harness recording the common mode current which is supposed to be field-dominating in the considered frequency range. The objective is to become independent from an ALSE, and to have a possibility to calculate the expected field strength. As such pre-compliance methods should be flexible, the alternative measurement bench can be any table with metallic surface and with a setup according to the standard. This allows the developer to check a component independently from special testing facilities. With those results he is able to estimate whether an expensive validation measurement can be successfully accomplished or whether applied EMC counter measures take effect.

The disturbance current distribution along cable harnesses of a setup has to be known in order to calculate the electric field strength. To describe entirely the current distribution, the amplitude and phase are determined by measurement and calculation procedures. As the calculation of the field is based on those currents, an analysis of the influence of the applied current probe on the currents is conducted. Further the reproducibility of those currents inside and outside of an ALSE environment are investigated. Under right circumstances the measured currents are a correct and proper basis for calculations.

In this work, two calculation methods are investigated: An analytic model, which represents the setup using Hertzian dipoles and a measurement approach applying transfer functions. The transfer functions used relate disturbance currents to the electric field strength. They have to be generated in advance in an ALSE. The considered frequency range is from 0,15 to 200 MHz.

The analytic model reduces a component's cable harness to a Hertzian dipole array, which divides the harness into multiple segments. The superposition of the calculated fields of the single segments leads to the entire field strength. The device under test and the equipment on the supply side are modeled by simple vertical dipoles. By application of the image theory, effects of the measurement table and the floor of the ALSE are integrated into the model. Simulation and measurement results allow to

analyze the applied model and influencing factors. From these results, conclusions on the applicability and accuracy can be drawn.

As the investigated analytic model contains weak points like the neglected antenna structure and its near field coupling with the setup, a different approach is examined. In order to include such effects, measurable transfer functions are used. Three types of transfer functions are introduced and investigated. One considers the whole harness and its attached load in a single transfer function. The second divides the harness into cable bundle segments, like the dipole array model, and generates a single transfer function for each segment. An analysis of influencing factors and use cases is performed. The third type, the combined transfer functions, brings the method into the area of electric drive systems, which are distributed systems. A setup consisting of a high voltage line impedance stabilization network, a high voltage power inverter and an electric machine emulation, shows very good applicability of the method. Therefore, a detailed investigation on the combined transfer function method is performed. The attained prediction results are in good agreement to reference measurements with deviations mainly below 5 dB. Thus, interference suppression on the basis of this method is feasible.

■ **Dreiphasige Zustandsschätzung für Niederspannungsnetze**

M. Sc. Ahmad Abdel-Majeed

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen

Mitberichter:

Prof. Dr.-Ing. A. Moser

RWTH Aachen

Tag der mündlichen Prüfung:

08.12.2016

Der zunehmende Ausbau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in Deutschland, insbesondere der Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen, stellt die Verteilnetzbetreiber vor immer größere Herausforderungen hinsichtlich des Betriebs des Stromnetzes und der Belastung von Betriebsmitteln. Vor allem die Einhaltung von Spannungsgrenzwerten wird in ländlichen Regionen zunehmend schwierig. Innovative Betriebsmittel und Betriebskonzepte haben das Potential, den Ausbaubedarf der Niederspannungsnetze in Grenzen zu halten.

Helfen kann dabei ein Echtzeitbeobachtungssystem, das durch stetige Überwachung und Steuerung die Effizienz und die Betriebszuverlässigkeit der Stromnetze verbessert. Denn der optimale Betrieb von Stromnetzen erfordert ein Analyse-Tool, welches

den aktuellen Zustand des Netzes bestimmt und die Auswirkungen zukünftiger Laständerungen vorhersagen kann.

Grundsätzlich können für eine solche Netzanalyse Lastflussberechnungen verwendet werden. Allerdings sind diese bei Echtzeituntersuchungen nicht geeignet, da sehr präzise Last- und Erzeugungsdaten für jeden Netzknoten benötigt werden. Die dafür notwendige Messinfrastruktur stellt keine wirtschaftlich sinnvolle Lösung dar.

Eine verlässliche, präzise und kostengünstigere Alternative ist auch für Niederspannungsnetze die Zustandsschätzung. Die Zustandsschätzung kann den Netzzustand auf Basis verschiedener Messdaten mit unterschiedlicher Genauigkeit ermitteln und darüber hinaus Fehler in Messungen und Netzwerktopologie identifizieren.

Ziel dieser Dissertation ist es, die verschiedenen Aspekte der Zustandsschätzung in der Niederspannungsebene genauer zu untersuchen.

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Entwicklung und Analyse einer dreiphasigen Zustandsschätzung für elektrische Niederspannungsnetze. Die Eigenschaften des zu untersuchenden Netzes sowie die Beeinflussung durch Erzeugung und Verbraucher sollen durch die neue Zustandsschätzungsmethode korrekt dargestellt werden. Als Basis für die Untersuchungen wird ein realer Abschnitt eines ländlichen Niederspannungsnetzes verwendet.

Einen großen Teil der vom Zustandsschätzer in Niederspannungsnetzen verwendeten Messdaten stellen die sogenannten Pseudomesswerte dar. In der Dissertation wird gezeigt, wie diese künstlich erzeugten Messdaten (Pseudomesswerte) für Lasten und Photovoltaikanlagen erstellt und optimiert werden können.

Oftmals ist eine gewünschte Schätzgenauigkeit des Zustandsschätzers nur mit zusätzlichen, im Netz verteilten Echtzeitmessgeräten erreichbar. Aus diesem Grund werden in der Arbeit auch verschiedene Platzierungsmethoden vorgestellt und mithilfe eines Simulationsmodells eines realen Niederspannungsnetzes getestet. Als vielversprechendste Methode stellt sich diejenige heraus, welche solange Echtzeitspannungsmessungen an dem Knotenpunkt mit dem größten Spannungsschätzfehler platziert, bis eine gewünschte Genauigkeitsgrenze erreicht ist. Im Großteil aller Abgänge der getesteten Netze findet diese Methode die jeweils beste Anzahl und Kombination an Echtzeitspannungsmessungen.

Darüber hinaus wird ein Konzept der Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen basierend auf den Ergebnissen einer Zustandsschätzung und unter Einhaltung von vordefinierten Schätzgenauigkeiten vorgestellt. Ein Zustandsschätzer-Algorithmus und drei Spannungsregelungskonzepte, die auf Basis der geschätzten Spannung agieren, werden hierfür in das Netz eines Simulationsmodells implementiert. Es wird untersucht, welche Auswirkungen eine zustandsschätzerbasierte Spannungsregelung bei verschiedenen Ungenauigkeiten des Zustandsschätzers auf das Niederspannungsnetz hat.

Die simulationstechnischen Erkenntnisse werden schließlich für den Aufbau eines Zustandsschätzsystems in einem realen Niederspannungsnetz verwendet. Für die

Ortsnetzstation des Netzes ist ein Schaltschrank mit allen Systemen für die Zustandsschätzung zusammen mit den entwickelten Pseudomesswerten realisiert worden.

■ **Three-Phase State Estimation for Low-Voltage Grids**

M. Sc. Ahmad Abdel-Majeed

The increased integration of Distributed Generators (DGs), especially the residential-scale photovoltaic (PV) units in the distribution grids, leads to new challenges for Distribution System Operators (DSOs) in terms of overloading of the grid components, particularly at distribution grid levels. There is also an issue regarding the violation of the allowable voltage range, most notably at low voltage (LV) levels. The voltage violation problems can be mitigated either by traditional grid reinforcement measures or by the application of intelligent voltage control strategies. Moreover, these control strategies need to determine the current state of the grid and to predict its response to load and generation changes. One possible tool for that is to perform load flow calculations, which are mainly used for grid analysis and planning. Load flow calculations in LV grids, however, are not suitable for real-time analysis and operation because a very accurate load and generation data set is required for each node. Also, the desired measurement infrastructure is not a viable solution. A more reliable and accurate alternative that should be considered is a State Estimation (SE) algorithm. It has the ability to determine the grid state and condition based on a variety of different measurement data with different accuracies. Taking the characteristics of LV grids into consideration, a computationally efficient, three-phase state estimator is needed.

In this context, the research presented in this thesis investigates different aspects for the topic of SE, especially in LV grids.

First, this thesis analyzes different three-phase SE algorithms based on their state variable. The primary focus is to choose a suitable SE method, taking the LV grid's characteristics into consideration. The performance of the analyzed methods, under the presence of different measurement noises, has been assessed using the Monte-Carlo approach, due to the statistical nature of the measurements. Moreover, some modification is done to the selected method to improve the performance of the algorithm.

Second, the error modeling for real-time, pseudo and virtual measurements has been introduced. In addition, different methods for modeling the pseudo-measurements for both load and PV feed-in power based on the availability of Advanced Metering Infrastructure (AMI) data has been implemented and tested. The main purpose was to show how the pseudo-measurement's modeling accuracy can be improved based

on the availability of historical AMI data. Using some advanced modeling methods, the accuracy improvement for the pseudo-measurements results in improved SE accuracy too.

Third, the meter placement problem has been proposed, and different meter placement schemes have been introduced. These meter placement schemes are strongly focused on reducing the voltage estimation errors and are capable of reducing the error below the desired threshold with a limited number of real-time measurements. The different schemes are applied to a LV grid to examine the correctness of the achieved meter placement solution and to examine how effective the reduction of computational time is.

Fourth, the optimal SE accuracy for LV grid applications has been explored by applying different voltage control strategies on a LV grid, based on the estimated grid states from different state estimators with different estimation accuracies. The main target is to define criteria to help the DSO to decide which SE accuracy is needed for specific Distribution Management System (DMS) grid applications.

Finally, the developed three-phase SE algorithm together with the improved modeling techniques for pseudo-measurements has been used to realize a field test for a LV grid. The validation of the algorithm in real-time, in comparison to the offline Monte-Carlo simulations, has been done.

■ **Fehlergasverluste frei-atmender Leistungstransformatoren**

Dipl.-Ing. Andreas Müller

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen

Mitberichter:

Prof. Dr.-Ing. E. Gockenbach

Leibniz Universität Hannover

Tag der mündlichen Prüfung:

16.12.2016

Die Gas-in-Öl-Analyse ist ein etabliertes Verfahren zur Diagnose ölgefüllter, elektrischer Betriebsmittel. Natürliche Alterung sowie thermische und elektrische Fehler erzeugen Gase, die sich im umgebenden Isolieröl lösen. Eine Analyse dieser Gase ermöglicht die Bestimmung der Fehlerursache. Vor allem bei Leistungstransformatoren kommt diese Methode zum Einsatz, die als Laboranalyse und als Online-Monitoring angewendet werden kann. Prinzipiell kann zwischen zwei unterschiedlichen, für die Gas-in-Öl-Analyse relevanten, Transformatordesigns unterschieden werden: geschlossene Leistungstransformatoren (z. B. Hermetik-Transformatoren oder Transformatoren mit Gummisack im Ausdehnungsgefäß) und frei-atmende Leis-

tungstransformatoren, bei denen der Gasraum im Ausdehnungsgefäß über eine Trocknungsvorlage mit der Umgebungsluft in Kontakt steht. Dadurch ist im Ausdehnungsgefäß ein Austausch zwischen den in Öl gelösten Gasen und Luftgasen möglich. Für eine plausible Diagnose der gelösten Gase frei-atmender Leistungstransformatoren muss daher die gesamte Gasbilanz berücksichtigt werden, also sowohl die Gasgeneration einer Fehlerstelle als auch ein möglicher Gasverlust über das Ausdehnungsgefäß. Dies wird in den aktuell eingesetzten Interpretationsverfahren jedoch nicht berücksichtigt, da bei deren empirischer Entwicklung keine Differenzierung zwischen beiden Bauarten stattgefunden hat.

Für eine Differenzierung nach Transformatorenbauarten sprechen jedoch verschiedene Gründe. Nach einer Ölentgasung kommt es bei frei-atmenden Leistungstransformatoren zu einem Wiederanstieg der Stickstoff- und Sauerstoffkonzentration im Öl bis hin zur Sättigung. Auf demselben Weg, auf dem Gase aus der Umgebungsluft über das Ausdehnungsgefäß ins Öl gelangen, verlassen gelöste Fehlergase den Leistungstransformator. Bei frei-atmenden Leistungstransformatoren sind Verluste daher durchaus plausibel. Ein Anstieg der Fehlergase kann, ausgelöst durch eine aktive Fehlerstelle, durch Gasverluste verschleiert werden. Wenn im Gleichgewichtszustand dieselbe Gasmenge generiert wird, die ebenfalls durch das Ausdehnungsgefäß verloren geht, stellt sich trotz aktivem Fehler eine konstante Gaskonzentration ein. Somit könnte ein akuter Fehler fälschlicherweise nicht diagnostiziert werden. Werden Gasverluste frei-atmender Leistungstransformatoren jedoch berücksichtigt, könnte die reale Gasgeneration berechnet und die tatsächliche Gefährlichkeit der Fehlerstelle besser eingeschätzt werden.

In dieser Arbeit werden zwei Schwerpunkte behandelt: die Analyse des dynamischen Verhaltens der im Öl gelösten Gase und die Betrachtung des gesamten Gashaushalts eines Transformators. Der Gashaushalt berücksichtigt den Zugewinn gelöster Gase durch aktive Fehlerstellen, deren Verteilung im Öl und den Verlust gelöster Gase über frei-atmende Ausdehnungsgefäße. Zur Bestimmung des Gashaushaltes werden mehrere Effekte berücksichtigt. Zunächst müssen die Sättigungseffekte des Öls, die Löslichkeiten einzelner Gase und von Gasmischungen im Öl betrachtet werden. Im zweiten Schritt müssen die Mechanismen berücksichtigt werden, welche den Austausch des Öls zwischen Kessel und Ausdehnungsgefäß ermöglichen. Schließlich müssen die Gasverluste durch Diffusion im Ausdehnungsgefäß bestimmt werden.

Der Austausch des Öls zwischen Kessel und Ausdehnungsgefäß wird durch verschiedene Mechanismen ermöglicht: Diffusion, Konvektion und den dominierenden gerichteten Ölfluss. Der Ölfluss entsteht durch Temperaturänderungen des Öls, die eine Volumenänderung bewirken. Bei Erwärmung werden große Mengen Öl mit gelösten Gasen aus dem Kessel in das Ausdehnungsgefäß bzw. bei Abkühlung vom Ausdehnungsgefäß zurück in den Kessel befördert. Die Gasverluste im Ausdehnungsgefäß entstehen durch Diffusion. Die Grundlagen und Zusammenhänge der Diffusion werden in dieser Arbeit anhand von Literaturquellen und Laborexperimenten hergeleitet. Deren Abhängigkeit von der Gasart, der Diffusionsfläche und der

Temperatur werden für einzelne Gase untersucht. Die theoretischen Überlegungen des Ölflusses werden in einem Laborexperiment verifiziert. Die Messergebnisse bestätigen die theoretische Beschreibung der Verluste gelöster Gase. Der Versuchsaufbau zeigt, dass Verluste und Rücksättigungen von Gasen nur dann auftreten können, wenn Öl zwischen Kessel und frei-atmenden Ausdehnungsgefäß zirkuliert.

Die gewonnenen Erkenntnisse werden verwendet, um die Fehlgasverluste eines frei-atmenden Leistungstransformators zu modellieren. Zwei unterschiedliche Modelle werden gegenübergestellt. Im ersten Ansatz werden die Gasverluste zunächst gemessen und daraus ein Trend des Gasungsverhaltens errechnet. Im zweiten Ansatz wird ein mathematisches Modell aufgestellt. Das Modell ermöglicht es, die auftretenden Verluste zu simulieren und die tatsächliche Gasungsrate einer Fehlerstelle zu errechnen. Das verifizierte Modell ermöglicht die Abschätzung des Einflusses verschiedener Parameter auf die Gasverluste: Da sowohl die Oberflächengröße als auch die Temperatur im Ausdehnungsgefäß nur geringen Einfluss auf den Konzentrationsverlauf haben, darf vereinfachend die Umgebungstemperatur verwendet werden. Der Ölfluss zwischen Kessel und Ausdehnungsgefäß hat einen großen Einfluss auf den Konzentrationsverlauf. Ein Training des mathematischen Modells kann helfen, den Einfluss des Ölflusses besser zu berücksichtigen.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die Verläufe von Gas-in-Öl-Analysen frei-atmender Transformatoren und Transformatoren ohne Kontakt zur Umgebungsluft nur dann korrekt miteinander verglichen werden können, wenn die Gasverluste der frei-atmenden Transformatoren berücksichtigt werden.

■ **Fault Gas Losses of free-breathing Power Transformers**

Dipl.-Ing. Andreas Müller

The dissolved gas analysis represents a well-established technique for the diagnosis of oil-filled electrical equipment. Natural aging, thermal and electrical failures generate gases which dissolve in the surrounding oil. An analysis of these gases provides a determination of the failure. In particular, power transformers benefit from this technique which can be performed as both laboratory analysis and online monitoring. Two different types of transformer designs relevant for dissolved gas analysis can be distinguished: sealed power transformers (e.g. hermetic transformers or transformers with a membrane installed in the conservator tank) and free-breathing power transformers which provide an exchange of gases through the conservator tank into ambient air. Free-breathing conservator tanks for power transformers are common in several European and other countries. Therefore, a feasible gas-based diagnosis for free-breathing power transformers requires the consideration of both gas generation

and gas losses through the conservator tank. Unfortunately, the differences in transformer designs are not taken into account in classic interpretation methods.

In this thesis free-breathing power transformers are considered. The conservator tank provides the only way for a gas exchange between ambient air and fault gases. For example, after oil degassing the rise of nitrogen and oxygen concentrations can be observed until saturation level is reached. Simultaneously, the same mechanism causes a loss of dissolved fault gases. Therefore, an actual rising fault gas level originated by an active fault can be concealed by fault gas losses: if the quantity of generated gas equals the quantity which is lost through the conservator tank, a constant gas concentration will be observed. The constant gas concentration could be misinterpreted as an inactivity of the fault. A correct interpretation could be provided if the actual gas generation can be calculated using known gas losses.

The presented work focuses on two key aspects: the analysis of the dynamic behaviour of dissolved gases and the calculation of the entire gas balance of a power transformer. The gas balance includes the gain of dissolved gases due to an active fault, their distribution in the oil and the loss through free-breathing conservator tanks. Several effects influence the gas balance: saturation effects, the oil-solubility of single gases and gas mixtures, equilibrium characteristics, the exchange between oil in the main and conservator tank and finally diffusion driven gas losses through the conservator tank.

The exchange of oil between the main and conservator tank is driven by different effects. Diffusion in the oil is superimposed by a convection effect or an oil flow, respectively. The effect of the oil flow predominates at power transformers. It results from a temperature change which causes the entire oil to change volume. Therefore, noticeable quantities of oil containing dissolved gases are exchanged between main and conservator tank. A free-breathing conservator tank allows the diffusion of gases between oil and ambient air. The fundamentals and context of diffusion of fault gases from oil into the ambient air are derived from literature sources and laboratory experiments. Diffusion depends on the individual gas type, the size of the surface area between air and oil and the temperature. Well-soluble gases volatilise slower from the oil than gases with lower solubility; hydrogen volatilises the fastest. The presented considerations are verified using a laboratorial setup which emulates the oil flow using a dedicated main and conservator tank. As the practical results show, a loss of dissolved gases can only occur if the oil is circulating through the conservator tank. The same applies for the solution of air gases from the ambient. The experiment confirms the previous theoretical description of the working thesis and the observations taken on power transformers in operation in terms of gas exchange.

The findings result in a simulation which considers the fault gas losses and the saturation of oil with atmospheric gases. Two different approaches are used. In the first method the losses are measured and a trend of the gassing behaviour is interpolated. The second method establishes a mathematical model, which allows the simulation of occurring gas losses and the calculation of a faults' actual gassing rate.

Both models presented allow the evaluation of various parameters affecting the losses of dissolved gases from the main tank oil. As the simulation shows, a change of the surface area or the temperature in the conservator tank of the transformer only has little effects on the concentration trend. Therefore, an estimation of the temperature in the conservator tank using the ambient temperature is acceptable. The main influencing factor on the concentration trend is given by the oil flow between main and conservator tank. Because of this, it is recommended to train the mathematical model.

In conclusion, the consideration of gas losses in free-breathing power transformers enables a correct calculation of actual fault gassing rates. Hence the correct use of interpretation methods as well as the general comparison between free-breathing and sealed power transformers can be achieved.

- **Beiträge von dezentralen Flexibilitätsoptionen zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien**

Dipl.-Wi.-Ing. Thomas Eberl

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß

Mitberichter:

Prof. Dr.-Ing. K. Rudion

Tag der mündlichen Prüfung:

02.02.2016

- **Analyse der Systemeffizienz beim netzgeführten Betrieb von Wärmeerzeugern im Wohngebäudesektor**

M. Sc. Lukas Spitalny

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Mitberichter:

Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen

Tag der mündlichen Prüfung (TU Dortmund):

22.04.2016

- **Integration of Residential Distributed Generators and Heat Pumps into the Low Voltage Grid from a Voltage Level Perspective**

M.Sc. Mark Philip Arnold

Hauptberichterin:

Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Mitberichter:

Prof. Dr.-Ing. K. Rudion

Tag der mündlichen Prüfung (TU Dortmund):

13.06.2016

5. FORSCHUNGSARBEITEN

Das Institut befasst sich in seinen Forschungsarbeiten schwerpunktmäßig mit Themen, die zur Sicherstellung einer zuverlässigen, kosteneffizienten und nachhaltigen Energieversorgung beitragen. Dabei werden hochspannungstechnische Aufgaben auf dem Gebiet der Isolationsfestigkeit und Diagnostik genauso bearbeitet wie Themen, die die Umstrukturierung der elektrischen Energieversorgung u.a. durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien betreffen. Ein besonderer Schwerpunkt der Forschungstätigkeit ist die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) bei energietechnischen und elektronischen Systemen.

Hochspannungstechnik

Am Institut werden moderne *Messmethoden* zur Erfassung hoher Stoßspannungen und schnellveränderlicher elektromagnetischer Felder untersucht und weiterentwickelt. Zu einem Schwerpunkt hat sich in den letzten Jahren die Teilentladungs-(TE)-Messtechnik entwickelt. Wir beschäftigen uns hier vor allem mit fortschrittlichen Verfahren der Störgrößenunterdrückung und Mustererkennung, der akustischen TE-Messtechnik und der UHF-Methode zur Erfassung und Ortung von TE.

Der *Betrieb* der Übertragungsnetze über Bemessungsgrenzen und projektierte Lebensdauer der Betriebsmittel hinaus bedingt eine genauere Überwachung des Betriebszustandes, um die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten (Life Cycle Management). So werden zum einen die für die einzelnen Betriebsmittel notwendigen Diagnoseverfahren (z. B. Teilentladungsmessung, Frequency Response Analysis, Feuchtigkeitsbestimmung, Gas-in-Öl-Analyse, Vibrationsmessung, Online Monitoring) entwickelt und verbessert, um etwa die Überlastbarkeit und Restnutzungsdauer vorhersagen zu können. Hier stellen die Messverfahren zur Anwendung in der Schaltanlage einen besonderen Schwerpunkt dar. Zum anderen werden anlagenübergreifende Instandhaltungsstrategien entwickelt (Asset Management).

Hinsichtlich des *Designs* hochspannungstechnischer Betriebsmittel werden neue Isolierstoffe (z. B. natürliche und synthetische Ester) auf ihre physikalischen, chemischen und elektrischen Eigenschaften hin geprüft. Durch den Einsatz moderner Softwarewerkzeuge, z. B. Finite Elemente Methode (FEM) und Computational Fluid Dynamics (CFD), wird der Ölstrom und das thermische Verhalten von Leistungstransformatoren untersucht. Das Forschungsgebiet Gasförmige Isolationssysteme ist geprägt durch Themenstellungen wie die Untersuchung der dielektrischen Eigenschaften von SF₆ und Mischgasen, des Einflusses der atmosphärischen Bedingungen auf die Spannungsfestigkeit und die Untersuchung der Ausbreitung und Dämpfung von Very Fast Transients in GIS.

RESEARCH ACTIVITIES

Our institute's main research topics are mainly related to the reliability, cost-efficiency and sustainability of electric power supply. Thus, we deal on the one hand with tasks from the field of high-voltage insulation performance and condition assessment and on the other hand with the requirements for planning and operation of future electric power grids, which arise from the increasing use of renewable energies. A special emphasis of our research work is in the field of electromagnetic compatibility (EMC) of both power electric and electronic systems.

High Voltage Engineering

At our institute we develop and improve *measurement techniques* for the measurement of high amplitude impulse voltages and transient electromagnetic fields. In the last years one main topic in this field has become the detection and measurement of partial discharges. Here we basically deal with modern methods of noise reduction, with acoustic PD measurement techniques and with unconventional UHF partial discharge measurement and localisation techniques.

The *operation* of electric power networks above their initial dimensioning levels and longer than their estimated lifespan requires a detailed monitoring of the operating conditions to ensure a safe supply with electric power also in the future (life cycle management). For this task the diagnostic tools which are necessary for different apparatus are developed or improved (e. g. partial discharge measurement, frequency response analysis, moisture determination, dissolved gas analysis, vibration measurement, on-line monitoring). These tools can be used to predict the overload capacity and residual life time of a H.V. apparatus. On the other side service and maintenance strategies for H.V. equipment are developed (asset management).

Regarding the *design* of high voltage equipment new materials (e. g. natural and synthetic esters) are investigated concerning their physical, chemical and electric properties. By means of modern software tools, e. g. finite element analysis (FEM) and computational fluid dynamics (CFD), the oil flow distribution and the thermal behaviour of power transformers can be investigated and optimized. The research area Gaseous Dielectrics is characterized by topics like investigation of dielectric properties of pure SF₆ and SF₆-gas mixtures, the influence of atmospheric conditions on the dielectric strength of technical insulation designs and the investigation of generation and damping of very fast transients in gas-insulated switchgear.

Elektrische Energieversorgung / Smart Grids

In diesem Forschungsgebiet werden Methoden zur optimalen Planung und Betriebsführung des zukünftigen intelligenten Stromversorgungssystems mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien entwickelt, implementiert und untersucht. Wesentliche Forschungsthemen sind dabei:

- Netzplanungsmethoden unter Verwendung probabilistischer Ansätze und unter Einbeziehung von Flexibilisierungsoptionen
- Methoden zur Schaffung bzw. Verbesserung der Beobachtbarkeit der elektrischen Netze basierend auf Zustandsschätzungsalgorithmen sowie auf zeitsynchronisierten Messungen mittels Phasor Measurement Units (PMU)
- Ansätze zur Komplexitätsreduktion von Simulations- und Optimierungsverfahren bei interdisziplinärer, sparten- und spannungsebenenübergreifender Betrachtung
- Konzepte für flexible, dezentrale Netzarchitekturen (Mikronetze, virtuelle Kraftwerke, etc.) und Verfahren für deren optimierte Auslegung und Betriebsführung
- Optimale Betriebsführungsstrategien für Systeme mit hoher Penetration an volatilen Erzeugern
- Regelungsverfahren und Betriebsführungsmethoden für optimale Integration von HGÜ-Systemen in das Verbundsystem.

Elektromagnetische Verträglichkeit

Das Gebiet der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) ist am Institut seit vielen Jahren ein wichtiger Schwerpunkt. Zunächst standen die Erzeugung und Messung elektromagnetischer Feldimpulse mit extrem hohen Amplituden und sehr kurzen Anstiegszeiten im Fokus, wie sie zur NEMP- oder LEMP-Nachbildung und für die Simulation von Trennerschaltungen in SF₆-Anlagen nötig sind.

Die aktuellen Forschungsarbeiten sind im Bereich der Automobil-EMV angesiedelt. Mittels Korrelationsbetrachtungen zwischen den im Automobilbereich üblichen Komponentenmessverfahren und den EMV-Messungen an Gesamtfahrzeugen wird untersucht, wie durch Messungen an einzelnen Fahrzeugkomponenten (z. B. Steuergeräten) auf das spätere Verhalten dieser Komponenten im Fahrzeug geschlossen werden kann. Eine weitere Arbeit befasst sich mit der EMV von Fahrzeugbordnetzen. Die zahlreichen elektrischen Aggregate und dabei insbesondere elektrische Antriebsstränge können neuartige impulsförmige Störgrößen aussenden, die von den bisherigen EMV-Prüfverfahren nicht abgedeckt werden. Ziel dieser Arbeit ist es daher, die Störgrößen zu erfassen und zu klassifizieren und neue Messtechnik zu entwickeln, mit deren Hilfe diese sporadisch auftretenden Störgrößen im Fahrzeug sicher und ohne wesentliche Störbeeinflussung aufgezeichnet werden können.

Electrical Power Supply / Smart Grids

In this research area the methods for optimal planning and operation of the future intelligent electrical power supply systems with large penetration of renewable energies are developed, implemented and analysed.

Most relevant topics on this field are:

- Methods for grid planning tasks using probabilistic approaches taking into consideration the possible flexibility options
- Methods for provision or improvement of power grid observability level based on state estimation approaches as well as time synchronized measurements with Phasor Measurement Units (PMU)
- Methods for reduction of complexity in simulation and optimization approaches with regard to interdisciplinary analysis across voltage levels and energy sectors
- Concepts of flexible decentralized power system architectures (micro grids, virtual power plants, etc.) as well as approaches for their optimized design and operation
- Optimal control strategies for systems with high penetration of stochastic generation
- Control strategies and operation methods for optimal integration of HVDC-systems into the interconnected power system

Electromagnetic Compatibility

Since many years the field of „Electromagnetic Compatibility“ has been one of the most important activities. In the beginning of this work we started with the generation and measurement of electromagnetic field impulses with extreme high amplitudes and very short rise times. The aims have been the simulation of NEMP, LEMP and the simulation of circuit breaker operations in GIS.

Recent EMC research works concentrate on the automotive EMC. One topic is the correlation between full vehicle and single component EMC emission measurement procedures. The main aim is to estimate the emission behaviour of a single component in the car which is not yet available in an early state of its development. Another topic deals with the EMC of automotive electric power networks. Due to novel high power electric devices, especially in electric vehicles, it is possible that new impulsive disturbances occur on the electric power supply of the vehicle. These impulsive disturbances may cause new disturbing potential which isn't covered by the actual EMC susceptibility standards. The goal of this work is to detect and classify these new impulsive disturbances and also to develop new measurement tools for a convenient recording of these sporadic impulses in the automotive power network with as less coupling disturbances as possible.

5.1 HOCHSPANNUNGSTECHNIK

■ **Klassifikation von Teilentladungsquellen anhand ihrer PRPD-Muster**

M. Sc. Benjamin Adam

Die Zustandsbewertung von Betriebsmitteln ist ein wichtiges Thema in der Energietechnik. Ein wichtiges Kriterium hierbei ist der Zustand des verwendeten Isoliermediums. Die Messung von Teilentladungen (TE) hat sich als eine übliche Methode zur Beurteilung von Isolierstoffen etabliert. TE werden unter anderem in gasisolierten Schaltanlagen, Kabeln, Transformatoren oder Motorwicklungen gemessen.

Heute sind verschiedene TE Messmethoden verfügbar. Neben der häufig eingesetzten elektrischen Messung nach IEC 60270 werden auch neue Verfahren wie die ultrahochfrequente Messung (UHF) oder die akustische Messung eingesetzt. Besonders die UHF Methode ermöglicht einfache Messungen während des Betriebs (online / onsite). Das führt zu einem Trend weg von kurzen einzelnen Messungen, hin zu kontinuierlichem Monitoring. Dadurch wird eine langfristige Beurteilung des Betriebsmittels möglich.

Um ein vollständiges Bild über den Zustand der Isolation zu erhalten, soll die Art der Fehlerquelle bestimmt werden. Typischerweise werden TE durch ihre charakteristischen Phase Resolved Partial Discharge (PRPD) Muster unterschieden. Zwar helfen Analysetools bereits bei der Interpretation dieser Muster, für ein Langzeitmonitoring ist es aber notwendig, die Auswertung vollständig zu automatisieren.

Eine automatische Analyse erfordert eine zuverlässige Mustererkennung. Ein zweistufiger Ansatz für die automatische Erkennung wird im Folgenden präsentiert: Für die Mustererkennung und Klassifikation müssen zuerst aus den Messwerten und daraus abgeleiteten Informationen aussagekräftige Merkmale extrahiert werden. Dafür werden unterschiedliche Extraktionsverfahren z.B. auf Labormessungen mit bekannten Fehlertypen angewandt. Im zweiten Schritt wird ein Klassifikator mit Merkmalsvektoren aus den bekannten Fehlerquellen trainiert. Der trainierte Klassifikator kann nun genutzt werden, um unbekannte TE anhand ihrer Merkmalsvektoren zu identifizieren.

Der Vergleich unterschiedlicher Merkmale und Klassifikatoren zeigt, dass die Auswahl geeigneter Merkmale einen sehr großen Einfluss auf die Genauigkeit der Klassifikation hat. Bei den Klassifikatoren hingegen zeigen alle Algorithmen ähnlich hohe Genauigkeiten. Von besonderer Bedeutung ist die Qualität der untersuchten Messdaten, da die Klassifikationsergebnisse stark von der Menge und der Varianz der verwendeten Daten abhängen. Aus diesem Grund soll in der Zukunft eine Datenbank mit Messwerten vieler typischer TE-Quellen aufgebaut werden.

Wir danken für die Förderung durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.

■ **Classification of Partial Discharge Sources by their PRPD-Patterns**

M. Sc. Benjamin Adam

Condition assessment of high voltage equipment is concerned essential for grid reliability. One key criterion is the actual condition of transformer's insulation medium. Measurement of partial discharges (PD) has been established as the usual method for assessment of insulation materials. PD occur in gas-insulated systems, cables, transformers and generator stator or rotor windings.

Today, different PD measurements methods are available. Apart from the standardized electric measurement method specified in IEC 60270, also new measurement methods find their way into diagnosis and monitoring, e.g. ultrahigh frequency (UHF) method for radiated PD measurement or acoustic methods. Especially the UHF method provides an easy measurement during service (online / onsite) which led to a trend from temporary diagnosis measurements to long-term, continuous asset surveillance.

The specific type of PD driven defects needs to be determined in order to obtain a comprehensive view of the insulation condition. Typically, PD are discriminated by their characteristic Phase Resolved PD (PRPD) patterns. In most cases, discrimination is performed manually by experts which is well suited for temporary diagnosis whereas the continuous approach of equipment assessment requires a fully automated analysis and discrimination of PD defects.

Automated analysis requires reliable pattern recognition. A two-stage approach for automated recognition is presented in the following: Firstly, meaningful features have to be extracted from the obtained PD data and their derived information. Therefore, different extraction methods can be applied e.g. to laboratory measurements with known PD sources. Secondly, classifiers are trained by specific vectors consisting of the derived features from each known PD source. The trained classifiers can be used to identify unknown PD by their feature vectors.

The comparison of different features and classifiers shows that the selection of good features has a high influence on the accuracy of the classification. For different classifiers all algorithms show similar high accuracy. The quality of the measured data is of high significance, because the classification results are highly dependent on the quantity and variance of the used data. For this reason a database with

Funding by the German Research Foundation DFG is gratefully acknowledged.

■ Einkopplung von Gleichstromkomponenten in Übertragungsnetze und deren Auswirkung auf Leistungstransformatoren

Dipl.-Ing. Michael Beltle

Der Leistungstransformator im Übertragungsnetz ist im Betrieb verschiedenen Belastungen ausgesetzt, die dessen Verhalten beeinflussen. In besonderer Weise sind Wechselwirkungen mit Gleichanteilen in den Phasenströmen zu beachten, da diese in normalen Betriebsfällen nicht berücksichtigt werden. Die hier vorgestellten aktuellen Messungen im deutschen Übertragungsnetz zeigen, dass Einkopplungen von Gleichströmen durch geerdete Sternpunkte in Netzkupplertansformatoren in der Praxis durchaus vorkommen können. In Transformatoren führen diese zu einer Zunahme der mechanischen Schwingungen und der Geräusche. Außerdem können Netzzrückwirkungen verursacht werden.

Fig. 1 zeigt beispielhaft den Verlauf von Gleichströmen, die an drei geerdeten Sternpunkten von Netzkupplertansformatoren einer Netzregion gemessen wurden. Dargestellt sind die Tagesverläufe eines Monats sowie der mittlere Tagesgang eines Monats. Die Werte können im Bereich einiger Ampere liegen. Eine genauere Betrachtung erlaubt die Identifizierung unterschiedlicher DC-Quellen. Zum einen sind statische Quellen vorhanden, welche den mittleren Verlauf der Tagesgänge prägen. Zum anderen existieren einzelne, transiente Vorgänge, welche nur kurzzeitig aktiv sind. Als statische Quellen kann im konkreten Fall ein kathodischer Korrosionsschutz eines Kraftwerks ermittelt werden. Für transiente Einkopplungen können Änderungen des geomagnetischen Feldes in 380 kV-Freileitungen identifiziert werden.

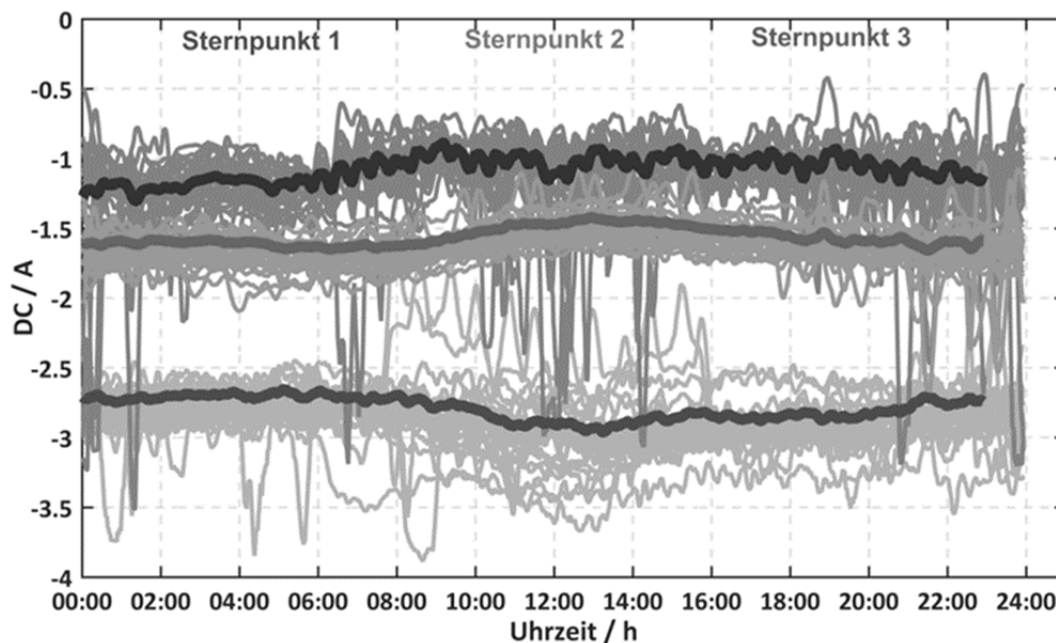


Fig. 1: 30 Tagesgänge der Gleichströme an drei 380 kV Transformatorsternpunkten.
30 intraday plots of DC components at three different 380 kV transformers.

■ DC Coupling Effects into the Transmission Grid and its Impact on Power Transformers

Dipl.-Ing. Michael Beltle

Power transformers are facing different stress factors during service. Usually, the effects of DC components superimposing AC phase currents are not taken into consideration. Nevertheless, DC can flow through transformer starpoints in transmission grids due to different sources. Ongoing field measurements show DC in the range of several Amperes. Different sources can be identified using the obtained data, the known grid layout and additional ambient information. DC influences the magnetic operational status of power transformers which causes different effects which are introduced in the following.

Fig. 1 shows DC in the course of 30 days at three grounded star points of grid coupling transformers in the same grid section. Also shown are the average trends of all days which yields an average DC in the range of several Amperes. Further investigations enable the identification of different DC sources. There are static sources responsible for the average DC and volatile sources which provide DC on short-time basis. The actual static source is a cathodic corrosion protection system of a power plant. Observed volatile DC is caused by geomagnetic coupling into 380 kV overhead lines. Fig. 2 shows the impact of changes of the earth's magnetic field on DC at the considered three transformers' star points.

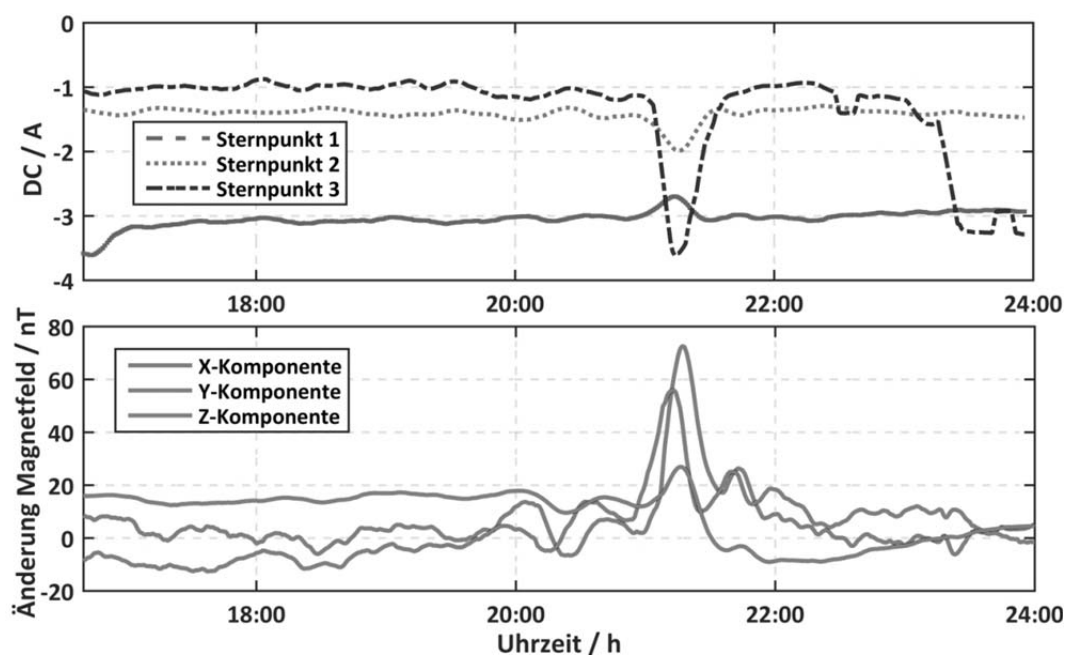


Fig. 2: Transiente Beeinflussung der Sternpunktgleichströme durch Änderung des Erdmagnetfeldes.

Transients of DC components driven by changes of the earth's magnetic field.

Beispielhaft zeigt Fig. 2 den Einfluss der Änderung des Magnetfeldes auf die Gleichstromkomponenten der betrachteten drei Sternpunkte. Im unteren Diagramm ist die Veränderung der einzelnen Komponenten des Erdmagnetfeldes gezeigt. Das obere Diagramm zeigt zeitgleich den Verlauf der induzierten, gemessenen Quasi-Gleichströme in den Sternpunkten. Wie die Messung zeigt, können auch durch solche Einkopplungen Gleichströme in der Größenordnung einiger Ampere entstehen.

Gleichströme können durch Wechselwirkungen im Kernmaterial Sättigungseffekte verursachen, was zu einer Zunahme der mechanischen Schwingungen und damit auch der abgestrahlten Geräusche im Betrieb führt. Fig. 3 a) zeigt im Vergleich den Frequenzgang der Kesselschwingungen ohne und mit überlagertem (großen) Gleichstrom. Fig. 3 b) zeigt entsprechend die abgestrahlten Geräusche. Die erhebliche Zunahme beider Effekte führt zum einen zu einer höheren mechanischen Belastung des Betriebsmittels und zum anderen durch die Geräuschzunahme häufig zu Akzeptanzproblemen.

Als weiterer Effekt können durch Sättigungen Netzrückwirkungen auftreten. Fig. 4 zeigt den im Leerlauf unter Laborbedingungen ermittelten Leistungsbedarf eines Netzkuppltransformators bei verschiedenen Gleichstromüberlagerungen. Deutlich ist die lineare Zunahme der gesamten Scheinleistung mit dem verursachenden Gleichstrom zu erkennen. Auch die Wirkverluste verzeichnen einen deutlichen, näherungsweise linearen Anstieg, was durch thermische Verluste aufgrund steigender AC-Ströme und durch den Anstieg der mechanischen Schwingungen bedingt ist.

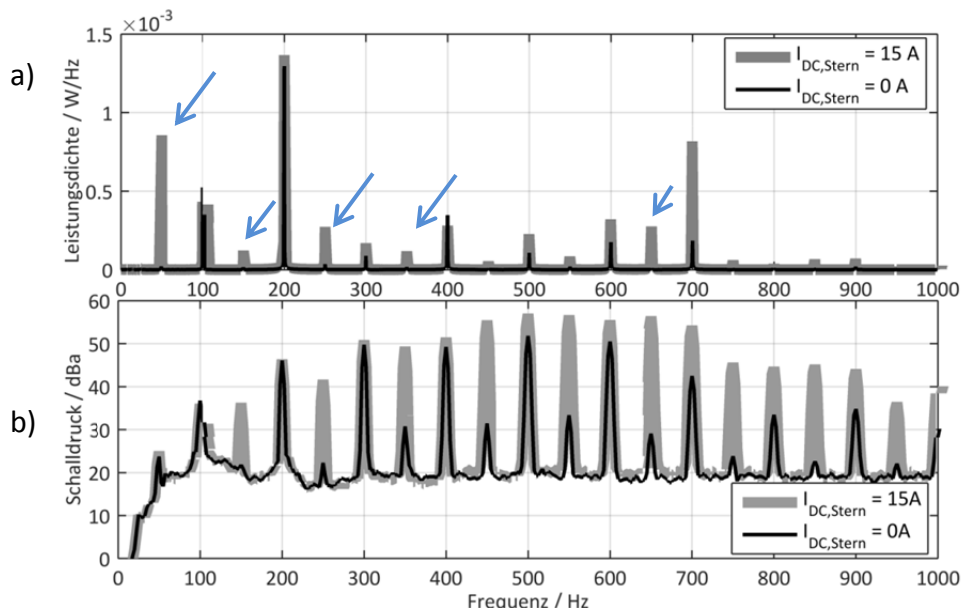


Fig. 3: Vergleich der mechanischen Schwingungen (a) und der resultierenden (A-bewerteten) Geräuschmessung (b) im Leerlauf ohne Gleichstrom und mit Gleichstrombelastung. Comparison of mechanic tank oscillations (a) and resulting (a-weighted) noise measurements (b) with and without superimposed DC.

The lower plot illustrates the changes within the components of the earth's magnetic field. The upper plot shows the changes of measured DC components at the same time. The resulting, short-time DC can change in the range of several Amperes.

DC leads to a direct magnetic flux which interacts with the transformer's core and causes half wave saturation effects. Hence, mechanical oscillations rise due magnetostriction. This might increase asset aging and also increases transformer noises. Fig. 3 a) shows the comparison between the frequency spectrum of mechanical vibrations with and without DC. Fig. 3 b) shows the corresponding noise measurement. The rise of the noises might lead to acceptance issues with the public.

Saturation also can cause undesirable feedback to the power grid. Fig. 4 shows the apparent power and losses of a grid coupling transformer at increasing superimposed DC values at no load conditions in a large laboratory setup. DC causes a linear rise in apparent power consumption and also increases losses linearly. They are caused by both, the additional heating at higher AC currents and mechanical oscillations.

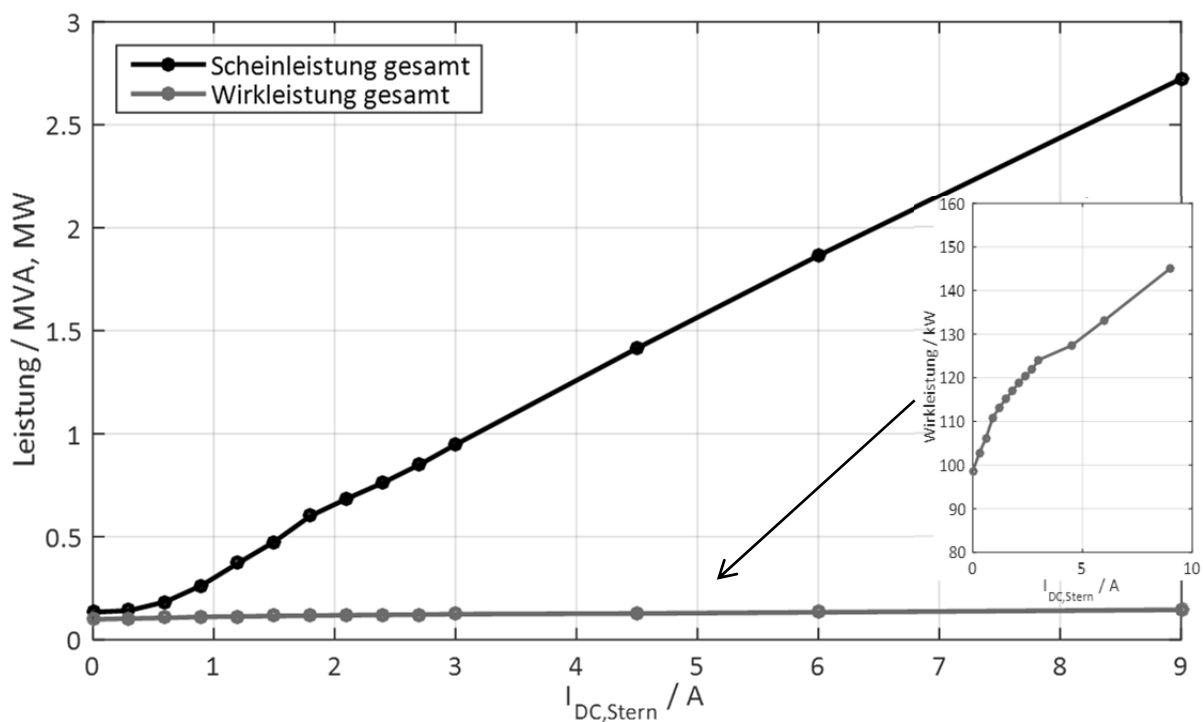


Fig. 4: Zunahme der Gesamtscheinleistung S_V und der Wirkleistung P (Leerlaufverlaute) bei symmetrischer Belastung aller Phasen eines 5-Schenkeltransformators mit ansteigendem Gleichstrom I_{DC} .
 Raise of the apparent power S_V and the losses P (no-load losses) at symmetric superimposition of all HV phases with rising direct current I_{DC} at a 5-limb grid coupling transformer.

■ Belastbarkeit von Verteiltransformatoren

M. Sc. Mohammad Djamali

Mit der Öffnung der Strommärkte finden die Netzbetreiber neue Betriebsbedingungen vor. Eine möglichst hohe Ausnutzung eines Netzes, und damit jedes Betriebsmittels, ist aus Kostengründen von großer Bedeutung. Eine Gefährdung der Betriebsmittel soll jedoch aus Versorgungssicherheitsgründen vermieden werden. Bei diesen Überlegungen kann die kontrollierte Überlastung von Betriebsmitteln, wie zum Beispiel von Verteiltransformatoren, einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber einem Netzausbau bringen.

Ist die Überlastung eines Verteiltransformators im Verteilnetz notwendig, muss sichergestellt werden, dass er keine vorzeitige thermische Alterung erfährt. Um dies zu gewährleisten, kann bei einem mit Monitoringsystem ausgerüsteten Verteiltransformator die aktuelle Überlastbarkeit online berechnet werden. Das in der Software des Monitoringsystems implementierte thermische Modell errechnet die maximal mögliche Dauerlast bei den aktuellen Umgebungsbedingungen sowie die Dauer, in der der Verteiltransformator bei einer vorwählbaren Überlast im Notbetrieb gefahren werden kann.

Fig. 1 zeigt beispielhaft den zeitlichen Verlauf der Belastbarkeit eines 400 kVA Verteiltransformators im Monat Juni. Wie sich der Abbildung entnehmen lässt, können günstige äußere Bedingungen eine Belastung des Verteiltransformators oberhalb der veranschlagten Leistungsgrenzen ermöglichen, ohne seine Lebensdauer herabzusetzen.

Darüber hinaus gibt es einen linearen Zusammenhang zwischen der Belastbarkeit von Verteiltransformatoren und den äußeren Bedingungen, unter denen ein Verteiltransformator sich befindet. Für die Innenraumverteiltransformatoren sind die äußeren Bedingungen nämlich Umgebungstemperatur und Stationstemperatur. Dieser lineare Zusammenhang lässt sich durch Gleichung (1) für den vorher erwähnten Verteiltransformator beschreiben.

$$OV = 1,562 - 0,0115 \times T_{amb} - 0,0019 \times T_{station}, \quad (1)$$

wobei OV die Belastbarkeit des Verteiltransformators ist; T_{amb} und $T_{station}$ bedeuten die Umgebungstemperatur und die Stationstemperatur.

■ Loading Capability of Distribution Transformers

M. Sc. Mohammad Djamali

The network operators have faced new challenges and new operation conditions by the opening of electricity markets. A maximum utilization of a system or a component has become an important subject due to financial reasons. However, the improper and risky operation of the components should be prevented. With these considerations, a controlled overloading of components, e.g. distribution transformers can be economically more advantageous than the extension of the network by installing transformers.

If the overloading of a distribution transformer in the distribution system is necessary, it should be guaranteed that the transformer does not experience an accelerated thermal ageing. To assure this, the overload capability of a distribution transformer which has been equipped with an online monitoring system should be calculated. The thermal model which is implemented into the monitoring system determines the maximum allowable load in the current ambient condition of the transformer as well as the time interval during which the distribution transformer is allowed to be overloaded.

The loading capability of a 400 kVA distribution transformer is illustrated in Fig. 1. As can be seen, the ambient and station temperatures lower than 40°C result in the higher loading capability of the transformer without increasing of its ageing rate.

Moreover, there is a linear relationship between the loading capability of distribution transformers and the external conditions of the transformers operation. For distribution transformers, the external conditions are the ambient temperature and the station temperature. This linear relationship for the previously mentioned distribution transformer is described in equation (1).

$$OV = 1,562 - 0,0115 \times T_{amb} - 0,0019 \times T_{station}, \quad (1)$$

where OV is the loading capability of the transformer, T_{amb} and $T_{station}$ are ambient temperature and station temperature, respectively.

The linear equation (1) may be used further for calculation of the loading capability of the distribution transformer in other time interval. Fig. 2 shows the ambient and station temperature (first subfigure) as well as the loading capability of the transformer (second subfigure) in June, July, and August of the following year which have been calculated using the proposed thermal model (solid line) and the equation (1) (dashed line). As can be seen, the loading capability calculated using the linear equation is in a very good agreement with the result of the thermal model. The maximum and average deviation of the linear equation from thermal model for calculation of the loading capability in this time interval is 1.88 % and 0.68 %, respectively.

Gleichung (1) darf weiterverwendet werden, um die Belastbarkeit des Verteiltransformators in einem anderen Zeitraum zu ermitteln. Fig. 2 zeigt beispielhaft die zeitlichen Verläufe der äußeren Bedingungen (oben) bzw. der Belastbarkeit in den Monaten Juni, Juli und August des darauffolgenden Jahres (unten), welche mittels des thermischen Modells (durchgezogene Linie) und der Gleichung (1) (gestrichelt) ermittelt wurden. Wie aus der Abbildung zu sehen ist, stimmen die zwei Kurven sehr gut überein. Die maximale und die durchschnittliche Abweichung der linearen Gleichung von dem thermischen Modell zur Berechnung der Belastbarkeit betragen in diesem Zeitraum jeweils 1,88 % bzw. 0,68 %.

Abschließend ist zu sagen, dass die Belastbarkeit von Verteiltransformatoren linear von der Umgebungs- und Stationstemperatur abhängt. Diese sehr einfache Abhängigkeit kann leicht in einem Monitoring-System verwendet werden.

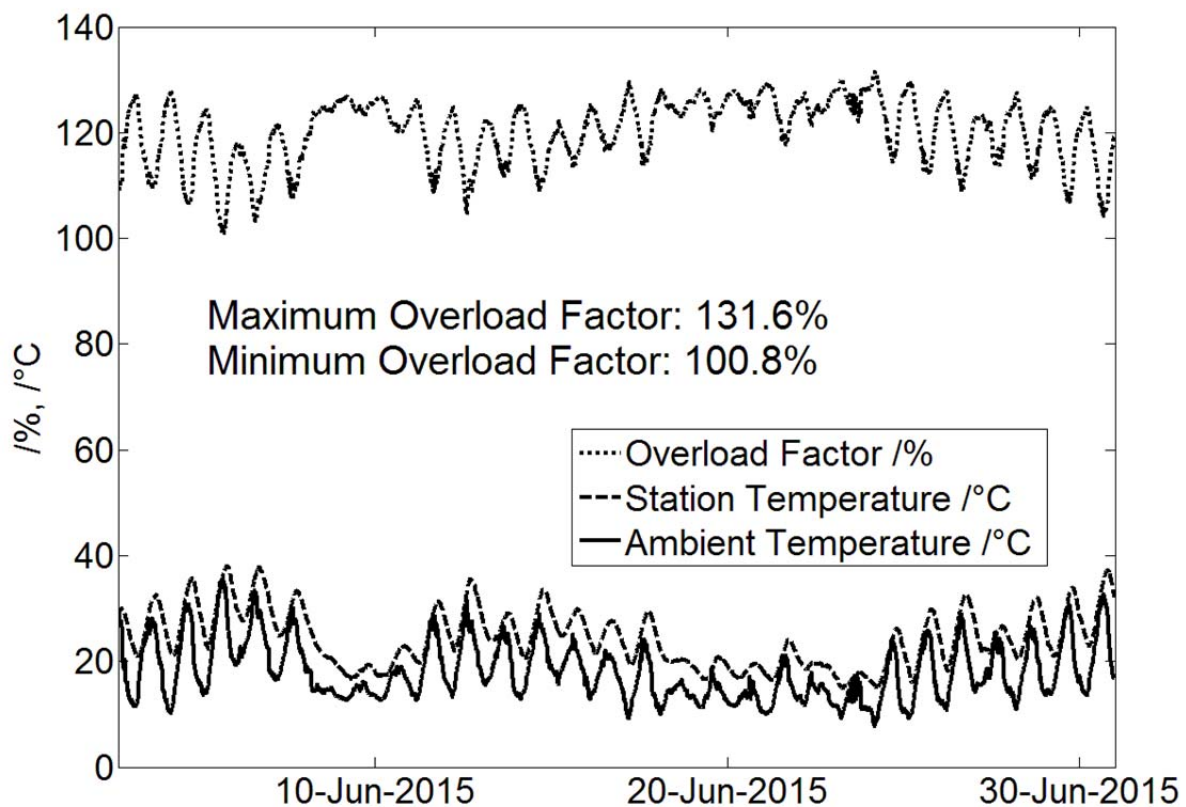


Fig. 1: Belastbarkeit eines 400 kVA Verteiltransformators.
Loading capability of a 400 kVA distribution transformer.

To conclude, the loading capability of distribution transformers have a linear relationship with the ambient and station temperatures, which is simple and accurate and provides the possibility to be used in an online monitoring system.

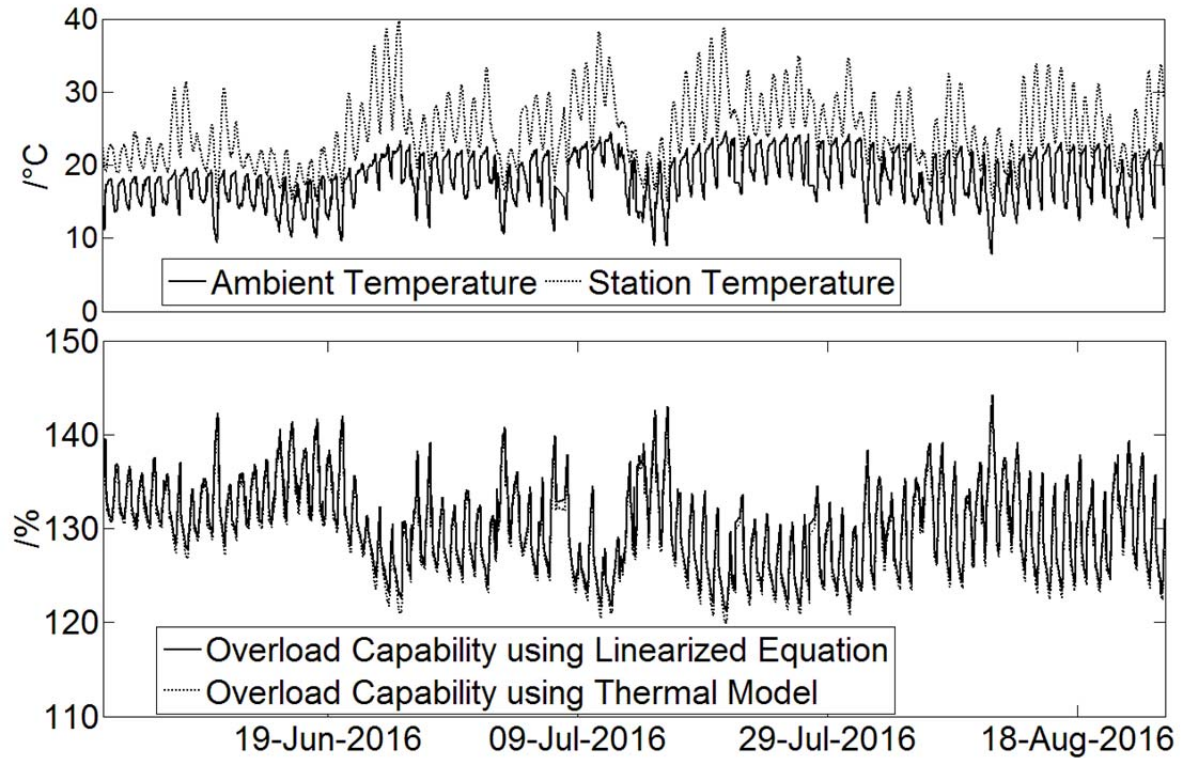


Fig 2: Belastbarkeit eines 400 kVA Verteiltransformators berechnet mittels des thermischen Modells und der linearen Gleichung (1).
Loading capability of a 400 kVA distribution transformer calculated using the thermal model and the linear equation (1).

- **Untersuchung der Durchschlagsspannung von variablen inhomogenen Elektrodenanordnungen in natürlichem Ester und Mineralöl**

M. Sc. Stephanie Hägele

Natürliche Ester werden zunehmend als Isolierflüssigkeiten in Leistungstransformatoren eingesetzt. Ihr Einsatz beruht auf vorteilhaften Eigenschaften gegenüber Mineralölen, wie beispielsweise einem höheren Flamm- und Brennpunkt und einer besseren Umweltverträglichkeit.

Für den Einsatz in Leistungstransformatoren ist die dielektrische Festigkeit der natürlichen Ester von großer Wichtigkeit. Vorausgehende Untersuchungen zeigen eine vergleichbare Durchschlagsspannung von Mineralölen und natürlichen Estern bei homogenen Feldanordnungen. In stark inhomogenen Feldern weisen natürliche Ester jedoch eine gegenüber Mineralölen verringerte Durchschlagsspannung aus.

Aktuelle Versuchsreihen haben zum Ziel, den Feldinhomogenitätsgrad zu ermitteln, bei dem die Verringerung der Durchschlagsspannung natürlicher Ester im Vergleich zu Mineralölen hin zu inhomogeneren Anordnungen beginnt.

Hierzu werden Versuche mit 1,2/50 μ s Normblitzimpuls in Anlehnung an die Norm ASTM D3300 sowie unter AC mit stufenweiser Steigerung der Spannung in Anlehnung an IEC 60060-1 durchgeführt. Für jede Anordnung werden 10 Durchschläge ermittelt. Der Inhomogenitätsgrad der Anordnungen wird über die Verwendung verschiedener Elektroden und verschiedener Abstände realisiert und jeweils im Schwaiger-Faktor η ausgedrückt. Die verwendeten Isolieröle sind Envirotemp™ FR3™ als natürlicher Ester und Nynas Nytro Lyra X als Mineralöl.

Erste Messungen zeigen eine Verringerung der Durchschlagsspannung bei extrem inhomogenen Feldern sowohl bei natürlichem Ester wie auch bei Mineralöl, wobei die Verminderung bei letzterem geringer ausfällt.

Untersuchungen mit weiteren Elektroden in einem breiteren Inhomogenitätsbereich ermöglichen eine genauere Beschreibung des gesuchten Inhomogenitätsgrades.

Im Anschluss an die Untersuchungen erfolgt eine Einordnung des bestimmten Inhomogenitätsgrades in Bezug auf real existierende Feldverteilungen in Leistungstransformatoren.

Weitere Forschungsthemen in diesem Bereich sind Alterungs- und Tieftemperaturuntersuchungen an natürlichen Estern und Mineralölen sowie die Gas-in-Öl-Diagnostik.

- **Breakdown Voltage of Variable Inhomogeneous Electrode Arrangements in Natural Ester Liquid and Mineral Oil**

M. Sc. Stephanie Hägele

Natural ester liquids are increasingly used as insulation material in power transformers. Their application is due to advantageous properties in comparison to mineral oil as for example higher flash and fire points, and better environmental sustainability.

The dielectric strength of natural ester liquids is of particular importance for their use in power transformers. Preliminary investigations show a comparable breakdown voltage of natural ester liquid and mineral oil in homogeneous field configurations. However, natural ester liquid shows a reduced breakdown voltage in strongly inhomogeneous fields.

Current test series aim towards determining the degree of inhomogeneity at which reduction of breakdown voltage of natural ester liquid starts.

On this, experiments are conducted under 1.2/50 μ s lightning impulse on the basis of ASTM D3300 and under AC with stepwise voltage rise on the basis of IEC 60060-1. The breakdown voltage of 10 breakdowns is determined for each investigated configuration. The degree of inhomogeneity of the configurations is realized with different electrodes and different gap distances. Schwaiger-factors η are used as descriptive terms. Oils used are Envirotemp™ FR3™ fluid as natural ester liquid and Lyra X as mineral oil.

First measurements show a considerable reduction of the breakdown voltage in extremely inhomogeneous fields in natural ester fluid as well as in mineral oil whereupon reduction in mineral oil is less distinctive.

Further investigations with additional electrodes and a wide range of inhomogeneity allow a more accurate description of the desired degree of inhomogeneity.

Subsequently, a classification of the determined degree of inhomogeneity related to existing field distributions in power transformers is carried out.

Further research topics concerning natural ester liquid application in power transformers are ageing studies, investigations on low temperature behavior of natural ester liquids compared to mineral oil and gas-in-oil diagnostics.

■ Thermal Ageing of Silicone Rubber in Mineral Oil

M. Sc. Smitha Karambar

Silicone rubbers have shown exponential increase in their application in the last decade. Silicone rubbers are widely used as electrical insulation material in outdoor applications and high voltage cables. This is due to their very good dielectric strength and excellent thermomechanical properties. Silicone rubbers are also chemically inert and resistant to extreme environments and temperatures. However, the influence of mineral oil on the performance of silicone rubbers and vice versa is not very well-known.

Thus thermal ageing effects on various silicone rubbers immersed in mineral oil are investigated. Different silicone materials are thermally aged at 130°C for 360 hours in mineral oil.

To evaluate the performance of any insulator material one of the important parameter to be studied is the moisture content in the material. Hence, the moisture content of silicone rubbers and mineral oil after ageing are evaluated using the coulometric Karl Fischer-method. The moisture content of aged oil containing different silicone materials increases in comparison to reference samples. Oil samples aged with pressboard are considered as reference samples. The moisture content in aged mineral oil samples is presented in Fig 1.

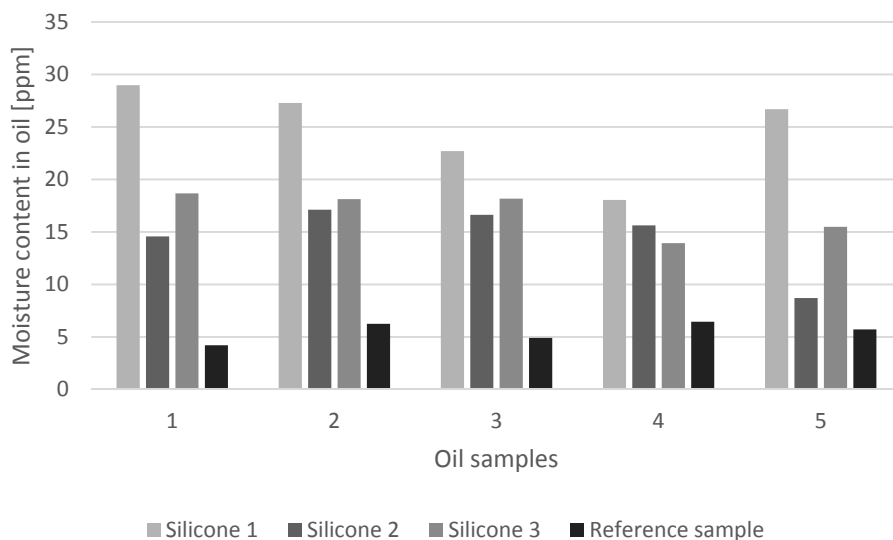


Fig 1: Moisture content in aged mineral oil containing different silicone materials and pressboard (reference)

A similar behaviour is observed with respect to the moisture content in silicone materials. The moisture content of aged samples is higher than of unaged samples. Unaged samples are considered as reference samples and moisture content in various aged silicone samples are compared and presented in Fig 2.

Another important factor determining the performance of an insulation material is the dielectric dissipation factor ($\tan \delta$). The dielectric dissipation factor is directly related to the ageing degree of oil. The dielectric dissipation factor for aged samples of mineral oil is determined according to IEC 60247. The dissipation factors obtained at 90°C for aged mineral oil samples were between 0.27 % and 0.95 %. The mineral oil aged with pressboard material is taken as reference and dissipation factors of the reference samples are measured. The dissipation factor for reference materials were between 0.15 % and 0.20 %.

The other important parameters determining the influence of silicone on mineral oil are breakdown strength of the oil and acid number.

Further research should also include the determination of components of aged oil using dissolved gas analysis (DGA) method and the investigation of silicone rubber for its breakdown strength.

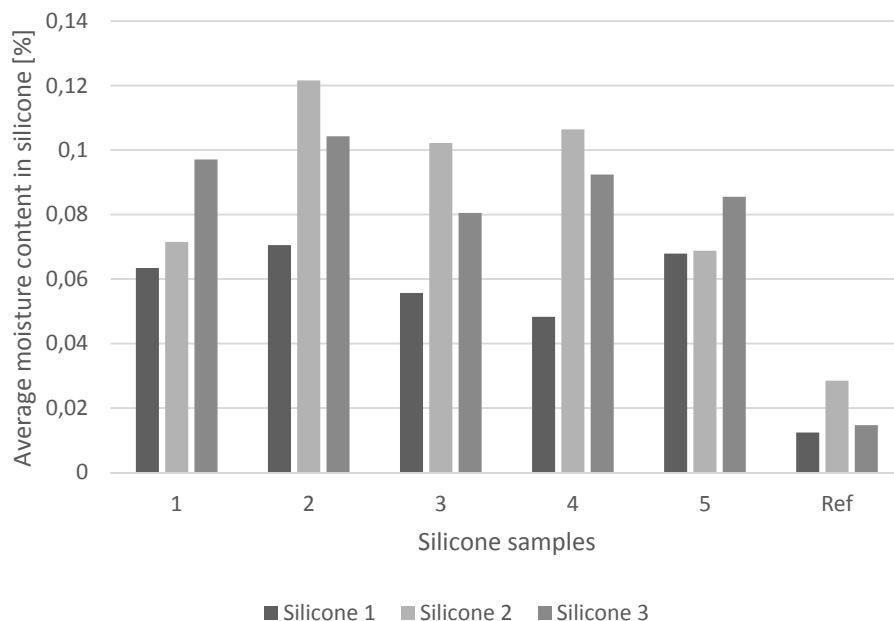


Fig 2: Average moisture content in silicone samples after ageing in mineral oil

■ **Thermische Modellierung von Leistungstransformatoren mittels CFD**

M. Sc. Saeed Khandan Siar

Leistungstransformatoren gehören zu den wichtigsten Betriebsmitteln in der Energietechnik. Die Heißpunkttemperatur eines Leistungstransformators ist der begrenzende Faktor für die Belastung. Dieser darf je nach Isolationsklasse des Transformators einen vorgeschriebenen Wert nicht überschreiten. Eine unzureichende Wärmeableitung führt zu einer lokalen Überhitzung der Wicklung. Diese Hot-Spot-Temperaturen können die Wicklungsisolierung und die Ölqualität stark verschlechtern und führen folglich zu einer beschleunigten Alterung des Transformators.

Daher spielt das Kühlsystem eines Leistungstransformators eine wichtige Rolle für die Übertragung der in den Wicklungen erzeugten Wärme auf die Umgebung. Die optimale Auslegung des Kühlsystems ist wichtig, um thermische Schäden zu vermeiden.

Die Geometrie der Transformatorwicklung besteht aus drei Passagen von mehreren horizontalen Kanälen, die voneinander getrennt sind. Die horizontalen Kanäle verbinden die inneren und äußeren vertikalen Kanäle miteinander. Das Kühlfluid kann in unterschiedlichen Strömungsregimen im Transformator strömen. Dies wird beeinflusst durch das jeweilige Transformator Kühlkonzept (OD- oder ON-Kühlungsart) und von der Belastung des Betriebsmittels. In jedem Fall ist die allgemeine Strömungsrichtung des Öls entlang der Wicklung von unten nach oben. Aktuelle Konstruktionsberechnungen basieren auf der Annahme, dass alle horizontalen Kanäle durchströmt werden.

Die Geometrie des 2D-Wicklungsmodells wird in Fig.1 gezeigt. Es ist erkennbar, dass jeder Durchgang der Wicklung aus 6 Kanälen und 6 Scheiben besteht. Insgesamt besteht der Versuchsaufbau aus drei Passagen, die jeweils mit Passage 0 bis Passage 2 bezeichnet sind. Damit ergeben sich insgesamt 18 Scheiben und 18 Kanäle. Die weiteren Scheiben am unteren und oberen Ende der Wicklung sind für eine korrekte Nachbildung der Randbedingungen vorgesehen und gehen nicht in die Simulation mit ein.

Die Ergebnisse der CFD-Simulationen zeigen, dass die Strömungs- und Temperaturverteilung in den jeweiligen horizontalen Ölkanälen zwischen den Wicklungsscheiben immer inhomogener werden.

■ Thermal Modelling of Power Transformers with CFD

M. Sc. Saeed Khandan Siar

Power Transformers are very important apparatuses in power systems. The hot-spot temperature of a power transformer is the most limiting factor for its loading, which should be kept under a prescribed value determined by the insulation class of the transformer. Inadequate heat dissipation leads to excessive increases in winding hot-spot temperatures, which could cause winding insulation and oil quality deteriorations and consequently accelerated aging of the transformer. Therefore, the cooling system of a power transformer plays an important role for transferring the heat generated in the windings to the surrounding ambient. In this context, the optimal design of the cooling system in addition to its proper operation is necessary to avoid operating failures and thermal damages.

The geometry of the transformer winding is composed of a set of several horizontal channels, which separate the discs from each another. These horizontal channels connect the inner and outer vertical channels to each other. The cooling fluid can flow in different flow regimes, depending on the particular transformer design such as the OD-cooling or the ON-cooling types, and the operating conditions. In any case, the general flow direction of the oil is from the bottom of the winding to the top. Current design calculations are based on the assumption that the fluid flows are divided among all horizontal channels. The geometry of the 2D winding model is shown in Fig. 1. It can be seen that each pass of the winding is made of 6 channels and 6 discs and there are then three main passes with also 6 channels named pass 0 to pass 2, giving a total of 18 discs and 18 channels. The two remaining channels and discs are post-conditioning discs which are not considered in the results.

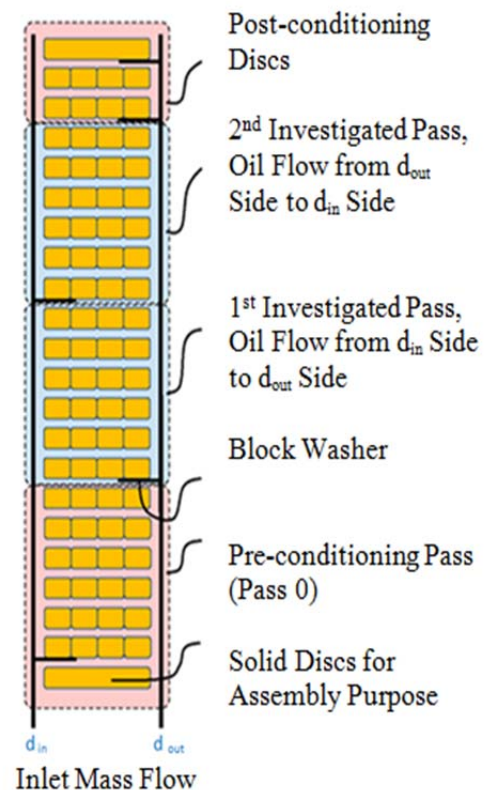


Fig. 1: Schematisches Schnittbild des numerischen Wicklungsmodells.
Schematic layout of the numerical winding model.

Bei niedrigem Öldurchsatz tritt die maximale Fließgeschwindigkeit im unteren Bereich auf. Bei höherem Öldurchsatz verschiebt sie sich in den oberen Bereich. Für eine gegebene Scheibenverlustverteilung ist die Temperatur des aus den horizontalen Kanälen austretenden Öls umgekehrt proportional zur Ölgeschwindigkeit.

Fig. 2 zeigt die Temperaturverteilungen des Wickelmodells für die numerischen 2D und 3D-Berechnungen bei verschiedenen Ölströmungen. Bei einer Variation der Öl Strömung zwischen 18 kg/s und 3 kg/s ist deutlich erkennbar, dass der Unterschied zwischen den Modellen deutlich von der Ölströmung abhängt.

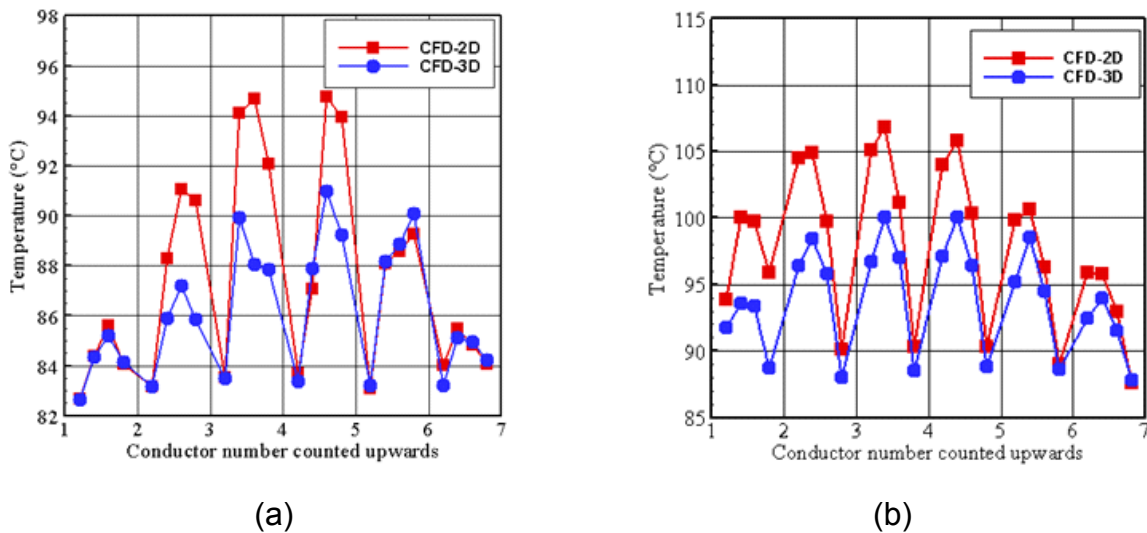


Fig. 2: Numerische Ergebnisse der Temperaturverteilung innerhalb der Wicklung.
a) Temperaturverteilung der Leiter bei Ölströmung von 18 kg/s in Passage 2.
b) Temperaturverteilung der Leiter bei Ölströmung von 3 kg/s in Passage 2.
Numerical results of the temperature distribution within the winding.
a) Distribution of total oil flow in the horizontal channels for 18 kg/s in pass 1.
b) Distribution of total oil flow in the horizontal channels for 3 kg/s in pass 2.

Darüber hinaus ist die Lage des Heißpunkts stark abhängig vom numerischen Modellierungsansatz. Es ist ersichtlich, dass bei einer Erhöhung der Ölströmung von 3 kg/s auf 18 kg/s die Temperatur des Heißpunktes im 2D-Modell stärker erhöht wird als im 3D-Modell.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Massenstrom durch die horizontalen Kanäle zu den vertikalen Kanälen von der Druckdifferenz zwischen beiden Seiten verursacht wird. Darüber hinaus kann ein Niederdruckbereich, der in der Nähe der Scheibe erzeugt wird, einen Teil des Öls ansaugen, das dann in den zweiten horizontalen Kanal strömt und von dort in den ersten Kanal zurückfließt. Statt eines kontinuierlichen Stroms nach oben wird so ein umgekehrter Strom nach unten erzeugt. Dieses Strömungsverhalten kann eine signifikante Überhitzung der unteren Scheibe verursachen. Es tritt in der 2D-Modellierung deutlich stärker als im 3D-Modell auf, was die höheren Temperaturen in der Wicklung erklärt.

The results of the CFD-simulations indicate that the flow distribution on the horizontal oil channels between the winding discs and consequently the temperature distribution get increasingly unequal within the winding. Fig. 3 shows a typical change of oil flow distribution in the horizontal ducts as a function of the oil winding flow. For low oil flow rates the maximum velocity occurs in the lower part of the pass, whereas for increasing winding flow rate the maximum velocity shifts to the upper region of the passes. For a given disc loss distribution, the temperature of the oil exiting the horizontal ducts is inversely proportional to the oil velocity. Due to the interest in the temperature distributions of the winding model, the temperature distribution of conductors within the winding with the oil flow rates 18 kg/s and 3 kg/s are illustrated for the 3D and the 2D numerical calculations in Fig. 2.

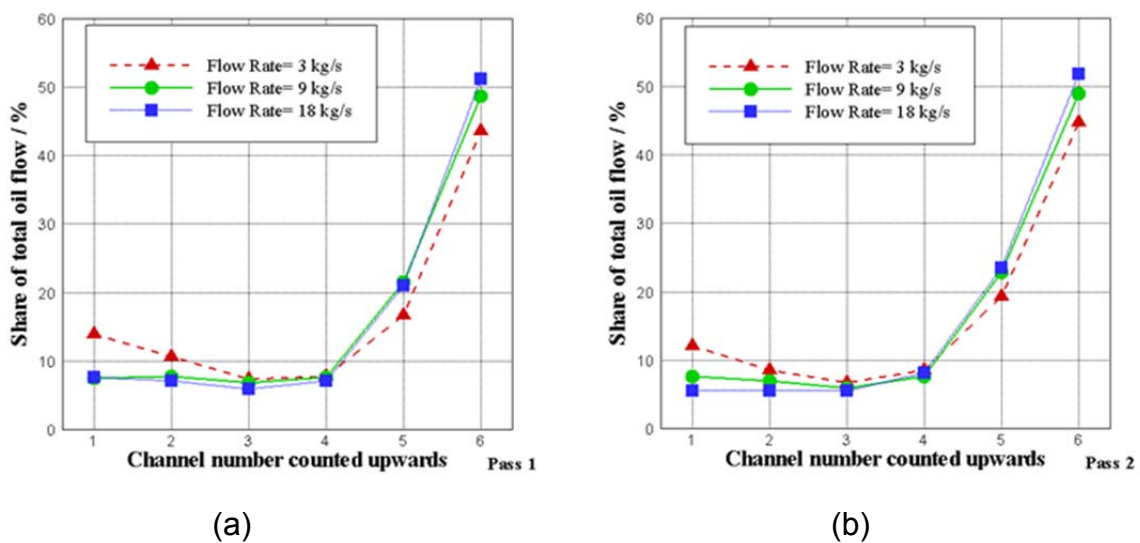


Fig. 3: Numerisches Ergebnis der Strömungsverteilung in horizontalen Kanälen.
a) Verteilung des Ölflusses in den horizontalen Kanälen der Passage 1.
b) Verteilung des Ölflusses in den horizontalen Kanälen der Passage 2.
Schematic layout of numerical winding model.
a) Distribution of total oil flow in the horizontal channels in pass 1.
b) Distribution of total oil flow in the horizontal channels in pass 2.

In addition, the location of the hot spot strongly depends on the numerical modeling approach. It is clear that the mass flow will pass through the horizontal ducts to the other vertical duct due to the pressure difference between the two sides. Moreover, a low-pressure region generated near the washer may suck a part of the oil flowing in the second horizontal duct and redirect it toward the first duct (instead of letting it flow upwards); thus creating an inverse flow. In the 2D modeling approach, this flow behavior can cause a significant overheating of the bottom disc which sometimes becomes the hottest disc in the winding.

■ Evaluation of Numerical Indices for the Assessment of Transformer Frequency Response

M. Sc. Mohammad Hamed Samimi

Power transformers, which are among the most important apparatuses in power systems, may experience mechanical deformations in the inside geometry. These mechanical changes are mainly the consequences of massive electromagnetic forces due to the high short-circuit currents in the windings. If the deformation is severe, it may lead to a consecutive electrical failure of the power transformer after re-energizing which is, in fact, the end of transformer service-life. It is vital, therefore, to diagnose these destructive deformations beforehand, providing the opportunity to carry out a fast and low-cost overhaul. One of the promising diagnostic tools, which is very helpful for determining such mechanical deformations, is the transfer function assessment using the well-known frequency response analysis (FRA) method. Nowadays, the main efforts focus on the interpretation of the FRA results to reach a reliable algorithm for assessing the mechanical condition of the transformer windings.

One of the methods of the FRA interpretation is using the numerical indices. In this method, a value is extracted from the newly measured FRA trace and its fingerprint which declares the difference amount between two traces. Based on this value, the situation of the transformer can be assessed; whether it is intact or is damaged and needs to be repaired. However, many indices are proposed in the literature without a comprehensive comparison between them. The purpose of this research is a comparison of the indices from different aspects to select the best ones.

The indices show different approaches towards the fault severity. Fig. 1 displays two indices versus different levels of axial displacements in an experimental setup. In each step, the difference between that step and the fingerprint is extracted using two example indices. As Fig. 1 shows, an index can be monotonic versus the fault level or not. The indices without monotonicity should be dismissed from the proper indices since they cannot be used for the fault level detection. In the example of Fig. 1, the expectation index (E) should be rejected, but the standard deviation index (σ_e) is acceptable.

After the aforementioned criterion, the linearity of the indices versus the fault level can be noticed. An example is given in Fig. 2 where the amounts of two indices are depicted versus the fault level in a power transformer. For evaluating the linearity, the regression coefficient is used. The higher values of this coefficient declare a more linear relationship between data. In Fig. 2, the standard deviation index (σ_e) is more linear than the normalized correlation coefficient ($1-\rho$) and, therefore, is preferable for the FRA interpretation. In the case of a completely linear index, only one sample from the field can define the behavior of the index over the full range, and such information can be applied on the similar transformers.

The previous criteria plus other characteristics should be examined for different mechanical displacements, various test setups, and several transformers to reach a general conclusion about the best indices. Afterwards, a standard procedure for defining the thresholds of the indices can be investigated.

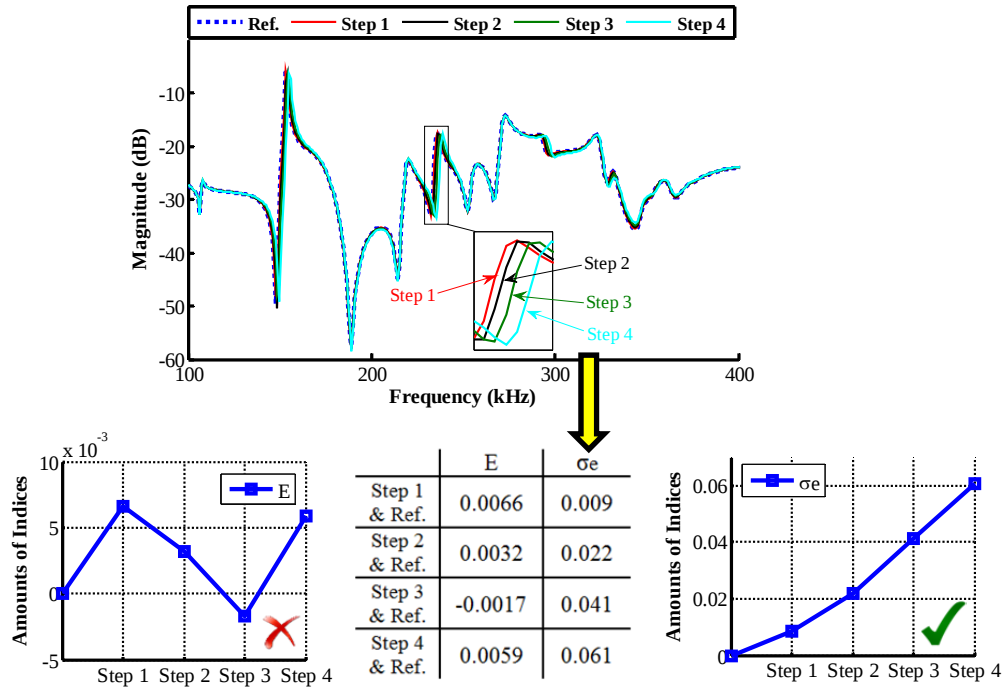


Fig. 1: Monotonicity of two example indices versus different levels of axial displacements.

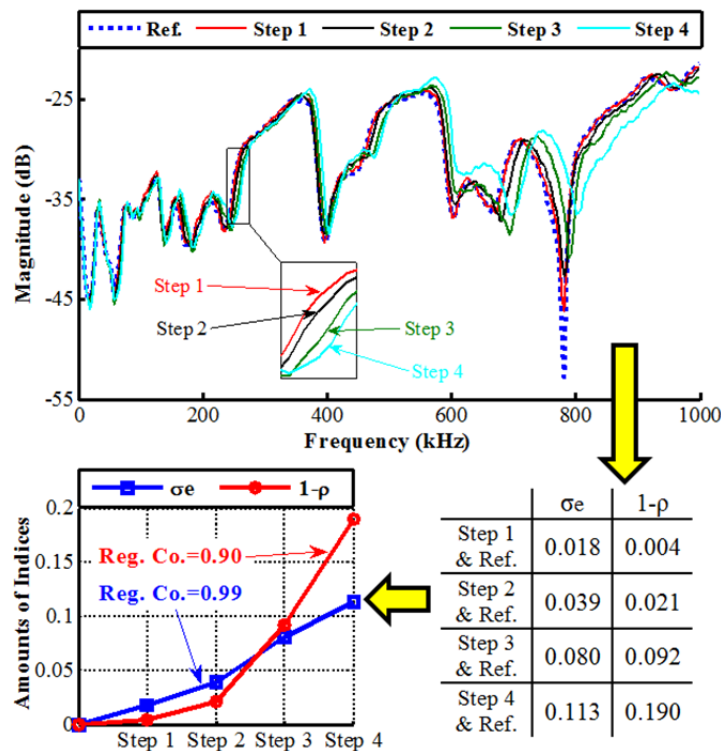


Fig. 2: Linearity of two example indices versus different levels of axial displacements.

■ **Transiente Simulation magnetischer Flüsse in einem Transformator bei Gleichstrombeeinflussung**

M. Sc. Michael Schühle

Für die Auslegung und das Design von Leistungstransformatoren wird stets von idealen symmetrischen, sinusförmigen Phasenspannungen und -strömen ausgegangen. In der Praxis kann es jedoch vorkommen, dass Transformatoren in Hoch- und Höchstspannungsnetzen mit einem zusätzlichen, parasitären Gleichstrom (DC) belastet werden. Die Auswirkungen eines solchen parasitären Gleichstroms werden im Eisenkern eines Transformators deutlich. Durch den Gleichstrom in den Wicklungen entsteht ein konstantes magnetisches Feld, das einen magnetischen Gleichfluss im Kern zur Folge hat. Der Gleichflussanteil verschiebt den magnetischen Arbeitspunkt des Kernmaterials und führt zu einer Halbwellensättigung des Kerns. Bedingt durch den kurzzeitig erhöhten Strom kommt es zu einem Anstieg der Blindleistung und der harmonischen Anteile. Innerhalb des Kerns führt der erhöhte magnetische Fluss und die unsymmetrische Magnetisierung zu steigenden Kernverlusten und einem geänderten Vibrationsverhalten. Aus diesem lässt sich aufgrund der mechanischen Kopplung zwischen Aktivteil und Gehäuse auf die Geräuschemissionen eines Transformators schließen. Geräuschmessungen an Transformatoren mit DC-Belastung zeigen für einen Transformator untypische Frequenzanteile und einen deutlichen Anstieg der Gesamtlautstärke.

Bedingt durch die begrenzte Flusstragfähigkeit des Eisenkernes während der Sättigung ändert sich kurzzeitig die Verteilung des magnetischen Flusses. Die im Idealfall nur wenig durchfluteten Streupfade zwischen Kern und Wicklungen werden dadurch mit einem erhöhten magnetischen Wechselfluss beaufschlagt. Um die erhöhte Beanspruchung bereits während der Planungs- und Designphase berücksichtigen zu können, wird ein Simulationsmodell entwickelt, das die Topologie des magnetischen Kreises mit allen flussführenden Elementen und das zeitliche Verhalten während der Sättigung abbilden kann.

Als Simulationsumgebung wird Matlab Simulink eingesetzt. Speziell für die elektrischen und magnetischen Kreise wird die Simscape Toolbox innerhalb Simulink eingesetzt. Dadurch ist es möglich ein Modell zu erstellen, das auf den physikalischen Zusammenhängen basiert und nicht über ein Ersatzschaltbild modelliert wird.

Eine erste Validierung des Modells wird anhand eines dreischenkigen 2 kVA, Yy0 Transformators durchgeführt. Um das Transformatorverhalten vor allem im Bereich der Sättigung validieren zu können, wird der Transformator in einem einphasigen Messaufbau mit einem zusätzlichen Gleichstrom beaufschlagt.

■ Transient Simulation of Magnetic Flux in Power Transformers with Direct Current Impact

M. Sc. Michael Schühle

Design rules of power transformers are optimized to fit ideal symmetric, sinusoidal voltages and currents. Nevertheless, transformers in service can be affected by direct currents (DC) which superimpose alternating phase currents. DC components can significantly impact the magnetic characteristics of the active part's core. The magnetic operational point is shifted to asymmetry, which yields to half-wave-saturation effects. As a consequence, losses arise as well as the demand for reactive power. Furthermore both, mechanic oscillations and transformer noises increase and show additional harmonic components.

The magnetic flux distribution is significantly changed at times when parts of the magnetic core are in saturation due to DC. In addition magnetic fluxes in stray paths increase. Depending on the individual transformer design, this might lead to undesirable stress for the asset, e.g. due to eddy currents. By an estimation of DC driven stray fluxes in the design process, an adapted design can help minimizing undesirable effects. Therefore, a combined electro-magnetic model is developed which includes the entire topology of the magnetic core using Matlab Simulink. The model is validated by measurements performed on a small 3-limb 2kVA Yy0 transformer with superimposed DC in a single phase setup.

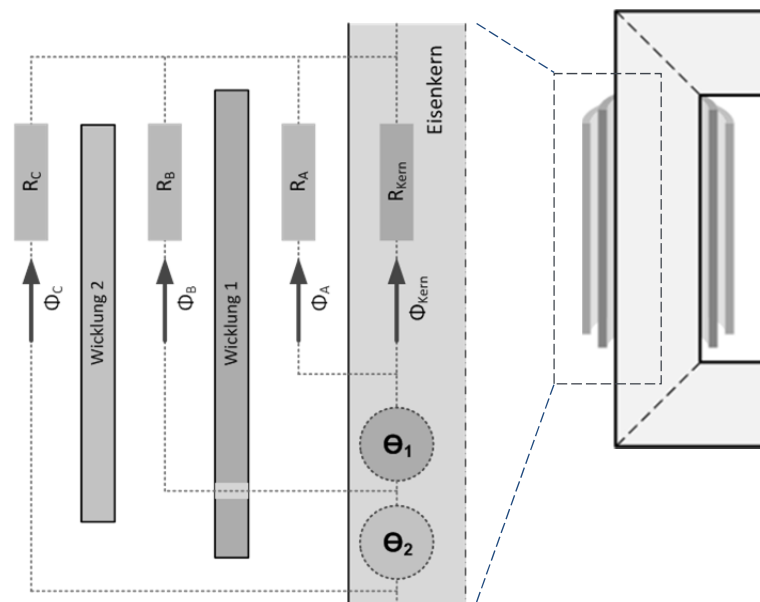


Fig. 1: Reluktanzmodell eines Schenkels mit zwei Wicklungen und Streuflusspfaden.
Reluctance model of limb with two windings and stray flux paths.

Fig. 1 veranschaulicht die Entstehung des Reluktanzmodells mit Streuflusspfaden anhand eines Aufbaus aus Kern und zwei Wicklungen. Der Kern wird in Form eines nichtlinearen magnetischen Widerstandes R_{Kern} mit Sättigungs- und Hystereseverhalten realisiert. Die Streuflusspfade zwischen Kern und Wicklung bzw. zwischen Wicklung 1 und Wicklung 2 werden anhand linearer Reluktanzen $R_{A,B,C}$ beschrieben. Diese werden ausschließlich über den Querschnitt, die Länge und die dem volumenfüllenden Material zugehörige Permeabilitätszahl definiert.

Die Kopplung zwischen elektrischem und magnetischem Netzwerk findet wie im realen Transformator über die Wicklungen statt. Jede Wicklung entspricht dadurch im magnetischen Netzwerk einer Durchflutungsquelle (siehe Fig. 1). Der Zusammenhang zwischen Strom, Spannung und magnetischem Fluss wird dabei ausschließlich über die beiden nachfolgenden Formeln (1) und (2) definiert.

$$\Theta(t) = N \cdot i(t) \quad (1)$$

$$u(t) = -N \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

Dem magnetischen Netzwerk entsprechend bilden sich durch die magnetische Durchflutung magnetische Flüsse in den definierten Flusspfaden (Kern, Streupfade). Mithilfe der gemessenen Ströme und Spannungen an den Wicklungen kann mithilfe der Formeln (3) und (4) näherungsweise auf die magnetische Feldstärke und Flussdichte geschlossen werden.

$$B(t) = \frac{1}{N \cdot A} \int u(t) \cdot dt \quad (3)$$

$$H(t) = \frac{N \cdot i(t)}{l} \quad (4)$$

Fig. 2 zeigt den Zusammenhang zwischen magnetischer Flussdichte und Feldstärke. Dabei ist deutlich das für ferromagnetische Materialien typische Hystereseverhalten zu sehen. Fig. 2 links zeigt den Vergleich zwischen der gemessenen und der simulierten Hysterese. Der Eisenkern wird hier mit einem reinen Wechselfeld erregt. Zum Vergleich zeigt Fig. 2 rechts den Einfluss eines zusätzlichen magnetischen Gleichfeldes, welches über einen Gleichstrom $I_{DC} = 3A$ erzeugt wird. Durch das Gleichfeld kommt es zu einer Sättigung des magnetischen Kernes. Die Simulationsparameter, die für Fig. 2 links verwendet werden (P1), zeigen bei Sättigung kein akzeptables Ergebnis. Durch eine Korrektur der Kernparameter (P2) können jedoch auch bei Sättigung gute Simulationsergebnisse erzielt werden.

Fig. 1 shows the development of the magnetic reluctance model from a setup with a magnetic core and two windings. The magnetic core is represented by a nonlinear reluctance R_{Kern} using the Jiles-Atherton model which describes the correlation between the magnetic field strength and flux density. The leakage flux paths between core and windings are presented by linear reluctances $R_{A,B,C}$.

The coupling between the electric and magnetic domain in the simulation model is similar to the real transformer. The simulation model contains winding components which translate the currents and voltages according equations (1) and (2) to the magnetic flux and magnetomotive force (MMF). Each winding of a transformer results in a MMF source in the simulation (see Fig. 1).

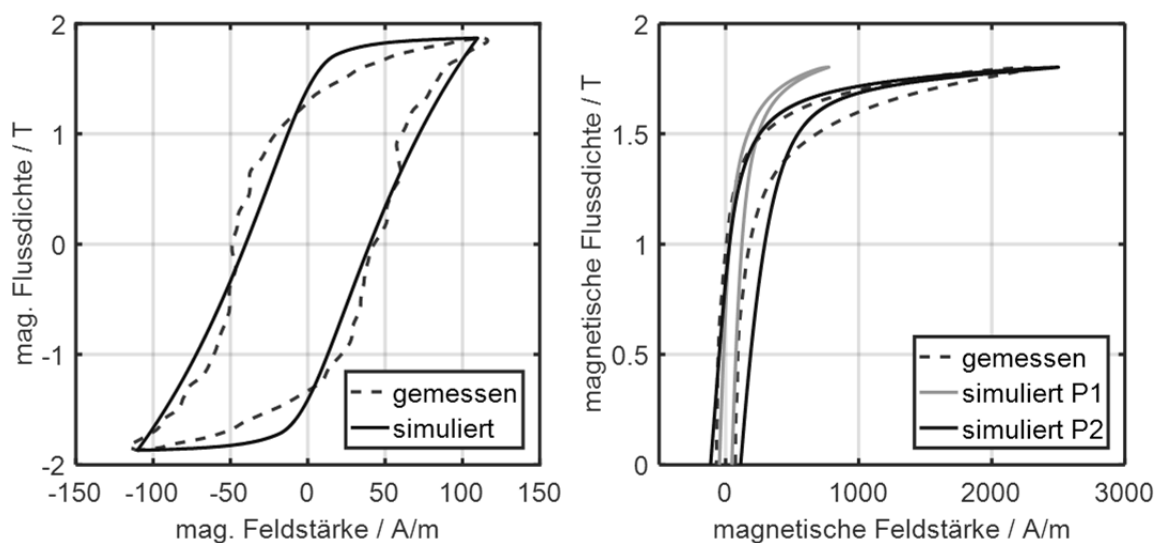


Fig. 2: links: Gemessene und simulierte Hysteresekurve ohne DC.
rechts: Gemessene und mit unterschiedlichen Kernparametern simulierte Hysteresis bei $I_{DC} = 3A$.
left: Measured and simulated hysteresis loop.
right: Measured and with two different core parameter sets simulated hysteresis loop.

With the measured voltage and current the magnetic flux density and the magnetic field strength can be calculated from the equations (3) and (4). Fig. 2 compares the hysteresis loops of the measured and simulated test setup. Fig. 2 left shows the hysteresis loops only with AC excitation. Fig. 2 right shows the same test setup but with an additional DC excitation. The saturation effect of the ferromagnetic core material is obvious. After a core parameter adjustment from P1 (parameter of Fig. 2 left) to P2, a valid simulation result is presented.

■ Kalibrierung der UHF Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren

Dipl.-Ing. Martin Siegel

Um UHF Messungen untereinander vergleichbar zu machen, fehlt eine Kalibrierung, die Unterschiede in der verwendeten Messtechnik (Sensoren, Verstärker, Kabel, Messsysteme) ausgleichen kann. Dieser Beitrag zeigt einen Vorschlag zur Kalibrierung der gesamten UHF Messkette inklusive der Sensorsensitivität, vergleichbar zur Kalibrierung der elektrischen TE-Messung. Für diese zweistufige Kalibrierung wird der Antennenfaktor (AF) des UHF Sensors verwendet, der damit als Vorbedingung für eine Kalibrierung der UHF-Messtechnik bekannt sein muss. Ein bekannter Kalibrierimpuls wird am Messkabel ohne angeschlossenen UHF Sensor eingespeist, um das verwendete Messsystem samt Kabeldämpfung zu kalibrieren, wie es Fig. 1 (links) zeigt. Aus dieser Messung kann der Kalibrierfaktor K_1 berechnet werden (1). Um die Charakteristik des verwendeten UHF Sensors in die Kalibrierung zu integrieren, muss der $AF(f)$ des verwendeten UHF Sensors bekannt sein. Er kann beispielsweise in einer Messzelle bestimmt werden. Der AF erlaubt es, die Kalibrierebene vom Einspeisepunkt des UHF Kalibrierimpulses an die UHF Antenne in den Transformator hinein zu verschieben, siehe Fig. 1 (rechts). Um einen korrekten Kalibrierfaktor zu erreichen, muss der AF des Sensors bei der gleichen Einschubtiefe gemessen werden, bei der er auch im Transformator installiert wird. Für eine breitbandige Messung von UHF Impulsen müsste der Impuls im Frequenzbereich mit dem frequenzabhängigen $AF(f)$ bewertet werden. Dies ist jedoch bei den meisten TE-Messsystemen nicht vorgesehen und wird deshalb hier durch eine vereinfachte Version des Antennenfaktors AF_S ersetzt. Um den Kalibrierprozess einfach zu gestalten, kann der $AF(f)$ auf einen frequenzunabhängigen Faktor K_2 reduziert werden, der die prägnanten UHF Frequenzen mit ausreichender Genauigkeit berücksichtigt. Hierfür wird vorgeschlagen, den mittleren Antennenfaktor (mean $AF(f)$) im Frequenzbereich von 300 MHz bis 1 GHz zu verwenden (2).

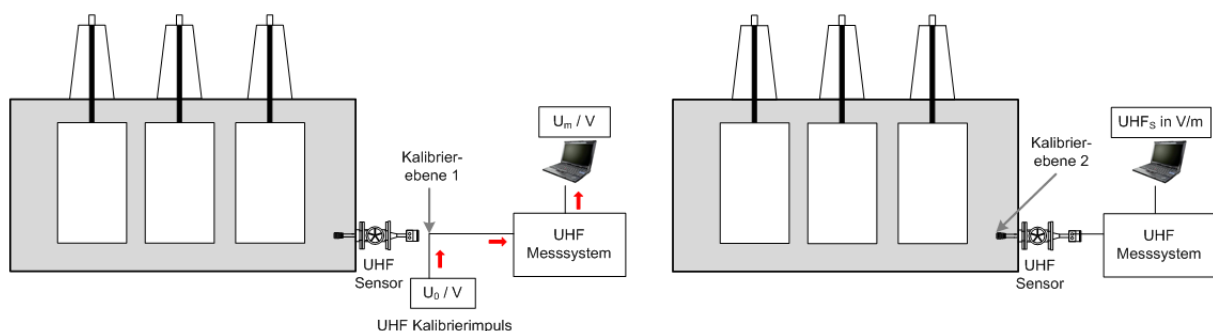


Fig. 1: Kalibrierung des UHF Messgerätes/-kabel (links), Miteinbeziehen des UHF Sensors in die Kalibrierung (rechts).

Calibration of measurement device and cables (left side), Calibration of the UHF Sensor (right side).

■ Calibration of UHF Partial Discharge Measurement for Power Transformers

Dipl.-Ing. Martin Siegel

To achieve a comparable method, UHF measurement systems require calibration including a validation of the UHF antenna sensitivity. Therefore, the antenna factor of UHF sensors needs to be determined in a defined setup and can afterwards be included in the calibration procedure of UHF measurement systems. A known UHF calibration impulse is injected into the measurement setup without antenna in order to calibrate the cable and the measurement device itself, see Fig. 1 (left side). From this calibration measurement, the calibration factor K_1 can be calculated (1). The $AF(f)$ is required to include the sensor's characteristic into the calibrated path. The actual insertion depth has to be the same during AF determination and UHF measurement. The known transfer function provided by the AF allows the shifting of the calibration point from the injection point of the calibrator to the UHF antenna inside the transformer. For simplification of the calibration procedure, the frequency dependent $AF(f)$ can be reduced to a scalar correction factor AF_s which represents the most common occurring UHF PD frequencies with sufficient accuracy. It is proposed to use the mean $AF(f)$ from 300 MHz to 1 GHz as scalar (2). The resulting AF_s gives the factor K_2 to correct the time domain signals (3). Fig. 2 shows an example of simplifying the $AF(f)$ to a mean AF_s and Fig. 1 (right side) the new calibration point which is shifted inside the transformer to the UHF antenna. The idea of using a mean value of the frequency dependent $AF(f)$ is only valid for broadband UHF measurement systems. When using a narrowband measurement system, the actual $AF(f_{center})$ at the center frequency should be used for K_2 . An impulse U_m measured with the UHF measurement system can now be corrected and results in a value correlated to the electrical field which is radiated by PD (5). This value can be called "apparent UHF signal" (UHF_s) like "apparent charge (q_s)" of the electrical PD measurement. It is called apparent because it is not directly related to the actual PD value itself but its calibration makes different measurement systems (including UHF sensors, cables and measuring devices) comparable.

$$K_1 = \frac{U_0}{U_m} \quad (1)$$

$$AF_s = \text{mean}_{300\text{MHz} \leq f \leq 1\text{GHz}} AF(f) \quad (2)$$

$$K_2 = 10^{\frac{AF_s}{20}} \quad (3)$$

$$K_{UHF} = K_1 \cdot K_2 \quad (4)$$

$$UHF_s = K_{UHF} \cdot U_m \quad (5)$$

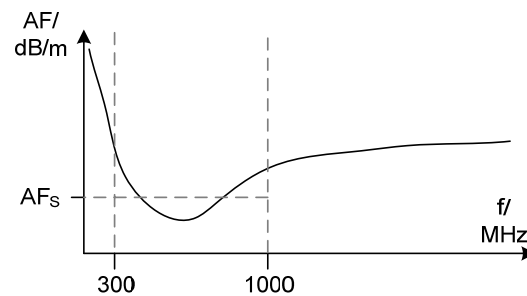


Fig. 2: Beispiel für einen vereinfachten AF.
Example of simplifying the AF.

Der daraus resultierende vereinfachte AF_S kann in seiner delogarithmierten Form K_2 (3) dazu benutzt werden, breitbandige UHF Signale im Zeitbereich zu korrigieren. In Fig. 2 ist ein Beispiel zu sehen, wie ein $AF(f)$ in den daraus resultierenden AF_S überführt werden kann. Bei einem schmalbandigen UHF Messsystem kann stattdessen aus der $AF(f)$ Kurve der entsprechende $AF(f_{center})$ an der Mittenfrequenz der Messung verwendet werden. Um die Kalibrierung des kompletten Messsystems abzuschließen, wird der gesamte Kalibrierfaktor K_{UHF} berechnet (4). Ein Impuls U_m , der durch ein Messsystem gemessen wird, kann nun durch den Kalibrierfaktor K_{UHF} korrigiert werden (5). Dadurch wird ein zur von der TE emittierten elektrischen Feldstärke proportionaler Wert UHF_S in V/m im Messsystem angezeigt. Dieser Wert kann als „scheinbares UHF Signal“ (UHF_S) entsprechend der Namensgebung aus der elektrischen TE-Messung „scheinbare Ladung“ bezeichnet werden. Er wird scheinbar genannt, da sich zwar aus diesem Wert kein direkter Rückschluss auf das tatsächlich abgestrahlte UHF Signal erlaubt, jedoch die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen UHF Messsystemen (inkl. Sensor und Kabel) durch ihre Kalibrierung erreicht ist.

Oft wird Kalibrierung der UHF Methode als Synonym für die Relation der gemessenen UHF Antennenspannung in mV zu der scheinbaren Ladung in pC der elektrischen TE-Messung verwendet. Da auch die scheinbare Ladung keinen Rückschluss auf die tatsächlich an der Fehlstelle umgesetzte Ladung oder Energie erlaubt, ist es nicht zielführend diesen Zusammenhang zu suchen. Außerdem zeigen verschiedene Untersuchungen, dass diese Relation zwar im einfachen Laboraufbau nachgewiesen werden kann, es diese jedoch bei komplexeren elektrischen Betriebsmitteln nicht gibt, wie beispielsweise dem Transformator, wo der Ort der TE unbekannt ist. Sowohl die elektrische TE-Messung, als auch die UHF Methode können nur bis zum Anschlusspunkt an den Transformator kalibriert werden. Fig. 3 zeigt beide Kalibrierverfahren im direkten Vergleich. Dargestellt ist, welche Transferfunktionen (TF) bei der Kalibrierung berücksichtigt werden können und welche unbekannt bleiben. Da die Ausbreitungsmechanismen der elektrischen TE-Messung und der UHF Methode grundlegend verschieden sind, sind es auch die Dämpfungen der Signale. Bei der elektrischen Messung handelt es sich um eine leitungsgebundene Ausbreitung im Wicklungsleiter und kapazitivem Übersprechen zwischen den Windungen. Im Gegensatz dazu findet die Ausbreitung der UHF Signale gestrahlt im gesamten Transformator statt, wo sie gedämpft werden und auch an metallischen Teilen reflektiert werden können. In beiden Fällen bleibt die TF im Transformator unbekannt und kann daher nicht im Kalibrierprozess integriert werden. Bei der elektrischen TE-Messung wird die TF des „Sensors“ bestehend aus Koppelkondensator C_K und Ankoppelvierpol AKV durch die Kalibrierung mit einem bekannten Ladungsimpuls q_0 mit einbezogen. Bei der UHF Kalibrierung ist dies nicht möglich. Aus diesem Grund muss die TF des Sensors (der AF) zusätzlich berücksichtigt werden, um den Einfluss unterschiedlicher Antennen in die Kalibrierung mit einschließen zu können.

Often, calibration of the UHF method is used as a synonym for the relation between measured UHF antenna voltage (in mV) and apparent charge (in pC) of the electrical measurement. As the apparent charge level needs to be treated with caution, this link is not necessary as well as impossible. For this reason, a general consideration of calibration methods for UHF and electrical measurements are determined and compared. Fig. 5 shows both calibration procedures and which transfer functions (TF) are included or excluded in the calibrations or can be included by measurement of its TF (in case of the AF of UHF sensors). The propagation mechanisms of electrical and electromagnetic signals inside the transformer are fundamentally different and so are the attenuations of the signals. The winding conductor serves as propagation path in the electrical PD measurement. The propagation of the electromagnetic signals in the UHF range is a radiated emission in the entire volume of the transformer, in oil and pressboard. Thereby, the electromagnetic wave is attenuated and can be reflected by metallic parts. In both cases, the TF inside the transformer remains unknown and cannot be included in a calibration procedure. The AF of UHF sensors can and must be included in a calibration procedure in order to ensure comparable results when using different measurement devices and UHF sensors.

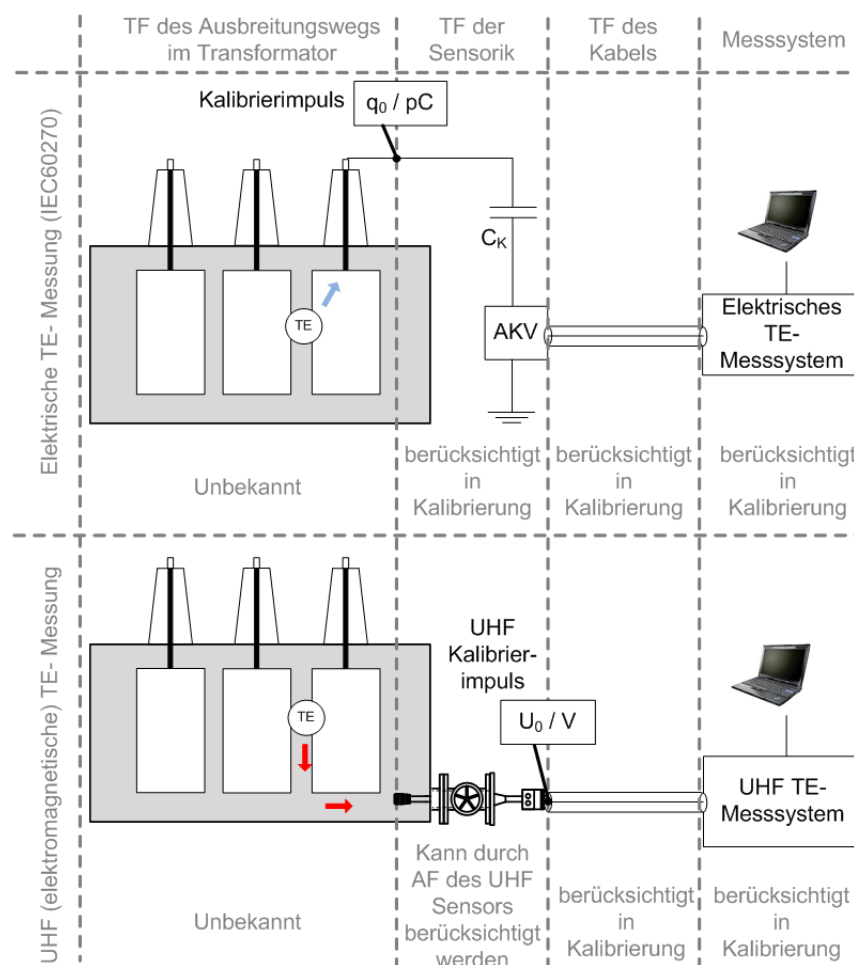


Fig. 3: Vergleich der Kalibrierungsverfahren.
Comparison of PD calibration methods.

■ **Vergleichsstudie zum Einfluss von Zellulosepartikeln auf die elektrische Leitfähigkeit von Mineralöl und natürlichen Estern**

M. Sc. Farzaneh Vahidi

Ein Faktor des notwendigen Netzausbaus ist die HGÜ-Technik, mit der mittels Gleichspannung Energie über lange Distanzen verlustarm übertragen werden kann. Die Beanspruchung der Isoliersysteme in den dafür benötigten Betriebsmitteln, wie bspw. HGÜ-Transformatoren, unterscheidet sich grundlegend von der AC-Beanspruchung. Für das vollständige Verständnis der Vorgänge in einem HVDC-Isoliersystem muss nicht nur die Permittivität ϵ , sondern vor allem auch die elektrische Leitfähigkeit κ aller Komponenten in ihrem Wert und Verhalten bekannt sein. Meist ist das aber nur unzureichend der Fall. Als Schwierigkeit stellt sich hierbei heraus, dass die Leitfähigkeit im Vergleich zur Permittivität häufig von vielen Parametern, wie z.B. Feldstärke, Zeit, Partikelanzahl oder Temperatur abhängt und somit nur schwer allumfassend bestimmt werden kann.

Natürliche Esterflüssigkeiten als Isoliermedium in Hochspannungsbetriebsmitteln bieten viele Vorteile im Vergleich zu herkömmlichen Mineralölen. Neben hoher Temperaturbeständigkeit und der erhöhten Brandsicherheit zeichnet die natürlichen Ester auch eine bessere Umweltverträglichkeit aus. Die Messungen konzentrieren sich auf das Zeitverhalten der elektrischen Ölleitfähigkeit bei natürlichem Ester Envirotemp™ FR3™ und dem Mineralöl Lyra X (siehe Fig. 1). Im weiteren ist in Fig. 1 der Einfluss der Zellulosepartikel auf die elektrische Ölleitfähigkeit dargestellt.

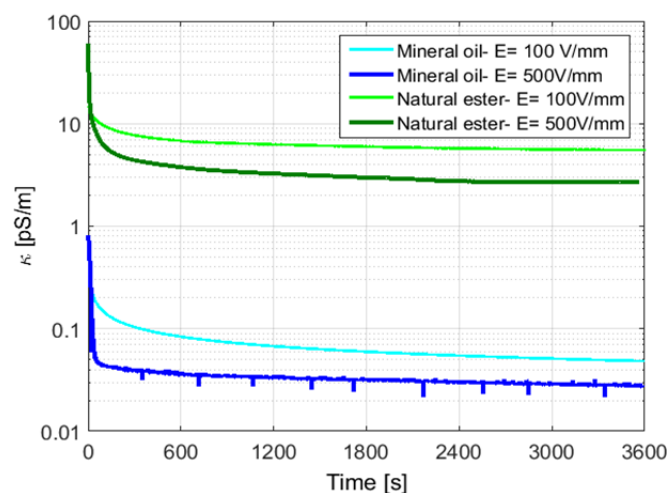


Fig. 1: Vergleich der zeitabhängigen Ölleitfähigkeit für Mineralöl und natürlichen Ester bei 100 V/mm, 500 V/mm und 30°C.

Comparison of time dependent oil conductivity on mineral oil and natural ester liquid at 100 V/mm, 500 V/mm and 30°C.

■ Comparative Study on Impact of Cellulose Particles on Electrical Conductivity of Mineral Oil and Natural Ester

M. Sc. Farzaneh Vahidi

The design of feasible insulation for converter transformers requires the understanding of field distributions in the insulating materials, which are normally a combination of oil and cellulose. The AC field distributions in transformers depend on the permittivity. Contrary to AC field distribution, DC field stresses are determined by the conductivity of the insulating materials. Therefore, knowledge about the conductivity of the oil is of tremendous importance for design and safe operation in the DC technique. The conductivity of insulating liquids is dependent on several parameters, e.g. time, temperature, particle content and electrical field strength. In this study, the time behavior of electrical conductivity is investigated using Envirotemp™ FR3™ natural ester and Nytro Lyra X mineral oil. The aim of this comparative study is to illustrate the electrical conductivity behavior of natural ester and its applicability as HVDC insulation. Natural ester liquids as insulation material in power transformers offer many advantages compared to conventional mineral oils. Higher thermal capability, higher flash/fire points and better environmental sustainability are some of the advantages. Furthermore, the impact of cellulose particles on electrical conductivity is studied. Different amounts of cellulose particles are added into dried oil specimens and the time behavior of electrical conductivity is measured applying different DC stresses. An example of conductivity changes dependent on cellulose contamination level is presented in Fig. 2.

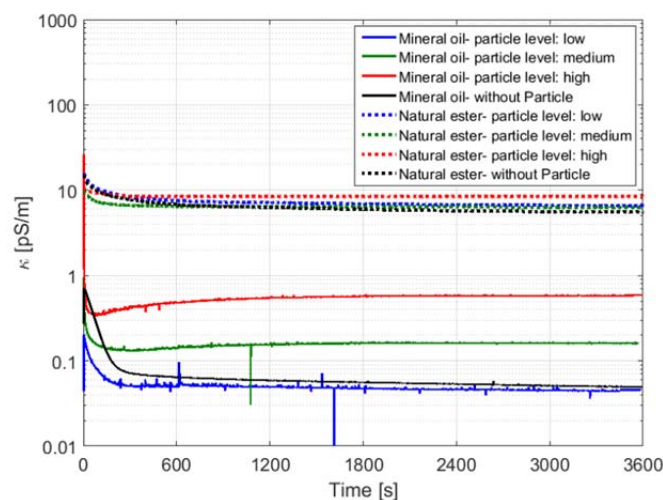


Fig. 2: Einfluss der Zellulosepartikel auf die elektr. Ölleitfähigkeit bei $E=100$ V/mm.
Influence of the cellulose particles on the electr. conductivity at $E=100$ V/mm.

5.2 ENERGIEVERSORGUNG / SMART GRIDS

■ Forschungsprojekt „grid-control“

Laufzeit: Juli 2015 – Juni 2018

Im Forschungsprojekt „grid-control“ wird in einem Konsortium von insgesamt 9 Partnern aus Industrie und Wissenschaft ein Gesamtkonzept für zukunftsfähige Stromnetze erforscht. Die Förderung des Forschungsprojekts erfolgt durch die Initiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ und ist Teil des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung. Das Ziel ist die Ausgestaltung eines Zusammenspiels der Verbraucher und neuartiger Prosumenten, des Energiemarktes und des Verteilnetzbetreibers (VNB). Hierfür wird die Koordination von Netznutzung und dezentraler Erzeugung in kritischen Situationen, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die Netzplanung sowie die Überwachung des Netzzustandes untersucht.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Themenschwerpunkte des IEH im Forschungsprojekt „grid-control“ sind die Zustandsschätzung und probabilistische Netzplanung. Mithilfe der Zustandsschätzung soll im Projekt ein System entwickelt werden, das die erforderliche Beobachtbarkeit mit einem Minimalmaß an benötigter Sensorik bewerkstelligen soll. In Fig. 1 ist das Konzept zur Einbindung der Zustandsschätzung unter Berücksichtigung der Messdatenerfassung und Messdatenverwaltung durch VNB dargestellt. Die erfassten Messdaten werden dem VNB zur Verwaltung übergeben und anschließend die benötigten Daten dem Zustandsschätzer zur Verfügung gestellt. Auf Basis der Messdaten wird dann der Systemzustand ermittelt und visualisiert. Aktuell werden im Rahmen des Projektes Methoden zur optimalen Platzierung von Messgeräten auf Mittel- und Niederspannungsebene entwickelt.

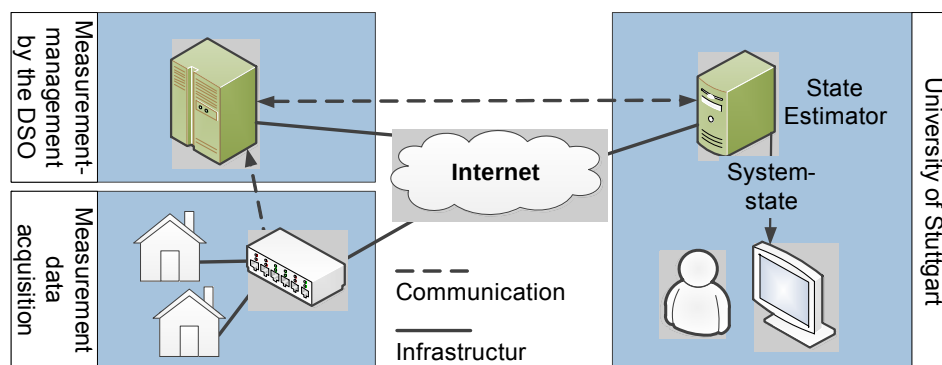


Fig. 1: Konzept zur Einbindung der Zustandsschätzung.
Concept of embedding the state estimation

■ Research Project “grid-control”

Period: July 2015 – June 2018

The research topic of “grid-control” is an overall concept for future-compliant electric power systems. The consortium consists of 9 partners of industry and science. The research project is sponsored by the 6.



energy research program “future-compliant electric power systems” of the German federal government. The objective is the arrangement of interactions between consumer or new prosumer, energy market and distribution system operator. Therefore, the coordination of the grid components and decentral generation, the provision of ancillary services, network expansion planning and state estimation is investigated.

The main emphasis of IEH in “grid-control” is the state estimation and probabilistic network expansion planning. The observability of the power system is investigated in the research project by using a minimal number of sensors. Fig. 1 shows the concept of the integration of the state estimation in consideration of measurement data acquisition and measurement data management by the DSO. The recorded measurement data will be turned over to the DSO for the management process. Afterwards the necessary data will be sent to the state estimator. Based on the measurement data the system state will be determined and visualized. In compliance with the project, methods for an optimal meter placement in medium- and low-voltage grids are currently developed.

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

■ Forschungsprojekt „CALLIA“

Laufzeit: Juli 2016 – März 2019

CALLIA zielt darauf ab, Erkenntnisse über Technologien und Konzepte zu gewinnen, welche die Kompatibilität von Erneuerbaren Energien im Verteilnetz unterstützen. Das Konsortium besteht aus 13 Partnern aus Industrie bzw. Wissenschaft in Deutschland, Belgien, Österreich und der Türkei. CALLIAs Ziele leiten sich aus den Aufgaben der europäischen “Energy 2020 strategy: towards a low carbon economy” ab, indem die Integration von Erneuerbaren Energien durch eine flexiblere, direkte Abstimmung zwischen den Verteilnetzen verbessert wird. Lösungen (Modelle, Kommunikationsmöglichkeiten und Werkzeuge) für eine vertikale intra-VNB-Energiehandels-Wertschöpfungskette „Prosument – Aggregator – VNB“ werden für den inter-VNB-Leistungshandel ausgearbeitet.



Die Hauptinteressen des IEH im Rahmen des Projektes liegen auf der Untersuchung des Einsatzes flexibler Ressourcen in Verteilnetzen für die EE-Integration sowie auf der Echtzeit-Simulation einer agentenbasierten Steuerungsarchitektur mit Hilfe eines Hardware-in-the-Loop-Konzepts (HiL). Die Untersuchung konzentriert sich auf die Bewertung des Einsatzes von Flexibilitäten (EE, Speichersysteme und steuerbare Lasten) zur Aufrechterhaltung der lokalen Bilanzierung eines Netzgebietes. Bei einem Ungleichgewicht soll auch der Inter-DSO- oder Intra-DSO-Energieaustausch ermöglicht werden. Die Forschung umfasst die technische Bewertung sowie - in einer Simulationsumgebung - den Einsatz von flexiblen Ressourcen innerhalb von Verteilnetzen bei verschiedenen Anwendungsszenarien. Die HiL-Simulationen helfen, die entwickelten Hardwarekomponenten der CALLIA-Architektur zu testen, ohne in reale Netze eingreifen zu müssen.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Kick-Off Meeting in Konstanz

■ Research Project “CALLIA”

Period: July 2016 – March 2019

CALLIA is an international project which aims to provide insight into technologies and concepts that will support the integration of Renewable Energy Sources (RES). The consortium is formed by 13 industrial and academic partners from Germany, Belgium, Austria and Turkey. The objectives of CALLIA are derived from the objectives of the European “Energy 2020 strategy: towards a low carbon economy” by improving the potentials of RES integration by using inter-DSO flexibility potentials. Solutions (models, communications methods and tools) for vertical intra-DSO energy trading chain (prosumer – aggregator – DSO) will be enhanced for the inter-DSO power trading.

The main interests of IEH in the project are the study of the potential use of flexible resources within distribution grids for RES integration and the real-time simulation of an agent-based control architecture through a Hardware-in-the-Loop (HiL) concept. The study will focus on the evaluation of the use of flexibilities (RES, storage systems and controllable loads) to maintain local balance within a grid region and the inter-DSO or intra-DSO power exchange in case of imbalances. The research involves the technical evaluation, in a simulation environment, of the use of flexible resources within distribution grids under different scenarios. HiL simulations will help testing the developed hardware components of the CALLIA architecture for inter-DSO and intra-DSO trade without having to intervene in real grids, by connecting the hardware components into a simulation environment representing the studied grid.

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

- **Forschungsprojekt „NEOS“:
Netzausbaureduzierung durch Speichereinsatz im
Verteilnetz am Beispiel Netzverstärkung Ostalbkreis**

Laufzeit: September 2016 – Dezember 2018

Die Auslastung des Stromnetzes wird heute nicht mehr allein durch die angeschlossene Last bestimmt, sondern zunehmend durch die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, die vorwiegend im Verteil- und Hochspannungsnetz stattfinden.



Da der Bezug und die Einspeisung der elektrischen Leistung im Netz von vielen Parametern wie z. B. dem Wetter, der installierten Leistung, dem Anlagentyp usw. abhängt, ist die Auslastung des Netzes zeitvariabel und schlecht vorhersehbar. Es kommen deshalb immer häufiger Auslastungsspitzen vor, die schon heute kritisch für den Netzbetrieb sind. Eine Lösung zur Entlastung des Netzes bzw. der betroffenen Leitungen ist der Netzausbau. Dadurch wird die Netzimpedanz reduziert und die Belastbarkeit des Netzes erhöht. Diese Alternative ist allerdings kostenintensiv und genehmigungsrechtlich aufwändig. Im Projekt NEOS wird der Einsatz von Speichertechnologien als Alternative zum konventionellen Netzausbau untersucht.

Dazu wird das Modell einer Großspeichereinrichtung entwickelt und in einer Simulationsumgebung für das bestehende 110 kV-Netz des Ostalbkreises implementiert. Anschließend werden Optimierungsalgorithmen zur Dimensionierung, zur Positionierung sowie zum Betrieb der Speicher entwickelt. Anhand von zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen kann somit der Beitrag von Speichertechnologien zur Netzentlastung zunächst technisch ausgewertet werden.

In einem nächsten Schritt wird der Einsatz von Speichertechnologien im unterlagerten Mittelspannungsnetz untersucht und daraus mögliche Synergieeffekte zwischen Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz abgeleitet. Darüber hinaus wird die Wirtschaftlichkeit der bereits untersuchten Einsätze von Speichertechnologien in einem weiteren Schritt überprüft werden. Abschließend werden eine Planungsgrundlage für den Speichereinsatz zur Netzentlastung entwickelt sowie die Anforderungen für einen wirtschaftlichen Betrieb mittels Sensitivitätsanalyse untersucht.

Das Vorhaben wird im Rahmen des Förderprogramms „Förderung von Demonstrationsprojekten Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg“ beim Projektträger Karlsruhe Baden-Württemberg Programme (PTKA-BWP) am Karlsruher Institut für Technologie mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert.

- **Research Project „NEOS”:
Reduction of Grid Expansion in the Distribution
Network with Storage Systems using the Example of
the Ostalbkreis Region Network**

Period: September 2016 – December 2018

The power utilization limit of electric grids is no longer defined by the power consumption only, but the power supply into the grid as well, fed by renewable suppliers mainly into the distribution and high voltage networks.

The consumption and supply of power depend on many parameters such as the weather, the installed capacity, the generating unit type etc. Therefore the network utilization is rather variable in time and is error-prone which results in overloading peaks and critical states for the operation of the grid.

A possible solution is to expand the power grid. This alternative is yet both cost-intensive and complicated from a regulatory point of view. In this context, the aim of the NEOS project is to examine the contribution of big storage system technologies to reduce the load on power grids as an alternative to the grid expansion.

In this research project a model of a big storage system will be developed and implemented in a simulation environment of the 110 kV network of the region “Ostalbkreis”. Following this, optimization algorithms will be generated for the dimensioning, positioning and operation of the storage systems. By means of time series based load flow calculations the contribution of the storage systems to reducing the power grid load could be hence technically evaluated.

In a further step it is intended to adapt and scale the developed storage system model to the distribution grid in order to analyze its operation and to evaluate possible synergy effects between distribution and high voltage networks.

Furthermore, it is envisaged to analyze the economic efficiency of the considered different applications of the storage systems. Based on the examinations, a planning guide for a technically and economically efficient usage of storage systems shall be derived. Also the conditions for an economic operation shall be investigated by sensitivity analysis.



Support by the Research Program “Support of Demonstration Projects Smart grids and storage systems Baden-Württemberg” at the Project Management Agency Karlsruhe Baden-Württemberg Programme (PTKA-BWP) at the Karlsruhe Institute of Technology with funds of the State of Baden-Württemberg is gratefully acknowledged.

Control-Hardware-in-the-Loop zur Simulation von Agentensystemen in elektrischen Netzen

M. Sc. Manswet Banka

Die Anzahl der steuerbaren Anlagen in elektrischen Netzen steigt. Dazu tragen auch die einspeisenden Anlagen mit relativ kleiner Leistung, wie dezentrale Erzeugungsanlagen oder Batteriespeichersysteme, bei. Eine zentralisierte Steuerung solcher Systeme ist auf Grund der zunehmenden Datenmenge und des Kommunikationsaufwands nicht mehr möglich. Ein vielversprechender Ansatz sind dezentrale Steuerungssysteme, basierend auf Multiagentenarchitekturen. In solch einem System ist ein Agent, der über eine bestimmte Intelligenz verfügt, für die lokale Steuerung einer Anlage, wie z.B. PV-Anlage, Batteriespeicher, steuerbare Last etc., zuständig.

Aus diesem Grund wurde am IEH eine Control-Hardware-in-the-Loop-Simulationsumgebung zur Untersuchung der Systeme entwickelt. Die Control-Hardware besteht aus einem Einplatinencomputer, auf dem die Agenten implementiert sind. Neben den Agenten für den Betrieb eines auf der JADE-Plattform basierenden Multiagentensystems wurden weitere Agenten für Leistungsschalter, Synchrongenerator und steuerbare Last entwickelt. Über Analogschnittstellen erhalten diese den Wert der Frequenz, die im Softwaremodell gemessen wurde. Die im Agenten implementierten Algorithmen geben dann Aus-/Einschaltkommandos an das Modell zurück. Die Agenten von Synchrongenerator und Last geben zusätzlich Analogsignale zur Vorgabe des Betriebspunktes aus.

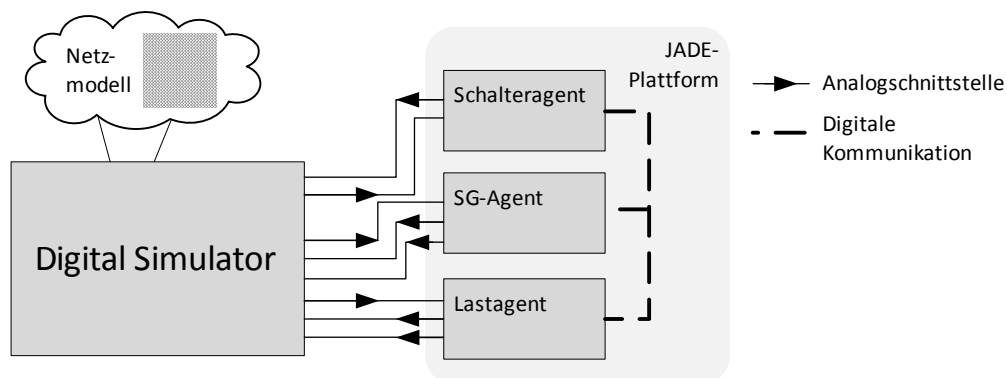


Fig. 1: CHiL-Simulationsumgebung.
CHiL simulation environment.

Die Frequenz wird von den Agenten ausgewertet. Im Normalbetrieb verfolgt der Synchrongeneratoragent eine $P(f)$ -Kennlinie nach VDE AR-N 4105. Die Strategie wird geändert, wenn ein Befehl vom Schalteragent kommt, d.h. wenn der Prozess zur Inselnetzbildung beginnt. Der Schalteragent gibt dann Vorgabewerte an den Generator- sowie an den Lastagenten.

■ **Control-Hardware-in-the-Loop for the Simulation of Agent Systems in Electric Grids**

M. Sc. Manswet Banka

The number of controllable units in electric power grids is increasing, also due to many generation and storage units of relative small power ranges.

A centralized control of such a system is limited due to the growing amount of data and requirements on communication infrastructure. Promising solutions are decentralized control systems based on a multi-agent architecture. In such a system an agent, who has certain intelligence, is responsible for the local control of units like PV generator, storage system, controllable load, etc.

A Control Hardware in the Loop simulation environment was developed at the institute to investigate such systems. The control hardware consists of single-board computers where the agents are implemented. Beside the standard agents necessary for the operation of a multi-agent system based on the JADE-platform, additional agents have been designed for a circuit-breaker, a synchronous generator and a controllable load. Using an analog interface the agents receive the value of the frequency which is measured in the software part of the model. Based on the implemented algorithms they return on- and off-signals to the controlled units. In addition the agents of the synchronous generator and controllable load provide preset values according to the frequency.

The agents continuously analyze the frequency. During the normal operation a synchronous generator follows the $P(f)$ characteristic according the standard VDE-AR-N 4105. This strategy is changed when a signal from the circuit-breaker agent is received. In this case the preset values for both generator and load agents will be provided by the circuit-breaker agent, who can also initiate an islanding process.

The simulation environment will be used for the investigation of different control strategies for islanding and grid restoration processes.

■ **Flexibilitätsschätzung der Verteilnetze mit Integration von Erneuerbaren Energien**

M. Sc. Daniel Contreras

Die Integration Erneuerbarer Energien (EE) in europäische Stromnetze setzt sich kontinuierlich fort, wobei der Schwerpunkt auf Wind- und Solarenergie liegt. Diese neuen Erzeugungsanlagen werden in allen Spannungsebenen installiert, insbesondere in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Die Volatilität der EE-Erzeugung kann dazu führen, dass sich die Richtung der Leistungsflüsse in den Verteilnetzen ändert, was zu mehreren neuen Problemen bei den Netzbetreibern führt, wie Spannungsbandverletzungen oder Überlastungen von Leitungen und Transformatoren, die ursprünglich nicht erwartet wurden. Diese Änderung des Verhaltens der Netze motiviert die Verteilnetzbetreiber (VNB), ihre Arbeitsweise zu modifizieren und von dem klassischen "Fit and Forget"-Ansatz zu einer aktiveren Rolle im Betrieb zu wechseln.

Zusätzlich werden mehr Energiespeichersysteme und steuerbare Lasten an die Netze angeschlossen, wodurch neue Möglichkeiten für deren Steuerung und Nutzung geschaffen werden. Damit entsteht der Begriff "Flexibilität", definiert als die Fähigkeit eines Generators, eines Speichersystems oder einer Last, Erzeugung oder Verbrauch basierend auf vordefinierten Signalen zu ändern, um Dienste innerhalb des Energiesystems bereitzustellen. Dies würde einem VNB ermöglichen, seine flexible Energie als Dienst für andere VNB oder Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) anzubieten, um ein Ungleichgewicht von Last und Erzeugung zu korrigieren, sowie die verfügbare Flexibilität zur Lösung von Spannungs- oder Überlastungsproblemen zu verwenden.

Ziel des IEH ist es, Methoden zur Berechnung der Flexibilität eines Verteilnetzes zu entwickeln und dem VNB anzuzeigen, wieviel Flexibilität er zur Verfügung hat. Ein probabilistischer Ansatz wird ebenfalls betrachtet, um zu bestimmen, wie wahrscheinlich diese Szenarien sind. Die Berechnungen erfordern große Mengen an Ressourcen, da viele Fälle simuliert werden müssen, wodurch Optimierungsverfahren erforderlich sind, um die Prozesse zu beschleunigen. Die Umsetzung von Aggregationsverfahren für die Nieder- und Mittelspannungsnetze hilft dabei. Die Entwicklung von "Flexibilitätskarten" kann den Netzbetreibern helfen, bessere Entscheidungen zu treffen, wie das Netz unter bestimmten Umständen betrieben werden kann, z.B. im Engpassmanagement.

Die Entwicklung der Algorithmen und deren Validierung finden hauptsächlich im Rahmen des internationalen Forschungsprojektes "CALLIA" statt.

■ **Flexibility Estimation of Distribution Grids with Integration of Renewable Energy Sources**

M. Sc. Daniel Contreras

The integration of renewable energy sources (RES) into European electrical grids continues at a steady pace, with great emphasis on wind and solar generation. These new generating units are being connected to the grid at all voltage levels, especially at the middle and low voltage levels. The volatility of the RES generation can cause the direction of power flows in the distribution networks to change, causing several new problems to the grid operators, in the likes of voltage deviations or overload of lines and transformers, which were not originally expected. This change in the behavior of the grid is motivating the distribution system operators (DSO) to modify the way they work, moving from the classical “fit and forget” approach into a more active role in the operation.

Additionally, more energy storage systems and controllable loads are being connected to the grids, creating new possibilities for their control and usage. With this, the term “flexibility” arises, being defined as the ability of a generator, storage system or load to change its generation or consumption based on predefined signals in order to provide services within the power system. This would allow a DSO to offer its flexible energy as a service to other DSO or TSO to correct imbalances of energy, as well as to use it to solve voltage problems or branches overload issues.

The IEH has the objective to develop methodologies which will allow to calculate how flexible a distribution grid is, in order to evaluate how much energy can it provide to other grids under specific generation and load scenarios. A probabilistic approach will be considered as well, in order to determine how probable a scenario is. These calculations require large amounts of resources, since several cases have to be simulated, thus requiring optimization methods to speed up the process. The implementation of aggregation methods for the low and medium voltage grids help in this matter. The development of the “flexibility maps” of grids may help the grid operators to take better decisions on how to operate the grid under specific circumstances, for example congestion management.

Many of the algorithms and their validation will take place within the scope of the international research project “CALLIA”.

Regelung leistungselektronisch-gekoppelter Anlagen in Inselnetzen

M. Sc. Simon Eberlein

Durch den wachsenden Anteil an dezentralen Erzeugern im Verteilnetz ist es möglich, Teile des Netzes autonom – als vom Verbundnetz getrennte Inselnetze - zu betreiben. Diese Betriebsart ist beispielsweise dann vorteilhaft, wenn durch Störungen die Versorgungssicherheit durch das Verbundsystem nicht gegeben ist.

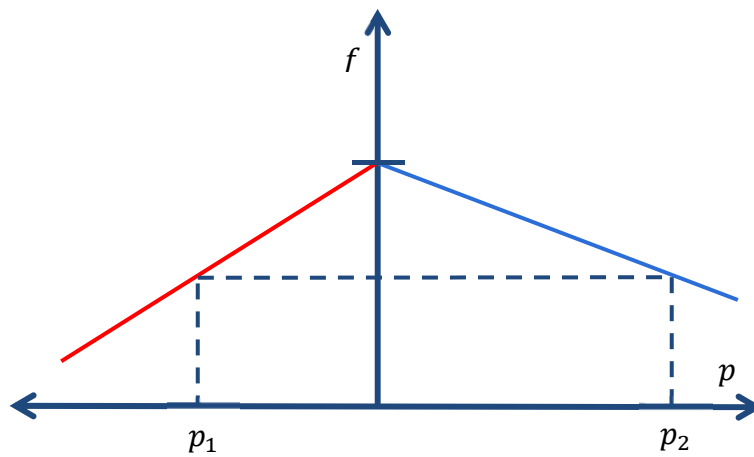


Fig. 1: Wirkleistungsaufteilung anhand von Droop-Koeffizienten.
Active power distribution according to droop coefficients.

Besonders kritische Systemzustände sind der Übergang zwischen Verbund- und Inselbetrieb und umgekehrt. Die dezentralen Erzeuger müssen ihre Regelung den Gegebenheiten des Inselbetriebes anpassen und das Inselnetz ohne die stabilisierende Wirkung des Verbundnetzes aufrechterhalten. Ein großer Anteil der dezentralen Erzeuger ist durch leistungselektronische Schaltungen an das Netz gekoppelt. Diese erlauben eine schnelle Regelung mit kleinen Zeitkonstanten. Nachteilig wirken sich jedoch deren geringe Überstromkapazitäten im Vergleich zu Synchrongeneratoren aus.

Zwei der am häufigsten in der Literatur zu findenden Regelungen für durch Wechselrichter gekoppelte Anlagen in Inselnetzen sind die Droop-Regelung und die der virtuellen Synchronmaschine. Die Droop-Regelung ist der Primärregelung der Synchrongeneratoren von Großkraftwerken nachgeahmt.

■ Control of Power Electronic Devices in Islanded Microgrids

M. Sc. Simon Eberlein

Due to the growing share of distributed generators in the distribution system it became possible to operate parts of the system autonomously as islanded systems which are decoupled from the bulk power system. This operating mode is desired, for example, when there is a perturbation in the bulk power system and a secure supply cannot be guaranteed.

Critical operation modes are the transition between islanded and interconnected operation and vice versa. The distributed generators have to adjust their control to the islanded operation and keep the grid stable without the stabilizing effect of the bulk power system. A large share of distributed generators is coupled to the grid through power electronic devices, which allow for a fast control with low time constants. On the other hand, their low capacity for overcurrents compared to synchronous generators is a mayor disadvantage.

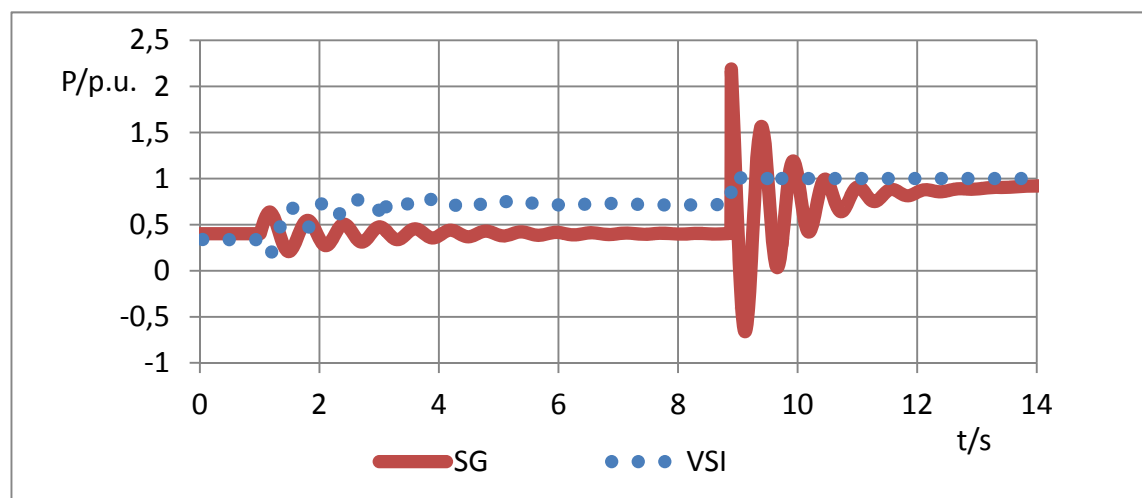


Fig. 2: Wirkleistungsverlauf bei der Synchronisation.
Active power during synchronization.

Two often found control strategies for power electronic coupled devices in islanded networks in literature are the droop control and the virtual synchronous machine control. The droop control replicates the primary control of synchronous generators of large thermal power plants.

Dabei wird eine Aufteilung der Wirkleistung zwischen den Anlagen erreicht, indem diese umgekehrt proportional zur Netzfrequenz geregelt wird. Wie in Abbildung 1 beispielhaft für zwei Anlagen dargestellt, wird so eine Aufteilung der Wirkleistung (x-Achse) anhand der Frequenz (y-Achse) und der Droop-Koeffizienten (Steigungen der Geraden), erreicht. Hierzu ist keine Kommunikation zwischen den Anlagen notwendig.

Eine virtuelle Synchronmaschine ist hingegen eine Anlage, die eine Synchronmaschine nachahmt. Es wird nicht nur die Primärregelung, sondern auch der mechanische Teil sowie Modelle höherer Ordnung für Stator und Rotor der Synchronmaschine berücksichtigt. Die Anlage verhält sich somit gegenüber dem Netz wie eine Synchronmaschine, stellt beispielsweise also auch Momentanreserve bereit. Ein weiterer Vorteil ist, dass für Synchronmaschinen entwickelte Regelkonzepte, z.B. Power System Stabilizer, auch für leistungselektronisch gekoppelte Anlagen verwendet werden können.

In Abbildung 2 ist der Verlauf der Wirkleistung zweier Anlagen in einem Inselnetz während des Übergangs zum Verbundbetrieb dargestellt. Zum Zeitpunkt $t = 1$ s wird die Synchronisation der Spannungsfrequenz, -amplitude und des Winkels mit dem Verbundsystem eingeleitet. Zum Zeitpunkt $t = 9$ s haben sich die Spannungen ausreichend genau angeglichen, und der Koppelschalter zwischen beiden Netzen kann geschlossen werden. In dieser Simulation wurde absichtlich eine suboptimale Synchronisation der Netze in Form einer Abweichung der Spannungswinkel bewirkt, um Ausgleichsvorgänge zu provozieren. Es ist zu sehen, dass der Synchrongenerator (SG) aufgrund der Trägheit seines Rotors mit wesentlich stärkeren Schwingungen reagiert als der Wechselrichter (VSI), dessen Regelung deutlich kleinere Zeitkonstanten aufweist.

Am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik wird erforscht, wie durch die geeignete Regelung von Wechselrichtern die Schwingungen von Synchrongeneratoren gedämpft werden können. Hierzu eignet sich beispielsweise die bereits vorgestellte Regelung der virtuellen Synchronmaschine. Neben der Synchronisation ist weiterhin der Übergang von Verbund in den Inselbetrieb ein kritischer Vorgang, für den geeignete Regelungen entwickelt werden. Ziel ist es, für unterschiedliche Netztopologien und Spannungsebenen optimierte Regelalgorithmen zu entwickeln, welche die Stabilität des Netzes in jedem Betriebspunkt garantieren.

The distribution of the active power supply between the units is accomplished by adjusting their active power inversely proportional to the grid frequency. As shown in Fig. 1, the active power (x-axis) is distributed depending on the frequency (y-axis) and the droop coefficient (gradient of the lines). No communication between the generators is needed for this kind of control.

On the other hand, the virtual synchronous machine aims at imitating a synchronous machine. It incorporates not only the primary control, but also the mechanical part and higher order models of stator and rotor. Hence, the generator interacts with the grid like a synchronous machine which means, for example, that it has inertia. Another advantage is that control strategies used for synchronous machines, like for example power system stabilizers, can also be used for power electronic coupled generators.

In Fig. 2 the active power of two generators during the transition between islanded and grid connected operation is shown. At $t = 1$ s the synchronization with the bulk power system of frequency, amplitude and angle of the voltage is started. At $t = 9$ s the voltages have sufficiently aligned and the circuit breaker between the two grids can be closed. In this simulation the synchronization is intentionally controlled to be flawed with mismatching voltage angles to provoke transients. It is observed that the synchronous generator (SG) due to its inertia exhibits much larger oscillations compared to the power electronic device (VSI).

The Institute for Power Transmission and High Voltage Technology researches on control strategies for power electronic devices to dampen the oscillations of synchronous machines. A viable control strategy is for example the formerly introduced virtual synchronous machine. Besides the synchronization, the transition between interconnected and islanded operation is a critical procedure for which suitable control strategies have to be found. The aim is to implement optimized control strategies for different grid topologies and voltage levels which guarantee stability in every operating point.

■ **Steuerungskonzepte und Abbildung des Systemverhaltens von HGÜ-Strecken**

Dipl.-Ing. Katharina Frey

Die Umsetzung der Energiewende erfordert die Übertragung großer Leistungen von den Windzentren im Norden Deutschlands zu den Lastzentren im Süden. Hierfür ist ein umfangreicher Netzausbau notwendig, der u.a. die Installation mehrerer Hochspannungsgleichstromübertragungs (HGÜ)-strecken beinhaltet. Diese Verbindungen werden quasi parallel angeordnet, so dass deren Betrieb untereinander und mit dem Betrieb des Drehstromnetzes abgestimmt werden muss.

Bisherige Ansätze verfolgen das Ziel, basierend auf Lastprognosen und Wettervorhersagen die zu jedem Zeitpunkt eingespeiste und entnommene Leistung zu berechnen und mithilfe eines Optimierungsalgorithmus den optimalen Betriebspunkt zu berechnen. Dieser Ansatz erfordert sehr viele Informationen über das Netz und die Einspeisung bzw. Lastabnahme sowie einen hohen Rechenaufwand.

Ein neuartiger Ansatz verfolgt nun das Ziel, unabhängig von Prognosen und nur auf dem aktuellen Netzzustand basierend den Sollwert zur Leistungsübertragung über die HGÜ-Verbindungen vorzugeben. Entscheidend ist, dass das Betriebskonzept die parallel verlaufenden Drehstromleitungen entlastet. Gleichzeitig kann es weitere Optimierungsziele des Netzbetriebs beinhalten. Diese können beispielsweise die Verlustminimierung sein, aber auch die Beeinflussung von Ringflüssen, die sich innerhalb des Verbundnetzes ergeben können.

Die Einhaltung der thermischen Grenzleistungen der Drehstromleitungen kann sichergestellt werden, indem - abhängig von deren gegenwärtigen Auslastung - ein erlaubtes Leistungsband für die HGÜ-Verbindungen definiert wird. Mithilfe von Sensitivitätsfaktoren wird berechnet, inwiefern eine Änderung des HGÜ-Sollwertes Auswirkungen auf den Lastfluss über die Drehstromleitungen hat. Mithilfe der erlaubten Änderung des Lastflusses auf der Drehstromleitung ΔF_{AC} und der Sensitivität zwischen HGÜ-Verbindung und Drehstromleitungen $PTDF_{DC,AC}$ werden die Grenzen des erlaubten Leistungsbandes über die erlaubte Änderung der HGÜ -Leistung ΔP_{DC} berechnet:

$$\Delta P_{DC} = \Delta F_{AC} / PTDF_{DC,AC}$$

Die kleinste erlaubte Änderung in jede Richtung ist hierbei die limitierende Größe.

Da die HGÜ-Verbindungen höchstwahrscheinlich in Netzgebieten mehrerer Betreiber angeschlossen sind, sind die Drehstromleitungen entsprechend den HGÜ-Verbindungen zuzuordnen. Es ist denkbar, dies nach Zuständigkeiten aufzuteilen oder nach dem Einfluss der HGÜ-Verbindung auf die jeweilige Drehstromleitung.

■ Automated Control of HVDC Links within an Interconnected Power System

Dipl.-Ing. Katharina Frey

The change in the German energy sector requires the transfer of a lot of power from the wind centers in Northern Germany to the load centers in Southern Germany. For this purpose, an extensive network expansion is necessary, which includes the installation of several high voltage direct current (HVDC) lines. These connections are arranged quasi-parallel so that their operation has to be coordinated with each other and with the operation of the AC system.

Previous approaches are based on load forecasts and weather forecasts to calculate the power input and output at any time and to calculate the optimal operating point using an optimization algorithm. This approach requires a lot of information about the grid state and extra high simulation resources.

Now, a novel approach has the goal of specifying the set point for the power transmission via the HVDC links, independent of forecasts, but only based on the current network state. It is important, that the operating concept relieves the parallel AC lines and, at the same time, it can include further optimization objectives for the grid operation. This could, for example, be the minimization of transmission losses, but also the influence of loop flows that can occur within the interconnected AC network.

To ensure the thermal limits of the AC lines a permitted power band for the HVDC links can be used which depends on their current loading. Sensitivity factors are used to calculate the influence of a change in the HVDC set point on the load flow over the AC lines. With the permitted change line ΔF_{AC} in the load flow on the AC line and the sensitivity between the HVDC link and AC lines $PTDF_{DC, AC}$, the limits of the permitted power band are calculated via the allowed change in the HVDC power ΔP_{DC} :

$$\Delta P_{DC} = \Delta F_{AC} / PTDF_{DC, AC}$$

The smallest permissible change in each direction is the limiting factor for each HVDC link.

Since the HVDC connections are most likely connected to grid areas of several operators, the AC lines have to be allocated to the HVDC connections. It is possible to divide them by responsibilities or by the influence of the HVDC connection on the specific AC line. AC lines can also be assigned to more than one HVDC link, or only high loaded AC lines can be taken into consideration. This is shown for two quasi-parallel HVDC connections in Fig. 1.

Dies wird beispielhaft für zwei quasi parallele HGÜ-Verbindungen in Fig. 1 skizziert. Drehstromleitungen können auch mehr als einer HGÜ-Verbindung zugeordnet werden, oder wenig ausgelastete Drehstromleitungen können weggelassen werden.

Der HGÜ-Sollwert wird anschließend mithilfe eines weiteren Konzeptes berechnet, beispielsweise zur Verlustminimierung in Abhängigkeit der Differenz der Spannungswinkel [1]. Das Gesamtkonzept wird in Fig. 2 dargestellt. Die HGÜ-Leistung entspricht dem berechneten Sollwert, wird jedoch durch das erlaubte Leistungsband eingeschränkt, um Überlastungen der Drehstromleitungen zu vermeiden.

Neben der Verlustminimierung ist es denkbar, die HGÜ-Verbindungen einzusetzen um Ringflüsse zu beeinflussen, die unnötigerweise Kuppelkapazitäten zwischen Netzregionen beanspruchen und damit blockieren. Weil die HGÜ-Verbindungen meist mehrere hundert Kilometer lang sind, decken sie einen sehr weiträumigen Einflussbereich ab. Ist ein Ringfluss identifiziert, so kann ein entgegengesetzter Lastfluss durch die HGÜ-Verbindung induziert werden. Die Höhe des Lastflusses kann wiederum über Sensitivitäten berechnet werden, die den Einfluss der HGÜ-Verbindung auf den Lastfluss über einzelne Leitungen beschreiben. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass zunächst eine geeignete Identifikation der Ringflüsse notwendig ist. Im Weiteren muss unterschieden werden, ob der Ringfluss belastend oder entlastend für die Drehstromleitung ist. Je nach Anordnung der HGÜ-Verbindung in Relation zum Ringfluss ist eventuell nur eine teilweise Beeinflussung möglich. Dennoch kann die HGÜ-Verbindung problemlos Einfluss auf die Lastflüsse vieler Kuppelleitungen nehmen und damit Kapazitäten für den Austausch der Energie zwischen Markt- und Netzregionen freigeben.

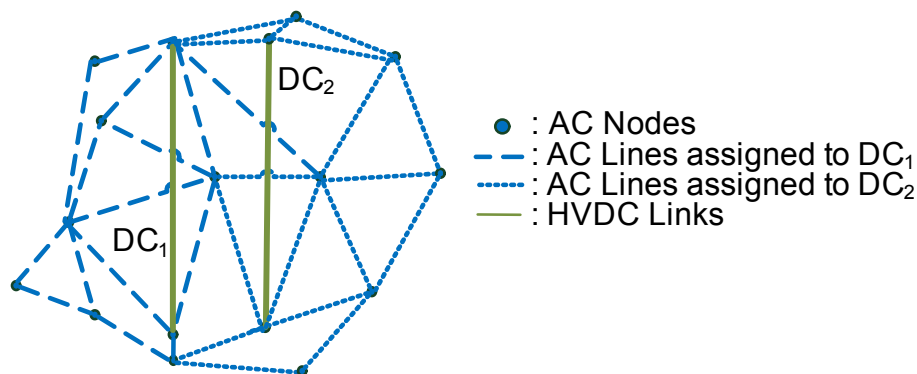


Fig. 1: Zuordnung der Drehstromleitungen zu den HGÜ-Verbindungen.
Assignment of AC Lines to the HVDC Connections.

The HVDC set point itself is then calculated using another concept, for example, to minimize the transmission losses, as a function of the difference in the voltage angles [1]. The overall concept is shown in Fig. 2. The HVDC output corresponds to the calculated set point, but is limited by the allowed power band to avoid overloading of the AC lines.

In addition to the loss minimization, it is likewise possible to use the HVDC connections in order to influence loop flows which unnecessarily require transmission capacity between network regions and thus block them. Due to the fact that the HVDC connections are usually several hundred kilometers long, they cover a very wide area of influence. If a loop flow is identified, an opposite load flow can be induced by the HVDC link. The amount of the load flow can again be calculated via sensitivities which describe the influence of the HVDC link on the load flow over individual lines. In this case, however, it must be noted that, first, a suitable identification of the loop flows is necessary. In addition, a distinction must be made as to whether the loop flow is burdening or relieving the AC line. Depending on the arrangement of the HVDC connection in relation to the loop flow, it might only be possible to partially influence it. Nevertheless, the HVDC connection can easily influence the load flows of the interconnecting lines and thus release capacities for the exchange of energy between market and grid regions.

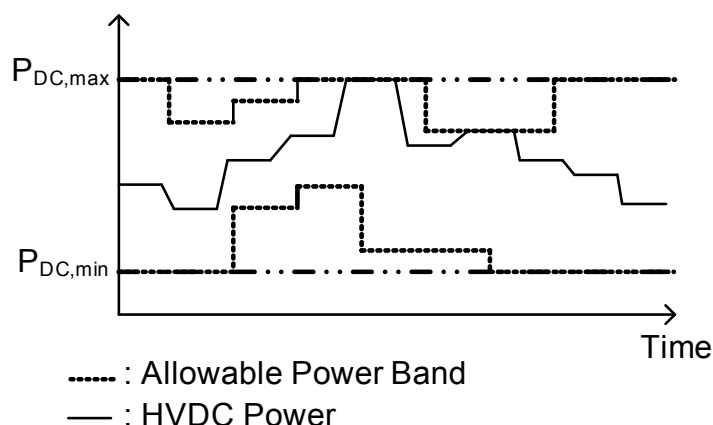


Fig. 2: HGÜ-Betriebskonzept mit erlaubtem Leistungsband und Verlustminimierung.
HVDC Operation Concept with allowable Power Band and Loss Minimization.

- [1] K. Frey, P. Wiest, K. Rudion and J. Christian,
"Automated Operation of Parallel VSC HVDC Links within an Interconnected
AC Network", in IEEE PES General Meeting, Boston, USA, 2016

- **Stochastische Lastmodellierung für Niederspannungs-Haushaltsverbraucher**
M. Sc. Daniel Groß

Bei der klassischen Art der elektrischen Energieversorgung war die Kenntnis des individuellen Verbraucherverhaltens nicht zwingend nötig, da auf Grund des unidirektionalen Leistungsflusses eine Abschätzung der benötigten Lastkurven genügte. Die Lastannahme basierend auf Standardlastprofilen (SLP) war ausreichend, um realitätsnahe Vorhersagen zu treffen und einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Aufgrund des Anstieges dezentraler Einspeisung, vor allem in den Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen (MS/NS), wird der Lastfluss zunehmend multidirektional. Auf Grund dessen werden die resultierenden Residuallastkurven in den Verteilnetzen schwieriger zu bestimmen, was neue Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber (VNB) mit sich bringt. Die Spannungsqualität nach DIN EN 50160 schreibt eine sichere und zuverlässige Betriebsführung der Verteilnetze vor. Um dies zu gewährleisten, werden detailliertere Vorhersagen für das individuelle Verbraucherverhalten benötigt. Die verwendeten SLP sind in der Regel suboptimal, um Smart Meter Messdaten zu beschreiben. Vor allem in NS-Netzen mit einer geringen Anzahl an Haushalten kann daher eine probabilistische Analyse im Vergleich zur Verwendung von SLP von Vorteil sein.

Im Zuge des Smart Meter Rollouts der VNB in den letzten Jahren stehen mehr Informationen zum elektrischen Verbraucherverhalten von bspw. Haushalten zur Verfügung. Allerdings sind diese Daten aufgrund datenschutzrechtlicher Bestimmungen in Europa gut geschützt. Die aufgezeichneten Messdaten können von den VNB nicht beliebig zur Verfügung gestellt werden, was ihre Nutzung erschwert. Um dennoch einen Nutzen aus den gesammelten Informationen gewinnen zu können, ohne dabei die Datenschutzrichtlinien zu verletzen, können synthetische Profile auf Basis mathematischer Verfahren aus den Messdaten generiert werden. Der Vorteil dabei ist, dass das charakteristische Verhalten der Originaldaten bestehen bleibt, während eine Zuordnung zu den einzelnen Messdaten nicht mehr möglich ist. Die synthetischen Lastprofile können dann in Lastflussberechnungen oder in der Zustandsschätzung (ZS) als Pseudodaten für nicht vorhandene Messwerte verwendet werden, um das reale Verhalten von Verbrauchern zu simulieren.

Eine Lastkurve ist eine Zeitreihe, bei der die einzelnen Lastwerte unterschiedlichen Typtagen (Werktag, Samstag, Sonntag) und Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) angehören. Die Kategorisierung in Typtage stellt bei der Generierung synthetischer Lastprofile den ersten Schritt dar. Beim nächsten Schritt, müssen die Lastprofile auf den Maximalwert in den Messdaten normiert werden, um sie vergleichbar zu machen.

■ **Stochastic Load Profile Modeling for Low Voltage Residential Consumers**

M. Sc. Daniel Groß

In the classic way of electrical power supply, the knowledge of the behavior of individual consumers was not as fundamental because the unidirectional load flow allowed to estimate the load curve. The load prediction based on standard load profiles was totally sufficient for forecasting and to ensure a stable network operation management. Due to the increase of decentralized power generation especially in the low- and middle-voltage (LV/MV) distribution grids, such as renewable energy sources (RES), the load flow became more and more multidirectional. Thus, the resulting residual load curves in the distribution grids are getting more unpredictable, which brings new challenges to the distribution grid operators (DSOs). The voltage quality based on DIN EN 50160 implicates a save and reliable operation of the distribution grids. To ensure this, a much more detailed forecast on the individual consumer behavior is needed. Commonly used standard load profiles are suboptimal to represent the measurement data of smart meters. Especially in low voltage grids with a small number of consumers, a probabilistic analysis is beneficial compared to the usage of standard load profiles.

In the course of smart meter rollout done by the DSO's over the last years, more information is available for different residential electrical consumers such as households. Due to the privacy concerns, the measured data is well protected in Europe. DSOs for example are not allowed to disclose them, which restricts the possibilities to get a general benefit from the measurement data. To avoid data protection issues but nonetheless get a benefit, different mathematical methods were applied to model synthetic profiles for LV consumers based on real measurement data. The benefit by doing so is, that the characteristic behavior of the original data is kept and will be reflected in the created profiles without any conclusion to the individual measured data. The synthetic load profiles for example can be used in load flow calculations or as pseudo-values for missing measurements in state estimation (SE), to simulate the behavior of real consumers without violating any data protection regulations.

Considering a load curve over one year as a time series, the power values belong to different types of days (workday, Saturday, Sunday) and seasons (summer, winter, transition). The categorization into different days is the first step, if generating synthetic load profiles. Secondly, the load profiles are normalized to the maximum load value of the different measurement set to make different households comparable. Thirdly, the power values have to be dedicated to their appearance time.

Als letzter Schritt müssen die Lastwerte entsprechend ihrer Auftrittszeiten zugeordnet werden. Im hier gezeigten Fall liegt die Zeitaufösung bei 15 Minuten-Mittelwerten, was zu 96 Zeitschritten für einen Tag führt.

Die Lastprofilmodellierung wird anhand der Markov-Kette dargestellt. Eine Markov-Kette ist ein mathematisches System, das durch eine Anzahl von Zuständen und Übergängen definiert ist. Zustände beschreiben die Unterteilung der Messwerte in den jeweiligen Zeitschritten. Die Übergangsmatrix beschreibt die Abhängigkeit eines Zustandes im Folgezeitschritt von den Zuständen im aktuellen Zeitschritt.

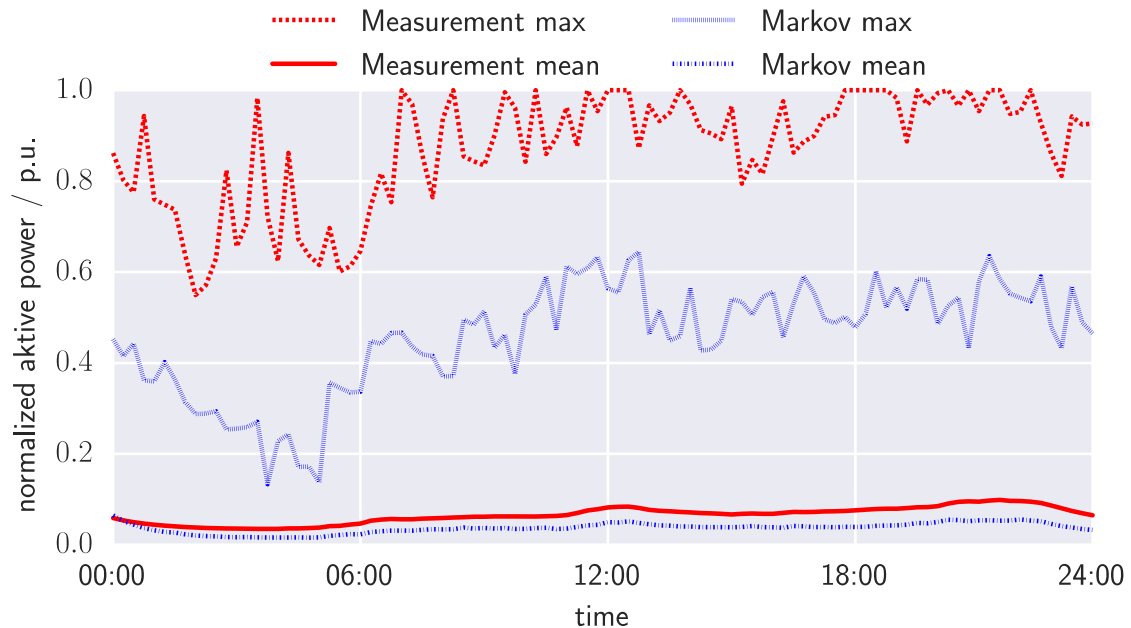


Fig. 1: Vergleich von Messdaten mit synthetisch generierten Daten für einen Sommer-Werktag.
Comparison of measured load profiles with synthetic profiles for summer workday.

Fig. 1 zeigt den Vergleich von normalisierten Messdaten mit den synthetisch generierten Daten. Das Maximum der Messdaten wird dabei mit der gestrichelten Linie und das Maximum auf Basis der Markov-Daten mit der gepunkteten Linie dargestellt. Es wird ersichtlich, dass das Verfahren die Maxima der Originaldaten nicht erreicht. Dies ist ein genereller Nachteil solcher stochastischer Prozesse, da die Nachbildung selten auftretender Maxima eine hohe Anzahl an Zufallszahlen bei der Generierung benötigt. Eine Verbesserung der Maxima könnte durch eine Erhöhung der generierten Profile erzielt werden. Die Mittelwerte der Messdaten zeigt die durchgezogene Linie, die Mittelwerte der Markov-Daten die Strichpunktlinie. Im Vergleich zu den Maxima werden die Mittelwerte gut nachgebildet. Dabei liegt die maximale Abweichung bei 0.045 p.u.. Nichtsdestotrotz kann der Netzzustand durch das schlechte Nachbilden der Maxima falsch dargestellt werden, was zu Problemen während der Netzbetriebsführung führen kann. Die schlechte Nachbildung der Maxima ist nicht zu vernachlässigen, sie muss daher zukünftig verbessert werden.

In this case the time resolution of the measurement data is the 15 minutes mean value, which leads to 96 time steps per day.

The load profile modeling is illustrated using the Markov chain. A Markov chain is a mathematical system defined by a set of states and transitions. Applied on the mentioned measurement databases, the states per time step and the related transitions must be defined. The states describe the subdivision of the measured values in their respective time step. The transition matrix reflects how the states in the following time step depend on the states in the current time step.

Fig. 1 shows the comparison of the normalized measured profile values with the synthetic generated profile values. The maximum values are marked with the dashed line for the measured data and with the dotted line for the Markov values. The model does not reach the maximum values of the original data. This is a general disadvantage of such a stochastic process, where the extreme values are not accurately modeled because of the high number of random numbers needed in the modeling process. An improvement of the maximum values can be achieved by increasing the number of generated profiles. The mean values are marked with the solid line for the measured data and with the dashed line for the Markov data. The results of the mean values are quite similar, with a maximum error of 0.045 p.u. for the Markov chain. Nevertheless, if the maximum values are too low, the grid status might be estimated erroneously, which would lead to problems during the system operation. The inability of reproducing the maximum values of the measurement data is a weak point of the synthesizing processes which cannot be neglected. This requires further investigations.

■ **Detaillierte PQ-Messung bis 150 kHz**

Dipl.-Ing. Christoph Kattmann

Mit der Spannungsqualität (englisch Power Quality, kurz PQ) im Netz beschreibt man Abweichungen der am Abschlusspunkt eines Verbrauchers vorliegenden Spannungsform vom idealen Sinus bei Nennspannung. Im Einzelnen kann es Abweichungen bei der effektiven Spannungshöhe (RMS-Wert), bei der Frequenz und bei der Wellenform (Harmonische) geben, die mit unterschiedlichen Kennwerten beschrieben werden und in der Norm EN 50160 mit Grenzwerten versehen sind. In dieser Norm gibt es jedoch starke Einschränkungen bei der Mittelwertbildung (10-Sekunden-Mittelwerte für die Frequenz, ansonsten 10-Minuten-Mittelwerte) und dem Frequenzbereich (bis maximal 2 kHz). Bedingt durch den verstärkten Einsatz von leistungselektronischen Komponenten treten aber auch Verzerrungen der Spannung im höheren Frequenz- und im kürzeren Zeitbereich auf.

Am IEH wurde deshalb ein PQ-Messgerät entwickelt, das eine Messung von Spannung und Strom (jeweils 3 Phasen und Neutraleiter) bis 150 kHz erlaubt und 10-Perioden-Mittelwerte aufzeichnet. Damit kann die Spannung, aber auch der Strombezug einzelner Geräte hochgenau charakterisiert und das Störpotential von Anlagen und Geräten im laufenden Betrieb ermittelt werden.

Das System kommt bereits festinstalliert am Anschlusspunkt von mehreren Ladesäulen von Elektrofahrzeugen zum Einsatz und nimmt dort kontinuierlich die folgenden Parameter von drei Phasen und dem Neutraleiter in 10-Perioden-Mittelwerten auf:

- Effektivwerte von Spannung und Strom
- THD von Spannung und Strom
- Harmonische bis zur 3000. Ordnung (150 kHz)
- Wirk-, Schein- und Blindleistung sowie Leistungsfaktor

Zusätzlich werden transiente Phänomene wie Überspannungen und Spannungseinbrüche mit 500.000 kS/s aufgezeichnet.

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt über eine Webseite, die über das von dem Gerät bereitgestellten WLAN abgerufen oder bei einer Internetverbindung auch global erreicht werden kann. Die Rohdaten werden im HDF5-Format gespeichert und können in alle gängigen Formate konvertiert werden.

■ Detailed Power Quality Measurement up to 150 kHz

Dipl.-Ing. Christoph Kattmann

The power quality describes the deviation of the voltage at a customer connection point in the electric grid from the perfect sine at nominal voltage. These deviations can manifest in a variation in the effective voltage (RMS-value), the frequency and the actual waveform, caused by harmonics, which are described and limited by different indicators in the standard EN 50160. However, this standard only defines thresholds for 10-minute averages and only for harmonics up to 2 kHz. Renewable generators and power inverters emit harmonics in a higher range.

At the IEH, a PQ measurement device that allows a measurement of voltage and current (3 phases and neutral) up to 150 kHz was developed. This enables a precise characterization of the voltage, but also the current drawn by devices. The potential for conducted emissions can therefore be evaluated during operation.

The system is already installed and is running at a connection point of multiple charging stations of electric vehicles. It records the following parameters for all three phases and neutral in 10-period intervals:

- RMS values of voltage and current
- THD of voltage and current
- Harmonics up to the 3000. component (150 kHz)
- Real, apparent and imaginary power, power factor

Additionally, transients like over- and undervoltages are recorded with 500.000 kS/s.

The results are presented on a website, which can be accessed on the device's WLAN or from anywhere if there is an internet connection. The raw data is saved in the HDF5 format and can be converted to all common formats.

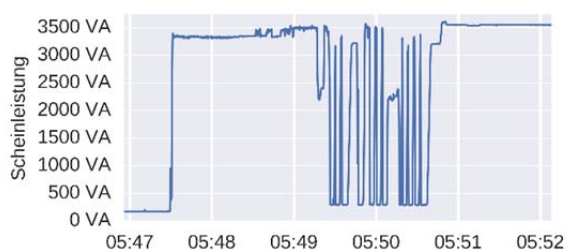


Fig. 1: Schnelle Lastschwankung.
Fast change in load.

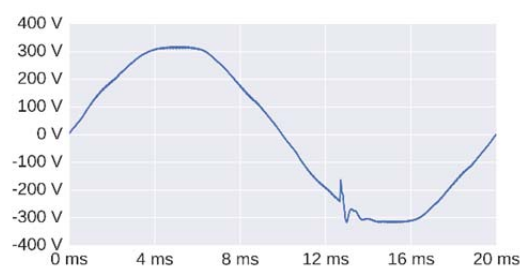


Fig. 2: Transiente Spannungsänderung.
Transient voltage change.

- **Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit in zeitreihenbasierter probabilistischer Netzplanung**

M. Sc. Pascal Wiest

Durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien wandelt sich das Verteilnetz vom passiven zum aktiven Netz. Daraus resultieren neue Anforderungen an die Verteilnetzplanung, um den hohen Anteil an erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren. Bislang erfolgt die Planung der elektrischen Netze mit einem deterministischen Verfahren, bei dem nur eine geringe Anzahl an Last- und Erzeugungssituationen berücksichtigt werden. Üblicherweise werden lediglich zwei Szenarien verwendet, eines für hohe Last mit niedriger Erzeugung und eines für niedrige Last mit hoher Erzeugung. Aufgrund der hohen Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen, vorzugsweise aus erneuerbaren Energien, bilden diese zwei Szenarien die Extremsituationen im Netz nur unzureichend ab. Besonders im vermaschten Hochspannungsnetz kann dies dazu führen, dass einzelne Leitungsabschnitte unterdimensioniert sind und somit zukünftig ein sicherer Betrieb nicht gewährleistet ist, sofern dies innerhalb des Planungsprozesses nicht durch die Erfahrungen der Ingenieure abgefangen wird. Hierfür werden am IEH neue Verfahren entwickelt, die eine Verwendung von Zeitreihen und probabilistischen Methoden in der Netzplanung ermöglichen.

Nach den gültigen Planungsrichtlinien (z.B. Transmission Code 2007) müssen die Hochspannungsnetze mit einer (n-1)-Sicherheit geplant werden. Dies besagt, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels keine dauerhaften Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen und der Betriebsmittelbeanspruchung entstehen. Eine Überprüfung der (n-1)-Sicherheit erfolgt mittels einer Ausfallanalyse, in der eine Lastflussrechnung für jeden möglichen Ausfallzustand durchgeführt wird. Somit multipliziert sich die Anzahl der notwendigen Berechnungen mit der Anzahl der Betriebsmittel im betrachteten Netz. Bei Anwendung der (n-1)-Sicherheit in zeitreihenbasierter, probabilistischer Netzplanung für reale Netzmodelle mit mehr als 100 Betriebsmitteln wird eine sehr hohe Anzahl an Berechnungen und bei den konventionellen Netzberechnungsprogrammen eine sehr lange Berechnungszeit erreicht. Das IEH erforscht hierzu Ansätze, wie die Ausfallanalyse linearisiert abgebildet werden kann. Damit wird das Ziel verfolgt, eine hohe Abbildungsgenauigkeit bei deutlich reduzierter Berechnungszeit zu erreichen. Darüber hinaus wird damit eine Grundlage für die Bewertungen von betrieblichen Freiheitsgraden geschaffen, wie z. B. die Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen in der Netzplanung, wie sie im EnWG von 2016 beschrieben ist. Als Beispiel für die Notwendigkeit einer detaillierten Ausfallanalyse in der Netzplanung zeigt Fig. 1 den Zusammenhang zwischen den Leitungsauslastungen im Normalzustand und im Ausfallzustand.

■ Application of (n-1)-Security in Time-Series based Probabilistic Grid Planning

M. Sc. Pascal Wiest

Increasing power capacity of renewable energy sources leads to a change from passive to active grid. This causes new demands for the planning of the distribution grid to integrate the high penetration of renewable energy sources. A deterministic approach is used for grid planning with a small number of worst case conditions today. Usually, only two scenarios are considered, one for maximum load with minimum generation and one the other way around. Based on the high penetration of distributed generation units, the deterministic approach does not always represent the most critical case. This can lead to an under dimensioning of particular lines, especially in the high voltage distribution grid, if this is not compensated by heuristic knowledge of the grid planner. Therefore, the IEH investigates the application of time-series and probabilistic methods within the grid expansion planning.

The high voltage distribution grids have to be planned using a (n-1)-security according to present planning guidelines, like e.g. Transmission Code 2007. The so called (n-1)-criterion will be satisfied if no permanent violation of operation variables occurs after a forced outage. Therefore, the (n-1)-criterion is examined in the grid planning by performing a contingency analysis, where a load flow calculation is performed for all possible outages. The necessary number of load flow calculations is therefore multiplied with the number of lines. This leads to a high number of calculations and a long calculation time if real high voltage grids with more than 100 lines are considered. Therefore, new methods, that calculate the contingency analysis with high accuracy and significant reduced calculation time, are investigated at IEH. Additionally, those methods can be used for a dynamic curtailment within the planning of high voltage distribution grids.

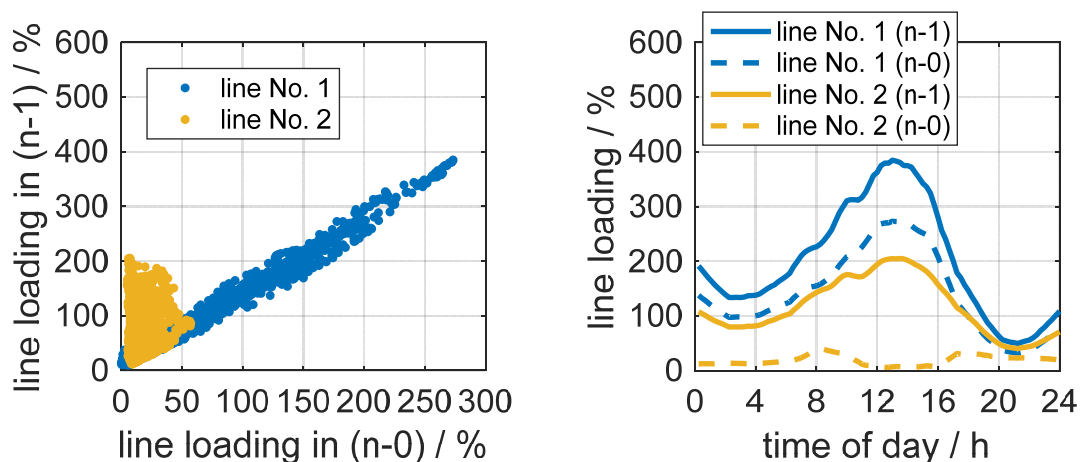


Fig. 1: Zusammenhang zwischen der Leitungsauslastung im Normalzustand (n-0) bzw. Ausfallzustand (n-1).
Relationship between line loading in normal (n-0) and outage state (n-1).

Auffallend ist, dass bei Leitung Nr. 1 ein linearer Zusammenhang besteht, während bei Leitung Nr. 2 die höchste Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand auftritt, wenn die Leitung im (n-0)-Zustand kaum belastet ist. Die Gründe hierfür liegen sowohl in der Topologie als auch in den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen. Dies verdeutlicht, dass eine Ausfallanalyse in der Netzplanung für jeden Zeitpunkt notwendig ist. Hierfür ist am IEH ein Verfahren basierend auf der Sensitivität der Leistungsflüsse bezogen auf die Leitungsausfälle entwickelt worden. Dieses erlaubt nun einen detaillierten Vergleich zwischen den deterministischen Auslegungsszenarien und den probabilistischen Ansätzen, der in Fig. 2 dargestellt ist.

Wie Fig. 2 zeigt, stimmen die deterministischen Auslegungsfälle mit den Maxima der probabilistischen Betrachtung im (n-1)-Fall gut überein. Jedoch zeigt sich an einzelnen Leitungen eine Unterdimensionierung um bis zu ca. 50 % der Leitungsauslastung. Im Falle der Netzplanung kann diese Ungenauigkeit jedoch die Entscheidung, ob eine Leitung gebaut wird, maßgeblich beeinflussen. Darüber hinaus liegt in dem dargestellten Szenario eine sehr hohe Durchdringung von erneuerbaren Energien vor, im Falle von niedrigeren Durchdringungen würden sich größere Abweichungen zeigen. Mittels der am IEH entwickelten Methode ist darüber hinaus nun die Betrachtung eines dynamischen Einspeisemanagements, bei dem die Erzeugungsleistung nur im Falle von Netzrestriktionen gedrosselt wird, möglich. Ein beispielhaftes Ergebnis zeigt Fig. 3 für eine ausgewählte Leitung. Hier ist eine Reduzierung der Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand bis zu 100 % der Leitungsauslastung möglich. Daraus folgt, dass ein Netzausbau nur durch die Zunahme der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien erfolgt. Eine Reduzierung der Leitungsauslastung auf 100 % im (n-1)-Zustand ist im gesamten Netz möglich, hierzu können jedoch 11,6 % der jährlich eingespeisten Energie nicht im Netz aufgenommen werden. Eine Bewertung von Energien im (n-1)-Zustand wird erstmalig durch die am IEH neu entwickelte Methode möglich.

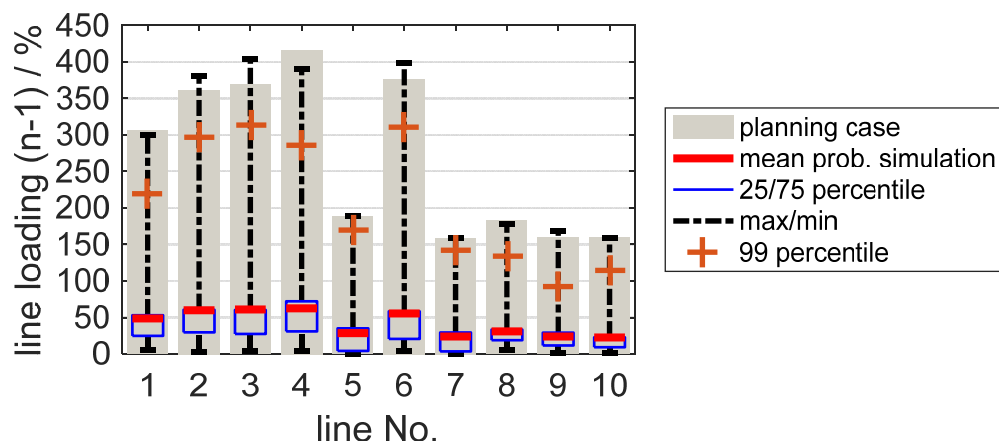


Fig. 2: Vergleich zwischen deterministischer Auslegungsfälle und probabilistischer Netzplanung.

Comparison between deterministic planning cases and probabilistic grid planning.

As an example for the necessity of a detailed contingency analysis, Fig. 1 shows the dependence of line loadings in (n-0) and (n-1)-states of the system. Remarkable is that line No. 1 has a linear dependence, where in contrast line No. 2 has the highest line loading in (n-1)-state when the line loading in (n-0)-state is near to zero. This results from the network topology and the installed capacities of renewable energy sources. The new method of the IEH is now using the sensitivity of the power flows to an outage of a line. This allows a comparison of the deterministic planning cases with the probabilistic approach which is given in Fig. 2.

According to Fig. 2 the deterministic planning cases show for the most lines a good congruency to the maxima of the probabilistic simulation. However, the application of the deterministic cases would lead to an under dimensioning up to 50 % of the line loading. For the grid planning, this inaccuracy can influence the decision if a line is built or not. Additionally, the shown scenario has a high penetration of renewable energy sources, in case of lower penetrations the comparison shows higher differences. By using the developed method for the contingency analysis, an application of a (n-1)-secure dynamic curtailment is possible that only reduces the power feed-in from renewable energy sources if a technical constraint is reached. An exemplary result for one line is given in Fig. 3. A reduction of the line loading to the nominal value of 100 % is possible. In this case a grid reinforcement is only caused by renewable energy sources. A reduction of the line loadings to 100 % in the (n-1)-state is possible for the whole system. Therefore, 11.6 % of the annual energy from renewable energy sources is curtailed. An evaluation of energies in the (n-1)-state is possible for the first time by using the new method which is investigated at IEH.

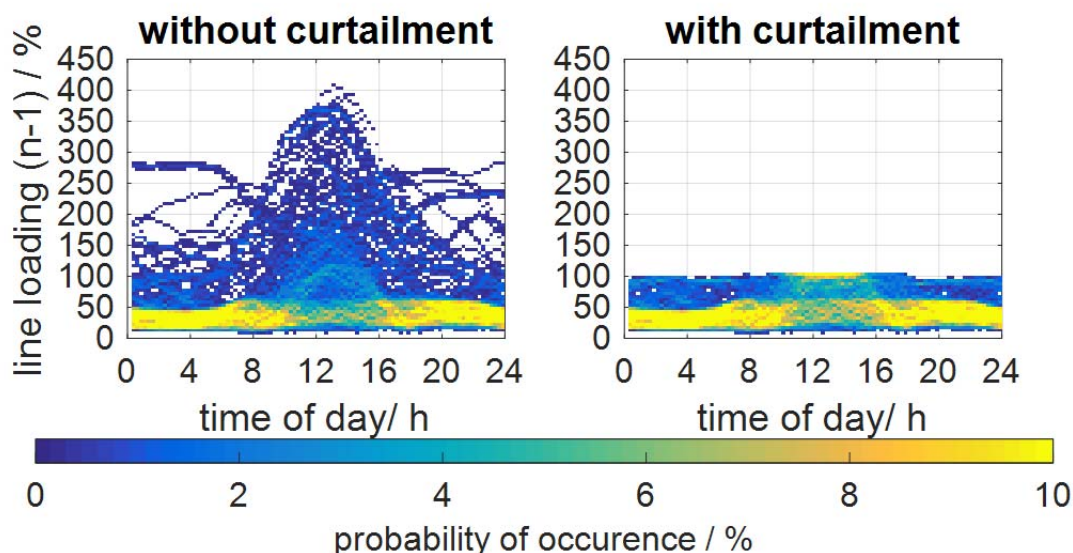


Fig. 3: Zeitlich aufgelöstes Histogramm der Leitungsauslastung einer Leitung im (n-1)-Fall ohne und mit Verwendung der Spitzenkappung.
Temporal resolution histograms of line loading of one line in (n-1)-case without and with dynamic curtailment

5.3 ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT

■ Effektive Simulation und Resonanzanalyse von Störemissionen eines DCDC-Wandlers

M. Sc. Philipp Hillenbrand

Für Automobilhersteller und deren Zulieferer gewinnt die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) von Komponenten des Antriebsstrangs elektrischer Fahrzeuge zunehmend an Bedeutung. Die effiziente Reduktion der Störemissionen eines Produkts unter einen vorgegebenen Grenzwert kann dabei die Wettbewerbsfähigkeit des Herstellers steigern. Aus diesem Grund sind Simulationsmodelle von Störemissionen ein integraler Bestandteil des EMV Entwicklungsprozesses.

Diese Simulationsmodelle können prinzipiell in zwei Gruppen unterteilt werden: Modelle im Zeit- oder im Frequenzbereich. Zeitbereichsmodelle sind in der Lage jede Art eines elektrischen Bauelements durch die Simulation nachzubilden. Unter Berücksichtigung der räumlichen Größe des Testaufbaus und dem zu untersuchenden Frequenzbereich von meist 150 kHz bis 110 MHz sind diese Modelle jedoch sehr zeitaufwändig und damit wenig praktikabel. Modelle im Frequenzbereich sind ein Vielfaches schneller, konvergieren immer und sind für den Anwender einfacher zu interpretieren. Nachteil dieser Modelle: Nichtlineare und zeitinvariante Bauelemente können nicht im Frequenzbereich beschrieben werden.

Dieser Beitrag beschäftigt sich daher damit, wie nichtlineare und zeitinvariante Leistungshalbleiter eines DCDC-Wandlers im Frequenzbereich simuliert werden können. Dazu wird der Testaufbau aus Fig. 1a bestehend aus einer Bordnetznachbildung (BNN), einem DCDC-Wandler und einer Last untersucht. Für die Simulation werden die Mosfets des Wandlers, wie in Fig. 1b dargestellt, durch die idealen Spannungsquellen V_{HS} und V_{LS} ersetzt, welche während des Betriebs des Wandlers charakterisiert werden. Ob dieses Vorgehen für diesen Anwendungsfall korrekt ist, wird durch die in Fig. 2a dargestellte Messmethode überprüft. Dazu wird mittels eines Netzwerkanalysators die Spannungsübertragungsfunktion zwischen einer Quelle bzw. eines Mosfets und der BNN gemessen. Der jeweils verbleibende Mosfet wird während der Messung extern kurzgeschlossen. Durch dieses Prinzip erhält man nach (I) die beiden Transferfunktionen $TF_{HS \rightarrow LISN+}$ und $TF_{LS \rightarrow LISN+}$.

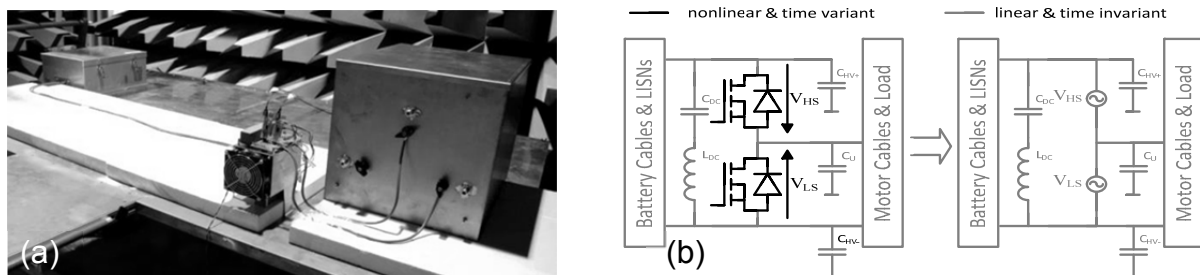


Fig. 1: (a) Bild des Testaufbaus. (b) Simulation der Mosfets durch Spannungsquellen.
(a) Picture of test setup. (b) Simulation of Mosfets by ideal voltage sources.

Effective Simulation and Resonance Analysis of Conducted Emissions of a DCDC-Converter

M. Sc. Philipp Hillenbrand

Electromagnetic compatibility (EMC) in the field of full and hybrid electrical vehicles is a rising topic. Prediction of conducted and radiated emissions of electric components is important for car and component manufacturer especially in an early development stage of the product. Therefore, there are plenty of simulation models to estimate both kinds of emissions.

These models can be grouped in two parts: transient simulations and frequency domain simulations. With the ability to model time-variant and non-linear elements, transient simulations cover potential EMC issues more accurately than frequency domain simulations. However, simulation time steps need to be very short at high frequencies and the total simulation time needs to be quite long to reach a steady state of the system. The simulation time thereby rises with the dimensions of the test setup. Concerning the relatively large size of most of the test setups and a frequency range of 150 kHz to 110 MHz for conducted emissions, simulation models in frequency domain are absolutely necessary especially to predict emissions above 30 MHz in practical time durations.

This contribution presents a method to include the time-variant and non-linear semiconductor switches of a DCDC-converter in a frequency domain simulation. The hereby investigated test setup is pictured in Fig. 1a and consists of a line impedance stabilization network (LISN), a DCDC-converter, and a loadbox. To enable a simulation in frequency domain, Fig. 1b shows how the switches of the converter are replaced by ideal behavioral voltage sources which are characterized during the operation of the converter. Further, a VNA measurement method is used to analyze whether the replacement of the switches by the measured sources is valid or not. Therefore the coupling path from each of the switches towards the LISN is measured using the principle shown in Fig. 2a. (I) defines the transfer functions $TF_{HS \rightarrow LISN+}$ and $TF_{LS \rightarrow LISN+}$ which can be combined with the voltage sources V_{HS} and V_{LS} to calculate the disturbance voltage at the LISN using equation (II). (superposition principle)

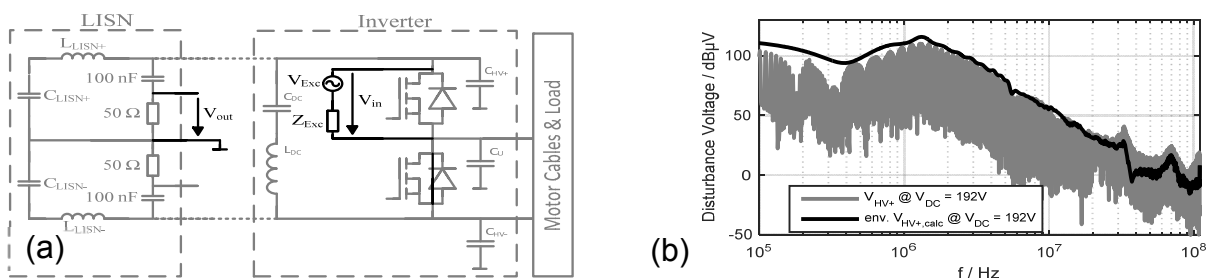


Fig. 2: (a) Messung der TF. (b) Verifikation des Simulationsansatzes durch Messung.
(a) Measurement of TF. (b) Verification of the approach by measurements.

Auf Grundlage des Überlagerungssatzes ergibt sich die Berechnungsvorschrift (II) mit deren Hilfe die Störspannung an der BNN aus den Transferfunktionen und den idealen Spannungsquellen berechnet werden kann. Fig. 2b vergleicht die reale Störspannung mit dem Berechnungsergebnis. Die geringe Differenz zwischen dem berechneten und gemessenen Störspektrum verifiziert den Simulationsansatz.

$$(I): TF_{HS \rightarrow LISN+} = \frac{V_{out}}{V_{in}}$$

$$(II): V_{HV+,calc} = TF_{HS \rightarrow LISN+} \cdot V_{HS} + TF_{LS \rightarrow LISN+} \cdot V_{LS}$$

Der Vorteil dieser Unterteilung in Störquelle und Übertragungspfad liegt darin, dass die Störquellen oft durch eine Abschätzung oder relativ einfache transiente Simulation beschrieben werden können. Die Simulation des Übertragungswegs erfordert dagegen eine komplexere Methode, welche nur im Frequenzbereich praktikabel durchgeführt werden kann. Fig. 3a zeigt, wie der Übertragungsweg zwischen dem High-Side Mosfet und der BNN in CST Microwave StudioTM simuliert werden kann. Dazu wird ein 3D-Modell des Aufbaus mit Messdaten der BNN, der Last sowie einzelner Bauteile des Inverters kombiniert. Fig. 3b zeigt die simulierte TF im Vergleich zum oben beschriebenen Messergebnis mit dem Netzwerkanalysator. Das Messergebnis zeigt eine sehr gute Übereinstimmung zwischen der Simulation und der Messung im gesamten zu untersuchenden Frequenzbereich. Zudem ist erkennbar, dass die Resonanzstellen des Störspannungsspektrums an der BNN durch den Übertragungsweg verursacht werden.

Um ein besseres Verständnis der Einflussfaktoren des Störspannungsspektrums zu erhalten, wird das Simulationsmodell genutzt, um die Ursache für Resonanz A beispielhaft zu untersuchen. Dafür wird der Eigenmode Löser von CST Microwave StudioTM genutzt um das elektromagnetische Potential des 3D-Modells bei Resonanz A darzustellen. In Fig. 4b zeigen dunkle Bereiche des 3D-Modells ein hohes Potential und helle Bereiche ein geringes Potential. Als elektrische Ersatzbauteile wird eine Kapazität an Stellen eines hohen Potentialgradienten und eine Induktivität für ein Gebiet mit geringem Potentialgradient vermutet. Für Resonanz A bedeutet dies, dass hier die Streukapazität des Wandlers zum Kühlkörper und die Kapazität in der Last zusammen mit der Induktivität der Motorkabel einen Resonanzkreis erzeugen. Berechnet man die notwendigen partiellen Induktivitäten und parasitären Kapazitäten zwischen den Anschlusspunkten entsteht das Ersatzschaltbild in Fig. 4b, welches den Übertragungsweg ebenfalls nachbildet und Resonanz A vollständig erklärt.

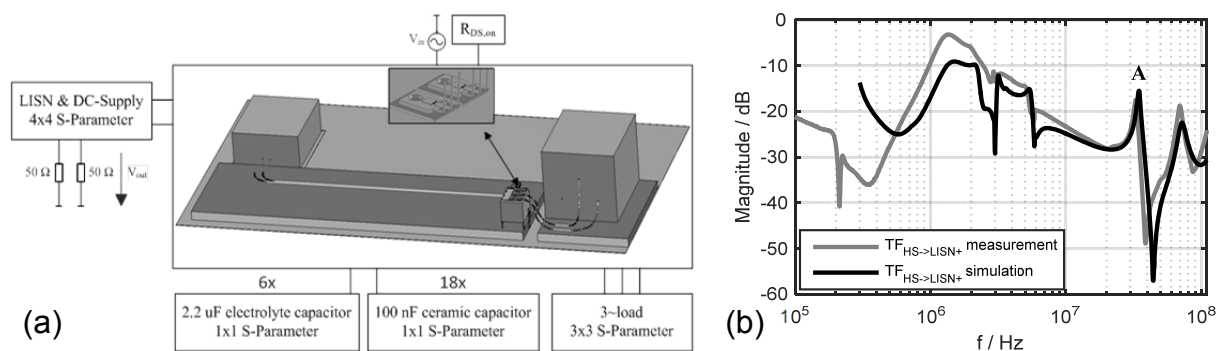


Fig. 3: (a) Simulation der TF in CST Microwave StudioTM. (b) Simulationsergebnis.
(a) Simulation of TF in CST Microwave StudioTM. (b) Simulation result.

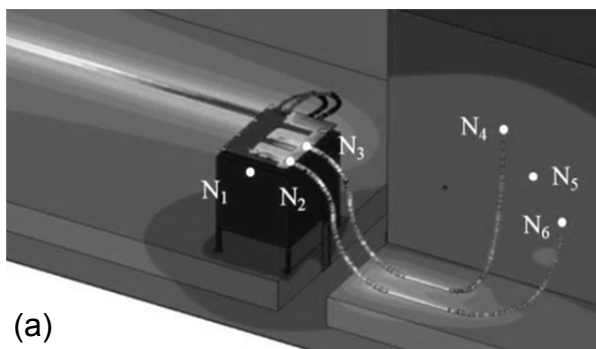
Fig. 2b shows the calculation result compared to the measured disturbance voltage at the LISN during the operation of the converter. Despite the mismatches between the simulation and the measurement, they are in good agreement in the complete frequency range. This proves the validity of replacing the semiconductor switches by measured voltage sources.

$$(I): TF_{HS \rightarrow LISN+} = \frac{V_{out}}{V_{in}}$$

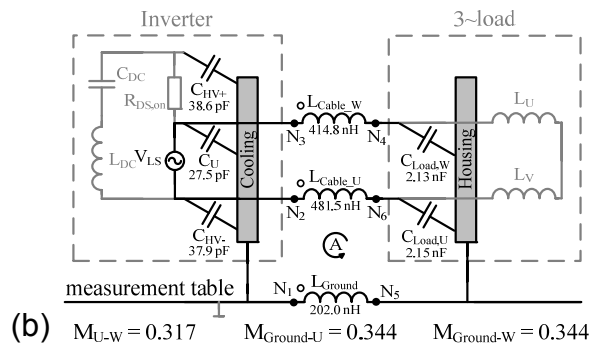
$$(II): V_{HV+,calc} = TF_{HS \rightarrow LISN+} \cdot V_{HS} + TF_{LS \rightarrow LISN+} \cdot V_{LS}$$

Separating the interference sources from the coupling path in the described way offers a big advantage. In general the interference sources can be computed by a simple transient simulation or even estimated very well. On the other hand, the simulation of the coupling path requires a more complex method, which practically can be performed only in the frequency domain. Fig. 3a shows how the coupling path between the high-side MOSFET and the LISN can be simulated in CST Microwave Studio™. Therefore, a 3D-geometry model of the test setup is combined with measured scattering parameters of the LISN, the loadbox as well as parts of the converter. Fig. 3b shows the simulated TF in comparison to the above-described measured TF using a network analyzer. The result shows a very low deviation between the simulation and the measurement in the entire frequency range. In addition, it can be seen that the resonance points of the disturbance voltage at the LISN are caused by the coupling path.

Taking advantage of the electromagnetic simulation, we now use the computer model to study resonance A in the spectrum displayed in Fig. 3b. In particular, we use the eigenmode solver of CST Microwave Studio™ to compute the electromagnetic potential of the 3D geometry at resonance A. Fig. 4b shows the result of this computation. Here, dark areas of the 3D model show a high potential and bright area a low potential. As electrical equivalent elements we assume a capacity at points of high potential gradient and an inductor for an area with low potential gradient. For resonance A this means that the stray capacitance of the converter to the heat sink and the capacitance inside the loadbox resonate together with the inductances of the motor cables. Computing the necessary partial inductance and parasitic capacitances between the connection points creates the equivalent circuit shown in Fig. 4b. This circuit is able to reproduce the coupling-path from the switches to the LISN and explains Resonance A completely.



(a)



(b)

Fig. 4: (a) Elektromag. Potential bei Resonanz A. (b) Resultierendes Ersatzschaltbild.
(a) Electromagnetic potential at resonance A. (b) Resulting equivalent circuit.

■ Elektromagnetische Verträglichkeit in Mittelspannungsschaltanlagen

M. Sc. Christian Suttner

Mittelspannungsschaltanlagen ermöglichen in Energieversorgungsnetzen eine Änderung der Netztopologie bzw. den selektiven Schutz des Netzes im Fehlerfall. Aufgrund der zunehmenden dezentralen Einspeisung werden Fehlerströme immer häufiger aus mehreren Quellen gespeist und können zudem je nach Einspeisesituation um mehrere Größenordnungen unterschiedlich ausfallen. Traditionelle Stromwandler haben nicht die erforderliche Dynamik, um in solchen Fällen ausreichend genau bzw. sättigungsfrei zu übertragen. Rogowski-Sensoren haben dagegen einen sehr großen Messbereich, sind kostengünstig, kompakt und in den meisten Anlagen nachrüstbar. Sie zeigen keine Sättigungseffekte, sind nicht anfällig für Ferroresonanz und haben nahezu keine Verluste.

Um die Elektromagnetische Verträglichkeit der Schutzgeräte sicherzustellen, sind für die analogen Eingänge genormte Prüfverfahren nach IEC 60255-26 vorgesehen. Diese sind jedoch für Strom- und Spannungswandler konzipiert und berücksichtigen aktuell noch nicht die besonderen Eigenschaften von Kleinsignalwandlern, wie z. B. die Schirmung von Sensoren und Signalleitungen, potentialfreie Messung oder hohe Eingangsimpedanz.

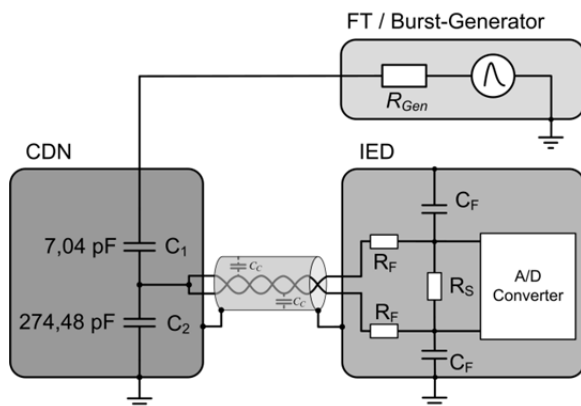


Fig. 1: Experimenteller Prüfaufbau.
Experimental test-setup.

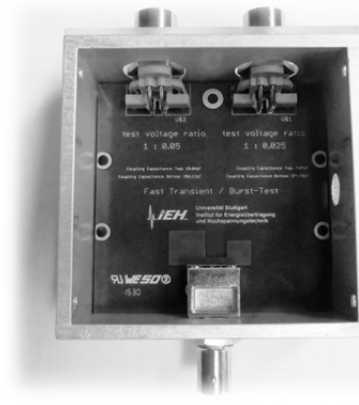


Fig. 2: Neues Ankoppelnetzwerk.
New coupling device.

Ziel der Forschungen ist es, umfassende Klarheit über die zu erwartenden Störpegel an analogen Sensoreingängen zu schaffen und daraus Konzepte zur Überprüfung und Sicherstellung der EMV abzuleiten. Hierfür werden an realen Schaltanlagen Messungen von Störpegeln während Schalthandlungen bzw. bei hohem Oberwellenanteil im Strom vorgenommen und diese dann in einem möglichst einfachen Aufbau, bestehend aus Schutzgerät, Prüfgenerator und einem geeigneten Ankoppelnetzwerk nachgestellt.

■ Electromagnetic Compatibility of Medium Voltage Switchgear

M. Sc. Christian Suttner

In power supply networks, the medium voltage switchgear allows a change in the network topology or the selective protection of the network when a fault happens. Due to the increasing decentralized generation, however, fault currents are often fed from different sources and can also differ by several orders of magnitude depending on the generation. Traditional current transformers do not have the dynamic range required to keep up with those demands with high accuracy and free of saturation. Rogowski sensors, on the other hand, have a very large measuring range, are cost-effective, compact and can be retrofitted in most systems. They do not show saturation effects, are not susceptible to ferroresonance, and have almost no losses.

In order to ensure the electromagnetic compatibility of the protective devices, standardized test procedures according to IEC 60255-26 are provided for the analogue inputs. However, they are designed for current and voltage transformers and do not yet take into account the special properties of small signal converters, such as the shielding of sensors and signal lines, potential-free measurement or high input impedance.

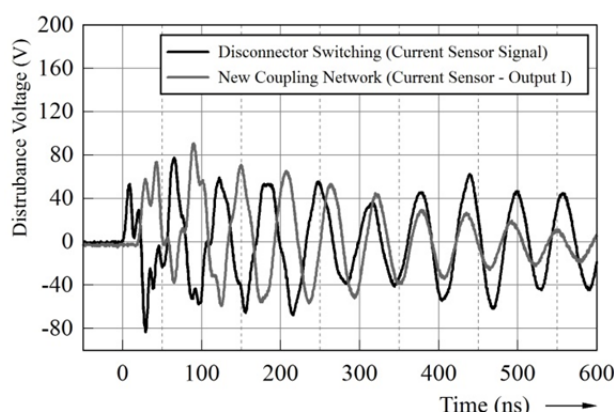


Fig. 3: Störspannung real und geprüft mit neuer Methode im Zeitbereich.
Disturbance voltage during real switching operation and new type test

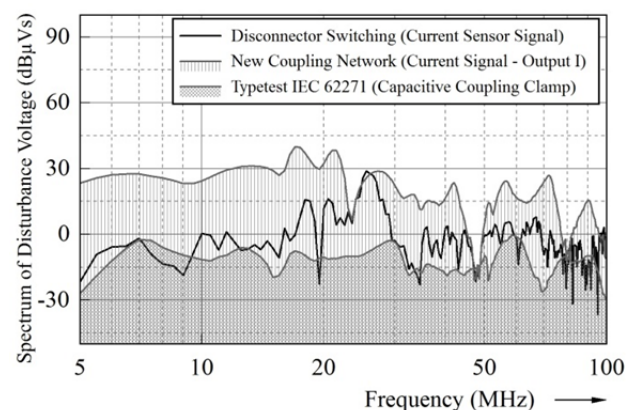


Fig. 4: Störspannung im Frequenzbereich.
Frequency content of disturbance voltage

The aim of the research work is to provide comprehensive clarity on the expected interference levels at analog sensor inputs and to derive concepts for the verification and assurance of EMC. For this purpose, measurements of interference levels during switching operations and also in the case of a high harmonic component in the current are carried out on real switchgear assemblies. The interference levels are imbedded in a test setup as simply as possible, consisting of protective device, test generator and a suitable coupling network.

6. VERÖFFENTLICHUNGEN

Die folgenden Beiträge können im Internet unter www.uni-stuttgart.de/ieh abgerufen werden:

S. Tenbohlen, J. Jagers, G. Bastos, B. Desai, B. Diggin, J. Fuhr, J. Gebauer, M. Krüger, J. Lapworth, P. Manski, A. Mikulecky, P. Müller, C. Rajotte, T. Sakai, Y. Shirasaka, F. Vahidi

Transformer reliability survey.

Electra, No. 284, February 2016

C. Suttner, W. Ebbinghaus, S. Tenbohlen

Alternatives Verfahren für die Störfestigkeitsprüfung von elektronischen Messwandlern in Schaltanlagen.

EMV 2016, Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit, Düsseldorf, 23.-25. Februar 2016, Tagungsband, S. 37-44

P. Hillenbrand, S. Tenbohlen

Vergleich der leitungsgebundenen Störemissionen und des Wirkungsgrads von Silizium IGBTs mit Siliziumkarbid MOSFETs als Leistungsschalter in Traktionsinvertoren.

EMV 2016, Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit, Düsseldorf, 23.-25. Februar 2016, Tagungsband, S. 241-248

P. Hillenbrand, S. Tenbohlen

Einfluss der Kabelschirmung der Batterie- und Motorkabel eines Traktionsinverters auf die Störspannung an der Bordnetznachbildung.

EMV 2016, Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit, Düsseldorf, 23.-25. Februar 2016, Tagungsband, S. 481-488

M. Beltle, W. Ebbinghaus

Alternative Messwerteerfassung für moderne Schaltanlagen basierend auf nicht-konventionellen Wandlern

9. ETG-FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, 23.-24. Februar 2016, Berlin, Workshop 2

M. Beltle, M. Schühle, S. Tenbohlen, U. Sundermann

Das Verhalten von Leistungstransformatoren bei Beanspruchung mit Gleichströmen.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2016, 1.-2. März 2016, Tagungsband, S. 59-69

M. Siegel, S. Coenen, S. Tenbohlen

Kalibrierung von UHF TE-Messsystemen an Leistungstransformatoren.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2016, 1.-2. März 2016, S. 253-263

K. Frey, K. Rudion, J. Christian

Automated Operation Approach for Embedded HVDC Links during (N-1)-Conditions in the AC System.

IEEE Energycon, Leuven, Belgien, April 4-8, 2016

M. Brunner, K. Rudion, S. Tenbohlen

PV Curtailment Reduction with Smart Homes and Heat Pumps.

IEEE Energycon, Leuven, Belgien, April 4-8, 2016

H. Nägele, G. Walker, M. Brunner, K. Rudion

Utilizing Flexible Loads and Battery Storages in a Cluster of Households with Virtual Metering.

IEEE Energycon, Leuven, Belgien, April 4-8, 2016

G. Walker, J. M. Fernandez, Q. López Mestre, S. Tenbohlen

A proposal for charging infrastructure with phase balancing capabilities.

IEEE Energycon, Leuven, Belgien, April 4-8, 2016

G. Walker, S. Tenbohlen

Self-calibrating decentralized reactive power management for charging infrastructure.

IEEE Energycon, Leuven, Belgien, April 4-8, 2016

S. D. Mitchell, M. Siegel, M. Beltle, S. Tenbohlen

Discrimination of partial discharge sources in the UHF domain.

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 2, April 2016, pp. 1068-1075

U. Schichler, W. Koltunowicz, D. Gautschi, A. Girodet, H. Hama, J. Lopez-Roldan, S. Neuhold, C. Neumann, S. Okabe, J. Pearson, R. Pietsch, U. Riechert, S. Tenbohlen
UHF partial discharge detection system for GIS: Application guide for sensitivity verification.

Cigre Technical Brochure 654, Paris, April 2016

S. Tenbohlen, S. Coenen, M. Djamali, A. Mueller, M. H. Samimi, M. Siegel

Diagnostic Measurements for Power Transformers.

Energies 2016, Vol. 9, Issue 5, No. 347; doi:10.3390/en9050347

M. H. Samimi, S. Tenbohlen, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni

Using the Complex Values of the Frequency Response to Improve Power Transformer Diagnostics.

Proceedings of 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2016), May 10-12, 2016, Shiraz, Iran, pp. 1689-1693

M. H. Samimi, S. Tenbohlen, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni

Effect of Different Connection Schemes, Terminating Resistors and Measurement Impedances on the Sensitivity of the FRA Method.

Accepted for publication in IEEE Transactions on Power Delivery,

Published online May 24, 2016,

DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2572160

<http://ieeexplore.ieee.org/document/7478124/?arnumber=7478124>

U. Schichler, W. Koltunowicz, D. Gautschi, A. Girodet, H. Hama, J. Lopez-Roldan, S. Neuhold, C. Neumann, S. Okabe, J. Pearson, R. Pietsch, U. Riechert, S. Tenbohlen
UHF partial discharge detection system for GIS: Application guide for sensitivity verification.

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 3, June 2016, pp. 1313-1321

M. Beltle, S. Tenbohlen

Power transformer diagnosis based on mechanical oscillations due to AC and DC currents.

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 3, June 2016, p. 1515-1522

M. Siegel, M. Beltle, S. Tenbohlen

Characterization of UHF PD Sensors for Power Transformers Using an Oil-filled GTEM Cell.

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 3, June 2016, pp. 1580-1588

U. Schichler, W. Koltunowicz, D. Gautschi, A. Girodet, H. Hama, J. Lopez-Roldan, S. Neuhold, C. Neumann, S. Okabe, J. Pearson, R. Pietsch, U. Riechert, S. Tenbohlen
UHF partial discharge detection system for GIS: Application guide for sensitivity verification.

Electra, No. 286, June 2016

J. Lapworth, P. Picher, N. Schmidt, S. Tenbohlen, et al.
Transformer Thermal Modelling.
Cigre Technical Brochure 659, Paris, June 2016

S. Eberlein, K. Rudion
Investigation of Resynchronisation Process and its Influence on Microgrid Components.
CIRED Workshop “Electrical Networks for Society and People”, June 14-15, 2016, Helsinki, paper No. 0337

M. Siegel, S. Tenbohlen
Calibration of UHF Partial Discharge Measurement for Power Transformers and a Comparison to the Calibration of Electrical PD Measurement.
IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Montréal, Qc, Canada, June 19-22, 2016, Session S22 Transformers

K. Frey, P. Wiest, K. Rudion, J. Christian
Automated Operation of Parallel VSC HVDC Links within an Interconnected AC Network.
IEEE PES General Meeting, Boston, USA, July 17-21, 2016,
DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741348

P. Wiest, K. Frey, K. Rudion, A. Probst
Dynamic Curtailment Method for Renewable Energy Sources in Distribution Grid Planning.
IEEE PES General Meeting, Boston, USA, July 17-21, 2016,
DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741410

M. Djamali, S. Tenbohlen
Malfunction Detection of the Cooling System in Air-Forced Power Transformers Using Online Thermal Monitoring.
Accepted for publication in IEEE Transactions on Power Delivery,
Published online August 02, 2016,
DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2597296,
<http://ieeexplore.ieee.org/document/7529157/>

S. Coenen, M. Siegel, G. Luna, S. Tenbohlen
Parameters influencing Partial Discharge Measurements and their Impact on Diagnosis, Monitoring and Acceptance Tests of Power Transformers.
46. CIGRE Session, Paris, France, August 21-26, 2016, paper No. A2-111, 13 pages

K. Frey, K. Rudion, J. Christian

Automated Operation of Parallel VSC HVDC Links Embedded in an AC Power System.

CIGRE Session, Paris, Frankreich, August 21-26, 2016, paper No. B4-120

E. Gulski, W. Koltunowicz, T. Ariaans, G. Behrmann, R. Jongen, F. Garnacho, S. Kornhuber, S. Ohtsuka, F. Petzold, M. Sanchez-Uran, K. Siodla, S. Tenbohlen

Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC 60270) and unconventional methods.

Cigre Technical Brochure 662, Paris, August 2016

J. Lapworth, P. Picher, N. Schmidt, S. Tenbohlen, et al.

Transformer Thermal Modelling.

Electra, No. 287, August 2016, pp. 48-55

S. Tenbohlen, S. Coenen, M. Djamali, A. Müller, M. H. Samimi, M. Siegel

Diagnostic Measurements for Power Transformers.

Energies, 2016, Vol. 9, No. 5, pp. 347-372

P. Hillenbrand, M. Böttcher, S. Tenbohlen, J. Hansen

Frequency Domain EMI-Simulation and Resonance Analysis of a DCDC-Converter.

EMC Europe 2016, Wroclaw, Polen, September 5-9, 2016, session OS5, Conference Proceedings, p. 176-181

C. Suttner, W. Ebbinghaus, S. Tenbohlen

Alternative Coupling Method for Immunity Testing of Power Grid Protection Equipment.

EMC Europe 2016, Wroclaw, Polen, September 5-9, 2016, session OS7A, Conference Proceedings, p. 280-284

S. Haegele, S. Tenbohlen, K. Rapp, S. Sbravati, R. Fritsche

Characterization of inhomogeneous field breakdown in natural ester liquid compared to mineral oil.

IEEE International Conference on High Voltage Engineering 2016 (ICHVE), September 19-22, 2016, Chengdu, China, Paper No. A-4-2

S. Tenbohlen, M. Siegel, M. Beltle

Partial Discharge Monitoring of Power Transformers by UHF Sensors.

ARWtr2016 - Advanced Research Workshop on Transformers, La Toja Island, Spain, October 3-5, 2016, poster No. 2.2

S. Tenbohlen, N. Schmidt, C. Breuer, S. Khandan, R. Lebreton

Optical and Numerical Investigation of Oil Flow Velocities Inside a Zigzag Cooled Winding Model.

ARWtr2016 - Advanced Research Workshop on Transformers, La Toja Island, Spain, October 3-5, 2016

M. H. Samimi, S. Tenbohlen, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni

Evaluation of Numerical Indices for the Assessment of Transformer Frequency Response.

IET Generation, Transmission & Distribution, Published online October 05, 2016, DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0879

<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2016.0879>

P. Arnold, S. Tenbohlen, U. Riechert

PD characteristics of metallic protrusions in SF6-insulated coaxial electrode arrangements at DC stress.

IEEE Conference on Electrical Insulation & Dielectric Phenomena (CEIDP 2016), October 16-19, 2016, Toronto, Canada, Paper No. 3C-9, pp. 199-202

S. Haegele, S. Tenbohlen, K. Rapp, S. Sbravati

Comparative Study on Inhomogeneous Field Breakdown in Natural Ester Liquid and Mineral Oil.

IEEE Conference on Electrical Insulation & Dielectric Phenomena (CEIDP 2016), October 16-19, 2016, Toronto, Canada, Paper No. 4B-10, pp. 375-379

M. H. Samimi, S. Tenbohlen, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni

Dismissing Uncertainties in the FRA Interpretation.

Accepted for publication in IEEE Transactions on Power Delivery, Published online October 20, 2016,

DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2618601

<http://ieeexplore.ieee.org/document/7592934/>

E. Gulski, W. Koltunowicz, T. Ariaans, G. Behrmann, R. Jongen, F. Garnacho, S. Kornhuber, S. Ohtsuka, F. Petzold, M. Sanchez-Uran, K. Siodla, S. Tenbohlen

Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC 60270) and unconventional methods.

Electra, No. 288, October 2016, pp. 24-29

M. H. Samimi, P. Hillenbrand, S. Tenbohlen, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni
Simulation of the Transformer Frequency Response Using a 3D Model.

International Power System Conference (PSC2016), Oct. 24-26, 2016, Tehran, Iran

M. Beltle, M. Schühle, S. Tenbohlen, U. Sundermann

Betrachtung galvanisch eingekoppelter Gleichströme im Übertragungsnetz und deren Auswirkungen auf Leistungstransformatoren.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 672-677

S. Haegele, S. Tenbohlen, K. Rapp, S. Sbravati

Vergleichsstudie zur Durchschlagsspannung von variablen, inhomogenen Elektrodenanordnungen in natürlichem Ester und Mineralöl.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, Session: Transformator-Werkstoffe 2, S. 585-589

M. Siegel, S. Tenbohlen

Vorschlag zur Kalibrierung der UHF Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, Session: Transformer Diagnoseverfahren 2, S. 660-665

M. Siegel, S. Tenbohlen, S. Coenen

Kombinierter in-Öl Sensor zur akustischen und UHF TE-Messung für das Monitoring von Leistungstransformatoren

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, Poster P1.5

C. Suttner, W. Ebbinghaus, S. Tenbohlen

Untersuchung des Übertragungsverhaltens von Kleinsignal-Wandlern für Schutz- und Messzwecke.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, Poster No. P4.1

C. Kattmann, S. Tenbohlen, M. Siegel, G. Walker

Kontinuierliche, breitbandige Analyse der Spannungsqualität bis 150 kHz

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, Poster P3.9

F. Vahidi, K. Rapp, J. Luksich, S. Tenbohlen

Comparative Study on Impact of Cellulose Particles on Electrical Conductivity of Mineral Oil and Natural Ester.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 412-417

B. Adam, S. Tenbohlen

Vergleich von Merkmalen und Klassifikatoren für eine automatisierte Auswertung von Teilentladungsmustern.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 653-659

M. Schühle, M. Beltle, S. Tenbohlen, D. Bonmann

Entwicklung eines Simulationsmodells für Leistungstransformatoren zur Betrachtung magnetischer Flüsse bei Sättigung.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 528-533

U. Schichler et al.

UHF Partial Discharge Detection System for GIS: Application Guide for Sensitivity Verification.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 478-486

M. H. Samimi, S. Tenbohlen

The Numerical Indices Proposed for the Interpretation of the FRA Results: a Review.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 377-383

Z. Radakovic, U. Radoman, D. Vukotic, S. Tenbohlen

Dynamic top oil thermal model of oil-immersed power transformers with tap changer.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 516-521

S. Tenbohlen, F. Vahidi, J. Jagers

A Worldwide Transformer Reliability Survey.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, S. 14-19

S. Tenbohlen, M. Djamali

Assessment of Overload Capability of Power Transformers by online Monitoring.

8th CIGRE Workspot "International workshop on Power Transformers, Equipment, Substations and Materials", Recife, Brazil, November 20-23, 2016

S. Tenbohlen, N. Schmidt, C. Breuer, R. Lebreton

Determination of Hot Spots in Transformer Windings by CDF-modelling.

8th CIGRE Workspot "International workshop on Power Transformers, Equipment, Substations and Materials", Recife, Brazil, November 20-23, 2016

S. Tenbohlen, J. Jagers, G. Bastos, B. Desai, B. Diggin, J. Fuhr, J. Gebauer, M. Krüger, J. Lapworth, P. Manski, A. Mikulecky, P. Müller, C. Rajotte, T. Sakai, Y. Shirasaka, F. Vahidi

Development and Results of a Worldwide Transformer Reliability Survey.

8th CIGRE Workspot "International workshop on Power Transformers, Equipment, Substations and Materials", Recife, Brazil, November 20-23, 2016

M. H. Samimi, S. Tenbohlen, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni

Improving the numerical indices proposed for the FRA interpretation by including the phase response.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Dec. 2016, Vol. 83, pp. 585-593

M. H. Samimi, A. A. Shayegani Akmal, H. Mohseni, S. Tenbohlen

Detection of transformer mechanical deformations by comparing different FRA connections.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, March 2017, Vol. 86, pp. 53-60

7. MITARBEIT IN FACHGREMIEN / VORTRÄGE

- 14.01.16 Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), Vorstandssitzung am IER, Uni Stuttgart, Prof. Tenbohlen
- 21.01.16 Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., Strategiesitzung 2016, Prof. Tenbohlen
- 23.-24.02.16 9. ETG-FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, Teilnehmer/Beitrag: M. Beltle
- 23.-25.02.16 EMV 2016 Düsseldorf, Teilnehmer/Beiträge: P. Hillenbrand, C. Suttner, Prof. Tenbohlen
- 01.-02.03.16 Stuttgarter Hochspannungssymposium, Filderhalle, Leinfelden-Echterdingen, Leitung: Prof. Tenbohlen
- 04.04.16 Gremiensitzung ETG FB Q2 / PA Hochspannungstechnik 2016, VDE, Frankfurt, Prof. Tenbohlen
- 05.04.16 Sitzung VDE ETG V2, Frankfurt, Prof. Rudion
- 08.04.16 15. Vorstandssitzung von Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg, ZSW Stuttgart, Prof. Tenbohlen
- 04.-08.04.16 IEEE International Energy Conference Energycon 2016, Leuven, Belgien, Teilnehmer/Beiträge: K. Frey, M. Brunner
- 02.-03.06. Energy Talks Ossiach/Österreich „Vernetzte Generationen“, Moderation: Prof. Tenbohlen
- 14.-15.06.16 CIRED Workshop “Electrical Networks for Society and People”, Helsinki, Teilnehmer/Beitrag: S. Eberlein
- 19.-22.06.16 34th Electrical Insulation Conference, EIC 2016, Montréal, Qc, Canada, Teilnehmer/Beiträge: M. Siegel
- 17.-21.07.16 IEEE PES General Meeting, Boston, USA (Leitung Panel Session), Teilnehmer/Beiträge: K. Frey, P. Wiest, Prof. Rudion
- 29.07.16 Steuerkreis Smart Grids, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Stuttgart, Prof. Tenbohlen
- 21.-26.08.16 CIGRE Session 2016, Paris, Teilnehmer/Beiträge: K. Frey, Prof. Tenbohlen
- 22.08.16 Sitzung der CIGRE Arbeitsgruppe D1.63 „Partial discharge detection under DC voltage stress“ in Paris, Beitrag von P. Arnold
- 05.-08.09.16 17th International Workshop on High Voltage Engineering, Dresden, Teilnehmer/Beiträge: B. Adam, S. Hägele, M. Samimi, M. Schühle, Prof. Tenbohlen

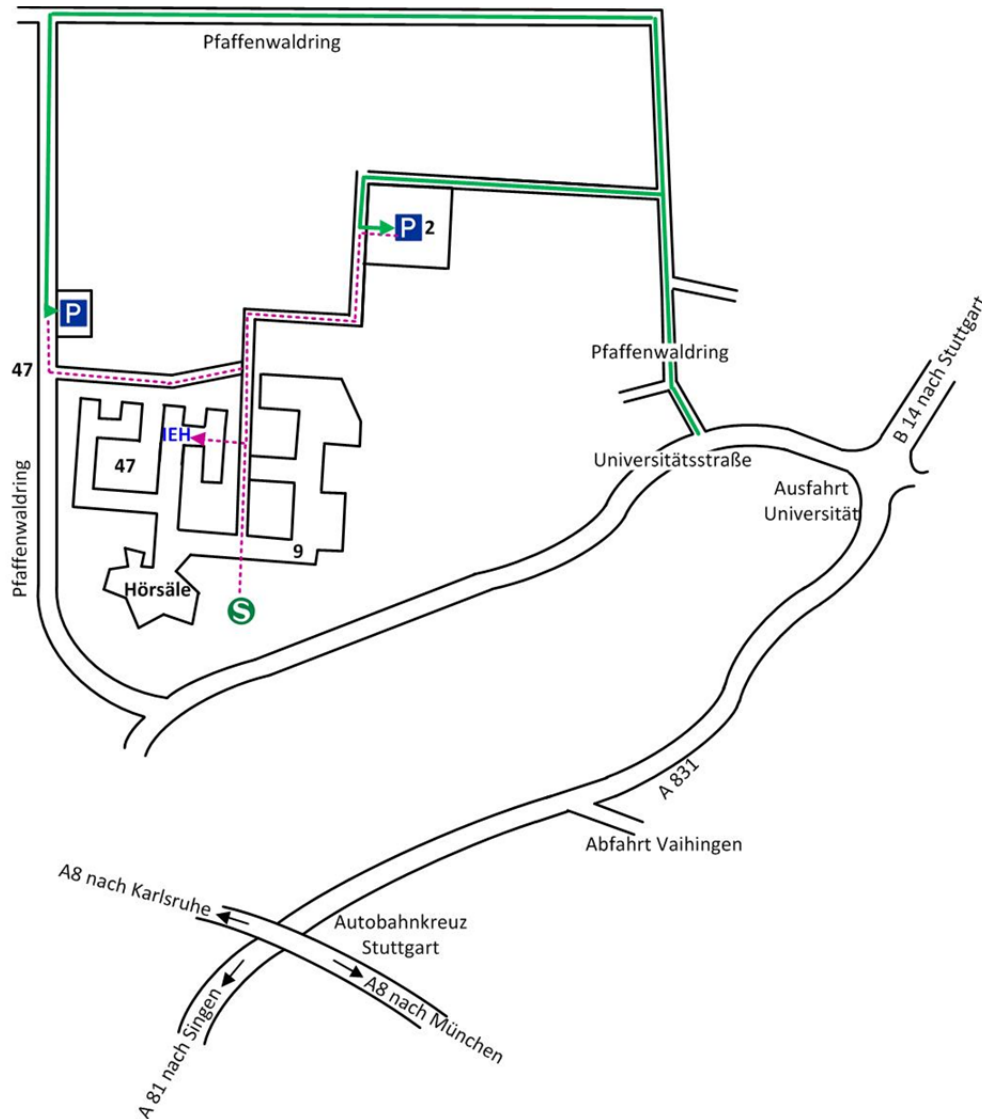
- 05.-09.09.16 EMC Europe, Wroclaw, Polen, Teilnehmer/Beiträge:
C. Suttner, P. Hillenbrand, Dr. Schneider
Vortrag im Rahmen des Automotive Workshop:
P. Hillenbrand, J. Hansen
EMI-Simulation of a SiC based DCDC-Converter in a CISPR25 component test setup
- 24.-26.09.16 "Joint Workshop on Iranian-German Research Cooperation",
Teheran, Prof. Tenbohlen
- 2.-5.10.16 "5th International Advanced Research Workshop on transformers",
La Toja Island, Spanien, Prof. Tenbohlen
- 10.10.16 SmartGrids Plattform BW, Prof. Rudion
- 16.-19.10.16 IEEE Conference on Electrical Insulation & Dielectric Phenomena
(CEIDP 2016), Teilnehmer/Beiträge: S. Hägele
- 24.10.16 14. CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung "Innovationen zur
Integration der Erneuerbaren", Wiesbaden, Professoren Rudion und
Tenbohlen
- 10.11.16 Network²-Kolloquium, Zukunftskonferenz „Netze 2030“, Netze BW,
Stuttgart, Professoren Rudion und Tenbohlen
- 15.-16.11.16 VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin,
wiss. Tagungsleiter Prof. Tenbohlen
Teilnehmer/Beiträge: B. Adam, M. Beltle, S. Hägele, C. Kattmann,
M. Schühle, M. Siegel, C. Suttner, P. Vaca, F. Vahidi
- 17.11.16 DK CIGRE C4, Berlin, Prof. Tenbohlen
- 20.-23.11. VIII Cigre Workspot „International Workshop on Power Transformers,
Equipment, Substations and Materials“, Recife, Brasilien, Prof.
Tenbohlen
- 22.11.16 Sitzung VDE ETG V2, Frankfurt, Prof. Rudion
- 05.12.16 Kongress "Energiewende mit intelligenten Netzen - Smart Grids –
digital vernetzt", Fellbach, Professoren Rudion und Tenbohlen

8. PRÜFEINRICHTUNGEN

Stoßspannungsanlagen	bis 2000 kV, 100 kJ
Schwingende Blitzstoßspannung	bis 1200 kV (transportable Anlage für Vor-Ort-Prüfungen)
Stoßstromanlage	bis 200 kA, 100 kV, 80 kJ
Wechselspannungskaskade	2 x 400 kV/2 A, 1500 kVA Speiseleistung
Wechselspannungsanlage	300 kV, 0,2 A mit Teilentladungsmessplatz
Gleichspannungsanlage	bis 600 kV, 10 mA
EMP-Generator	bis 800 kV, 5 ns/200 ns bzw. 2,3 ns/23 ns mit Freiluft- antenne für Prüflinge bis 5 x 10 x 5 m ³ (B x L x H)
Spannungsteiler	gedämpft kapazitive Spannungsteiler bis 1600 kV (transportable Einheiten für Überspannungsmessungen im Netz)
E/H-Feldmeßsysteme	mehrere, Frequenzbereiche von 5 Hz bis 500 MHz (für Spannungs- und Feldstärkemessungen im Netz)
EMV-Prüfgeräte	div. kleinere für die Nachbildung elektrostatischer Ent- ladungen, Einkopplung von Störspannungsimpulsen ins Netz zur Prüfung von Bauteilen und Geräten
EMV-Absorberräume	10 m und 3 m Messabstand, mit Leistungsverstärkern, div. Antennen, Feldmesssystem, Videoüberwachung über LWL, Messempfänger bis 3 GHz, TEM-Messzelle
Klimakammer	3 x 3 x 3 m ³ , Spannung bis 650 kV, Temperatur von -20° bis +65°C
Einpolige SF6-Anlage	Un = 525 kV, Länge mit Abzweigen ca. 25 m
Einpolige SF6-Anlage	Un = 245 kV, Länge mit Abzweigen ca. 5 m
Digitale und analoge Messgeräte	für periodische und einmalige Vorgänge mit Abtast- raten bis 40 GS/s, Netzwerkanalysatoren, Spektrumanalysatoren, Signalgeneratoren
Teilentladungsmessgeräte	phasenaufgelöste Messung und Interpretation, dreiphasige Messung nach IEC 60270, Ultrahoch- frequente (UHF) Messung bis 3 GHz, Akustische Lokalisierung
Öllabor	Karl Fischer-Titrator, Säuregehalts- und Durchschlag- spannungsmessgerät, Gaschromatographen
Power Quality Analyzer	dreiphasige Strom- und Spannungsmessung bis zur 3000. Harmonischen (150 kHz), kontinuierliche Tran- sientenerkennung mit 500 kS/s Abtastrate, Visualisie- rung auf Webseite

9. LAGEPLÄNE

Lageplan
des Institutsteils Stuttgart-Vaihingen
Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart, Telefon: +49 (0)711 685-67870

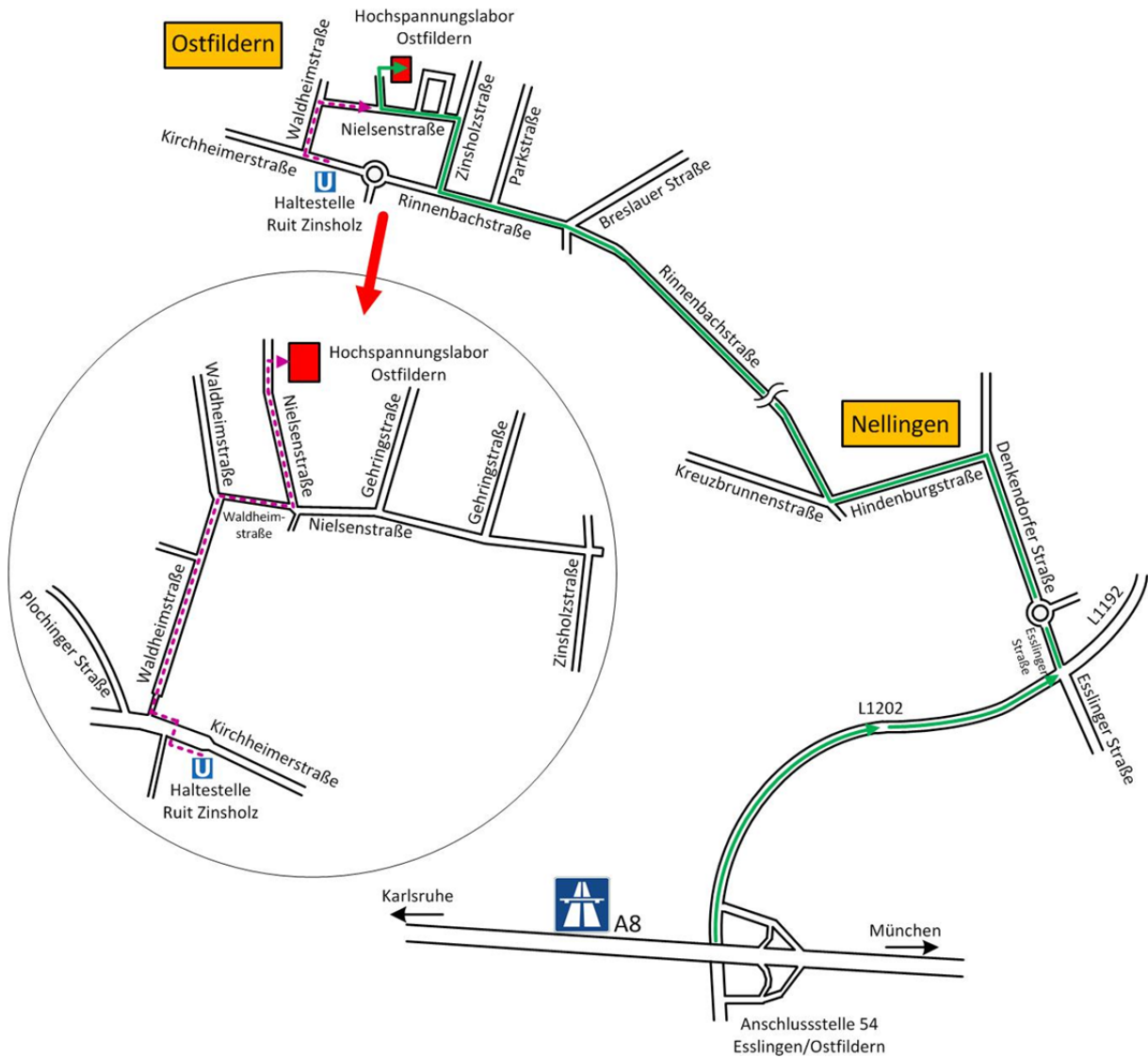


Anreise mit öffentlichen Verkehrsmitteln:

S-Bahnen der Linien S1, S2 und S3

Haltestelle „Universität“, Ausgang „Universitätszentrum“

Lageplan
des Institutsteils Ostfildern (Hochspannungslabor)
Nielsenstr. 18, 73760 Ostfildern, Telefon: +49 (0)711 341 20 75



Anreise mit öffentlichen Verkehrsmitteln:

Stadtbahnlinien U7 und U8
Haltestelle „Ruit Zinsholz“