

Jahresbericht 2024

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG
UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK



Vorwort

Liebe interessierte Leserschaft,

die Energiewende im Stromsektor schreitet voran – laut dem Statistischen Bundesamt stammten im ersten Halbjahr 2024 mehr als 60 % des erzeugten Stroms aus regenerativen Energiequellen. Für die angestrebte Klimaneutralität von Deutschland bis 2045 sind das gute Nachrichten, auch wenn in den Bereichen Verkehr und Wärme noch großer Aufholbedarf besteht. Die mit der Defossilisierung einhergehende Elektrifizierung führt im Szenario-rahmen der Übertragungsnetzbetreiber für Deutschland bis 2045 zu mehr als einer Verdopplung des Stromverbrauchs von derzeit ca. 500 TWh auf wenigstens 1100 TWh. Der daraus resultierende Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz erfordert Investitionen in unvorstellbarer Höhe.

Unser Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik ist bei den anstehenden Herausforderungen zum Erreichen der Klimaneutralität mittendrin im Geschehen.

Seit Beginn des Jahres ist mit Frau Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse der Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze, ehemals Lehrstuhl für Hochspannungs- und Hochstromtechnik, neu besetzt. Ziel ist es, die Professur als ausgewiesene Kompetenz im Bereich der Isolier-, Leiter- und Kontaktsysteme für die zukünftigen Energienetzstrukturen zu etablieren. Die Berufung für die Professur für Elektroenergieversorgung ist noch nicht abgeschlossen.

Dem Fachkräftemangel versuchen wir durch eine begeisternde Lehre zu begegnen. Diese beginnt bei einer soliden Grundlagenausbildung und beinhaltet unter anderem aktuelle Herausforderungen und innovative Lösungen der Energiewende. Wir engagieren uns auch in einer neu gegründeten Initiative zur Nachwuchsförderung im Energiesektor – dem „Network Energy Talents“.

In interdisziplinären Forschungsvorhaben und Kooperationsprojekten mit der Industrie tragen wir einen Teil zur Lösung der gesellschaftlichen Herausforderungen im Rahmen von Klimawandel und Energiesicherheit bei. Hierbei sind die Gleichstromübertragung, der zunehmende Anteil leistungselektronischer Komponenten im Netz, sowie die Integration aufstrebender Anwendungsfelder wie Elektromobilität und Wasserstofftechnologie zentrale Themengebiete, auf denen wir als Institut gemeinsam in Projekten forschen. Dabei beschäftigen wir uns mit dem dielektrischen und thermischen Verhalten der relevanten Isolier-, Leiter- und Kontaktsysteme sowie mit deren Strombelastbarkeit und Langzeitstabilität. Außerdem arbeiten wir an Fragestellungen zur Erhöhung der Übertragungsleistung in Bestandsnetzen sowie dem Schutz und der Strom- und Spannungsqualität in Gleichstromnetzen.

Ein besonderer Höhepunkt war der diesjährige Projektstart im Gemeinschaftsvorhaben „DC-Lab Saxony“ zusammen mit der Hochschule Zittau/Görlitz, in dem ein gemeinsames Testfeld zum Erproben von Komponenten und Betriebskonzepten für Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze bis 2026 entsteht. Gleichzeitig ist das Vorhaben Auftakt für den

DC-Campus Sachsen, der ein nationales und internationales Kompetenzzentrum in diesem Bereich darstellen wird.

Zum dreizehnten Mal hat in diesem Jahr zudem das Assistententreffen stattgefunden, bei dem alle ehemaligen Doktorandinnen und Doktoranden aus dem Fachbereich der Hochspannung- und Hochstromtechnik zusammengekommen sind, um sich fachlich auszutauschen und sich zu vernetzen. Die über einhundert Teilnehmerinnen und Teilnehmer zeigten, dass ein großes Interesse an den Aktivitäten am und eine besondere Verbundenheit zum Institut besteht.

Ganz besonders stolz sind wir, dass unser langjähriger Honorarprofessor Dr. techn. Dr.-Ing. habil. Konstantin O. Papailiou in diesem Jahr zum neuen Präsidenten der CIGRE gewählt worden ist. Das Institut gratuliert herzlichst zu dieser Auszeichnung und wünscht Herrn Hon.-Prof. Papailiou viel Kraft und ein glückliches Händchen im Amt.

Unsere wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter geben im diesjährigen Jahresbericht wieder einen Überblick zu ihren aktuellen Forschungsthemen. Die fundierte wissenschaftliche Arbeit hat auch in diesem Jahr dazu geführt, dass hervorragende Veröffentlichungen und Forschungsergebnisse ausgezeichnet wurden.

Die dargestellten Vorhaben sind nur einige Beispiele für die zahlreichen Forschungsaktivitäten, die ohne die Unterstützung und vertrauensvolle Zusammenarbeit mit unseren Industriepartnern und den Forschungseinrichtungen innerhalb und außerhalb der TU Dresden nicht möglich gewesen wären. Dafür möchten wir uns herzlich bedanken und freuen uns auf eine weitere intensive und erfolgreiche Kooperation.

Gemeinsames Arbeiten und sich austauschen, um gemeinschaftlich Ziele zu erreichen, ist nur in einem vernetzten und kollegialen Team möglich. Deshalb informieren wir auch über die dazu beitragenden Aktivitäten.

Ein Praxisbezug in der Lehre ist Grundvoraussetzung, um zeitgemäße wissenschaftlich-technische Themen zu vermitteln. Wir freuen uns, auch in diesem Jahr erneut externe Experten für ausgewählte Vorlesungen gewonnen zu haben. An dieser Stelle möchten wir uns herzlich für ihr großes Engagement in der Lehre bedanken.

Unsere ehemaligen Mitarbeitern gilt unser besonderer Dank. Sie haben uns erneut mit ihrem fachkundigen Rat und ihrer tatkräftigen Unterstützung zur Seite gestanden.

Abschließend möchten wir uns herzlich bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts für die engagierte Arbeit, allen Freundinnen und Freunden für die freundliche Unterstützung sowie allen Partnerunternehmen und -einrichtungen für die erfolgreiche Zusammenarbeit bedanken.

Wir wünschen Ihnen viel Freude bei der Lektüre unseres Jahresberichtes sowie ein gesundes, zufriedenes und hoffentlich wieder friedlicheres Jahr 2025.

Dresden, Dezember 2024



Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner



Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse



PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel



Prof. Dr.-Ing. habil. Jan Meyer

Zur Neubesetzung der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze

Lehre und Forschung an der *Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze* leisten einen Beitrag für zukunftssichere Energienetzstrukturen des Übertragungs- und Verteilnetzes im Hinblick auf die dafür erforderlichen Komponenten und Betriebsmittel. Die globalen Trends Konnektivität, Digitalisierung, künstliche Intelligenz und Elektrifizierung im Kontext der Reduktion von Treibhausgasemissionen führen zu einem massiven Bedarf an elektrischer Energie, die erzeugt sowie effizient übertragen und verteilt werden muss.

Entscheidend dafür ist die Kompetenz „Übertragen und Beherrschen hoher elektrischer Leistung“ und damit die technologische Verknüpfung der folgenden Fachgebiete:



Kurzfristig stehen dabei die bisherigen Komponenten eines sich verändernden Energiesystems im Vordergrund. Während sich die Schwerpunktthemen mittel- und langfristig auf Komponenten verschieben, die auf die Erfordernisse zukünftiger Energienetzstrukturen angepasst sind (Bild 1 und Bild 2). Gleichzeitig wird die elektrische Energie eine zentrale Funktion für die Energiesicherheit und -souveränität einnehmen und damit verbunden der sichere und zuverlässige Betrieb der Komponenten ein Schlüsselthema sein.

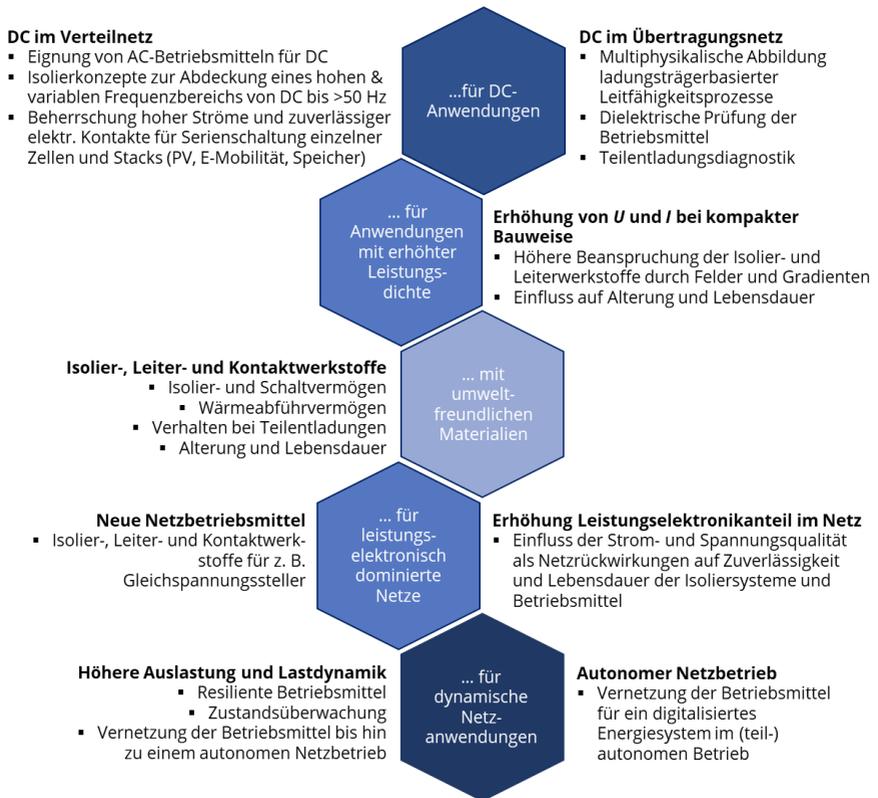


Bild 1: Übersicht zu den Themenfeldern an der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze

Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze

Grundlagenforschung und angewandte Forschung

- Kooperationen mit Industrie, Hochschulen und anderen Forschungseinrichtungen und Instituten
- Öffentlich geförderte Projekte, Graduiertenkollegs, Sonderforschungsbereiche, Unterstützen eines Exzellenzclusters, bilaterale Industrieprojekte, Verbundprojekte



Isolier-, Leiter- und Kontaktsysteme für zukünftige Energienetzstrukturen

Bild 2: Beitrag der Professur zu den Komponenten zukünftiger Energienetzstrukturen

Das Lehr- und Forschungsprofil an der Professur verknüpft die Gebiete der Hochspannungs- und Hochstromtechnik und stellt damit ein Alleinstellungsmerkmal dar. Im Vordergrund steht das Verständnis der physikalischen Mechanismen. Der Lehrstuhl ist demnach in seiner Ausrichtung experimentell dominiert.

Forschung und Lehre sind an der Professur eng miteinander verbunden und basieren auf einer soliden Kenntnis der Grundlagen. Interdisziplinäres Verstehen und Beherrschen von ingenieurtechnischen Kernkompetenzen münden in einer anwendungsorientierten Arbeit im Sinne einer Querschnittsprofessur. Die Professur stärkt damit nicht nur die multidisziplinäre Ausrichtung des Bereichs Ingenieurwissenschaften, sondern auch die strategischen Profillinien „Energie, Mobilität und Umwelt“ sowie „Material- und Werkstoffwissenschaften“ der Technischen Universität Dresden.

Gemeinsam als Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik wird sich die Professur am in Sachsen geplanten DC-Kompetenzzentrum / DC-Campus „Transformation to Direct Current“ (T2DC) beteiligen, um damit die Innovationskraft des Freistaates zu sichern und zum Strukturwandel in der Lausitz beizutragen. Doch auch über die regionale Verankerung dieser Thematik hinaus stellen Gleichspannungssysteme im Übertragungs- und Verteilnetz einen Schlüssel zur erfolgreichen Energie- und Klimawende in Europa dar. Neue Netzteilnehmer, wie beispielweise Photovoltaikanlagen, Großelektrolyseure, Batteriespeicher und die Elektromobilität, führen dazu, dass bewährte Komponenten unter neuen Beanspruchungen und einer völlig neuen Systemführung eingesetzt werden. Dies wird in der Forschung abgebildet.

Um die Herausforderungen eines zukunftssicheren Energiesystems zu bewältigen, benötigt unsere Gesellschaft neben innovativer Technologien und umweltfreundlicher Isolier-, Leiter- und Kontaktsysteme vor allem exzellent ausgebildete Ingenieurinnen und Ingenieure, die das „Denken in Systemen“ beherrschen und anwenden können. Wesentliches Ziel der Lehre an der Professur ist es, Persönlichkeiten zu qualifizieren, die befähigt sind, durch Fachwissen und Methodenkompetenz einen Beitrag zur Bearbeitung der gesellschaftlichen Herausforderungen im Rahmen von Klimawandel und Energiesicherheit zu leisten.

Maria Kosse

Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse

Inhaltsverzeichnis

Personelle Besetzung	8
Institutsleitung.....	8
Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung.....	8
Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze	11
Labor und Werkstatt	13
Lehre	14
Lehrveranstaltungen.....	14
Lehrveranstaltungen für das Grundstudium.....	14
Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium	14
Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium	16
Studentische Arbeiten.....	17
Studienarbeiten und Forschungspraktika.....	17
Diplom- und Masterarbeiten.....	19
Studentischer Newsletter	21
Forschung	22
Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung.....	23
Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte.....	23
Publikationen	70
Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze	76
Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte.....	76
Publikationen	100
Fachbuch	103
NARC - National Arc fault Research Center	104
Preise und Auszeichnungen.....	106
Promotionen.....	110
Kooperationen	124
Kooperationen National	124
Wissenschaftskooperationen.....	124
Industriekooperationen.....	124
Kooperationen International.....	126
Wissenschaftskooperationen	126
Industriekooperationen.....	126
Kommissions- und Gremienarbeit	128
Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung.....	128
Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze.....	129
Veranstaltungen	131
Kontakt	144

Titelbild: Polarlichter im Mai 2024 über der 110-kV-Leitung zum Pumpspeicherwerk Niederwartha nahe des Spaargebirges bei Meißen

Foto: Dr. Sylvio Kosse

Personelle Besetzung

Institutsleitung

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiter des Instituts</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Schegner	Peter	34374

Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Lehrstuhlvertreter</i>			
Prof. Dr.-Ing. habil.	Meyer	Jan	35102

Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand

Dozent Dr.-Ing.	Bauer	Hartmut	
-----------------	-------	---------	--

Professoren, Dozenten und Lehrbeauftragte

Dr.-Ing.	Berger	Frank	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hable	Matthias	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hentschel	Gert	
Prof. Dr.-Ing.	Meyer	Jörg	
Dipl.-Ing.	Schindler	Jörg	
Dr.-Ing.	Stachel	Philipp	

Sekretärin

	Sprotowsky	Corinna	33202
--	------------	---------	-------

Projektkoordinator

Dipl.-Ing.	Keller	Jan	35432
------------	--------	-----	-------

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter:innen</i>			
M. Sc.	Ariyasinghe	Awishka	ab 11/2024
M. Sc.	Balihodžić	Ahmed	ab 07/2024
Dr.-Ing.	Blanco	Ana Maria	32482
Dipl.-Ing.	Bruhns	Michael	35088
M.Sc.	Chalia	Sakshi	ab 08/2024
Dr.-Ing.	Domagk	Max	35223
Dipl.-Ing.	Fiedler	Laura	36132
Dipl.-Ing.	Frowein	Karla	37869
Dipl.-Ing.	Gasch	Etienne	43206
M. Sc.	Hemken	Matthias	40438
Dipl.-Ing.	Herrmann	Ricardo	40764
Dipl.-Ing. (FH)	Jani	Franz	36093
M. Sc.	Jäschke	Christian	35353
M. Sc.	Khokhlov	Victor	43208
Dipl.-Ing.	Krahmer	Sebastian	39993
Dipl.-Ing.	Kreutziger	Marcus	43202
Dipl.-Ing.	Krpicar	Ondrej	ab 12/2024
Dipl.-Ing.	Liebermann	Carlo	43204
Dipl.-Ing.	Luhnau	Deborah Tabea	33725
Dipl.-Ing.	Ma	Liya	bis 01/2024
Dipl.-Ing.	Matthes	Erik Ole	ab 09/2024
Dipl.-Ing.	Müller	Sascha	bis 02/2024
Dipl.-Ing.	Nguyen	Thanh Binh	43200
Dipl.-Ing.	Potyka	Marta Sophia	bis 03/2024
M. Sc.	Pourarab	Morteza	40665
Dipl.-Ing.	Rasti	Sasan Jacob	40766
Dr.-Ing.	Schmidt	Maximilian	43081
Dipl.-Ing.	Stiegler	Robert	32217
M. Eng.	Zyabkina	Olga	40535
M. Sc.	Zhang	Yinan	bis 01/2024

Personelle Besetzung

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Technische Angestellte</i>			
	Lemke	Gunter	35272

Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiterin der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Kosse	Maria	33428
<i>Lehrstuhlvertreter</i>			
PD Dr.-Ing. habil.	Schlegel	Stephan	32746
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Dr.-Ing.	Engelmann	Eberhard	
Prof. Dr.-Ing.	Großmann	Steffen	
PD Dr.-Ing. habil.	Löbl	Helmut	
Dr.-Ing.	Speck	Joachim	
<i>Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dr.-Ing.	Fricke	Winfried	
Dr. rer. nat.	Gortschakow	Sergey	
Dr.-Ing.	Thomas	Heinz	
Dr.-Ing.	Gerd	Kitzrow	
Dr.-Ing.	Israel	Toni	
Dr.-Ing.	Kunze	Dirk	
Hon.-Prof. Dr. techn. Dr.-Ing. habil.	Papailiou	Konstantin	
Dr.-Ing. habil.	Schmuck	Frank	
Dr.-Ing.	Jordan	Thomas	
<i>Sekretärin</i>			
	Neubert	Carola	33428
<i>Projektkoordinatorin</i>			
M. A.	Taubeneck	Katrin	33307

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter:innen</i>			
Dr.-Ing.	Adam	Robert	34789
M. Sc.	Dowbysch	Andreas	bis 04/2024
Dipl.-Ing.	Elspaß	Lena	40517
Dipl.-Ing.	Gödicke	Markus	40519
Dr.-Ing.	Hildmann	Christian	33917
M. Sc.	Hoffmann	Johannes	33608
Dipl.-Ing.	Huter	Max	40519
Dr.-Ing.	Linde	Thomas	40520
Dipl.-Ing.	Linke	Johanna	40518
Dipl.-Ing.	Pampel	Hans-Peter	33103
Dipl.-Ing.	Pomsel	Michelle	34756
Dipl.-Ing.	Pietzonka	Johanna	36105
Dipl.-Ing.	Schindler	Alexander	38704
Dipl.-Ing.	Schladitz	Markus	33080
Dipl.-Ing.	Sokolowski	Michal	40523
Dipl.-Ing.	Ullrich	Moritz	34756
<i>Technische Angestellte</i>			
Dipl.-Ing. (FH)	Göres	Axel	32613

Labor und Werkstatt

Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
Dittrich	Ralf	34745
Dipl.-Ing. (FH) Eusewig	Falk	40608
Gläser	Michael	34757
Jaroszinsky	Gerd	34745
Knorrn	Jan-Erik	34260
Knüpfel	Helge	bis 08/2024
Wöhling	Henri	34260
Reichelt	Eric	34745

Lehre

Lehrveranstaltungen

Lehrveranstaltungen für das Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Elektroenergie-technik</i>		
Elektroenergie-technik <i>Prof. Meyer / PD Dr. Schlegel</i>		3/1/0
Praktikum Elektroenergie-technik	0/0/1	

Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Hochspannungs- und Hochstromtechnik</i>		
Hochspannungs- und Hochstromtechnik <i>Prof. Kosse / PD Dr. Schlegel</i>		2/1/0
Praktikum Hochspannungs- und Hochstromtechnik		0/0/1
<i>Modul Grundlagen elektrischer Energieversorgungs-systeme</i>		
Betriebsmittel und Berechnungsgrundlagen für elektrische Energieversorgungs-systeme <i>Prof. Meyer</i>		2/1/0
Grundlagen der Elektroenergieanlagen <i>Prof. Meyer</i>		1/1/0
<i>Modul Betrieb elektrischer Energieversorgungs-systeme</i>		
Betrieb elektrischer Energieversorgungs-systeme <i>Prof. Meyer</i>	2/1/0	
Praktikum I: Elektroenergiesysteme	0/0/1	
Praktikum II: Hochspannungstechnik 2	0/0/1	
<i>Modul Oberseminar Elektrische Energieversorgung</i>		
Oberseminar Elektrische Energieversorgung <i>Prof. Meyer / PD Dr. Schlegel</i>		0/2/0

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Netzintegration, Systemverhalten und Versorgungsqualität</i>		
Betriebsvorgänge in Energieversorgungssystemen <i>Prof. Meyer</i>	2/1/0	
Grundlagen der Versorgungsqualität <i>Prof. Meyer</i>	1/1/0	
Komplexpraktikum zum Netzbetrieb	0/0/1	
<i>Modul Planung elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Netzplanung <i>Prof. Hable</i>	1/1/0	
Elektroenergieanlagenprojektierung <i>Prof. Hentschel</i>	1/1/0	
Netzberechnung <i>Prof. Meyer</i>	2/1/0	
<i>Modul Vertiefung Hochspannungstechnik</i>		
Vertiefung Hochspannungstechnik <i>PD Dr. Schlegel</i>	5/0/0	
Praktikum Vertiefung Hochspannungstechnik	0/0/1	
<i>Modul Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel</i>		
Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Adam</i>		3/0/0
Beleg Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Adam</i>		0/1/0
Praktikum Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel		0/0/2
<i>Modul Schutz- und Leittechnik in elektrischen Energieversorgungssystemen</i>		
Selektivschutztechnik <i>Prof. Jörg Meyer</i>		2/1/0
Leittechnik <i>Dipl.-Ing. Schindler</i>		1/1/0
Praktikum Sekundärtechnik		0/0/1
<i>Modul Experimentelle Hochspannungstechnik</i>		
Experimentelle Hochspannungstechnik <i>PD Dr. Schlegel / Dipl.-Ing. Pampel</i>		4/0/0
Praktikum Experimentelle Hochspannungstechnik		0/0/2

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Weitere Vertiefungsfächer</i>		
Elektrische Lasten und Lastmanagement <i>Prof. Meyer</i>		1/1/0

Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
Hochspannungs- und Hochstromtechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Kosse / PD Dr. Schlegel</i>		2/1/1
Grundlagen der Elektrotechnik (VNT und WW) (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>PD Dr. Schlegel</i>		2/2/0/1
Praktikum Grundlagen der Elektrotechnik (VNT) seit WS20/21 (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>PD Dr. Schlegel</i>		0/0/2/0
Elektroenergietechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Meyer, PD Dr. Schlegel</i>	0/0/1	3/1/0
Elektroenergietechnik (für Lehramt an berufsbildenden Schulen) <i>Prof. Meyer, PD Dr. Schlegel</i>	0/0/1	3/1/0

Studentische Arbeiten

Studienarbeiten und Forschungspraktika

Neycheva, Zhanina

Untersuchung der Druckentwicklung bei stromstarken Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen

01/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns)

Zeltwanger, Daniel

Einfluss des Zeitverzugs zwischen einer mechanischen Belastung und der Teilentladungsdiagnostik im Isoliersystem rotierender Hochspannungsmaschinen

05/2023 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Elspaß)

Anders, Theo

Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Polycarbonat für DC-Anwendungen

06/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schindler)

Guan, Xuyao

Recherche von Anforderungen an den Selektivschutz und Strom- und Spannungswandler für Netze mit hohem Stromrichteranteil

07/2023 (Betreuer: M. Sc. Zhang)

Avcu, Tarik Can

Thermografische Untersuchungen unterschiedlicher Oberflächen und Emissionsgrade

08/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Ullrich)

Schneider, Tilman

Kühlkonzepte für stromführende Komponenten in Anlagen der Elektroenergietechnik

09/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Sokolowski)

Hennig, Phillip

Untersuchen des Einflusses von Auslegungsgrößen auf das elektrische Kontaktverhalten von Pressverbindungen

10/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Gödicke)

Neufeld, Linda

Elektrisch-thermische Beanspruchung von Flächenkontakten durch Kurzzeitströme

11/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Gödicke)

Henning, Erik

Einfluss der Charakteristik der Einspeisung auf die elektrischen Eigenschaften von Störlichtbögen in Niederspannungsschaltanlagen

14/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns)

Nowakowski, Paul

Berücksichtigung der Diskriminierungsfreiheit innerhalb des Engpassmanagements im aktiven Niederspannungsnetzbetrieb

15/2023 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Fiedler)

Zhang, Zhiwen

Erweiterung einer Berechnungsumgebung zur Analyse von Resonanzen in Energieversorgungsnetzen – Implementierung von Netzbetriebsmitteln

16/2023 (Betreuer:in: Dipl.-Ing. Frowein, M.Sc. Jäschke)

Otto, Lucas

Untersuchungen zum Teilentladungsverhalten an festen Störstellen auf Gas-Feststoff-Grenzflächen in gasisolierten Systemen mit alternativen Isoliergasen

17/2023 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Linke)

Richter, Eginhardt

Automatisieren und Inbetriebnahme eines Reibverschleißversuchsstandes für Lebensdaueruntersuchungen an Ladesteckverbindungen

01/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Ullrich)

Kunze, Sasika

Modellierung von Modularen Multilevel Umrichtern für die harmonische Analyse in Übertragungsnetzen

02/2024 (Betreuerin: Dr.-Ing. Blanco)

Hofmann, Aron

Untersuchungen zum elektrischen Kontaktverhalten typischer Kontaktwerkstoffe der Elektrotechnik

03/2024 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

Ossig, Louis Anton Gustav

Untersuchung der Übertragung supraharmonischer Emissionen zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen

04/2024 (Betreuer: M.Sc. Khokhlov)

Mühlberg, Lars

Charakterisierung der Netzrückwirkungen von Wärmepumpen

05/2024 (Betreuer: M.Sc. Khokhlov)

Göbel, Philip

Untersuchung des Einflusses der Spannungsform auf stromstarke DC-Störlichtbögen in der Niederspannung

06/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns)

Bernsee, Josephine

Strukturierte Zusammenstellung der Entstehung, Ausbreitung und Auswirkung von parasitären DC-Strömen

07/2024 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Frowein)

Alexnat, Hauke

Analyse des Teilentladungsverhaltens eines typischen Kabelfehlers bei Belastung mit einer zusammengesetzten Spannung aus Gleich- und Wechselspannung ohne Nulldurchgang

08/2024 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Pietzonka)

El-Kerdi, Adam

Erstellung und Umsetzung eines Konzeptes zur automatisierten Messdatenerfassung und -auswertung von Störlichtbogenexperimenten

09/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Herrmann, Dipl.-Ing. Bruhns)

Beckert, Tim

Bewerten des Kontaktverhaltens umformtechnischer Fügeverbindungen im Bereich der Elektromobilität

11/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Huter)

Czernik, Johannes

Dynamische Simulation von umrichtergekoppelten Anlagen zur Verifikation der technischen Fähigkeiten zur Erbringung frequenzgebundener Systemdienstleistungen

13/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Rasti)

Diplom- und Masterarbeiten

Fritzsch, Sophia

Entwurf und Aufbau einer Eingangsbaugruppe für einen Schutzgeräteprototypen

10/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Herrmann)

Urbank, Johann

Erstellung und messtechnische Verifikation eines Modells zur Berechnung der Leistungsanteile in Störlichtbögen

11/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns)

Marko, Jonas

Untersuchung der Emissionscharakteristik von Haushaltskunden mit Eigenbedarfsoptimierung

12/2023 (Betreuer: Dipl.-Ing. Stiegler)

Jessel, Lorenz

Analysis of simplified distribution system modelling for harmonic studies in transmission systems

13/2023 (Betreuer: Dr.-Ing. Domagk)

Matthes, Erik Ole

Analyse der Effizienz von Konzepten zur Allokation von Grenzwerten für Harmonische im Hoch- und Höchstspannungsnetz

02/2024 (Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Meyer)

Grobitzsch, Katharina

Entwurf eines Schutzkonzeptes für die elektrische Energieversorgung einer Elektrolyseanlage unter Berücksichtigung von spezifischen Systemeigenschaften

03/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns; M. Sc. Hemken)

Neycheva, Zhanina

Untersuchung des Einflusses der Spannungsform auf die Druckentwicklung in elektrischen Schaltanlagen bei stromstarken Störlichtbögen in der Niederspannung

04/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns)

Leide, Jakob

Modell zur Berechnung von Strömen und Spannungen bei Zwischensystemfehlern als Grundlage für erste Schutzkonzepte

05/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Liebermann)

Krpicar, Ondrej

Charakterisierung und Modellierung der frequenzabhängigen Störaussendung einer DC-Last

06/2024 (Betreuerin: Dr.-Ing. Blanco)

Jenke, Annemarie

Charakterisierung und Entwicklung von Betriebskonzepten für hybride AC/DC-Verteilnetze

07/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahrmer)

Tan, Baouri

Charakterisierung und Modellierung der frequenzabhängigen Störaussendung eines AC-DC Wandlers (Masterarbeit)

01/2024 (Betreuerin: Dr.-Ing. Blanco)

Studentischer Newsletter

Der Studentische Newsletter richtet sich an Studierende der Elektroenergietechnik sowie alle anderen Interessierten. Der Newsletter erscheint monatlich und informiert über interessante Veranstaltungen sowohl am IEEH, an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, des VDE Dresden und energy Saxony. Seit diesem Jahr wird auch vermehrt über online-Angebote informiert. Jeder Newsletter beschreibt ausgewählte am Institut ausgeschriebenene Studien- und Diplomarbeiten näher, während alle ausgeschriebenen Arbeiten in der zugehörigen OPAL-Gruppe zu finden sind. Genauso werden am Institut ausgeschriebene SHK- und WHK-Stellen veröffentlicht sowie Praktikums- und Jobausschreibungen und Stipendien externer Firmen der Elektroenergietechnik vorgestellt. Bei Interesse können sich an der TU Dresden immatrikulierte Studierende in die OPAL-Gruppe „Studierende am IEEH“ einschreiben. Externe wenden sich dahingehend bitte per Email an unsere Social-Media-Anlaufstelle ieeh_som@tu-dresden.de.

Forschung

Nachfolgend möchten wir Sie über unsere Forschungsaktivitäten, Publikationen und ausgewählte forschungsbezogene Ereignisse informieren. Zusätzlich zu unserem Jahresbericht können Sie über verschiedene Dienste fortlaufend Informationen über die Aktivitäten am IEEH erhalten.



Forschungsinformationssystem der TU Dresden
<https://tud.link/7daf>

Über das Forschungsinformationssystem der TU Dresden erhalten Sie u. a. Informationen über Publikationen, Abschlussarbeiten und Forschungsprojekte.

Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung

Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Die Veränderungen in der elektrischen Energieversorgung sind überall spürbar. Neben der Integration von dezentralen und dargebotsabhängigen Energieerzeugungsanlagen (Wind- und Photovoltaik-Anlagen) werden zunehmend auch Elektrofahrzeuge, Speicher und energieeffiziente Geräte an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Darüber hinaus erfolgt die Integration von kleinen und kleinsten Blockheizkraftwerken, sogenannten Mikro-KWK-Anlagen, in diese Netzebene. Zukünftig wird ein sehr großer Teil der elektrischen Energie in der heutigen Verteilnetzebene eingespeist. Hierdurch entstehen vollkommen neue Anforderungen an die Betriebsführung, den Selektivschutz und an die Versorgungsqualität sowohl in der Verteilnetzebene als auch im Übertragungsnetz. Auch im Zusammenhang mit der Systemführung (Stabilität, Spannungshaltung, usw.) sind grundlegende Untersuchungen notwendig. Um diesen geänderten Rahmenbedingungen gerecht zu werden, wurden die folgenden Forschungsschwerpunkte an der Professur für Elektroenergieversorgung etabliert. Zu jedem der Forschungsschwerpunkte wird eine Auswahl von im letzten Jahr bearbeiteten Themen genannt.

Physikalisch-Technische Grundlagen

- Analytische Berechnungs- und messtechnische Bewertungsverfahren von Generatorstromwandlern mit erweitertem Frequenzmessbereich
- Modellierung und Optimierung des Frequenzübertragungsverhaltens von Mittelspannungs-Spezialtransformatoren
- Entwicklung eines Kalibriersystems für Stromsensoren bis 150 kHz
- Modellierung von Stromwandlern unter Berücksichtigung einer Remanenz
- Bestimmung der elektrischen Leitfähigkeitsverteilung im Erdreich

Planung und Betrieb von Netzen

- Netzausbauplanung in Verteilnetzen unter veränderten und unscharfen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Energiewende Sachsen im transnationalen Kontext - Strategien und Lösungsansätze für ein nachhaltigeres Energieversorgungssystem
- Stabilitätsbetrachtung für dezentrale Energiewandlungsanlagen in Verteilnetzen
- Analyse des Bedarfs an Systemdienstleistungen in Flächenverteilsnetzen
- Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen
- Einbindung von DC-Leitungen in AC-Verteilnetze und Auslegung hybrider AC-DC-Netze
- Entwicklung von Netzbetriebsführungskonzepten für hybride AC-DC-Netze

Power Quality

- Einfluss moderner Leistungselektronik (z. B. Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Wechselrichter, energieoptimierende Haushalte) auf die Strom- und Spannungsqualität im Niederspannungsnetz
- Modellierung von Photovoltaik-Wechselrichtern zur Untersuchung harmonischer Instabilitäten
- Netzverträglichkeit in öffentlichen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz (Ursachen, Ausbreitung, Modellierung, Störfestigkeit)
- Methoden zur Berechnung von Emissionsgrenzwerten für Kundenanlagen sowie deren messtechnischer Nachweis (Harmonische, Zwischenharmonische, Supraharmonische und Unsymmetrie)
- Messung und Modellierung der Ausbreitung von Harmonischen im Verteilungs- und Übertragungsnetz
- Invasive und nichtinvasive Methoden zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz
- Messtechnische Bestimmung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens von Strom- und Spannungswandlern
- Neue Verfahren zur automatisierten, ortsübergreifenden Analyse und Visualisierung der Strom- und Spannungsqualität bei großen Datenmengen
- Automatisierte Algorithmen zur Erkennung von Netzzrückwirkungen
- Untersuchungen zur Strom- und Spannungsqualität in Inselnetzen
- Internetbasierte Austauschplattform für gemessene Oberschwingungsspektren von Haushaltsgeräten; PANDA (equiPment hArmoNic Database)

Schutz- und Leittechnik

- Untersuchung stromstarker Niederspannungsstörlichtbögen am National Arc Fault Research Center (NARC)
- Algorithmen zur schnellen Detektion von Störlichtbögen
- Auswirkungen der verstärkten Einbindung von Stromrichtern in das Übertragungsnetz auf das Netzschutzsystem
- Grundlagen des übergeordneten Schutzes von elektrischen Transport- und Verteilungsnetzen (Systemschutz)
- Entwurf von Schutzkonzepten für ausgewählte Betriebsmittel
- Entwurf digitaler Schutzalgorithmen
- Auswertung von Störfallaufzeichnungen
- Modellierung von Strom- und Spannungswandlern zur Beurteilung der Tauglichkeit im Schutzsystem
- Detaillierte Modellierung von Freileitungen zur Untersuchung des Verhaltens von Selektivschutzsystemen unter Berücksichtigung realer Anordnungen
- Untersuchung des Einflusses der elektromagnetischen Verkopplung von Übertragungsstrecken auf die Genauigkeit des Schutzsystems im Fehlerfall

- Modellierung von Übertragungsstrecken zur Untersuchung der eingekoppelten Spannung und des Lichtbogenstroms beim Auftreten von sekundären Lichtbögen während der AWE-Pause
- Grundlagenuntersuchung zum Schutz bei Zwischensystemberührungen

Smart Grid

- Konzepte für eine aktive Netzführung von Niederspannungsnetzen
- Netzzustandsidentifikation und Phasenerkennung in Verteilnetzen
- Messwert- und prognosebasiertes Engpassmanagement in Verteilnetzen
- Planungs- und Betriebsalgorithmen für zellulare Energieversorgungssysteme
- Dynamische Simulation von frequenzgebundenen Systemdienstleistungen in Systemen mit geringer Massenträgheit
- Smart Energy Management – sektorenübergreifende Analysen von Elektrizität, Mobilität, Gas, Wärme und Kälte
- Combined Energy Lab - Versuchsstand zur multienergetischen Analyse von Prosumer-Haushaltszellen

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Physikalisch-Technische Grundlagen“



Christian Jäschke, M. Sc.

Elektromagnetische Leitfähigkeitskartierung zur Erderauslegung

 Kofinanziert von der Europäischen Union



Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

Die fortlaufende Integration erneuerbarer Energieträger erfordert einen starken Ausbau der Stromnetze in Deutschland. Die dabei notwendigen Erdungssysteme für Freileitungs- und Umspannanlagen sind aufgrund der benötigten Mengen an Erderwerkstoff (Kupfer, Edelstahl) und der erforderlichen Bodenarbeiten sehr kostenintensiv und belasten zudem die Umwelt. Da die lokale elektrische Bodenleitfähigkeit die nötigen Ausmaße der Erdungsanlage bestimmt, erfolgt deren Auslegung auf Basis von, z. T. aufwendigen, Messungen. Die erzielten Messunsicherheiten und die Präzision der abgeleiteten Leitfähigkeitsmodelle bestimmen dabei den Sicherheitsaufschlag bei der Auslegung der Erdungsanlagen.

Zusammen mit der Professur für Angewandte Geophysik der TU Bergakademie Freiberg wird im Projekt *Elektromagnetische Leitfähigkeitskartierung zur Erderauslegung (ELKE)* ein neuartiges System zur kontaktlosen Bestimmung der elektrischen Leitfähigkeitsverteilung im Erdreich entwickelt. Durch solch ein System soll eine präzisere Auslegung von Erdungsanlagen für elektrische Anlagen ermöglicht werden, wodurch dessen Materialaufwand und die Baugröße reduziert werden kann.

Bild 1 zeigt schematisch das klassische (geoelektrische) Messverfahren, das in der Elektroenergietechnik eingesetzt wird. Bei diesem Verfahren wird durch zwei Elektroden ein Gleichstrom in den Boden eingebracht und der Spannungsfall an zwei anderen Elektroden gemessen.

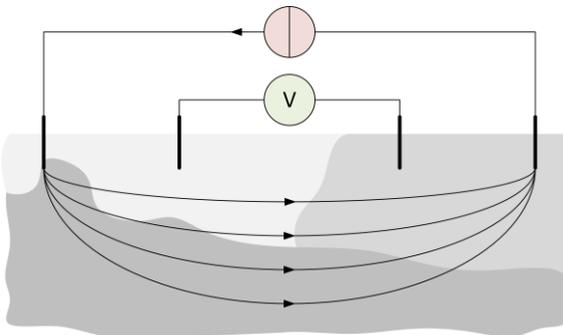


Bild 1: Geoelektrisches Verfahren. Die **Anregung** erfolgt durch eine Stromquelle, die **Reaktion** wird durch Spannungsmessung bestimmt.

Aus den Messergebnissen wird die elektrische Leitfähigkeitsverteilung im Boden auf Basis eines – meist eindimensionalen – Modells bestimmt. Aufgrund praktischer Gegebenheiten ist die dabei erreichbare Erkundungstiefe in der Regel auf unter 100 m begrenzt. Bei dem angestrebten Verfahren wird durch einen Sender ein elektromagnetisches Feld in das Erdreich eingebracht und die Antwort gemessen. Auf Basis der Anregung und des gemessenen Antwortsignals wird ein komplexes Modell parametrisiert, das die elektrische Leitfähigkeitsverteilung im Erdreich beschreibt. Bild 2 zeigt schematisch das Messprinzip für eine Sendespule und zwei Empfangsspulen.

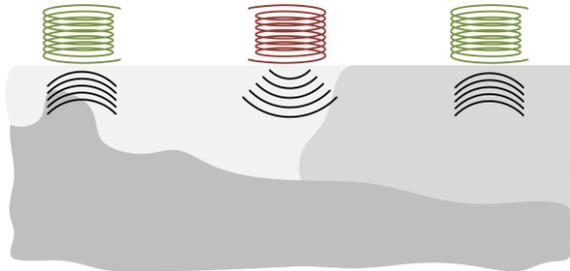


Bild 2: Elektromagnetisches Verfahren. Die **Anregung** erfolgt durch eine Sendespule, die **Reaktion** wird durch Empfangsspulen bestimmt.

Solche Messverfahren werden in der Geophysik bereits zur Suche nach Bodenschätzen oder zur Kampfmitteldetektion (z. B. Blindgänger aus dem 2. Weltkrieg) eingesetzt. Gegenüber dem in der Elektroenergietechnik eingesetzten Verfahren nach Bild 1, bieten elektromagnetische Kartierungsverfahren eine Reihe von Vorteilen:

- Es ist keine Penetration des Bodens erforderlich, was
 - eine Erkundung trotz betonierter oder Schotteroberfläche ermöglicht,
 - Zeit und körperlichen Aufwand beim Messaufbau erspart,
- Größere Erkundungstiefen – von 1 km und mehr – können erreicht werden,
- Es können dreidimensionale Bodenmodelle parametrisiert werden, mit denen der Einfluss verschiedener Erdungsanlagen präzise simuliert werden kann.

Die Professur für Angewandte Geophysik ist in dem Projekt für den Aufbau des Messsystems und die Parametrisierung des Leitfähigkeitsmodells verantwortlich.

Die Professur für Elektroenergieversorgung unterstützt bei der Vorverarbeitung der Messergebnisse und erstellt ein Softwaremodul, in dem das Leitfähigkeitsmodell angewandt wird, um den Einfluss von Erdungsanlagen zu berechnen. Mit diesem können dann die Ausbreitungswiderstände beliebiger – in der Praxis angewandter – Erderarten simuliert werden. Da die Erdleitfähigkeit bei den bisher angewandten Berechnungsverfahren meist als homogen angenommen werden muss, kann die Erderauslegung durch die präzise Modellierung zielgenauer und auf Basis realistischerer Bedingungen erfolgen.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Planung und Betrieb von Netzen“



Karla Frowein, Dipl.-Ing.

Stromüberhöhungen von harmonischen Quellen aus der Niederspannung aufgrund von Resonanzerscheinungen im Fall eines einpoligen Erdfehlers

Kommt es in Mittelspannungsnetzen mit Resonanzsternpunktterdung zu einem einpoligen Erdfehler, tragen neben der Grundschwingung hauptsächlich die dritte, fünfte und siebte Harmonische zum Erdschluss-Reststrom I_{RES} bei. Entsprechend vorhandener Erdschlussmessungen in verschiedenen, strukturell unterschiedlichen Mittelspannungsnetzen kommt ein Großteil dieser harmonischen Ströme aus den vorgelagerten 110 kV-Netzen. In einigen wenigen Fällen jedoch kommt es zu einem relevanten harmonischen Beitrag im Erdschluss-Reststrom I_{RES} , dessen Ursprung im jeweiligen Mittelspannungsnetz bzw. den unterlagerten 0,4kV-Netzen zu liegen scheint.

Da in diesen Fällen im fehlerfreien Betrieb keine auffällig hohen harmonischen Spannungspegel gemessen wurden, wird nun eine Parameterstudie durchgeführt. Diese hat das Ziel, Netzkonfigurationen zu identifizieren, bei denen es zu eben solchen Überhöhungen im Erdschluss-Reststrom kommt und anhand dieser Netzkonfigurationen, die im Fehlerfall wirksam werdenden Resonanzerscheinungen darzustellen.

Anhand dieses Wissens können Mittelspannungsnetze identifiziert werden, bei denen es zu hohen Erdschluss-Restströmen kommen kann. Infolgedessen besteht für den Netzbetreiber die Möglichkeit, Erdschluss-Messungen durchzuführen und ggf. Maßnahmen zu treffen, um hohe Erdschluss-Restströme zu vermeiden.

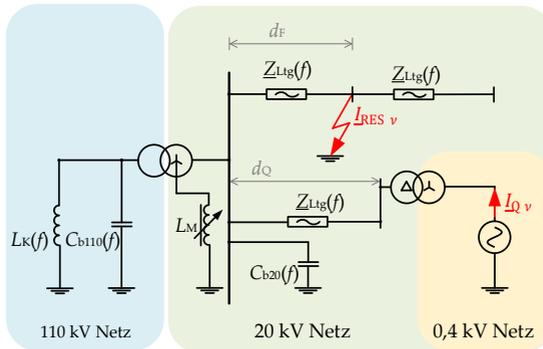


Bild 1: Für die Parameterstudie verwendetes Beispielnetz

Bild 1 zeigt das Beispielnetz, anhand dessen die Parameterstudie durchgeführt wurde. Hierbei wurden im vorgelagerten 110 kV-Netz die Kurzschlussleistung ($S_{K110} \sim L_K$), der kapazitive

Erdschlussstrom ($I_{CE110} \sim C_{b110}$) und im 20-kV-Netz der kapazitive Erdschlussstrom ($I_{CE20} \sim C_{b20}$), die Entfernung zwischen einspeisendem MS/NS-Transformator ($d_Q \sim \underline{Z}_{Ltg}(f)$) und Mittelspannungssammelschiene sowie die Entfernung zwischen der Mittelspannungssammelschiene und dem Fehlerort ($d_F \sim \underline{Z}_{Ltg}(f)$) variiert. Hierbei wurde beispielhaft ein 250-Hz-Quellenstrom in Höhe von $I_{Qv} = 1$ A bezogen auf die Mittelspannungsebene eingespeist. Dies bedeutet, dass bei Erdschluss-Restströmen $I_{RESv} > 1$ A von einer Stromüberhöhung gesprochen werden kann.

In Bild 2 ist der 250-Hz-Anteil des Erdschluss-Reststroms I_{RESv} , $v = 5$ in Abhängigkeit des kapazitiven Erdschlussstromes des Mittelspannungsnetzes I_{CE20} und der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Hochspannungsnetzes S_{K110} (Bild 2a) und in Abhängigkeit des kapazitiven Erdschlussstromes I_{CE110} und der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Hochspannungsnetzes S_{K110} (Bild 2b) dargestellt. Der besseren Übersicht halber wird der einpolige Erdfehler für die dargestellten Zusammenhänge an der Mittelspannungssammelschiene ($d_F=0$) eingelegt. Die Höhe des Erdschluss-Reststromes I_{RESv} ist anhand der Farbe und des Durchmessers des jeweiligen Kreises abzulesen.

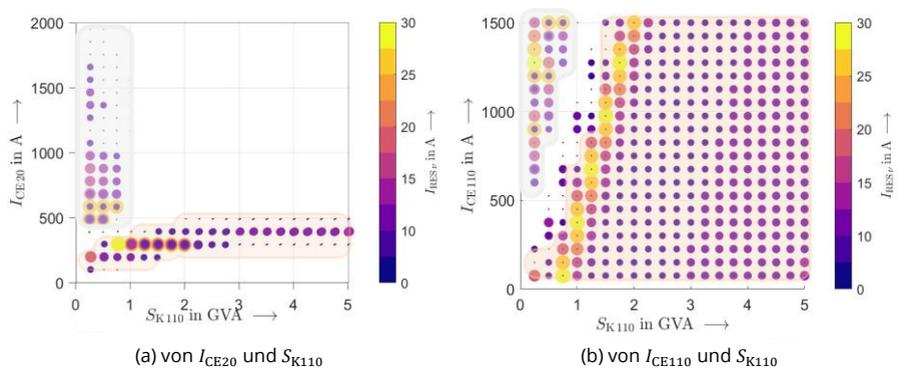


Bild 2: 250-Hz-Anteil des Erdschluss-Reststroms I_{RESv} in Abhängigkeit

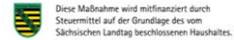
Während die Entfernung der Quelle von der Mittelspannungsschiene d_Q einen vernachlässigbaren Einfluss hat, zeigen sich zwei unterschiedliche Resonanzerscheinungen: Der grau unterlegte Bereich beschreibt 110-kV-Netze mit geringen Kurzschlussleistungen und hohen kapazitiven Erdschlussströmen, an die ein mittleres bis großes 20-kV-Netz angeschlossen ist ($S_K < 1$ GVA, $I_{CE110} > 500$ A, $I_{CE20} \geq 500$ A).

Der orange unterlegte Bereich beschreibt vor allem kleinere 20-kV-Netze ($I_{CE20} < 500$ A). Hierbei zeigt sich das Zusammenwirken von Kurzschlussleistung und Netzgrößen des 110-kV- und des 20-kV-Netzes als Parallelresonanz der Elemente L_K , C_{b110} und C_{b20} . Es ist darauf hinzuweisen, dass bei obigen Betrachtungen alle Leitungen als Kabel dargestellt wurden. Bei Verwendung von Freileitungen verschieben sich die Resonanzerscheinungen und damit die Parameterkombinationen, bei denen es zu Stromüberhöhungen kommt.



Matthias Hemken, M. Sc.

DC-Lab Saxony – Aufbau eines leistungsstarken Mittelspannungs-DC-Testnetzes



Im Zuge der Energiewende wurde im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegt, dass Deutschland bis 2045 CO₂-neutral agieren soll. Um dieses Ziel zu erreichen werden konventionelle Kraftwerke im Höchstspannungsnetz zurückgebaut und gleichzeitig eine Vielzahl kleinerer regenerativer Energiewandlungsanlagen (REWA) im Verteilnetz zugebaut. Auf der Verbraucherseite führt das Ziel der CO₂-Neutralität gleichzeitig zu einem steigenden Bedarf an elektrischer Energie aufgrund der Elektromobilität und durch Wärmeerzeugung [1]. Die Konsequenz ist eine massive Zunahme an elektrischer Energieübertragung auf Verteilnetzebene, die die Leistungsfähigkeit der bestehenden Netzstrukturen übersteigt. Entsprechend sind bereits bis 2034 Investitionen in den deutschen Verteilnetzen von mehr 28 Mrd. € mit einer betroffenen Leitungslänge von 92.642 km vorgesehen [2].

Gerade im Verteilnetz bietet daher der Einsatz von Gleichspannung (DC) ein enormes Potenzial. Auf bestehender Infrastruktur kann die Übertragungsleistung um das 3- bis 5-fache gesteigert werden [3]. Verluste werden um 10 % bis 12 % reduziert und die Netzstabilität kann durch flexible Blindleistungsbereitstellung der AC/DC-Wandler verbessert werden [4]. Gleichzeitig basieren nahezu alle neu hinzukommenden Anlagen und Anwendungsfelder elektrischer Energie auf DC, wodurch unnötige Wandlungsstufen entfallen.

Im Rahmen des JTF-Projekts „DC-Lab Saxony“ wird nun erstmalig ein Reallabor zur Erforschung von DC-Verteilnetzen projiziert und aufgebaut. Dabei liegt der Schwerpunkt auf einer möglichst flexiblen Gestaltung, um Fragestellungen zu den DC-Forschungsfeldern Netzbetrieb (Netzstabilität, Einfluss von Lastsprüngen, Schwarzstartfähigkeit), Power Quality (Netzrückwirkungen durch und innerhalb des DC-Netzes), Schutztechnik (Schutzalgorithmen, Fehlerdetektion), Industrieanlagen (Inbetriebnahme und Interaktion von Prototypen), Leistungselektronik (DC/DC-Wandler, VSM mit M2C, Reglerverifikation), Komponenten (Kabel, Muffen, Isolatoren) und allgemeine Grundlagen (Entwicklung von neuen Berechnungsverfahren, Erarbeiten von Berechnungsmodellen, Modellverifikationen) zu beantworten. Hieraus leitet sich auch der in Bild 1 dargestellte Aufbau des Reallabors ab: Beginnend vom Netzanschluss am Mittelspannungs-AC-Netz wird über einen Modularen Multilevel Konverter mit einer Bemessungsleistung von 500 kW ein 55-kV-DC-Netz aufgebaut. An einer Sammelschiene lassen sich diverse Verbraucher oder Kabel anschließen sowie Sammelschienenfehler nachbilden. Zur Abbildung eines ersten einfachen Verteilnetzes existiert eine zweite, identische Sammelschiene. An dieser lässt sich des Weiteren ein DC/DC-Wandler anschließen, der ein Niederspannungs-DC-Netz aufbaut und somit Anschlussmöglichkeiten für weitere DC-Anlagen bietet. Mittels eines weiteren AC/DC-Konverters folgt der Übergang zu einer Niederspannungs-AC-Sammelschiene, die am einspeisenden Netz angebunden ist. Mit dieser Konfiguration kann die Leistung im Kreis gefahren werden.

Aufgrund fehlender Normen im Bereich der DC-Mittelspannungsebene, bisher nicht unter 55-kV-DC eingesetzter Komponenten (wie Trennschalter, Wandler, etc.) sowie nicht vorhandener Komponenten (wie DC-Leistungsschalter) ist die Liste der Herausforderungen bei der Konstruktion bereits groß und vielfältig. Aufgrund der hohen Expertise des Konsortiums, bestehend aus mehreren Lehrstühlen der HSZG und TUD, sind jedoch bereits die wesentlichen Fragestellungen gelöst. Die Konstruktionskonzepte der Anlage sind in Arbeit, ein leistungsschalterloses Schutzkonzept erübrigt fehlende Schalter und die Kernkomponenten sind projektiert. Die Inbetriebnahme des deutschlandweit ersten DC-Testnetzes auf Verteilnetzebene ist in greifbare Nähe gerückt.

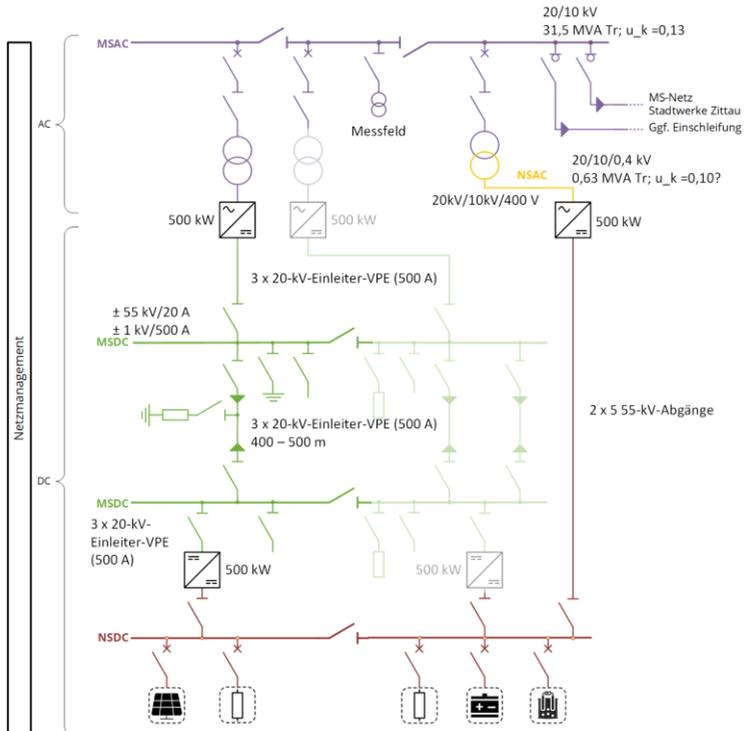


Bild 1: Einphasendiagramm des geplanten DC-Lab Saxony

- [1] T. Drees, B. Greve, C. Brehm und C. Halici, *Netzentwicklungsplan Strom 2037*. Deutschland: 2023.
- [2] *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022*. Bonn, Deutschland: Bundesnetzagentur, 2023.
- [3] P. Schegner, R. Adam, M. Hemken, S. Rupp, C. Hildmann und S. Brüske, „AC2DC: gemeinsamer Projektabschlussbericht: Berichtszeitraum: 01.04.2020-31.12.2022.“ Technische Universität Dresden, Dresden, Deutschland, 2022. DOI: 10.2314/KXP: 188837165X.
- [4] A. Sauer, *Die Gleichstromfabrik: Energieeffizient. Robust. Zukunftsweisend*. München, Deutschland: Hanser, 2020.



Sebastian Krahmer, Dipl.-Ing.

**Zeitverlaufsbasierte
Schwingungserkennung auf Basis der
Wavelet-Transformation zur Live-
Diagnose von umrichterinduzierter
Instabilität**

Gefördert durch
DFG Deutsche
Forschungsgemeinschaft

Projektnummer: 442893506

Die Transformation des Elektroenergiesektors geht einher mit einer steigenden Anzahl an verteilten Energiewandlungsanlagen. Dabei wird von deren Anlagenregelungen ein netzdienliches Verhalten gefordert, dass u. a. mit Zeitverlaufssimulationen basierend auf Effektivwerten (RMS) evaluiert werden kann. Insbesondere bei datenintensiven Untersuchungen besteht die Herausforderung in der automatisierten Bestimmung von Signalmustern und überlagerten Schwingungen. Dabei können Signalsequenzen durch Rauschen beeinflusst sein. Bild 1 zeigt eine Auswahl geeigneter Werkzeuge zur effizienten Analyse von Zeitverläufen in diesem Kontext. Für eine Wahl geeigneter Ansätze sollte die Aussagefähigkeit, der Implementierungsaufwand, die Berechnungsperformance sowie die Notwendigkeit von Trainingsdaten einbezogen werden. So zeigt sich z. B. die Wavelet-Transformation (WT) gegenüber der Short Term Fourier Transformation (STFT) vorteilhaft, da sie unterschiedliche Zeitskalen für die jeweiligen Frequenzanteile des Signals und damit eine verbesserte und zudem skalierbare Abbildungsgenauigkeit ermöglicht [1]. Unter Berücksichtigung dieser Kriterien wird die WT als Basis für ein Verfahren zur Erkennung von Oszillationen gewählt.

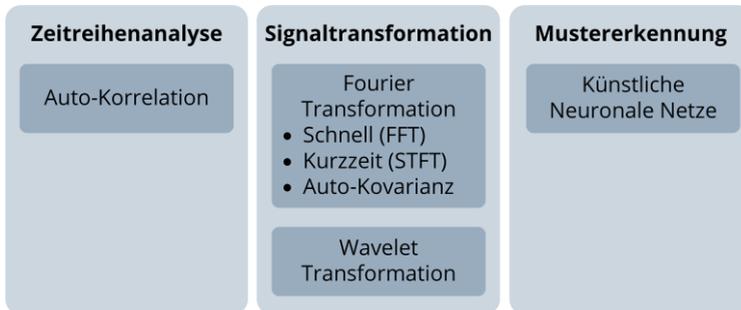


Bild 1: Auswahl geeigneter Werkzeuge zur effizienten Analyse von Zeitverläufen nach [1]

Im Rahmen der WT werden die Signalverläufe in die Anteile unterschiedlicher Frequenzen entlang des Zeitvektors zerlegt [1]. Die Verteilung dieser Komponenten wird zur Bewertung der Kontinuität sowie der Relevanz in Bezug auf die Basisgröße verwendet. Ein mit der continuous WT (CWT) beschriebenes Signal $f(t)$ ergibt sich zu

$$W_{\gamma}[f] s, \tau := \frac{1}{\sqrt{|s|}} \int_{-\infty}^{\infty} \gamma^* \left(\frac{t - \tau}{s} \right) f t dt, \tag{1}$$

wobei s der Skalierungsfaktor, τ der Translationsfaktor und $\gamma(t)$ die zugrunde liegende Mutter-Wavelet sind. Für letzte wird die allgemeine Morse-Wavelet [2] gewählt, welche in

einer einzigen Familie verschiedene Typen von Mutter-Wavelets abdecken kann und somit auf zu erwartende unterschiedliche Signalformen angepasst werden kann. Die Implementierung erfolgt über die Wavelet Toolbox von Matlab.

Anwendung der Wavelet-Transformation auf reale Messdaten

Als Anwendungsbeispiel wird eine 100 s lange Historie am Anschlussknoten eines Windparks aus einer Messkampagne gewählt. Eine Signalsequenz sei nachfolgend als kritisch bewertet, wenn diese Frequenzanteile mit einer Amplitude größer dem Schwellwert $\delta = 0,5\% \cdot U_{\text{nom}}$ über eine Mindestdauer von $T_{\text{krit}} = 2$ s aufweist. Bild 2(a) zeigt die gemessenen überlagerten Schwingungen der Knotenspannung (oben) sowie den zugehörigen Trigger einer erkannten Schwellwertverletzung. Die Analyse der CWT in Bild 2(b) zeigt eine andauernde Schwellwertverletzung für Frequenzen von 0,13-0,18 Hz bzw. Periodenlängen von 5,5 s bis 7,8 s. Es ist zu beachten, dass die Verwendbarkeit für messwertbasierte Zeitreihen stark vom Mittelungsintervall der RMS-Berechnung beeinflusst wird und eine längere Mittelungszeit höherfrequente Schwingungen maskieren kann. Weitere Anwendung findet das Verfahren bei der Stabilitätsanalyse von $Q(U)$ -geregelten Energiewandlungsanlagen [3].

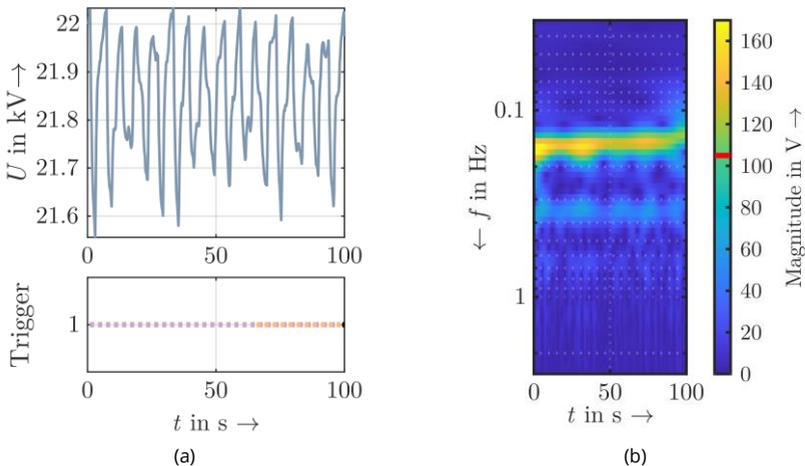


Bild 2: Vergleich von Wellenform und Wavelet-Skalogramm für die Knotenspannung am Beispiel eines gemessenen 21-kV-Netzes bei einer Abtastrate von 5 Hz [3]. (a) RMS-Signal (oben) und Schwellenwertauslöser für verschiedene Frequenzkomponenten (unten). (b) Wavelet-Skalogramm mit Schwellwert δ (rote Linie).

- [1] A. Mertins, *Signaltheorie*, Deutschland, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [2] J. M. Lilly und S. C. Olhede, "Generalized Morse Wavelets as a Superfamily of Analytic Wavelets," *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 60, no. 11, pp. 6036–6041, 2012.
- [3] S. Kraher, S. Ecklebe, P. Schegner und K. Röbenack, "Application of Stability Analysis of $Q(V)$ -Characteristic Controls Related to the Converter-Driven Stability in Distribution Networks," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 60, no. 3, pp. 5002–5011, 2024.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Power Quality“



Ana Maria Blanco, Dr.-Ing.

Influence of measurement uncertainty of Power Quality instruments on Harmonic State Estimation

Supported by
TRÄNSNET BW

With the increasing penetration of power electronics in the transmission network, the identification of customer installations or downstream distribution networks with significant harmonic emission as well as the verification of compliance with corresponding emission limits becomes more and more important. However, due to the meshed nature of the transmission network, the harmonic levels at the individual busbars influence each other, so that an evaluation of harmonic measurements at individual busbars alone is usually not sufficient in terms of determining harmonic emission of individual customer installations or downstream distribution networks. The combined consideration of harmonic measurements (usually voltage harmonics) at several busbars in conjunction with harmonic power flow simulations of the transmission network represents a more promising approach.

The Harmonic State Estimation (HSE) technique is one of the most complete methods that integrates simulations and measurements to characterize the harmonic emissions in a network. The objective of the HSE is to generate the best estimate of the harmonic levels in the network from limited harmonic measurements, containing less or more measurement noise. Once the harmonic levels in the whole network are known, the location and identification of the harmonic sources and their impact on the harmonic voltages at any busbar in the network is possible.

The exactness of the HSE might be limited by the uncertainty of the measured quantities (harmonic voltages and currents) and the accuracy of the network model. In this project, the influence of the uncertainty of the measured quantities on the results of the HSE technique was analyzed [1]. Different to previous works, in this project the uncertainty of a real Power Quality instrument used by transmission system operators is evaluated. The analysis is based on simulations of a test network of a typical transmission system with extra high (380 kV and 220 kV) and high (110 kV) voltage levels. The test network considers synchronous generators as well as inverter-based resources, and each network element is modeled in detail to represent its frequency dependent impedance. The test network has been developed in cooperation with the four German transmission systems operators, and it is described in detail in [2].

A fully-determined case where all busbar voltages are measured was selected in order to study exclusively the impact of the measurement accuracy. The general analysis methodology is presented in figure 1. The information of the network, the impedance matrix and the synthetic measurements of the voltages at all nodes are obtained from the simulations. A random error is added to the synthetic measurements before the calculation of the HSE. It

is assumed that the uncertainty of the voltage measurements is the same as the measurement uncertainty of the measurement instrument PQI-DA Smart from the manufacturer A-Eberle. The measurement uncertainty of the device is assessed based on systematic measurements under laboratory conditions. In order to cover all possible magnitude and phase angle uncertainties, a Monte Carlo simulation with 1000 runs is applied. The exact details of the implementation and the accuracy of the measurement instrument are available in [1].

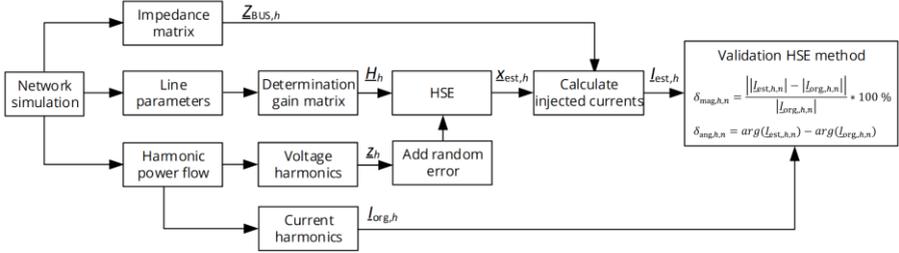


Figure 1: Methodology to evaluate the influence of measurement uncertainty in HSE

Table 1 shows the 95th percentile of the relative error of the current harmonic magnitudes and the absolute difference of the phase angles, which are below 10% and 10° respectively for almost all first 25 harmonic orders. The measurement uncertainty of typical PQ instruments might result in a considerable increase of the HSE calculation errors for some harmonic orders with low magnitudes. Other analysis applied to this scenario showed that the application of HSE needs all harmonic phase angles being referred to one single time reference. This can be achieved with GPS synchronization at each measurement location.

Even if there are certain challenges in the accurate implementation of the HSE method, its practical implementation can still be considered as promising for the identification of harmonic current injections in transmission systems. However, it should be accompanied by a comprehensive quantification of the uncertainties in the input parameters, accounting for the whole measurement chain including external instrument transformers.

Table 1: 95th percentile of $\delta_{mag,h}$ and $\delta_{ang,h}$ with the measurement uncertainties of the PQI-DA Smart. Red values are not shown as they are higher than 30 %.

	Harmonic order																																						
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20	21	22	23	24	25	26	28	31	32	34	35	36	38	40							
$\delta_{mag,h}$	13	6	7	2	18	2	6	7	3	2	21	2	3		4	2	2	4	29	8	4		5	12	25	25		29	11							13			
$\delta_{ang,h}$	8	3	4	1	11	1	4	4	2	1	12	1	2	30	2	1	1	2	17	4	2	29	3	7	15	15	24	17	6	25	20	8							

[1] A. M. Blanco, J. Meyer and M. Lindner, "Influence of measurement uncertainty of Power Quality instruments on Harmonic State Estimation," in *14th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems*, Caserta, Italy, 2024.

[2] A. M. Blanco, M. Domagk, J. Meyer and M. Lindner, "Flexible network model to study the impact of future changes in transmission systems on harmonic levels and impedance," in *2024 CIGRE Paris Session*, Paris, 2024.



Max Domagk, Dr.-Ing.

**Multivariate Trendanalyse in
Messungen der Strom- und
Spannungsqualität**



Die aktuellen Richtlinien zur Energieeffizienz und Dekarbonisierung sowie der Bedarf an betrieblicher Flexibilität führen zu einer steigenden Anzahl leistungselektronischer Geräte im Stromnetz, wie z. B. Ladegeräte für Elektrofahrzeuge, Photovoltaik-Wechselrichter und Speicheranwendungen. Diese Geräte können die Strom- und Spannungsqualität beeinflussen, weshalb viele Netzbetreiber gezielte Messkampagnen durchführen. Dabei entstehen große Datenmengen, die oft nur für die Prüfung der Einhaltung von Grenzwerten genutzt und bei Störungen oder Beschwerden analysiert werden.

Die Informationen in den Messdaten haben jedoch einen volkswirtschaftlich hohen Nutzwert. Sie tragen z. B. zu einer frühzeitigen Erkennung lokaler oder globaler negativer Entwicklungen im Hinblick auf die Strom- und Spannungsqualität bei. Eine intensivere Nutzung dieser Daten kann auch dazu beitragen proaktiv auf die nachhaltige Sicherstellung einer angemessenen Strom- und Spannungsqualität hinzuwirken und einen zuverlässigen Betrieb der elektrischen Stromversorgung zu gewährleisten.

Die Zielsetzung der Analysen kann dabei deutlich über den einfachen Grenzwertvergleich (Prüfung der Einhaltung von Grenzwerten) hinausgehen. Dazu zählen unter anderem die Identifikation von Anomalien (Erkennung plötzlicher Änderungen im Netzverhalten), die Erstellung von Emissionsprofilen (analog zu Lastprofilen zur Identifikation typischer Emissionsmuster), die Analyse von Korrelationen (Untersuchung von Abhängigkeiten und Ausbreitung), die Lokalisierung von Emissionsquellen, die Erkennung signifikant steigender Trendentwicklungen sowie deren Prognose [1].

Ein Anwendungsfall für die Analyse von Messungen der Strom- und Spannungsqualität ist die Identifikation von Trendentwicklungen. In Bild 1 ist die Ausnutzung des Planungspegel-Grenzwertes (rote Linie) für die wöchentlichen 95-%-Quantile der Spannungsunsymmetrie (graue Linie) am Messort M06 dargestellt. Die schwarze Linie zeigt die Trendentwicklung. Es ist erkennbar, dass die Unsymmetrie seit 2023 leicht angestiegen ist, mit einigen Überschreitungen des Grenzwertes in den Jahren 2023 und 2024.

Eine multivariate Analyse, die gleichzeitige Betrachtung mehrerer Trendentwicklungen, ermöglicht die Erkennung von Ähnlichkeiten im Verlauf der Trendentwicklung an verschiedenen Messorten und/oder für verschiedene Strom- und Spannungsqualitätskenngrößen. Mit Hilfe der Clusteranalyse lassen sich die Trendverläufe in unterschiedliche Gruppen unterteilen. Um ähnliche Verlaufsmuster in den Trendentwicklungen zu gruppieren, wurden diese normalisiert, indem der Mittelwert abgezogen und durch die Standardabweichung geteilt wurde. Die resultierenden Gruppen mit den Zeitverläufen der Trendentwicklungen sind in Bild 2 (a) dargestellt.

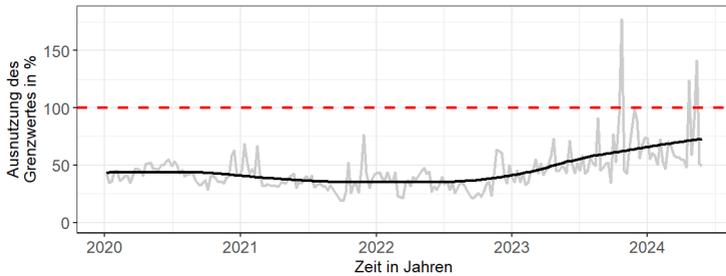


Bild 1: Beispiel für die Ausnutzung des Grenzwertes (rot) für die wöchentlichen 95%-Quantile (grau) der Spannungsunsymmetrie (UNB) am Messort M06 mit Trendentwicklung (schwarz)

Die Gruppen 2 und 3 zeigen fallende Trends. In Gruppe 1 ist zunächst ein Anstieg zu beobachten, der jedoch ab 2023 eine fallende Tendenz aufweist. Gruppe 4 verzeichnet einen starken Anstieg, beginnend mit niedrigeren Werten um 2020 und einem deutlichen Anstieg bis 2024. Die Zuordnung der Messorte und Kenngrößen in Bild 2 (b) zeigt, dass das Trendmuster von Gruppe 4 an fast allen Messorten auftritt, wobei überwiegend Harmonische mit niedriger gerader Ordnung (4 bis 12) vertreten sind. Dies liefert wichtige Hinweise für weiterführende Analysen zu möglichen Ursachen der beobachteten Trendentwicklungen.

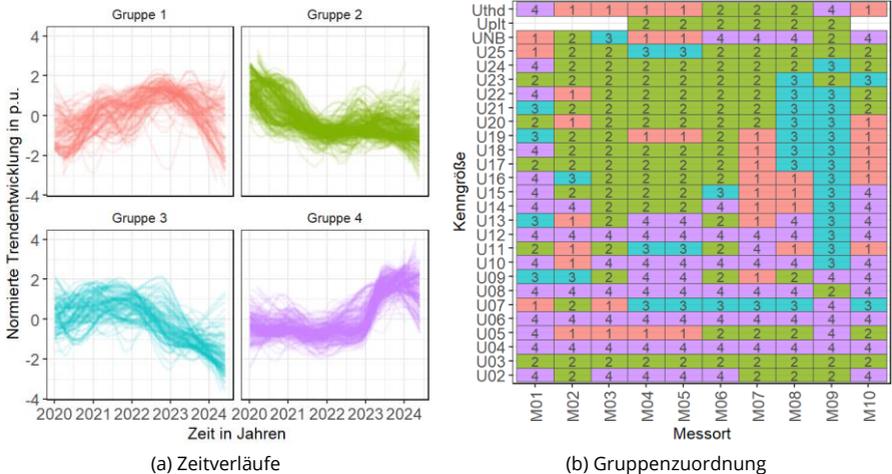


Bild 2: Ergebnis der gruppierten Trendentwicklungen aller Messorte und Kenngrößen; nach [1]

[1] M. Domagk, J. Meyer, J. Kilter und R. Maripuu, „Use Cases for Power Quality Data Analysis: Case Study for the Estonian Transmission System“, in *2024 21st International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP)*, Chengdu, China, Okt. 2024.



Etienne Gasch, Dipl.-Ing.
Messaufgaben für Power Quality Management Systeme

Gefördert durch



Zur systematischen Überwachung der Strom- und Spannungsqualität (PQ) in Elektroenergieversorgungsnetzen sind Softwarelösungen erforderlich, welche PQ-Messdaten effizient auswerten. Solch eine Softwarelösung stellt eine PQ-Plattform dar. Wichtige Voraussetzung für das Design einer solchen PQ-Plattform ist die konkrete Definition von Messaufgaben, welche durch die PQ-Plattform realisiert werden sollen. In [1] wurden fünf allgemeine Zielstellungen für PQ-Messungen definiert, welche in aktuellen Normungsdokumenten der Reihe IEC 63222 aufgegriffen wurden. Die konkrete Ausgestaltung sowie in den letzten Jahren neu hinzugekommene Analyseziele bzw. Messaufgaben werden in den Dokumenten jedoch nicht berücksichtigt. Im Folgenden wird eine erweiterte Systematisierung von Analysezielen und entsprechenden Messaufgaben vorgestellt.

Tabelle 1 zeigt mögliche Messaufgaben zur Auswertung auf einer PQ-Plattform. Diese sind nach ihren Analysezielen unterteilt. Die ersten drei Aufgaben beinhalten die Kontrolle *der Einhaltung von Grenzwerten*. Dies sind die Einhaltung der EN 50160 (Aufgabe A1), die Einhaltung der Planungspegel bzw. Verträglichkeitspegel entsprechend IEC 61000 (Aufgabe A2) und die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für Anlagen und Geräte, bspw. entsprechend der Anwendungsregeln VDE AR-N (Aufgabe A3).

Tabelle 1: Systematisierung von Analysezielen und Messaufgaben für PQ-Auswertungen

Analyseziel	Messaufgabe
Einhaltung von Grenzwerten	A1 Produktqualität
	A2 Planungspegel
	A3 Emissionsbewertung
Betriebseigenschaften	B1 Risiko
	B2 Tendenz
	B3 Schwankung
	B4 Volatilität
	B5 Resonanzen
Ereignisse	C1 Spannungsereignisse
	C2 Anomalien
Trendentwicklungen	D1 Trendidentifikation
	D2 Trendprognose
Abhängigkeiten	E1 Korrelation
	E2 Ausbreitungspfade
Modellierung	F1 Modellparameter für Netzelemente
	F2 Modellparameter für Kundenanlagen
	F3 Quellenidentifikation

Die Messaufgaben des Analyseziels *Betriebseigenschaften* beinhalten verschiedene Aufgaben zur weiteren Charakterisierung des Verhalten der Strom- und Spannungsqualität. Diese liefern weitere Informationen, welche über die Bewertung gemäß entsprechender Normen hinausgehen, z.B. um Anforderungen an Anlagen und Betriebsmittel besser zu spezifizieren. *Ereignisse* sind unvorhersehbare PQ-Änderungen, wobei Spannungsereignisse (Aufgabe C1) u.a. Spannungseinbrüche und schnelle Spannungsänderungen umfasst und Anomalien, plötzliche Änderungen von PQ-Parametern erkennen sollen. Dies kann bspw. auf Änderungen im Betriebsverhalten oder auch die Installation neuer Geräte in Kundenanlagen hindeuten. Im Analyseziel *Trendentwicklungen* werden langfristige Änderungen der PQ-Parameter über einen Zeitraum von mehreren Jahren beobachtet und auf Basis vorhandener Informationen entsprechende Prognosen erstellt. Das Analyseziel *Abhängigkeiten* untersucht allgemein Zusammenhänge zwischen verschiedenen PQ-Parametern an einem Messort oder zwischen dem gleichen PQ-Parameter an mehreren Messorten (Aufgabe E1). Bei Kenntnis konkreter Störquellen (z.B. Stahlwerke) kann deren Ausbreitung im Netz quantifiziert werden (Aufgabe E2), um bspw. die Reichweite des Einflusses zu bestimmen. Das Analyseziel *Modellierung* definiert Aufgaben im Bereich der messdatengestützten Modellidentifikation. So können bspw. die Parameter für frequenzabhängige Norton-Modelle von Netz- oder Kundenanlagen bestimmt oder vorhandene Modelle in Netzsimulationen validiert werden.

Zur Erfüllung der Messaufgaben agiert die PQ-Plattform primär als universeller Datenspeicher (Bild 1). Es werden Messdaten unterschiedlicher PQ-Parameter mit unterschiedlichen Aggregierungsintervallen (10 Perioden, 3 s, 1 min, 10 min, ...) von zahlreichen Messorten gespeichert. Die Messdaten werden durch verschiedene Messgerädetypen aufgezeichnet und müssen mittels spezifischer Importfilter oder einer entsprechenden API in die Datenbank übertragen werden.

Einige Messaufgaben benötigen eine kontinuierliche Aufzeichnung (z. B. Aufgabe 1), für andere Messaufgaben sind Kurzzeitmessungen ausreichend (z. B. Aufgabe 15).

Die meisten Messaufgaben kann die PQ-Plattform selbstständig bearbeiten und zur Anzeige bringen. Dies sind bspw. Trends, Korrelationen oder der Vergleich mit Grenzwerten. Für andere Messaufgaben (z.B. Modellierung) bildet die PQ-Plattform den Datenspeicher, auf welchen durch externe Software über eine definierte API zugegriffen wird.

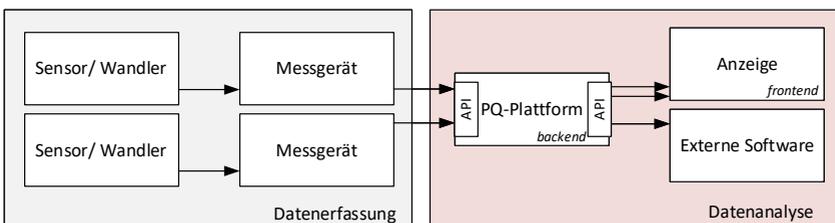


Bild 1: Anbindung der PQ-Plattform an verschiedene Messgeräte

[1] *Electra Brochure TB596: Guidelines for Power Quality Monitoring*, Joint Working Group CIGRE/CIPED C4.112, Okt. 2014.



Victor Khokhlov, M. Sc.

**Ausbreitung harmonischer Emission
im Mittelspannungsnetz**

Gefördert durch

VDE FNN

Bei der wahrscheinlichkeitsorientierten Koordination der elektromagnetischen Verträglichkeit basiert die Festlegung der Emissionsgrenzwerte für Harmonische auf einer geeigneten Aufteilung des Verträglichkeitspegels. Diese Aufteilung erfolgt unter Berücksichtigung der grundlegenden physikalischen Wirkmechanismen: der Gleichphasigkeit und Gleichzeitigkeit der Emission, der Übertragung der Emission zwischen verbundenen Netzebenen sowie ihrer Ausbreitung innerhalb einer Netzebene. Letzteres bezieht die Reduktion der Emission durch endliche Querimpedanzen weiterer angeschlossener Kundenanlagen mit ein.

Die aktuellen Anwendungsregeln VDE AR-N unterscheiden zwischen den Charakteristika der Ausbreitung der Emission von der Quelle in Richtung Netzeinspeisung (Aufwärtstransfer) und in Richtung der unterlagerten Punkte (Abwärtstransfer). Es wird angenommen, dass die Emission in Aufwärtsrichtung gedämpft und in Abwärtsrichtung ungedämpft übertragen wird. Dabei nimmt der Dämpfungsfaktor für die Ausbreitung in Aufwärtsrichtung mit der Ordnungszahl zu, was die Reichweite der Ausbreitung im Netz verringert.

Im Rahmen einer Studie wurde die Plausibilität der Vorgabewerte für den Dämpfungsfaktor anhand von Messungen im MS-Netz untersucht. Als geeignete Anregungsquelle für harmonische Emission wurde die überspannungsseitige Zuschaltung eines Transformators gewählt. Beim Einschalten kann der Eisenkern des Transformators je nach Schaltaugenblick in Sättigung gebracht werden. In diesem Zustand zeigt der Transformator ein stark nichtlineares Verhalten und erzeugt ein breitbandiges Spektrum.

Zur Untersuchung der Ausbreitung der Anregung wurde die Zuschaltung des MS/NS-Transformators durch zeitsynchrone Messungen an weiteren Messorten im selben MS-Netz begleitet. Die Messungen erfolgten in fünf MS-Netzen und unterschieden zwischen Ab- und Aufwärtstransfer.

Die Verarbeitung der Messdaten erfolgte in vier Schritten: Spektralanalyse, Transformation in das Modalsystem der symmetrischen Komponenten, Differenzbildung und Berechnung der Transferkoeffizienten nach (1). Da die Ergebnisse stark vom Messrauschen beeinflusst sind, wurde zur Auswertung eine Regressionsanalyse [1] angewandt.

$$|T_{X \rightarrow Y}^{(v)}| = |\Delta U_{120 Y}^{(v)}| / |\Delta U_{120 X}^{(v)}| \quad (1)$$

Die Ergebnisse der Regressionsanalyse wurden durch das Konfidenzintervall KI und das Bestimmtheitsmaß R^2 ergänzt. Das KI gibt den Bereich an, in dem mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % der wahre Wert liegt, während das R^2 die Anpassungsgüte der Regression bewertet. Die Ergebnisse wurden als zuverlässig eingestuft, wenn das KI das Regressionsergebnis nicht überschreitet und das R^2 mindestens 75 % beträgt. Bild 1 zeigt beispielhaft zuverlässige und unzuverlässige Ergebnisse der Regressionsanalyse.

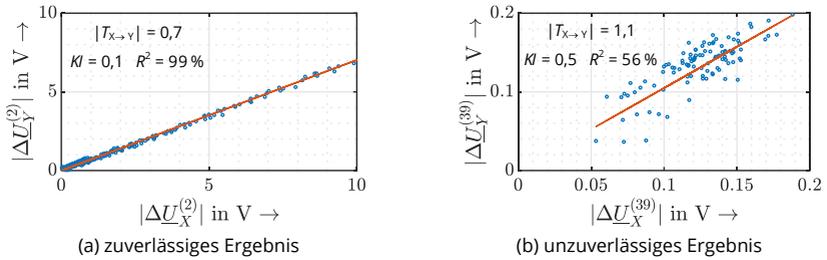


Bild 1: Regressionsrechnung bei der Auswertung der Ausbreitung der Anregung

○ - Messwerte, — Regressionsgerade

Bild 2a zeigt die Ergebnisse für fünf Netzabschnitte, die durch Farben gekennzeichnet sind, mit der Ausbreitung der Anregung in Aufwärtsrichtung. Die Darstellung wird durch die Vorgabewerte des Dämpfungsfaktors für Aufwärtstransfer gemäß VDE AR-N ergänzt. Zuverlässige Werte für den Transferkoeffizienten liegen überwiegend bis zur 7. Ordnung vor, wobei eine konsistente Dämpfung der Anregung zu beobachten ist. Die Werte der Transferkoeffizienten liegen deutlich unter den Vorgabewerten des Dämpfungsfaktors.

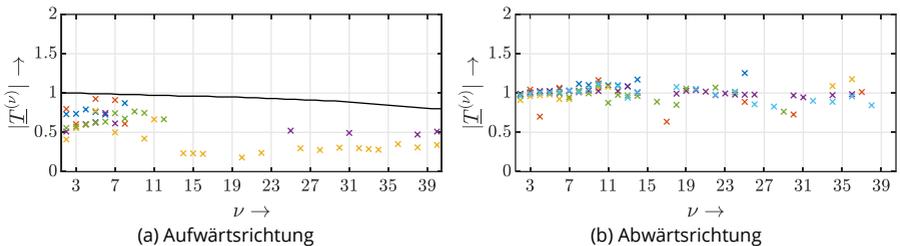


Bild 2: Transferkoeffizienten gemessenen Anregung durch Zuschaltung des MS/NS-Transformators
— Vorgabewerte des Dämpfungsfaktor für Aufwärtstransfer gemäß VDE AR-N

Bild 2b zeigt die Ergebnisse für sechs Netzabschnitte, die durch Farben gekennzeichnet sind, mit der Ausbreitung der Anregung in Abwärtsrichtung. Zuverlässige Ergebnisse liegen überwiegend bis zur 14. Ordnung vor, wobei die Anregung ohne signifikante Dämpfung oder Verstärkung übertragen wird. Dies entspricht den gängigen Annahmen einer annähernd ungedämpften Ausbreitung der Anregung in Abwärtsrichtung.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die aktuellen Vorgabewerte des Dämpfungsfaktors tendenziell einen stark konservativen Charakter bis zur 7. Ordnung aufweisen. Obwohl diese Ergebnisse einen Hinweis auf möglichen Anpassungsspielraum des Dämpfungsfaktors liefern, sind jedoch zusätzliche Studien notwendig, die eine größere Anzahl zuverlässiger Ergebnisse oberhalb der 7. Ordnung umfassen.

[1] R. Stiegler, J. Meyer and M. Nazemi, "Measurement and Simulation of Harmonic Propagation in Transmission Systems," CIGRE, 2022.



Erik Ole Matthes, Dipl.-Ing.

Analyse und Bewertung von Allokationsmethoden in Hoch- und Höchstspannungsnetzen

Harmonische Verzerrungen sind schon seit den ersten Wechselspannungsnetzen bekannt. In diesen traten Betriebsmittel mit einer nichtlinearen Strom-Spannungscharakteristik, wie z. B. Transformatoren, als Erzeuger auf. Der Ausbau von leistungselektronisch gekoppelten Erzeugungsanlagen bringt zunehmend neue harmonische Quellen in das Übertragungsnetz. Dabei kann die Spannung einer bestimmten harmonischen Ordnung, welche an einem Knoten des Netzes eingepreßt wird, in Abhängigkeit der Impedanzverhältnisse verstärkt oder gedämpft werden. Daher könnten auch Einprägungen an einem Knoten eines Netzes zu einer Überschreitung des Planungspegels an einem anderen Knoten führen. Um eine mögliche Resonanzstelle bei der Zuweisung der Emissionsgrenzwerte zu erkennen kann die harmonische Knotenimpedanz analysiert werden. Diese ist abhängig von der Impedanz des Netzes aber auch von denen der verbundenen Kundenanlagen. Somit verändert sowohl der Ausbau des Netzes als auch die Installation neuer Kundenanlagen das Übertragungsverhalten von harmonischen Spannungen und Strömen. Ein beispielhafter harmonischer Impedanzverlauf ist in Bild 1 dargestellt.

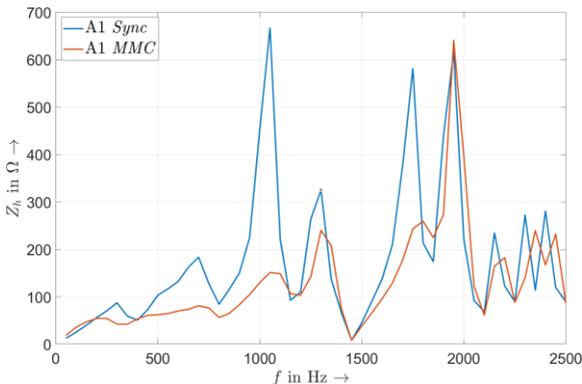


Bild 1: Harmonischer Impedanzverlauf an einem HöS-Knoten unter Verwendung eines Synchrongenerators bzw. eines MMC als Kundenanlage

Für die Zuweisung (Allokation) von Grenzwerten für Oberschwingungen müssen u. a. die Impedanzverhältnisse, aber auch die Emissionen aller weiteren Anlagen berücksichtigt werden. Es existieren dafür zwei Ansätze, welche sich im Hinblick auf die Koordinierung der Spannungsebenen unterscheiden. Während die VDE AR-N 4120/4130 eine getrennte Betrachtung der Hoch- und Höchstspannungsebene vorsieht, werden diese durch die IEC 61000-3-6 gemeinsam koordiniert.

Um die Effizienz der beiden Allokationsmethoden zu untersuchen wurden diese für die Anwendung in einem generischen Testnetz aufbereitet. Es wurden verschiedene Netzszenarien definiert, in welchen die Impedanz der angeschlossenen Anlagen variiert wird. Die Oberschwingungsgrenzwerte für die Anlagen im Netz wurden mit beiden Methoden bestimmt. Um die Ausnutzung der Planungspegel zu berechnen wurden anschließend im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation die sich einstellenden Spannungspegel im Netz bei gleichzeitiger Ausschöpfung der Anlagengrenzwerte bestimmt. Der Ausnutzungsgrad $a_{h,j}$ einer harmonischen Spannung der Ordnung h an einem Knoten j berechnet sich zu:

$$a_{h,j} = \frac{u_{h,j}}{L_h} \quad (1)$$

Dabei stellt L_h den Planungspegel dar, welcher an jedem Knoten eingehalten werden muss. Die Ausnutzungen an allen Knoten des Testnetzes ist in Bild 2 als Balkendiagramm dargestellt.

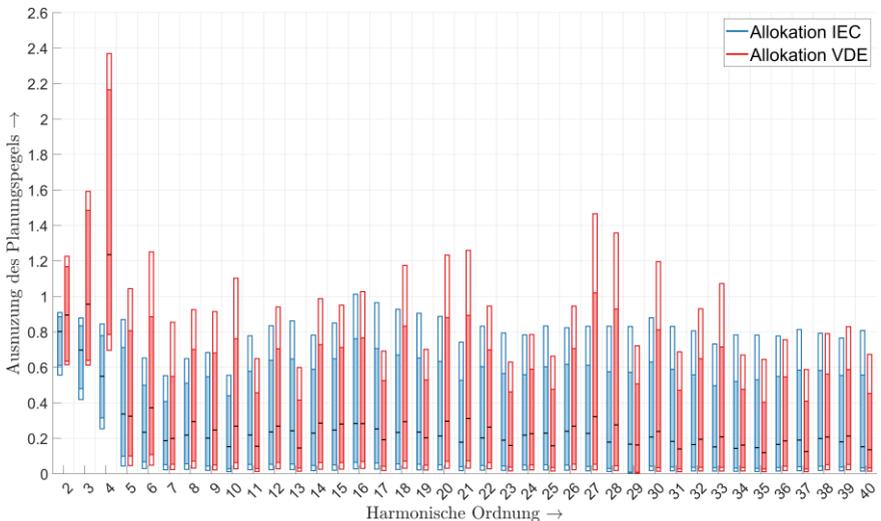


Bild 2: Quantile der Ausnutzung des Planungspegels an allen Knoten des Netzes bei Einprägung der allokierten Grenzwerte (ausgefüllte Box: 5%/95 % Quantil, leere Box: 1%/99 %-Quantil)

Es ist ersichtlich, dass die Verwendung der VDE Anwendungsrichtlinie zu einer Überschreitung der Planungspegel führen kann. Weitere Untersuchungen haben ergeben, dass die Überschreitungen auf Resonanzen zwischen den Spannungsebenen zurückzuführen sind.

- [1] A. Baghini, *Handbook of power quality*. Chichester, England: Wiley, 2008.
- [2] *Assessment of harmonic emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, IEC 61000 Part 3-6, Ed. 2.: 2008.
- [3] *Technische Anschlussregeln Höchstspannung*, VDE-AR-N 4130, 2018.
- [4] *Entwurf Technische Anschlussregeln Hochspannung*, E VDE-AR-N 4120, 2024.



Morteza Pourarab, M. Sc.

Assessment of harmonic emission levels of a STATCOM installation connected to the transmission grid

Supported by



Assessment of harmonic emissions from customer installations in transmission grids is considered a complex challenge, particularly if compliance with the emission limits during continuous operation of the installation shall be verified. In this study, a STATCOM installation with harmonic compensation capabilities is considered. Measurements are conducted at its point of common coupling (PCC) to evaluate the compliance of the installation with the harmonic emission limits, especially during the harmonic mitigating operation of the STATCOM, where harmonic currents can become high.

Harmonic voltage and current data are recorded using PQ measurement instrument with 3-second aggregation interval. For this analysis, data over a selected four-week period are considered. During this time, the STATCOM is operated in different modes: no harmonic compensation in days 1 to 7, compensation of the 5th harmonic in days 8 to 14, the 7th harmonic in days 15 to 21, and both the 5th and 7th harmonics in days 22 to 28. The STATCOM specifications and the network schematic are shown in Figure 1.

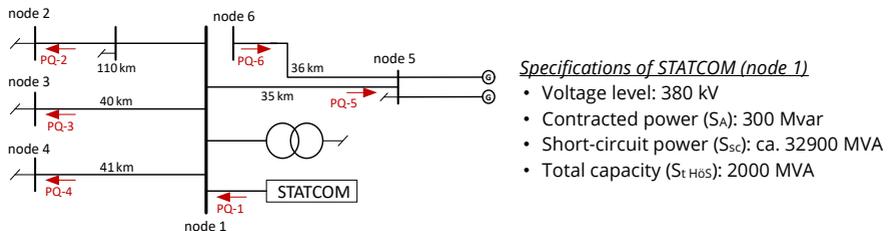


Figure 1: Single-line diagram of the network section

The assessment is based on the two-stage procedure proposed in [1]. In the first stage harmonic current emissions and in the second stage harmonic voltage contributions are evaluated. In each stage, emission limits are first calculated according to VDE AR-N 4130. The utilization of the harmonic emission limit is determined as the ratio of the harmonic emission (or contribution) to the corresponding limit. This factor indicates how much of the allocated emission limit is utilized over a given day. A customer installation complies for harmonic order h , if the 99th percentile of the utilization factor is below 100 %.

Boxplot in Figure 2 shows that the utilization of harmonic currents exceeds 100 % during active filtering operation mode of the STATCOM for both the 5th and 7th harmonic orders. However, no conclusions can be drawn solely from harmonic currents, as they are expected to compensate the harmonic voltages. It should be noted that the STATCOM is sometimes activated a few minutes before the planned start of each operation mode, and therefore the 99th percentile values from the previous day (e. g. day 7) may also reflect the effects of the filtering operation scheduled for the next day (e. g. from day 8).

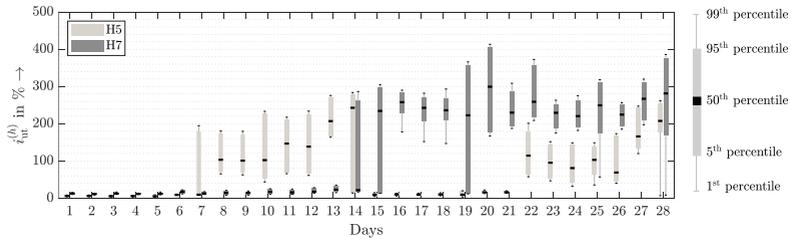


Figure 2: Utilization of harmonic current emission limits

For harmonic voltage contributions, two indices can be used for compliance assessment. The *magnitude index* is based on assessing the magnitude of the emission phasor (i.e. the voltage drop over the supply-side harmonic impedance) and assumes a "target diversity" with the background distortion. Target diversity refers to the diversity in the summation of all emissions, as assumed during the planning stage and allocation of harmonic emission limits, and is represented by the summation exponent. In contrast, the *difference index* considers the actual diversity between the emission phasor and the background distortion, and therefore accounts for any compensation effects due to phase angle diversity.

The use of the magnitude index is expected to indicate over-utilization of harmonic voltage limits, consistent with the findings for current limits. Nevertheless, the harmonic compensation results in voltages with (intended) significantly better cancellation (higher diversity) than the target cancellation (diversity). Consequently, the magnitude index is not a reliable basis for compliance assessment in this case. The difference index, however, as shown in Figure 3, provides a more informative measure. As the difference index can have negative values, the boxplot of percentiles shows that the difference index is negative for the majority of the time during the active filtering mode of the STATCOM. The variation of difference index arises from fluctuations in background distortion, as the effectiveness of active filtering depends on these fluctuations.

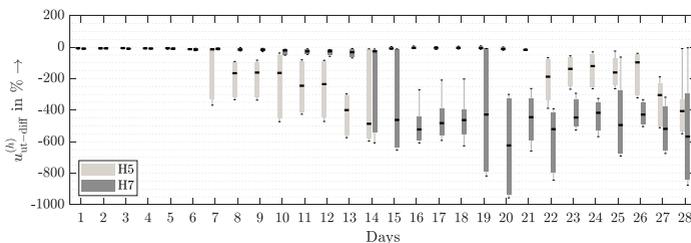


Figure 3: Utilization of permissible levels of harmonic voltage contribution (difference index)

While this report focuses on the assessment of the STATCOM itself at node 1 (single node assessment), further synchronized measurements are conducted at remote nodes to evaluate the impact of harmonic compensation. Initial analyses indicate a reduction in harmonic voltages at remote nodes during STATCOM operation.

- [1] M. Pourarab, J. Meyer, O. Domianus, T. Naef, M. Ulrich and R. Rölli, "Assessment of Harmonic Contribution of Customer Installations Based on Field Measurements," in *26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2021, pp. 950-954, doi: 10.1049/icp.2021.1693.



Robert Stiegler, Dipl.-Ing.

Einfluss von Batteriespeichersystemen auf die Flickeremission von modernen Haushalten

Gefördert durch
DFG Deutsche Forschungsgemeinschaft

In den letzten Jahren wurde im Rahmen der Energiewende die dezentrale Erzeugung von elektrischer Energie in Privathaushalten zunehmend ausgebaut. Dieser Ausbau führt auch zu einem Anstieg der Installation von Batteriespeichersystemen (BESS, battery energy storage system), da diese für Haushaltskunden mehrere Vorteile haben können. Der Hauptgrund dafür ist die Maximierung des Eigenverbrauchs des erzeugten Solarstroms, da die Einspeisevergütung in der Regel niedriger ist als der Bezugspreis. Je nach Netzbetreiber kann auch eine Begrenzung der ins Netz eingespeisten Spitzenleistung erforderlich sein. Übliche BESS nutzen als Sollwertgeber ein externes Leistungsmessgerät, welches am Hausanschluss installiert wird (Bild 1). Die Steuerung des BESS regelt durch Ein- oder Ausspeisung von Wirkleistung des Batteriespeichers die Wirkleistungssumme am externen Leistungsmessgerät zu Null, solange der Ladezustand der Batterie dies zulässt. Durch die Aktualisierungsrate des Leistungsmessgerätes (üblicherweise im Bereich um 1 Hz) sowie weitere Zeitkonstanten in der Regelschleife des Batterieumrichters kann das BESS bei Leistungsänderungen in der Kundenanlage nur verzögert reagieren. Dadurch können in der Gesamtleistung des Haushaltskunden zusätzliche Leistungssprünge entstehen, welche die Flickeremission des Haushaltskunden erhöhen können.

Versuchsaufbau im Labor

Der Einfluss von BESS auf die Flickeremission von Haushaltskunden wird in einem Laboraufbau reproduzierbar untersucht (Bild 2) [1]. Der Versuchsaufbau wird von einem Netzemulator mit einer praktisch flickerfreien Spannung in Höhe der Nennspannung gespeist. Der Netzemulator beinhaltet als Netzimpedanz die Referenzimpedanz nach IEC 60725. Es werden zwei BESS (B1 und B2, Bemessungsleistung jeweils 3,68 kW) untersucht. Um die Lastschwankungen von Haushaltsgeräten möglichst reproduzierbar nachzubilden, werden, je nach Szenario, zwei Widerstände als Last genutzt. Ein Widerstand (633 W) wird dabei mit einem elektronischen Schalter mit Wiederholraten von 1 min^{-1} bis 500 min^{-1} geschaltet, der

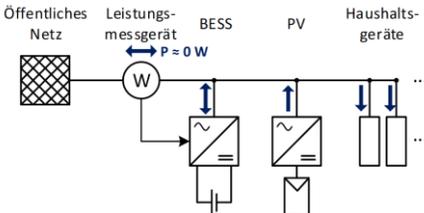


Bild 1: Funktionsprinzip des Einsatzes von BESS bei Haushaltskunden

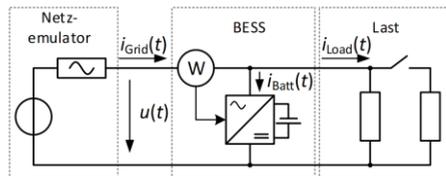


Bild 2: Laboraufbau zur Bestimmung des Einflusses von BESS auf die Flickeremission

andere Widerstand (240 W) wird je nach Szenario als konstante Last genutzt (Szenario R1: nur geschaltete Last, R2: geschaltete und konstante Last).

Bild 3 und Bild 4 zeigen die Leistungsverläufe von BESS B1 und B2 für Szenario R2 mit einer Wiederholrate der geschalteten Last von 2 min^{-1} . BESS B1 regelt die Ausgangsleistung und somit die Summenleistung zum Netz in Stufen (Bild 3). Durch die häufigeren Lastsprünge im Vergleich zum Betrieb der Last alleine wird eine Vergrößerung der Flickeremission erwartet. BESS B2 regelt die Ausgangsleistung relativ langsam und linear (Bild 4), dadurch wird nur ein geringer Einfluss auf die Flickeremission erwartet.

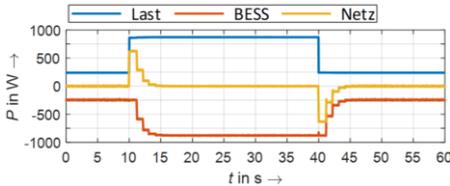


Bild 3: Leistungsverlauf von BESS B1

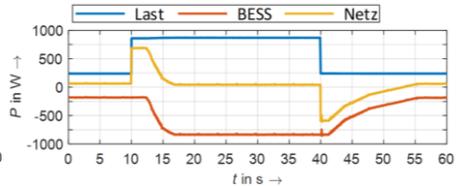


Bild 4: Leistungsverlauf von BESS B2

Auswertung der Flickeremission

Bild 5 und Bild 6 zeigen den Einfluss der BESS auf die Kurzzeit-Flickerstärke. Als Referenz werden die gemessenen Kurzzeit-Flickerstärken der gleichen Szenarien aber ohne BESS genutzt. Grundsätzlich ist der Einfluss beider BESS relativ gering aber signifikant bezogen auf die Messunsicherheit des verwendeten Flickermeters. Bei beiden BESS sind je nach Lastszenario geringfügige Erhöhungen und Reduktionen der Flickeremission sichtbar. Flickerdämpfend wirkt bei beiden BESS eine Flankenverschleifung bei Spannungsänderungen. Bei BESS B1 (Bild 5) erfolgt bei niedrigen Wiederholraten eine Erhöhung der Flickeremission durch die zusätzlichen Lastsprünge. Bei BESS B2 (Bild 6) erfolgt im Szenario R1 eine Erhöhung der Flickeremission, da der BESS-Inverter sich im Bereich kleiner Leistungen instabil verhält.

Die Untersuchungen zeigen, dass der Einfluss der betrachteten BESS auf die Flickeremission vernachlässigbar gering sind. Für die Auswirkungen von BESS auf die Elektroenergiequalität ist aber zu beachten, dass diese nur die Wirkleistung reduzieren, nicht aber die Störemission. Dies muss bei der Festsetzung von Emissionsgrenzwerten beachtet werden, da dabei bislang die Anschlussleistung des Kunden als Berechnungsgrundlage genutzt wird.

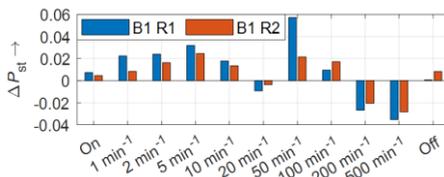


Bild 5: Einfluss von BESS B1 auf die Kurzzeit-Flickerstärke

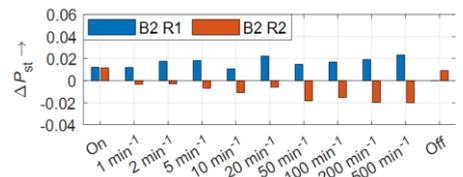


Bild 6: Einfluss von BESS B2 auf die Kurzzeit-Flickerstärke

- [1] R. Stiegler, J. Meyer, J. Drápela und L. Kukačka, "Influence of Battery Storage Systems on the Flicker and Harmonic Emission of Prosumer Households," in *21st International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP)*, Oct. 2024, China.



Olga Zyabkina, M. Eng.

**Automatic identification of changes
in harmonic emission patterns using
machine learning methods**

The change in types of loads connected to the transmission and distribution networks and proliferation of nonconventional devices impact Power Quality (PQ), in particular harmonic distortion. Network operators conduct extensive measurement campaigns resulting in “Big PQ data”. However, analysis of such large datasets presents a challenge, necessitating advanced tools for efficient data handling and knowledge extraction. The proposed method enables network operators to gain a deeper understanding of harmonic behavior and to detect changes in emissions from distorting installations. This improved insight facilitates proactive responses, effective troubleshooting, and thorough root cause analysis.

The proposed six-stage method focuses on identifying both prevailing and uncommon harmonic patterns within a transmission system [1]. The method has been tested on a dataset consisting of voltage and current harmonics ranging from 1st to 13th order for 12 measurement sites belonging to the following types: municipal electricity sites, a photovoltaic station, and electrified railways.

Prevailing harmonic patterns detection

Stage 1 evaluates the data variability of trend (multiple years), seasonality (up to a year), and weekly cycles, as these influence the implementation of the further stages. In this dataset, no significant seasonal or weekly cycles were identified, the trends only showed gradual shifts in emission behavior over time.

Stage 2 captures recurring daily harmonic patterns by aggregation using 50th percentile. Considering the identified trend in the dataset, the aggregation is conducted annually.

Stage 3 applies k-means clustering to identify the prevailing harmonic patterns. Figure 1 shows the three discovered prevailing patterns, i. e. “W”, “night peak” and “M” shapes. This indicates a high degree of similarity and consistency in harmonic behavior across multiple years for all harmonic orders and measurement sites.

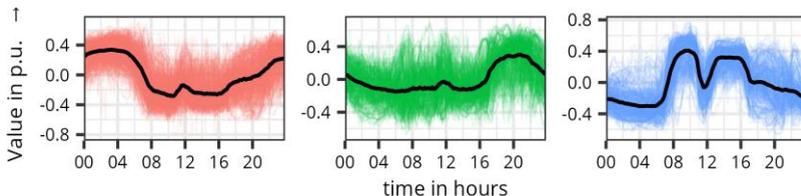


Figure 1: Normalized aggregated patterns in (a) cluster 1 in red with “W”-shaped prevailing patten (black line); (b) cluster 2 in green with “night peak”-shaped prevailing pattern (black line); (c) cluster 3 in blue with “M”-shaped prevailing pattern (black line)

Uncommon harmonic patterns detection

Stages 4 to 6 are applied in features space to better capture the essential characteristics of harmonic emission patterns. Stage 4 calculates eight features: six percentiles, i. e. 5th, 20th, 35th, 65th, 80th and 95th, the mean value and standard deviation.

Stage 5 applies principal component analysis (PCA), a technique for dimension reduction, in order to reveal inconsistencies in high-dimensional data. Principal components with low variance ($\leq 3\%$) are particularly sensitive to observations that deviate from the most of the data, in this case uncommon harmonic patterns.

Stage 6 applies lower and upper thresholds within principal components to detect uncommon patterns. Figure 2 illustrates the uncommon patterns in Cluster 3 that deviate from the prevailing pattern.

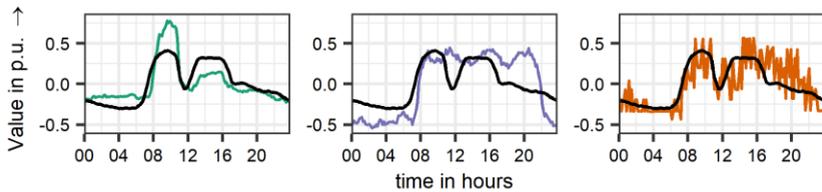


Figure 2: Normalized aggregated patterns detected as uncommon in cluster 3 for (a) I07 in phase L1 (green) in PC5; (b) I07 in phase L1 (purple) in PC8; (c) U09 in phase L23 (orange) in PC7; "M" - shaped prevailing pattern (black line)

The proposed method also captures the evolution of harmonic patterns over time. Figure 3 (a) shows that, U05 shifts from Cluster 2 in 2017 to Cluster 3 in 2018 and 2019. As seen in Figure 3 (b), U05's shape changes significantly between 2017 and later years, suggesting long-term developments, possibly because of technology changes, rather than irregular behavior.

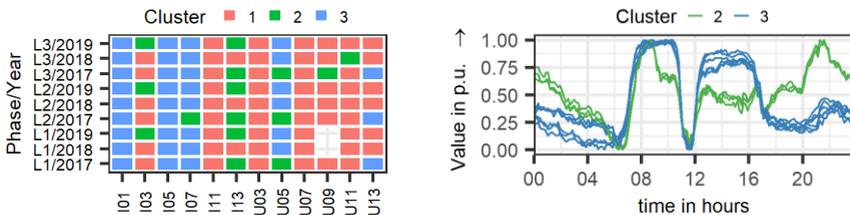


Figure 3: (a) Distribution of aggregated patterns for electrified railway site for current and voltage harmonics in three phases over three years (2017, 2018, 2019) among 3 clusters; missing aggregated patterns depicted with empty cells; (b) Scaled aggregated patterns of U05 from 0 to 1 in cluster 2 for 2017 year (three lines in green) and in cluster 3 for 2018 and 2019 years (six lines in blue)

[1] O. Zybalkina et al., "Automatic Identification of Harmonic Emission Patterns in Electricity Networks based on Clustering and Principal Component Analysis," in 21st International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP), Oct. 2024, China.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Schutz- und Leittechnik“



Michael Bruhns, Dipl.-Ing.

Gefährdungsparameter von Störlichtbögen in batteriegespeisten Gleichspannungssystemen

Gefördert durch



Sicherheit bei Störlichtbögen in Batteriesystemen

Die Bedeutung der Speicherung von elektrischer Energie, z. B. für mobile Anwendungen oder zum Ausgleich volatiler, erneuerbarer Erzeugungssysteme, wächst stetig. Zu diesem Zweck kommen häufig Batterien zum Einsatz. Für den sicheren Betrieb von batterieelektrischen Systemen ist es wichtig, die Gefährdung durch Lichtbogenfehler bei der Entwicklung und Auslegung von Schutzsystemen für Batteriesysteme zu berücksichtigen. [1]

Experimentelle Untersuchung von batteriegespeisten DC-Störlichtbögen

Für die Auslegung von Schutzsystemen zur Reduktion der Gefährdung durch Störlichtbögen werden Gefährdungsparameter benötigt, die sowohl von den Netz- als auch den Anlagenparametern abhängig sind. In batterieelektrischen Systemen haben die Eigenschaften des speisenden Batteriesystems einen hohen Einfluss auf die Gefährdungsparameter.



Bild 1: Störlichtbogen-Versuchsanordnung nach IEC 61482-1-2

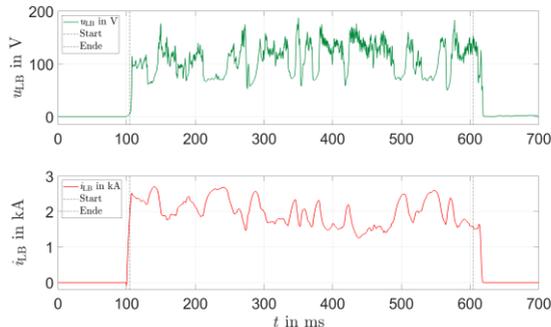


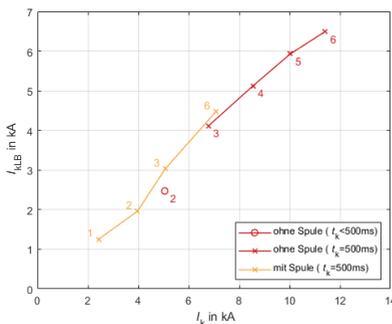
Bild 2: Zeitverläufe von Lichtbogenspannung (u_{LB}) und Lichtbogenstrom (i_{LB}) bei einem batteriegespeisten DC-Störlichtbogen [1]

Im Rahmen von experimentellen Untersuchungen wurde der Zusammenhang zwischen den Gefährdungsparametern und den Eigenschaften des speisenden Batteriesystems experimentell untersucht. Dabei wurden sowohl die Spannungen von 0,1 ... 1,5 kV als auch die Kurzschlussströme von 2 ... 12 kA variiert. Im Fokus der Auswertung stehen die für die Auslegung von Störlichtbogenschutzsystemen erforderlichen Gefährdungsparameter Lichtbogenstrom I_{kLB} und Lichtbogenleistung P_{LB} . In Kooperation mit der TU Ilmenau wurden über

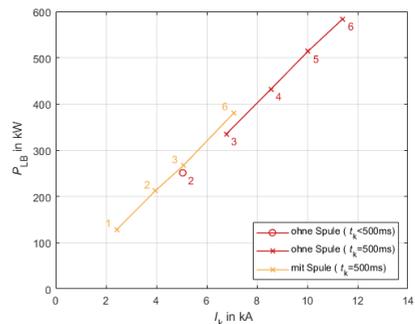
130 Störlichtbogenexperimente an einem Box-Testaufbau nach IEC 61482-1-2 (s. Bild 1) im National Arc Fault Research Center (NARC) des IEEE durchgeführt. Die Versuchsanordnung enthält zwei runde, sich gegenüberstehende Elektroden aus Kupfer bzw. Aluminium. Weiterhin wurde der Einfluss des Ladezustands der Batterien, der Netzzeitkonstante und des Elektrodenabstands untersucht. Bei der verwendeten Batterietechnologie handelt es sich um verschlossene Bleisäurebatterien. Nachfolgend sind die Ergebnisse für den Einfluss des Kurzschlussstroms auf die Gefährdungsparameter erläutert.

Eigenschaften von DC-Störlichtbögen und deren Gefährdungsparameter

Exemplarisch sind die Zeitverläufe der Lichtbogen Spannung und des Lichtbogenstroms in Bild 2 dargestellt. Beide elektrischen Größen sind von einer starken Änderungsrate geprägt. Dies ist maßgeblich von der geringen Zeitkonstante des Batteriesystems bedingt. Bei der Variation des Kurzschlussstroms wurden bei einem Elektrodenabstand von 10 mm und einer Spannung von 230 V durchgeführt. Das Bild 3a zeigt, dass der mittlere Lichtbogenstrom näherungsweise linear mit dem Kurzschlussstrom ansteigt. Weiterhin ist die Reduktionswirkung des Lichtbogens auf den Fehlerstrom erkenntlich. So beträgt der mittlere Lichtbogenstrom I_{kLB} nur ca. die Hälfte des metallischen Kurzschlussstroms I_k . Analog zum Lichtbogenstrom lässt sich auch bei der Lichtbogenleistung ein näherungsweise linearer Zusammenhang feststellen (Bild 3b). Bei geringer Netzinduktivität (Bild 3: ohne Spulen, $t_k = 500$ ms) konnten stabile Lichtbögen unter den o. g. Bedingungen nur ab einem Kurzschlussstrom von ca. 6 kA erzeugt werden. Durch die Erhöhung der Induktivität (Bild 3: mit Spule) in der Fehlerschleife wird der Lichtbogen stabilisiert. Somit können Lichtbögen auch in Batterieanlagen mit geringerer Kurzschlussleistung auftreten. [1]



(a) Lichtbogenstrom I_{kLB}



(b) Lichtbogenleistung P_{LB}

Bild 3: Lichtbogenkenngrößen in Abhängigkeit des Kurzschlussstroms des speisenden Batteriesystems für verschiedene Versuchsdauern t_k und Netzzeitkonstanten (mit/ohne Spule). Hinweis: die Netzzeitkonstante wurde durch Einfügen einer Luftspule in die Fehlerschleife variiert. [1]

[1] M. Bruhns und P. Schegner, "Untersuchung von Störlichtbögen in Gleichstromsystemen – Klassifizierung und Anlagenschutz," in FGH e. V. Workshop „Störlichtbögen in der Niederspannung“, Speyer, Deutschland, Juni 2024.



Ricardo Herrmann, Dipl.-Ing
Kurzschluss- und Netzschutzverhalten
von virtuellen Synchron-Maschinen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Durch die Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz erhöht sich der Anteil an leistungselektronischen Einspeisern. Um eine zuverlässige Netzintegration zu gewährleisten, werden Regelungsverfahren entwickelt, die diesen Einspeisern ähnliche Eigenschaften geben, wie eine Synchronmaschine. Ein solcher leistungselektronischer Einspeiser wird virtuelle Synchronmaschine (VSM) genannt. Dennoch ist es nicht möglich, alle Eigenschaften einer Synchronmaschine abzubilden. Im Fehlerfall ist die Überstromfähigkeit, im Vergleich zu Synchronmaschinen mit einer rotierenden Masse, deutlich kleiner. Zum Schutz der Leistungselektronik kommen Strombegrenzungsalgorithmen zum Einsatz. Damit kann auch die Kurvenform des Stromes im Fehlerfall stark variieren.

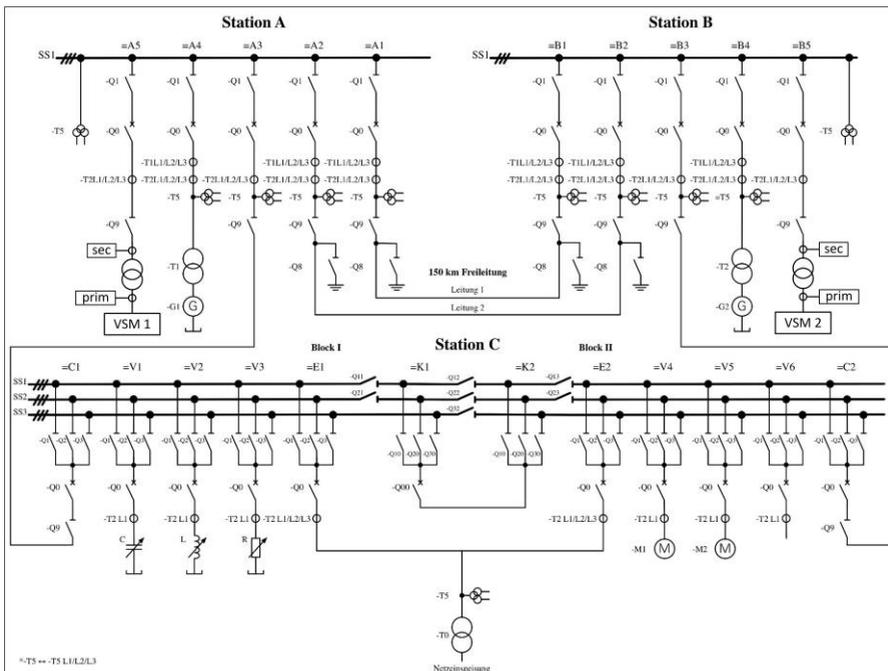


Bild 1: Übersicht des dynamischen Netzmodells mit virtuellen Synchronmaschinen (VSM 1 & VMS 2)

An der Professur für Elektroenergieversorgung der TU Dresden besteht die Möglichkeit, an einem physikalischen 220-kV-Netz-Teil-Modell (Bild 1), bestehend aus drei Stationen, einer

Doppelleitung, verschiedenen Verbrauchern und Einspeisern, Kurzschlussversuche auf der Übertragungsstrecke zu untersuchen. Für den Leitungsschutz sind konventionelle Distanzschutzrelais im Modell integriert. Um das Verhalten der VSM im Fehlerfall zu untersuchen, wurde die Leitung durch eine VSM über einen Trenntransformator an das Modellnetz angeschlossen. An verschiedenen Orten der Leitung 1 wurden Kurzschlussversuche durchgeführt, wobei die Fehlerart, der Schaltzustand der Leitung und die Aktivität der automatischen Wiedereinschaltung variiert wurden. Die Ströme und Spannungen an den Klemmen der VSM und am Leitungsanfang wurden aufgezeichnet, um das Verhalten der Distanzschutzrelais zu analysieren.

Bild 2 zeigt das Verhalten der VSM-Einspeisung hinter dem Trenntransformator bei einem einpoligen Fehler nahe der Station A. Dabei ist an beiden Enden der Leitungen jeweils eine VSM aktiv. Es ist erkennbar, dass bei einem solchen unsymmetrischen Fehler die Stromregelung eine signifikante Abweichung vom sinusförmigen Momentanwertverlauf verursacht. Nach 100 ms wird der Fehler abgeschaltet. Die beiden VSM bleiben am Netz und regeln den neuen Betriebspunkt ein.

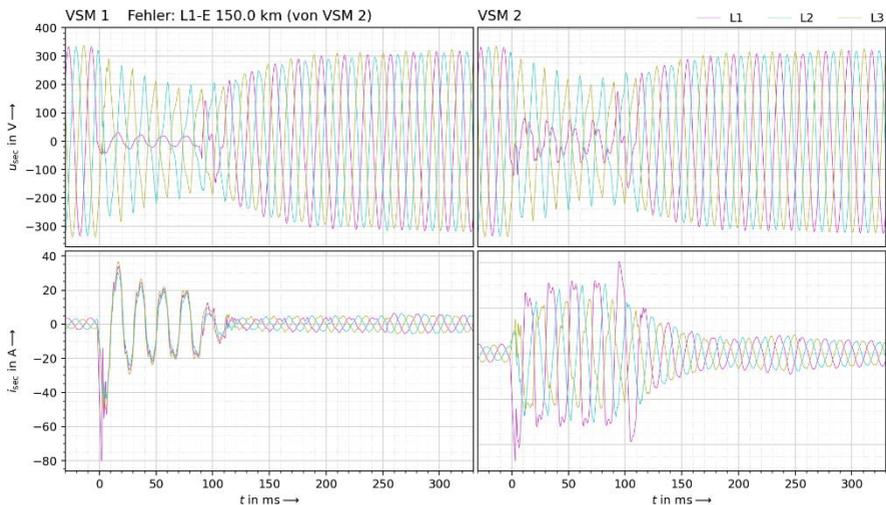


Bild 2: Verläufe der Modellspannungen und -ströme auf der Sekundärseite des Transformators bei einem L1-E-Fehler an VSM 1

Die Versuche zeigten, dass in Folge der konventionellen Strombegrenzung, welche das Mitsystem begrenzen, bei unsymmetrischen Fehlern stark verzerrte Ströme auftreten (Vgl. [1]). Die konventionellen Distanzschutzrelais konnten dabei alle Fehlerfälle nicht immer selektiv klären. Teilweise kam es zu einer Überfunktion des Schutzes und einer fehlerhaften Erkennung der Fehlerschleife. Jedoch kam es nie dazu, dass ein Fehler nicht erkannt wurde und stehen blieb.

[1] C. Liebermann, et al., „Current Limiting of Virtual Synchronous Machines on Unbalanced Faults Considering Grid Protection,“ in *PESS + PELSS 2022, Kassel, Deutschland, 2022*.



Franz Jani, Dipl.-Ing. (FH)
Stromdifferentialschutz für Mehrendenleitungen

Gefördert durch



Die Transformation der Energieerzeugung von zentralen Kraftwerken zu dezentralen Erzeugern bringt verschiedenste Herausforderungen mit sich. Durch die Dezentralisierung kann ein Anschluss der Erzeuger an ein Umspannwerk zum Großteil nicht erfolgen. Folge ist der Anschluss direkt an die Freileitung als Stich [1]. Daraus folgt eine vollkommen neue Leitungstopologie: die Mehrendenleitung. Bisher wurden Freileitungen im Hochspannungsnetz beidseitig mittels Distanzschutz und im Höchstspannungsnetz mittels Leitungsdifferentialschutz als Schutz 1 und ebenfalls beidseitigem Distanzschutz als Schutz 2 geschützt [2]. Durch die zusätzlichen Stiche einer Mehrendenleitung kommt es im Fehlerfall zu einer Messwertverfälschung (Bild 1).

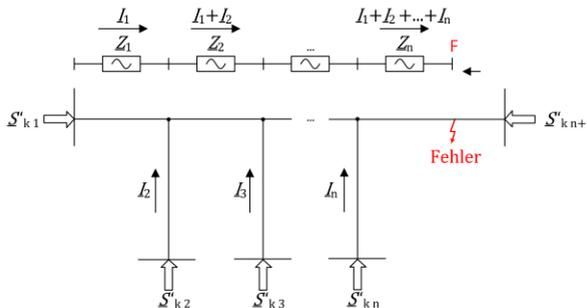


Bild 1: Messwertverfälschung bei einem Fehler auf Mehrendenleitung

Der zusätzlich durch den Stich eingespeiste Strom wird vom Distanzschutz am Leitungsanfang nicht gemessen, beeinflusst jedoch die gemessene Spannung. Bei n Einspeisern ermittelt sich die gemessene Impedanz $Z_{1\text{ meas}}$ somit wie folgt:

$$Z_{1\text{ meas}} = \left(\sum_{k=1}^n Z_k \cdot \left(\sum_{m=1}^k L_m \right) \right) \cdot \frac{1}{L_1} = Z_1 + Z_2 + Z_2 \frac{L_2}{L_1} + \dots + Z_n + Z_n \frac{\sum_{m=2}^n L_m}{L_1} \quad (1)$$

Die Abweichung des gemessenen zum tatsächlichen Impedanzwert bestimmt sich somit durch:

$$\underline{\varepsilon}_{Z\ 1\text{ meas}} = \sum_{k=2}^n \frac{\sum_{m=2}^k L_m}{L_1} = \frac{L_2}{L_1} + \frac{L_2 + L_3}{L_1} + \dots + \frac{\sum_{m=2}^n L_m}{L_1} \quad (2)$$

Je größer die Ströme der zusätzlichen Leitungsenden sind, desto größer wird somit die Abweichung. Der konventionelle Distanzschutz kommt somit an seine Grenzen. Daher ist es

naheliegend den Leitungsdifferentialschutz vorzugsweise einzusetzen. Dieser gewährt eine sichere Erkennung und selektive Abschaltung des Fehlers. Das Prinzip des Differentialschutzes beruht auf dem 1. Kirchhoffschen Gesetz: in einem idealen, fehlerfreien Netz ist die leiterselektive Summe der Ströme aller Leitungsenden gleich Null. Üblicherweise ist ein Leitungsdifferentialschutz bisher meist nur für den Schutz von zwei Leitungsabgängen ausgelegt. Dies ist für die Entwicklungen im Netz unzureichend. Bei dem Anwendungsfall einer Mehrendenleitung besteht die besondere Herausforderung in der Kommunikation aller Schutzeinrichtungen an den Leitungsenden. Die Kommunikation aller Schutzeinrichtungen erfolgt in einer Ringstruktur. Diese verspricht das beste Verhältnis zwischen minimaler Kommunikation und Redundanz. Die Berechnung des Differentialstroms erfolgt durch die Summation des im eintreffenden Telegramm enthaltenen Stroms und dem lokal gemessenen Strom [3]. Um ein korrektes Ergebnis zu erhalten, ist eine zeitliche Synchronisierung aller Schutzeinrichtungen erforderlich. Diese ist mit dem entwickelten Konzept auch ohne externe Einrichtungen möglich. Ebenfalls ist eine selbständige Erkennung von Unterbrechungen der Kommunikationsverbindungen integriert.

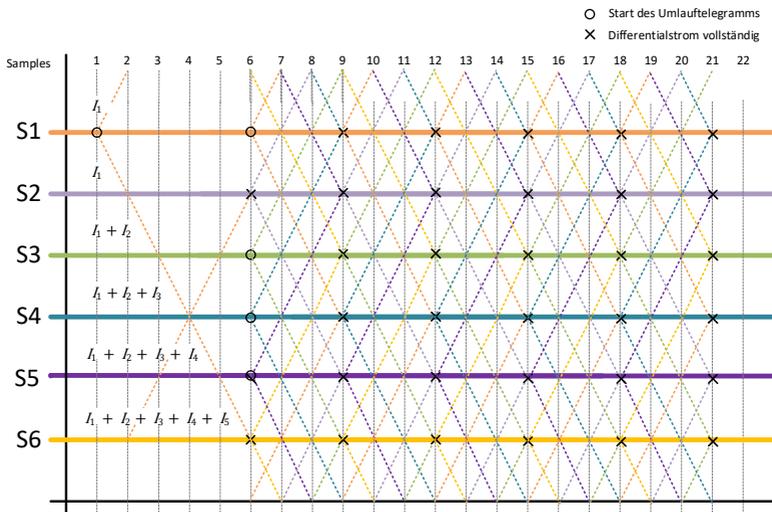


Bild 2: Aufsummieren der einzelnen Ströme zum Differential und Stabilisierungsstrom (Schutz 1 bis Schutz 6)

- [1] *Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze*, VDE FNN-Hinweis 2022 Version 2.0. VDE FNN Netztechnik/Netzbetrieb: Berlin, Deutschland, 2022.
- [2] *Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen*, VDE FNN Hinweis September 2009. VDE FNN Netztechnik/Netzbetrieb: Berlin, Deutschland, 2009.
- [3] G. Ziegler, *Digitaler Differentialschutz Grundlagen und Anwendung*, 2. Aufl. Erlangen: Publicis Corp., 2008.



Carlo Liebermann, Dipl.-Ing.

Studie zur Unsymmetrie von Gemeinschaftsleitungen

Durch die zunehmend in das ElektroenergieNetz eingespeiste regenerative Erzeugerleistung gerät das heutige Elektroenergieversorgungsnetz an die Belastungsgrenze. Daraus resultiert die Notwendigkeit das Hoch- und Höchstspannungsnetz (HS und HÖS-Netz) an die zukünftige zu erwartende Leitungsauslastung anzupassen. Da die Errichtung neuer Freileitungstrassen auch immer mit zeitlich langen Planungs- und Genehmigungsverfahren einhergeht, wird für das schnellere Umsetzen auf bestehende Trassen zurückgegriffen. Diese werden an die zu erwartende Auslastung ertüchtigt, wobei auch zwangsweise Stromkreise unterschiedlicher Spannungsebenen gemeinsam auf einer Trasse geführt werden (Trassenbündelung). Darüber hinaus werden teilweise mehrere Erd- und LWL-Seile zusätzlich auf den Freileitungstrassen mitgeführt.

Durch die starke Auslastung aller Stromkreise werden entsprechend hohe Spannungen in allen Leiter- und Erd- sowie LWL-Seilen induziert, was zu einer Erhöhung der Ausgleichsströme in spannfeldweise geerdeten Erd- und LWL-Seilen sowie zu einer Erhöhung der Unsymmetrie in unverdrillten Abschnitten der Stromkreise unterschiedlicher Spannung führt. In einer Studie wurden die Auswirkungen der Trassenbündelung auf die, im 10 km langen Mitnahmebereich, zusätzlich verursachte Unsymmetrie in 400-kV- und 110-kV-Stromkreisen untersucht. Ausgangspunkt ist die Modellbildung der Parallelführung, bei der auf einem Donau-Einebenen-Kombinationsgestänge die Stromkreise des Übertragungs- und Verteilnetzes unverdrillt parallel geführt werden.

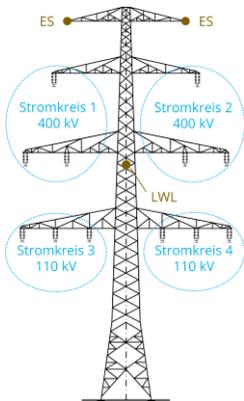


Bild 1: Mastbild der untersuchten Leitung im Mitnahmebereich

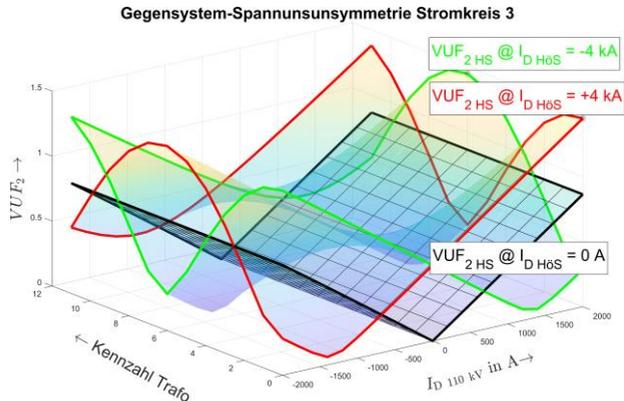


Bild 2: Berechnungsergebnisse: Betrag der Gegensystem-Spannungsunsymmetrie $VUF_{2 HS}$ in Stromkreis 3 am Ende des Mitnahmebereiches

Bei der Berechnung wurden die Durchgangsströme im Bereich $I_{D400} = -4 \dots 4$ kA (HöS), $I_{D110} = -2 \dots 2$ kA (HS) sowie die Phasenverschiebung zwischen den Spannungen der HöS und HS über die Transformator-Kennzahl $n_{Tr} = 0 \dots 11$ variiert. Im Bild 2 sind die daraus abgeleiteten Gegensystem-Spannungsunsymmetrien im dritten Stromkreis am Ende der Parallelführung dargestellt (Annahme: ideale Symmetrie in allen Stromkreisen am Anfang der Parallelführung). Es lassen sich folgende Ergebnisse ableiten:

1. Die schwarz umrandete Fläche zeigt den Betrag der verursachten Unsymmetrie, bei unausgelasteten 400-kV-Stromkreisen ($I_{D400} = 0$ A). Dies entspricht der verursachten Unsymmetrie der 110-kV-Mitnahmeleitung ohne Einfluss der 400-kV-Leitung. Bei einem maximalen Durchgangsstrom von $I_{D110} = 2$ kA wird eine Gegensystem-Spannungsunsymmetrie von etwa 0,9 % berechnet.
2. Der Betrag der verursachten Gegensystem-Spannungsunsymmetrie im Fall einer unausgelasteten 400-kV-Leitung ist unabhängig von der Transformator-Kennzahl n_{Tr} .
3. Für den Fall gleichphasiger Leiter-Erde-Spannungen (Trafo-Kennzahl $n_{Tr} = 0$) und der unausgelasteten Mitnahmeleitung ($I_{D110} = 0$ A) sowie einer maximal ausgelasteten 400-kV-Leitung ($I_{D400} = \pm 4$ kA) wird am Ende des Mitnahmeabschnittes eine Gegensystem-Spannungsunsymmetrie von etwa 0,6 % berechnet. Dieser Beitrag repräsentiert die zusätzlich eingeprägte Unsymmetrie durch die 400-kV-Stromkreise. Dabei wirkt der Durchgangsstrom der 400-kV-Stromkreise I_{D400} :

a. bei positivem maximalem Durchgangsstrom $I_{D400} = +4$ kA verstärkend auf die Unsymmetrie der 110-kV-Leitung (bei $I_{D110} = 2$ kA):

$$VUF_{2110\Sigma}^{(SK3)} \Big|_{I_{D400} = +4 \text{ kA} \wedge I_{D110} = 2 \text{ kA}} \approx 0,9\% + 0,6\% = 1,5\% \quad (1)$$

b. Bei negativem Durchgangsstrom $I_{D400} = -4$ kA reduzierend auf die Unsymmetrie der 110-kV-Leitung (bei $I_{D110} = 2$ kA):

$$VUF_{2110\Sigma}^{(SK3)} \Big|_{I_{D400} = -4 \text{ kA} \wedge I_{D110} = 2 \text{ kA}} \approx 0,9\% - 0,6\% = 0,3\% \quad (2)$$

4. Reduzierende bzw. verstärkende Wirkung kehrt sich bei Lastflussumkehr der HS um.
5. Der Einfluss der HöS wird bei Schaltgruppen mit der Trafo-Kennzahl $n_{Tr} = 3$ bzw. bei $n_{Tr} = 9$ minimal. Die Gegensystem-Spannungsunsymmetrie wird bei Maximalauslastung der HöS- und der HS-Stromkreise mit etwa 1% berechnet. Grund für das gegenüber der Kennzahl $n_{Tr} = 0$ abweichende Verhalten ist die um den Winkel $\Delta\varphi_{U_{HS-HöS}}$ gedrehte Gegensystemspannung, welche von den 400-kV-Stromkreisen einkoppelt und sich der Gegensystemkomponente des durch Eigeninduktion der Mitnahmeleitung verursachten Induktionsspannung überlagert.

Es zeigt sich, dass sich das Bild der verursachten Unsymmetrie für Schaltgruppen ab der Kennzahl 6 wiederholt. Dies ist damit erklärbar, da mit der Kennzahl 6 die Spannungswinkeldifferenz von HS zu HöS mit 180° vorgegeben wird. Bei einer Umkehr des Durchgangsstromes und bei der um 180° gedrehten Spannung ist die eingekoppelte Spannung dann äquivalent zu der Einkopplung bei Kennzahl $n_{Tr} = 0$ und keinem gedrehtem Durchgangsstrom.



Thanh Binh Nguyen, Dipl.-Ing.

Einfluss der Nullimpedanz auf die Fehlerortung des Distanzschutzes

Leiter-Erde-Fehler sind die häufigste Fehlerart bei Freileitungen und erfordern eine präzise Erkennung sowie selektive Abschaltung durch Distanzschutzsysteme [1]. Distanzschutzrelais überwachen die Impedanz der Leiter-Erde-Schleife der betroffenen Phase und vergleichen im Fehlerfall die gemessene Reaktanz der Fehlerschleife mit der Reaktanz der gesamten Leitung. Liegt die gemessene Reaktanz unterhalb des eingestellten Werts, wird das AUS-Kommando entsprechend der Staffelzeit ausgelöst. Für eine korrekte Fehlerortung und zuverlässige Funktionsweise sind daher exakte Einstellwerte erforderlich, insbesondere für die Mit- und Nullimpedanzen sowie den Erdstrom-Kompensationsfaktor (k-Faktor). Während die Mitimpedanz in der Regel stabil ist, unterliegt die Nullimpedanz jedoch verschiedenen Unsicherheiten und wird von mehreren Faktoren beeinflusst [2]. Bei der Berechnung mit komplexen Effektivwertzeigern kann die Impedanz der gestörten Phase für Einfach- und Doppelleitungen nach den folgenden Gleichungen bestimmt werden [1] [3]:

$$\underline{Z}_{\text{mess EL}} = \frac{\underline{U}_{jE}}{I_j - \underline{k}_E \cdot I_E^I} \quad \underline{Z}_{\text{mess DL}} = \frac{\underline{U}_{jE}}{I_j - \underline{k}_E \cdot I_E^I - \underline{k}_{EM} \cdot I_E^{II}} \quad (1)$$

Hierbei stellen I_E^I und I_E^{II} den Erdstrom von System I und II der Doppelleitung dar. Die Größen \underline{U}_{jE} und I_j sind die vom Schutzgerät erfassten Leiter-Erde-Spannungen und Ströme der betroffenen Phase. Der fehlerortunabhängige Erdstromkompensationsfaktor \underline{k}_E wird aus der Mit- und Nullimpedanz der Leitung bestimmt. Zur Kompensation des Nullstroms in der Parallelleitung wird zusätzlich der Parallelleitungskompensationsfaktor \underline{k}_{EM} verwendet:

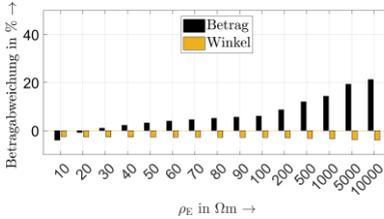
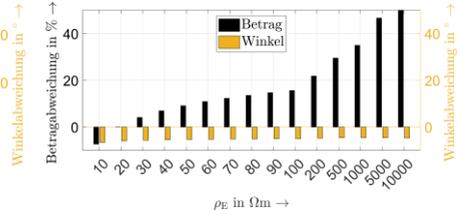
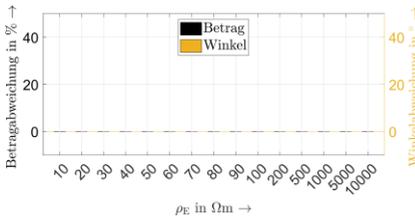
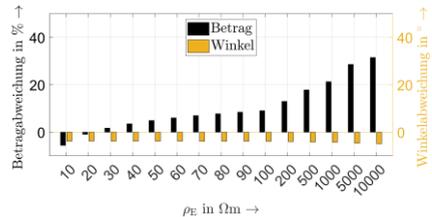
$$\underline{k}_E = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad \underline{k}_{EM} = \frac{Z_{0M}}{3Z_1} \quad (2)$$

Die Fehlerdistanz wird durch den Vergleich der Reaktanz mit der Mitsystemreaktanz berechnet:

$$l_F = \frac{\text{Im}(Z_{\text{mess}})}{X'_1} \quad (3)$$

Aus (1) und (2) geht hervor, dass die Empfindlichkeit der Nullimpedanz einen signifikanten Einfluss auf die Fehlerimpedanzbestimmung hat. Eine genaue Fehlerortung ist nur möglich, wenn die Parameter \underline{k}_E und \underline{k}_{EM} korrekt eingestellt sind. Da die Messung von Leitungsimpedanzen und des k-Faktors aufwendig ist, besteht die Möglichkeit, die benötigten Leitungsparameter zu berechnen. Konventionelle Modelle berücksichtigen dabei jedoch nicht alle physikalischen Effekte, wie etwa die endliche Leiterlänge und die Mastausbreitungswiderstände der Erdungssysteme. Als Richtwert wird häufig ein spezifischer Erdwiderstand von 100 Ω m verwendet, wobei der spezifische Erdwiderstand die Nullimpedanz in der Regel stärker beeinflusst als andere Parameter wie Ausbreitungswiderstände oder den Bodenabstand der Leiter [2]. Mit Hilfe des in [2] vorgestellten Leitungsmodells, das im Gegensatz

zum konventionellen Modell zusätzliche Einflussfaktoren berücksichtigt und dessen Genauigkeit durch Validierung an einer realen Leitung bestätigt wurde, lassen sich die Nullimpedanz, Mitimpedanz und der k-Faktor einer synthetischen Leitung bestimmen. Die Leitung basiert auf einer ideal verdrehten, 24 km langen Leitung. Für jeden Mast wird ein Mastausbreitungswiderstand von 5Ω angenommen. Die berechneten Ergebnisse werden mit Referenzwerten verglichen, die nach dem konventionellen Modell bei einem spezifischen Erdwiderstand von $\rho_E = 100 \Omega\text{m}$ berechnet ist. Bild 1 veranschaulicht die Abweichungen bei verschiedenen Werten des spezifischen Erdwiderstands ρ_E .

(a) Nullimpedanz eines Systems Z_{00} (b) gegens. Nullimpedanz Z_{00g} (c) Mitimpedanz eines Systems Z_{00} (d) k_E -FaktorBild 1: Abweichung von der Messung bei Änderung von ρ_E

Wie in Bild 1c zu erkennen, bleibt die Mitimpedanz erwartungsgemäß stabil. Die Nullimpedanz hingegen steigt tendenziell mit einem zunehmenden spezifischen Erdwiderstand an (vgl. Bild 1a). Wird jedoch die nach dem konventionellen Modell berechnete Nullimpedanz für eine Leitung mit einem spezifischen Erdwiderstand von mehr als $100 \Omega\text{m}$ verwendet, resultiert dies in einem fehlerhaften k-Faktor, was gemäß (1) zu einer ungenauen Messung der Impedanz führt. Bild 1d zeigt die Abweichung des k_E -Faktors im Vergleich zu den Werten, die das konventionelle Modell liefert. Die Abweichung des k_{EM} -Faktors ist hier nicht dargestellt, würde aber gemäß (2) in gleichem Maße wie die gegenseitige Nullimpedanz variieren und somit noch empfindlicher auf Änderungen reagieren als der k_E -Faktor.

- [1] C. Liebermann, „Varianten der Implementierung des kE-Faktors im Distanzschutz und die Auswirkung auf die Messunschärfe“, in *19. Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung*, p. 27–35, 2019.
- [2] T. B. Nguyen, C. Liebermann und P. Schegner, „Erarbeitung eines Leitungsmodells zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderständen an den Erdungspunkten“, *e+i Journal*, Bd. 141, Nr. 5, p. 315–324, August 2024.
- [3] G. Ziegler, *Digitaler Distanzschutz: Grundlagen und Anwendung*, 2. Aufl. Erlangen: Publicis Corp. Publ, 2008.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Smart Grid“



Laura Fiedler, Dipl.-Ing.

**yaPSToolbox – ein modulares
Softwarepaket für
Netzberechnungsaufgaben**



Bei der Bearbeitung wissenschaftlicher Fragestellungen in verschiedenen Bereichen der elektrischen Energieversorgung entstehen Schnittmengen in Form wiederkehrender Modellierungsaufgaben. In der Vergangenheit wurden deshalb wiederholt Datenverarbeitungs- und Berechnungsskripte für ähnliche Zwecke geschrieben. Um diese Implementierungen in einer gemeinsamen Arbeitsgrundlage zusammenzuführen, wurden am Institut eine Reihe von Werkzeugen entwickelt. Dazu zählen zum einen die *IEEH PowerFactory Tools* [1], die neben der Interaktion mit dem kommerziellen Netzberechnungsprogramm *DigSILENT PowerFactory* auch den Export von Netzdaten aus selbigem in das *IEEH Power System Data Model (PSDM)* [2] ermöglichen. Zum anderen die *yaPSToolbox* („yet another Power System Toolbox“), welche Netzberechnungen basierend auf dem *PSDM* ermöglicht. Für viele Berechnungen werden dabei Zeitreihen benötigt. Falls keine realen Werte vorliegen, können mithilfe der *Pyramecium Technology Models* [3] synthetische Zeitreihen für verschiedene Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen generiert werden.

Diese Werkzeuge bieten den Vorteil, dass Zwischenergebnisse und interne Variablen im Gegensatz zu kommerzieller Software für den Anwender verfügbar sind. Gerade im wissenschaftlichen Kontext ist dies unabdingbar. Außerdem fördert die Modularität der *yaPSToolbox* die Wiederverwendung von Code und die themenspezifische Erweiterbarkeit. Somit können Forschungstätigkeiten effizienter umgesetzt werden. Dieser Beitrag beschäftigt sich im Weiteren mit der in MATLAB implementierten *yaPSToolbox*, deren Struktur und ihren aktuellen Einsatzbereichen.

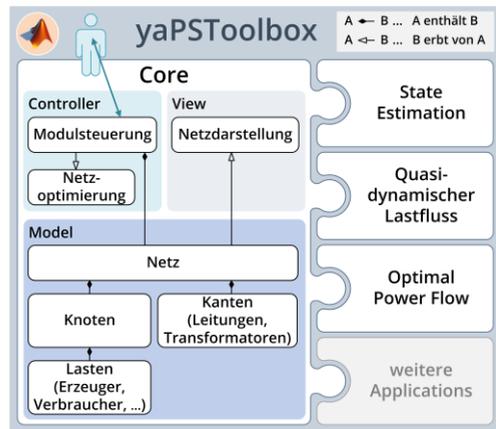


Bild 1: Struktur der *yaPSToolbox* mit Veranschaulichung der Interaktion zwischen Core und Applications

Bild 1 zeigt den Aufbau der Toolbox. Sie besteht aus einem zentralen Modul (Core) und den daran anknüpfenden Modulen (Applications). Alle Module sind nach dem *Model-View-Controller-Prinzip* aufgebaut. Jedes Modul besteht demnach aus drei Paketen mit

Objektclassen und Funktionen. Dabei dient die Modulsteuerung, als Teil des Controllers, zur Ein- und Ausgabe von Daten sowie zur Programmablaufsteuerung. Das Model enthält Netz-, Topologie- und Anlagendaten, die vom View-Paket grafisch dargestellt werden.

Der Core bildet die Grundlage aller Berechnungen. Zur Instanziierung seiner Objekte werden einmalig Stammdaten der Netzbetriebsmittel und Kundenanlagen im *PSDM* an die Modulsteuerung übergeben. Anschließend stehen grundlegende Berechnungsfunktionen, wie z.B. Lastfluss oder Netzwerkverfolgung, sowie die häufig benötigte Knotenadmittanzmatrix zur

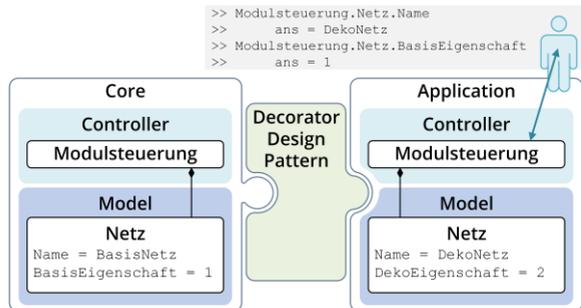


Bild 2: Dekorieren eines Core-Objektes mit einer Application

Verfügung. Für spezifische Analysen werden zusätzliche Methoden und Eigenschaften über Applications ergänzt, wobei das *Decorator Design Pattern* zur Erweiterung der Core-Model-Objekte während der Laufzeit dient. So bleibt das ursprüngliche Objekt unverändert. Gleichnamige Eigenschaften und Methoden des Cores werden durch die Application überladen (Bild 2).

Bereits implementierte Applications umfassen eine *State Estimation*, die auch für unterbestimmte Messkonstellationen von Nieder- und Mittelspannungsnetzen geeignet ist, sowie einen *quasi-dynamischen Lastfluss* zur Zeitreihensimulation. Zur Verkürzung der Berechnungszeit unterstützt die Zeitreihensimulation die Parallelisierung auf Mehrkern-Prozessoren. Aktuelle Entwicklungen konzentrieren sich auf die Application *Optimal Power Flow*, die im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt werden kann. Die *yapSToolbox* findet in einem Forschungsprojekt bereits erfolgreich Verwendung. Darüber hinaus diene sie als Basis für verschiedene wissenschaftliche Arbeiten sowie für Berechnungen in einem Praktikumsversuchsstand.

- [1] Institute of Electrical Power Systems and High Voltage Engineering - TU Dresden, "PowerFactory Tools - A toolbox for Python based control of DlgSILENT PowerFactory", Zenodo, 2022. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7074968>.
- [2] Institute of Electrical Power Systems and High Voltage Engineering - TU Dresden, "Power System Data Model - A data model for the description of electrical power systems", Zenodo, 2023. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8087079>.
- [3] S. J. Rasti, "Pyramecium Technology Models - A toolbox to create multi-energy power time series for different technologies in steady-state simulations of cellular energy systems", Github. <https://github.com/sasanjac/pyramecium-technology-models>.



Marcus Kreuztizer, Dipl.-Ing.

**Technologiemodell zur
Zeitreihensimulation von
Ladeinfrastruktur in zellularen
Energiesystemen**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Herausforderungen der Energie-, Wärme- und Mobilitätswende spiegeln sich in allen Energiesektoren wider. Im Mittelpunkt aktueller Analysen stehen flexible, zellular aufgebaute Energiesysteme, welche die Sektoren Gas, Wärme, Elektrizität und Mobilität verbinden. Für diese Analysen werden Modelle für unterschiedliche Technologien benötigt um das energetische Verhalten, aber auch deren Einfluss auf die Energieinfrastruktur innerhalb verschiedener Zukunftsszenarien abbilden zu können. Folgende Infrastruktur-/Technologiemodelle stehen dabei im Vordergrund:

- Elektroenergieversorgungsnetz
- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Ladeinfrastruktur
- Wärmepumpen
- Energiespeicher

Im Fokus steht hier die Beschreibung zum **Technologiemodell zur Ladeinfrastruktur (LIS)**. Für die Modellierung von LIS muss zwischen der Modellierung des Elektrofahrzeugs (EKfz) kombiniert mit einem Fahrerprofil sowie die Art des Ladestandorts unterschieden werden. Maßgebend für das EKfz und Fahrerprofil sind dabei die folgenden Parameter (nach [1]):

- Verwendetes Fahrzeug (Auswahl aus Datenbank)
(Reichweite, (Ent-)Ladeverluste, Akkukapazität, max. Ladeleistung)
- statistisches Nutzungsverhalten des Fahrers
(Fahrtstrecke für jeden Tag, Ankunfts- und Abfahrtszeiten für jeden Tag)

Aus diesen Parametern kann zunächst eine Zeitreihe für das Ladeverhalten eines EKfz ohne Berücksichtigung der LIS erzeugt werden. Um anschließend Ladestandorte modellieren zu können müssen diese zunächst auf Basis des Nutzungsverhaltens klassifiziert werden:

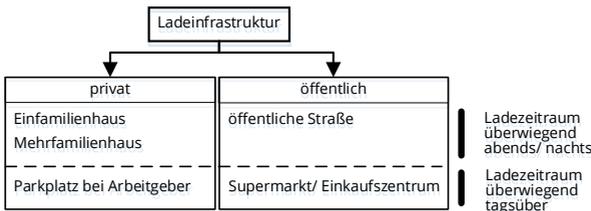


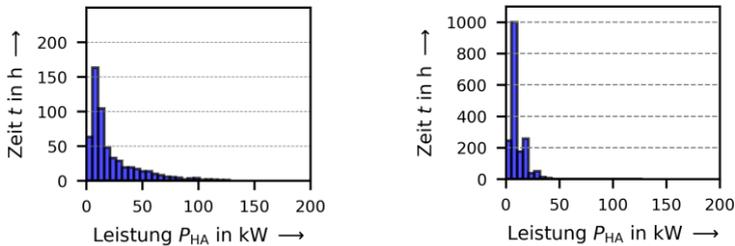
Bild 1: Klassifizierung von LIS

Die Modellierungen der Ladestandorttypen unterscheiden sich dabei in den zeitlichen Verläufen der Anwesenheiten von EKfz und somit des jeweiligen zeitlichen Leistungsbedarfs

(bspw. Wochentag und Uhrzeit). Weitere Unterschiede liegen in der Ladepunktverfügbarkeit und der verfügbaren Anschlussleistung.

Für die Untersuchungen wird dabei immer ein unkoordiniertes Laden als Referenz betrachtet. Hier werden die erzeugten EKfz-Zeitreihen aufsummiert, wodurch höhere Lastspitzen entstehen können. Randbedingungen wie eine maximale Anschlussleistung, Ladepunktverfügbarkeit oder auch minimale Ladeleistungen der EKfz werden nicht berücksichtigt. Beim koordinierten Laden werden diese eingehalten. Folgend sollen die Ladekonzepte für private Ladestandorte in einem Mehrfamilienhaus (MFH) dargestellt werden. Es wurde zusätzlich eine variable maximale Ladeleistung angenommen, d.h. der Lastverlauf der Haushalte wird in die Berechnung der verfügbaren Ladeleistung einbezogen. Die maximale Leistung des Hausanschlusses beträgt 50 kW. Diese ergibt sich aus der typischen Absicherung mit 80 A Sicherungen je Phase. Der Lastgang der Verbraucher im Haus wurde mithilfe von [2] generiert. Für das MFH wurde ein 100 % EKfz-Szenario mit 15 Fahrzeugen angenommen. Dies ergibt sich aus der Annahme von 25 Personen im Haus und im Schnitt 0,583 Kfz/Person [3].

Bild 2a) zeigt, dass im unkoordinierten Ladefall hohe Leistungsspitzen von bis zu 150 kW auftreten, die vor allem in den Abendstunden entstehen, da zu dieser Zeit statistisch die meisten Fahrzeuge ankommen. Diese Leistungsüberschreitungen treten jedoch nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auf (ca. 5 %/a). Durch das koordinierte Laden lassen sich diese Spitzen wirksam reduzieren (siehe Bild 2b).



a) unkoordiniertes Laden

b) koordiniertes Laden

Bild 2: Histogramm der Ladeleistungen am Hausanschluss

Die abgerufene Leistung wird im koordinierten Fall auf die Anschlussleistung beschränkt. Um den entsprechenden Ladeenergiebedarf zu decken, verlängert sich der Ladevorgang der EKfz gegenüber dem unkoordinierten Fall. Fahrzeuge, die dadurch nicht vollgeladen werden können treten im betrachteten Beispiel erst ab einer Anzahl von ca. 20 EKfz auf.

- [1] G. Preßmair, *Modellierung und Simulation von Lastprofilen batterieelektrischer Fahrzeuge zur Auslegung von Ladestationen in Wohnhausanlagen*, Universität für Bodenkultur Wien: Wien, Österreich, 2020.
- [2] J. Dickert, *Synthese von Zeitreihen elektrischer Lasten basierend auf technischen und sozialen Kennzahlen*, TUDpress: Dresden, Deutschland, 2016.
- [3] Statistisches Bundesamt, „Pkw-Dichte im Jahr 2022 erneut auf Rekordhoch“, <https://www.destatis.de/> [Zugriff am 06.09.2024].



Sasan Jacob Rasti, Dipl.-Ing.

Aggregation von Flexibilitäten in zellularen Energiesystemen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen mithilfe von Affiner Arithmetik

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels führen zu erheblichen Veränderungen in den Energiesystemen. Diese Entwicklungen machen die Energieerzeugung wetterabhängig und volatil und beanspruchen durch die Elektrifizierung die verfügbare Anschlusskapazität der Verteilnetze stark. Um den Anschlussbedarf elektrischer Verbraucher zu decken und die Netze weiterhin zuverlässig zu betreiben, ist es notwendig, den Netzbetrieb dynamischer zu gestalten und verfügbare Flexibilitäten zu nutzen.

In [1] wurde ein Beschreibungsmodell entwickelt, mit dem eine Leistungsflexibilität für beliebige Energieträger ι mithilfe von Affiner Arithmetik (AA) als Bereichsintervall $\langle P \rangle$ darstellen kann (siehe Bild 1). Bei n_i Energieträgern ergeben sich $n_k = 2^{n_i} - 1$ mögliche Kombinationen der Energieträger und somit n_k Flexibilitätsterme. Mathematisch kann die Leistungsflexibilität $\langle P \rangle$ als affine Größe wie folgt angegeben werden [1]:

$$\langle P \rangle = P^l + P_1^{pd} \cdot \varepsilon_1 + \dots + P_k^{pd} \cdot \varepsilon_k + P_{n_k}^{pd} \cdot \varepsilon_{n_k} \tag{1}$$

P^l stellt den Flexibilitätsmittelpunkt, P_k^{pd} den möglichen Ausschlag um den Leistungsmittelpunkt und ε_k eine symbolische Größe dar, die im Intervall zwischen $-1 \dots 1$ liegt.

Mithilfe geeigneter Technologiemodelle, wie in [2] beschrieben, können für jede Teillast a an einem Knoten x statische Leistungsbereiche gebildet werden, die mithilfe des Modells aus [1] zu Teilleistungsflexibilitäten $\langle P_a \rangle$ konvertiert und anschließend zur affinen Knotenleistungsflexibilität $\langle P_x \rangle$ aufsummiert werden (Bild 1). Sie besteht aus 7 Flexibilitätstermen, von denen aber nur 4 Terme Werte ungleich 0 aufweisen (Bild 2)

Leistungsflexibilität $\langle P_x \rangle$ in kW

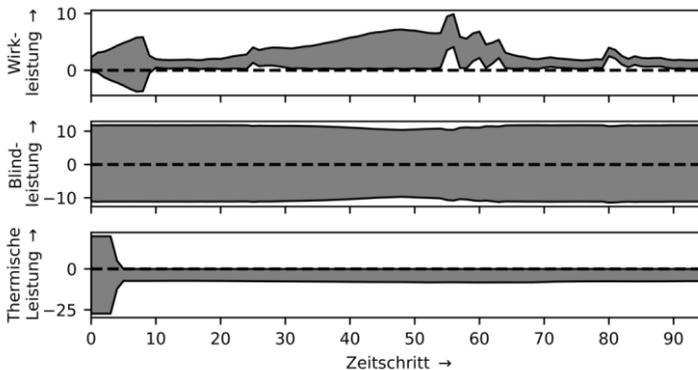


Bild 1: Beispielhafte Knotenleistungsflexibilität bestehend aus Haushaltslast, PV-Anlage, Batterie, Wärmepumpe und Warmwasserspeicher

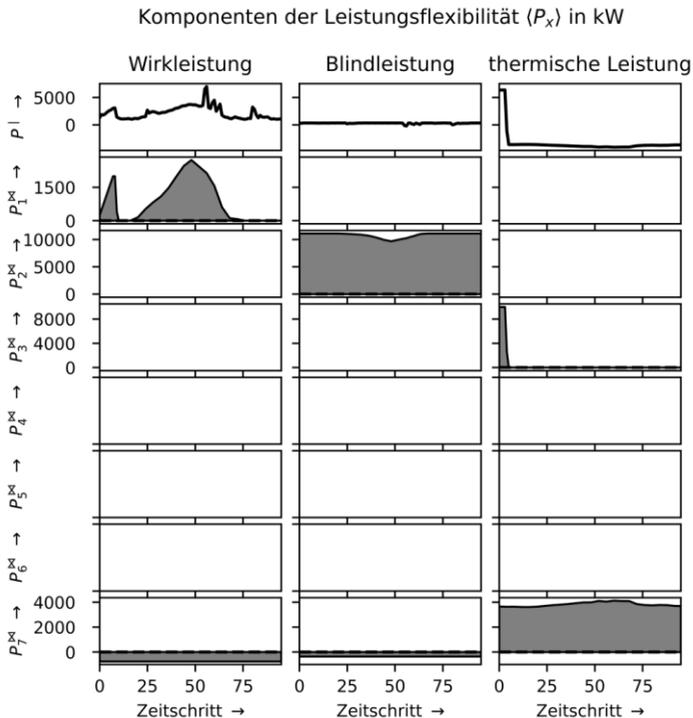


Bild 2: Flexibilitätsterme der beispielhaften Knotenleistungsflexibilität

Wegen einzuhaltender Netzrestriktionen, wie Leitungsauslastung, maximaler Trafoleistung und zulässigem Spannungsband, kann es notwendig sein, diese Flexibilität einzuschränken, um einen Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen zu gewährleisten.

Mithilfe der Rechenregeln der AA lässt sich eine Lastflussberechnung durchführen, die aber anstatt einem konkreten Betriebspunkt der Netzzustandsgrößen einen affinen Bereich möglicher Betriebspunkte für diese bestimmt. Durch die Zuhilfenahme der zulässigen Grenzwerte der elektrischen Prozessgrößen lässt sich ein weiterer Bereich erzeugen, der den zulässigen Gesamtbereich des Netzzustands darstellt. Da der resultierende Netzzustandsbereich von denselben Flexibilitätstermen wie die Knotenleistungen abhängt, lassen sich die Flexibilitätsterme durch die Ermittlung der Schnittmenge des affinen Bereichs sowie des zulässigen Bereichs so einschränken, dass jede Realisierung der errechneten Flexibilität in einem zulässigen Netzzustand resultiert. Der affine Leistungsbereich am Slack-Knoten des Netzes Z stellt dann abschließend dessen aggregierte Flexibilität (P_Z) dar.

- [1] S. J. Rasti und P. Schegner, "A Novel Approach to describe and aggregate Multi-Energy Flexibility in Cellular Energy Systems using Affine Arithmetic," in *ETG-Kongress 2021*, Wuppertal, Germany, 2021.
- [2] S. J. Rasti, H. Kramer, F. Flatter, P. Schegner, C. Weber und S. Goetz, "Generic technology models to simulate flexible operation in multi-energy cellular energy systems," in *CIGRE 2023*, Rome, Italy, 2023.



Ahmed Bahihodžić, M. Sc.

Investigation on frequency response of grid forming converters utilizing aggregated model

Supported by:



on the basis of a decision by the German Bundestag

Due to massive integration of renewable energy resources (RES) in power grids, inverter-based resources (IBRs) will become a significant part of power systems in the future. This paradigm change will affect the system in many different ways including system stability. By directly controlling voltage and frequency, grid forming (GFM) converters represent a viable solution for enhancing system stability and resiliency of interconnected network considering high penetration of power-electronic devices [1]. Since full-size model would be too complex to analyze grid with thousands of GFM converters, aggregated model is used instead. It is based on installed capacities and inertia contribution of generation units. Based on that, for a test bus shown in Figure 1 four blocks are differentiated: synchronous machine (SM), GFM, grid following (GFL), and load block. Different percentages for installed capacities with GFM capability are used for testing frequency response on test bus created in PowerFactory with different control systems based on GFM Converter templates in PowerFactory. Droop control (DC), Synchronverter Control (SC) and Virtual Synchronous Machine (VSM) control. SM block is represented as one equivalent SM with governor and excitation system for gas turbine. 'GFM Eq.' represents all generators with that capability having one of the control systems. 'GFL Wind' represents all wind turbines not having GFM capability, but being capable of providing inertia by releasing kinetic energy. 'BESS GFL' and 'GFL' in GFL block are used to emulate battery response, and all other production that does not have GFM capability respectively. All elements in GFM and GFL block are already tested on CIGRE Benchmark

model where it is proven that the presence of a GFM generator can help the system to stabilize after the loss of synchronous generators. A GFL converter can contribute by changing its power-up ramp rate. Installed capacities are based on 50Hertz Scenario 2037C [2]. Simulation is performed for case of load increase of 5% at $t = 1s$. Frequency response is shown in Figure 2 and 3. Results show that higher percentage of GFM converters lead to higher frequency nadir and lower ROCOF values. Lowest frequency nadir is in case with no GFM converter in the grid. However, overall response in period longer than 1 second after the event shows that without additional response or proper parametrization of control system, the frequency can fall below 49.5 Hz (case of 20% GFM converters with VSM control).

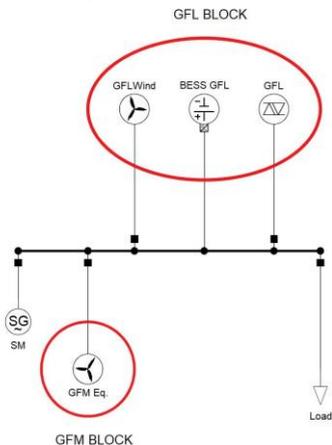


Figure 1: Test bus in PowerFactory

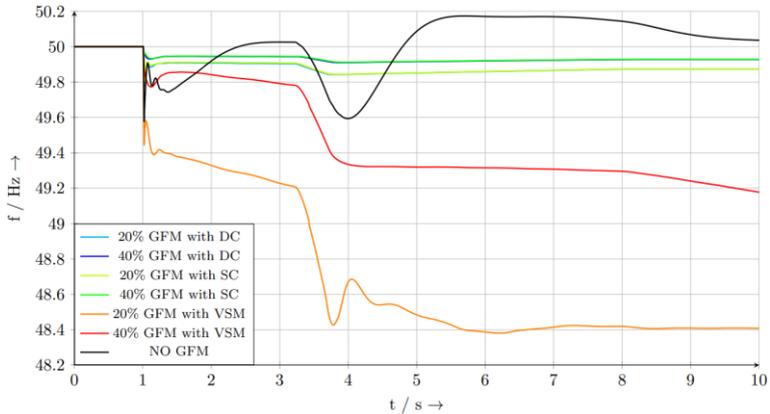


Figure 2: Frequency response for load increase of 5% at $t = 1$ s for $0 \text{ s} < t < 10 \text{ s}$

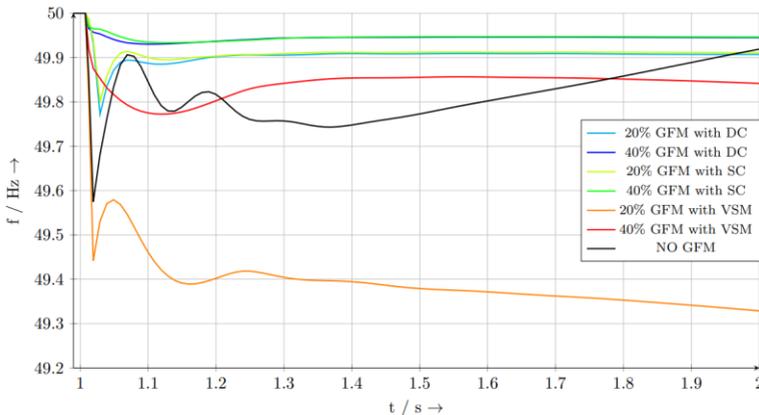


Figure 3: Frequency response for load increase of 5% at $t = 1$ s for $1 \text{ s} < t < 2 \text{ s}$

Active power output of SM, GFM and GFL block behaves in expected manner with SM and GFM trying to stabilize frequency by increasing power injection to match load demand. 'GFL Wind' and 'GFL BESS' increase their power output due to load increase. 'GFL' representing generation units without GFM and inertia capability reduces its active power, providing no support to match increased load demand. Due to that, system with higher percentage of GFM converters provide frequency response with lower frequency nadir and lower ROCOF.

[1] Roberto Rosso; Xiongfei Wang; Marco Liserre; Xiaonan Lu; Soenke Engelken, „Grid-forming converters: an overview of control approaches and future trends,“ in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Detroit, MI, USA, 2020.

[2] T. Drees, B. Greve, C. Brehm und C. Halici, *Netzentwicklungsplan Strom 2037*. Deutschland: 2023.



Maximilian Schmidt, Dr.-Ing.

Konzeption einer Hardware-in-the-Loop-Umgebung zur Erprobung der DIGITECHNETZ-Plattform

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Integration von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen stellt eine Herausforderung für die bestehenden Niederspannungsnetze dar. Aus Simulationsrechnungen in [1] ging hervor, dass im Jahr 2035 in 31 % aller Ortsnetze eine Überlastung von Betriebsmitteln auftreten könnte. Aufgrund von hohem Personalaufwand, organisatorischen Hürden und finanziellen Aspekten ist ein zeitgleicher Netzausbau aller betroffener Niederspannungsnetze nicht zu bewältigen. Stattdessen wird ein bedarfsorientierter Netzausbau in Verbindung mit einer aktiven Netzführung benötigt. Eine aktive Netzführung zeichnet sich durch einen hohen Grad der Automatisierung aus und beinhaltet ein automatisiertes Engpassmanagement als wesentliche Betriebsführungsaufgabe. Dies erfordert den Einsatz digitaler Infrastruktur. Insbesondere Sensoren und Aktoren sind unerlässlich, um die *Beobachtbarkeit* und *Steuerbarkeit* dieser Netze zu erreichen. Diese beiden Eigenschaften bilden die Voraussetzung für einen automatisierten Netzbetrieb, der die Identifizierung kritischer Belastungssituationen, die Behebung von Netzüberlastungen und die Priorisierung von Netzausbaumaßnahmen für häufig überlastete Netze ermöglicht.

Im Rahmen des Projekts DIGITECHNETZ wird eine Dienstplattform entwickelt, um Digitalisierungs- und Automatisierungstechnologien für einen aktiven Niederspannungsnetzbetrieb zu untersuchen. Die auf dieser Plattform implementierten Dienste sind hierarchisch und modular organisiert (Bild 1). Die Basis-Dienste ermöglichen die Datenspeicherung, -aggregation, -kompression sowie den Datenempfang von Feldmesstechnik. Entscheidungsunterstützende Dienste (Mehrwert-Dienste) verarbeiten diese Daten und bereiten Informationen für die Dienste der *Höheren Entscheidung und Optimierung* (HEO-Dienste) auf. Die HEO-Dienste leiten basierend auf diesen angereicherten Informationen automatisiert Entscheidungen bspw. hinsichtlich kritischer Netzsituationen ab. Aus dem Zusammenspiel der Dienste resultieren Funktionsmodule, wie die *Netzüberwachung*, das *Engpassmanagement* und die *Visualisierung* von Daten für dezentrale Einsatzkräfte. Detailliertere Informationen zum Plattformkonzept können [2] entnommen werden.

Das Projekt ist in drei Implementierungsphasen unterteilt: simulative Untersuchungen, Hardware-in-the-Loop-Tests (HiL-Tests) und die praktische Umsetzung in Pilot-Niederspannungsnetzen. Die HiL-Tests stellen einen zentralen Teil des Projekts dar, da sie den Betrieb der Plattform in einer isolierten IT-Umgebung unter realitätsnahen Bedingungen ermöglichen. Erst nach dem erfolgreichen Abschluss der HiL-Tests wird das qualifizierte System in den Produktivbetrieb des Netzbetreibers integriert.

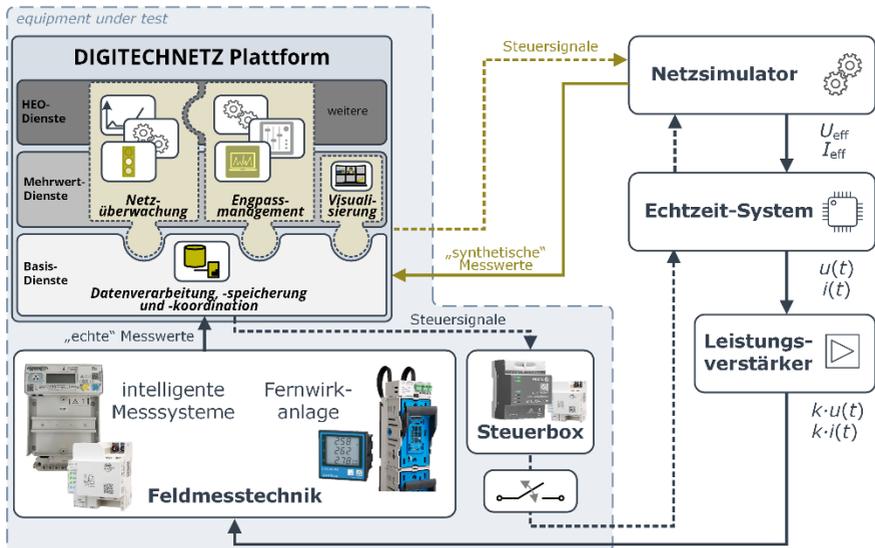


Bild 1: Übersicht des Hardware-in-the-Loop Aufbaus

Den HiL-Tests gehen Schnittstellentests sowie Software-in-the-Loop (SiL)-Tests voraus. Dabei umfassen die Schnittstellentests nicht nur die Schnittstellen der Plattform, sondern auch die Schnittstellen des Messstellenbetreibers zur Steuerung von Geräten und zum Abrufen von Messinformationen. Gegenstand des SiL-Tests ist die korrekte Integration und das Zusammenspiel der Plattformdienste. Dazu wird das Niederspannungsnetz mithilfe eines digitalen Zwillinges in einem Netzsimulator nachgebildet. Basierend auf synthetischen Messwerten des Netzsimulators werden die Funktionsmodule unter definierten Bedingungen erprobt und Steuersignale an den Netzsimulator zurückgespielt. In den darauf aufbauenden HiL-Tests werden ausgewählte Simulationsgrößen aus dem Netzsimulator über ein Echtzeit-System extrahiert und mittels Leistungsverstärker als Primärgrößen der Feldmesstechnik eingestellt. Diese realen Prozessgrößen werden somit von den Laborexemplaren der im Pilotnetz eingesetzten Messgeräte erfasst und über den tatsächlichen Kommunikationskanal an die DIGITECHNETZ-Plattform übertragen. Sofern eine notwendige Steuerhandlung durch das Funktionsmodul *Engpassmanagement* festgestellt wurde, erfolgt die Ausgabe des Steuersignals an eine Steuerbox mit Rückkopplung in die Simulationsumgebung. Dieses Zusammenspiel zwischen DIGITECHNETZ-Plattform, echter Feldmesstechnik und dem digitalen Zwilling des Niederspannungsnetzes ermöglicht es, verschiedene Szenarien in Bezug auf Netzbelastung, Kommunikationsfehler, Latenzzeiten und andere Aspekte zu untersuchen.

- [1] P. Godron, et al., *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können*. Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V: Berlin, Deutschland, 2023.
- [2] L. Fiedler, et al., "DIGITECHNETZ – A smart grid platform enabling an active operation of low voltage distribution grids," at *CIREC Vienna Workshop 2024*, Wien, Österreich, 19.-20. Juni 2024.

Publikationen

Vorträge

M. Bruhns, P. Schegner:

Untersuchung von Störlichtbögen in Gleichstromsystemen – Klassifizierung und Anlagenschutz .

Workshop „Störlichtbögen in der Niederspannung“,
Speyer, 04.-05.06.2024.

M. Domagk:

Analysis and Visualization of Large-Scale Power Quality Monitoring Campaigns.

Panel Session: Power Quality Data Analysis - 21st International Conference on Harmonics and Quality of Power,

Chengdu, China, 17.10.2024.

J. Meyer:

Panel Session on Revisiting Harmonic Phasors in Intelligent Networks: Concept, Algorithms, Estimation, Measurement, Implementation, and Applications: The Prevailing Harmonic Phasor: Calculation and application examples.

IEEE PES General Meeting,
Seattle, USA, 21.-25.07.2024.

J. Meyer:

Challenges related to harmonics and supraharmonics in future power systems (from a German perspective).

Invited guest lecture at University of Wollongong,
Wollongong, Australien, 16.08.2024.

J. Meyer:

Managing harmonic emission of customer installations based on IEC principles: The German-Austrian-Swiss-Czech approach.

CEPRI/APQI Joint Workshop on Harmonic Emission Limits,
Peking, China, 10.10.2024.

J. Meyer, R. Stiegler:

PRINCE: Project on flicker Irritability in Networks with Contemporary Equipment: Status Update.

IEEE PES General Meeting,
Seattle, USA, 21.-25.07.2024.

R. Stiegler, D. Scherbarth:

Beitrag von STATCOM-Anlagen zur Netzstabilität und Spannungsqualität.

7. Konf. des Interessensverbandes Netzimpedanz: Netze, Stabilität und Ausfallsicherheit,
Hamburg, 5.9.2024.

Fachartikel

A. M. Blanco, J. Meyer, M. Lindner:

Influence of measurement uncertainty of Power Quality instruments on Harmonic State Estimation.

14th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, Caserta, Italy, 2024.

A. M. Blanco, J. Meyer, M. Halpin:

Novel harmonic emission limit concept for series-connected distorting installations connected to transmission systems.

21st International Conference on Harmonics and Quality of Power, Chengdu, China, 15.-18.10.2024.

A. M. Blanco, M. Domagk, J. Meyer, M. Lindner:

Flexible network model to study the impact of future changes in transmission systems on harmonic levels and impedance.

2024 CIGRE Paris Session, Paris, France, 2024.

J. Leide, M. Bruhns, P. Schegner:

Modellierung einer PEM-Elektrolyseanlage zur Untersuchung des Verhaltens bei DC-Kurzschlüssen für die Bewertung von Schutzkriterien.

18. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 14.-16.02.2024.

M. Bruhns, J. Urbank, C. Liebermann, P. Schegner:

Berücksichtigung der Eigenschaften stromstarker Störlichtbögen bei der Schutzsystemauslegung von Niederspannungsanlagen.

18. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 14.-16.02.2024.

M. Bruhns, C. Liebermann:

Kurzschlussstrombeitrag eines 50-kW-PEM Elektrolyseurs.

ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Leipzig, 05.-06.03.2024.

G. Todeschini, O. G. Olasunkanmi, S. Scholtz, M. Domagk, A. M. Blanco, J. Meyer:

Sensitivity Analysis of Distribution System Harmonic Impedance and Impact on Transmission System.

21st International Conference on Harmonics and Quality of Power, Chengdu, China, 15.-18.10.2024.

M. Domagk, A. M. Blanco, J. Meyer, G. Todeschini:
Identification of Equivalent Impedance Models of Downstream Networks for Harmonic Studies in Extra High Voltage Systems.
21st International Conference on Harmonics and Quality of Power,
Chengdu, China, 15.-18.10.2024.

M. Domagk, J. Meyer, J. Kilter, R. Maripuu:
Use Cases for Power Quality Data Analysis: Case Study for the Estonian Transmission System.
21st International Conference on Harmonics and Quality of Power,
Chengdu, China, 15.-18.10.2024.

L. Fiedler, M. Schmidt, P. Schegner, S. Reichardt, M. Weisenstein, U. Schmidt, T. Wagner, H. Hänchen, L. Braun, L. Menke:
Digitechnetz – a smart grid platform enabling an active operation of low voltage distribution grids.
IET Conference Proceedings,
2024.

L. Fiedler, P. Schegner:
Categorization of approaches and methods for automation of low-voltage distribution networks.
Helgoland Power and Energy Conference 2023,
Helgoland, 14.-15.06.2023.

M. Hemken, R. Adam, C. Hildmann, S. Kraemer, K. Backhaus, P. Schegner, S. Rupp:
Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Netzkonzept.
1. DC Verteilnetztagung,
Hochschule Zittau/Görlitz, 11.-12.04.2024.

R. Herrmann, P. Schegner, W. Fischer, M. Mercker:
Spannungsschutz bei dezentraler Einspeisung.
18. Symposium Energieinnovation,
TU Graz, 14.-16.02.2024.

R. Herrmann, W. Fuchs, J. Meyer, P. Schegner, W. Fischer, M. Mercker:
Untersuchung von Verfahren zur Abschaltung dezentraler Erzeuger bei einpoligen Fehlern im Mittelspannungsnetz.
ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2024,
Congress Center Leipzig, 05.-06.03.2024.

F. Jani, M. Hemken, P. Schegner:

Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Schutzkonzept.

1. DC Verteilnetztagung,

Hochschule Zittau/Görlitz, 11.-12.04.2024.

E. Kaufhold, J. Meyer, J. Myrzik, P. Schegner:

Limits of Harmonic Stability Analysis for Commercially Available Single-Phase Inverters for Photovoltaic Applications.

Solar,

2024.

V. Khokhlov, M. Pourarab, J. Meyer:

Survey of Harmonic Emission Limits Utilization Based on Measurements in Medium Voltage Networks.

21st International Conference on Harmonics and Quality of Power, Chengdu, China, 15.-18.10.2024.

S. Krahmer, S. Ecklebe, P. Schegner, K. Röbenack:

Application of Stability Analysis of Q(V)-Characteristic Controls Related to the Converter-Driven Stability in Distribution Networks.

IEEE Transactions on Industry Applications, 2024.

C. Liebermann, J. Gnärig, R. Herrmann, R. Weiss, A. Hoffmann, S. Bernet:

Selektive Fehlerklärung durch angepasste Stromrichter-Strombegrenzung.

ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2024,

Congress Center Leipzig, 05.-06.03.2024.

C. Liebermann, P. Schegner:

Kompensation der Messunschärfe durch Leitungsunsymmetrien bei der Distanzberechnung.

18. Symposium Energieinnovation,

TU Graz, 14.-16.02.2024.

C. Liebermann, P. Schegner:

Effects of unfavorably transposed transmission lines.

IEEE Power and Energy Student Summit 2023,

Hochschule Bielefeld, 15.-17.11.2023.

C. Liebermann, P. Schegner:

Compensation of incorrect measurement results as a result of conduction unbalance during distance calculation after short-circuit tripping.
16th International Conference on Power System Technology,
The Soaltee Kathmandu, 04.-06.11.2024.

T. Nguyen, C. Liebermann, P. Schegner:

Erarbeitung eines Leitungsmodells zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderständen an den Erdungspunkten.
18. Symposium Energieinnovation,
TU Graz, 14.-16.02.2024.

T. Nguyen, C. Liebermann, P. Schegner:

Erarbeitung eines Leitungsmodells zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderstände an den Erdungspunkten.
Elektrotechnik und Informationstechnik,
2024.

S. Rupp, M. Hemken:

Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern über Mittelspannungs-DC-Netze.
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2024,
Universität Stuttgart, 11.-12.06.2024.

R. Stiegler, J. Meyer, J. Drápela, L. Kukačka:

Influence of Battery Storage Systems on the Flicker and Harmonic Emission of Prosumer Households.
21st International Conference on Harmonics and Quality of Power,
Tianfu International Convention Center, 15.-18.10.2024.

O. Zyabkina, M. Domagk, J. Meyer, T. Wang, D. Feng, A. Huang:

Automatic Identification of Harmonic Emission Patterns in Electricity Networks based on Clustering and Principal Component Analysis.
21st International Conference on Harmonics and Quality of Power,
Chengdu, China, 15.-18.10.2024.

Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze

Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Die Energiewende führt zum Wandel des Elektroenergieversorgungsnetzes. Neben der dezentralen Einspeisung elektrischer Energie insbesondere auf Ebene des Verteilnetzes werden zukünftig die zur Übertragung der elektrischen Leistung notwendigen Komponenten stärker belastet. Neue Anwendungsfelder elektrischer Komponenten führen zu neuen Anforderungen und Belastungsprofilen, die bei der Auslegung berücksichtigt werden müssen. Eine hohe Zuverlässigkeit und Sicherheit der Elektroenergieversorgung ist dabei gleichbleibend gefordert. Die Forschung auf dem Gebiet der Stromtragfähigkeit und Erwärmung, Hochspannungstechnik und den stromführenden Verbindungen ist dafür unerlässlich und stellt in der Gesamtheit ein Alleinstellungsmerkmal an der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze dar. Folgend werden die Schwerpunkte der Forschung in den einzelnen Fachgruppen vorgestellt.

Elektrische Kontakte und Verbindungen

Untersuchen von ruhenden, stromführenden Verbindungen in der Elektroenergie-technik seit über 40 Jahren:

Grundlagenforschung

- Untersuchen der Zusammenhänge des mechanischen, elektrischen und thermischen Kontaktverhaltens und der physikalischen Mechanismen der Alterung
- Bestimmen der elektrischen Material- und Kontaktwiderstände im Mikro- und Milliohm-Bereich
- Ermitteln verallgemeinerter Modellgrößen des mechanisch-elektrisch-thermischen Kontaktverhaltens
- Erarbeiten von Grundlagen zur Lebensdauerprognose
- Methoden zum Berechnen des Kontaktverhaltens und Modellieren der Alterung stromführender Kontakte und Verbindungen

Angewandte Forschung

- Auslegen sowie Untersuchen des Langzeitverhaltens und der Kurzschlussfestigkeit von Verbindungstechnik für Kabelleiter
- Einflussgrößen des Langzeitverhaltens stromführender Armaturen mit neuen sowie betriebsgealterten Freileitungsseilen
- Betriebs-, Reibverschleiß- und Kurzschlussverhalten von Ladesteckverbindungen in der E-Mobilität
- Beanspruchung der Kontaktelemente von Steckverbindungen in Drehstromanwendungen
- Quasistationäre mechanische Festigkeit umformtechnischer Fügeverbindungen und Korrelation mit dem Kontakt- und Langzeitverhalten
- Weiterentwickeln von Konstruktionsrichtlinien und Verfahren für elektrische Alterungsprüfungen

Hochspannungstechnik

Untersuchen von gasförmigen, flüssigen und festen Isolierstoffen:

Grundlagenforschung

- Durch- und Überschlagsspannung von Isolierstoffen & deren Systemen
- Strom-Zeit-Verhalten von Isolierwerkstoffen und -systemen als Antwort auf impulsförmige, harmonische oder stete Spannungsbelastung
- Prüf- und Messtechnik zum experimentellen Erfassen physikalischer Größen
- Statistische Bewertung der physikalischen Prozesse
- Elektrische Feldstärkeverteilung unter Berücksichtigung von Raumladungen
- Teilentladungen und Teilentladungsmodelle bei verzerrten Spannungen

Angewandte Forschung

- Weiterentwickeln von Prüfanforderungen für Betriebsmittel der HGÜ
- Messen von Teilentladungen bei Gleich- und Wechselspannung u.a. an gasisolierten Systemen und Kabelsystemen
- Untersuchen der Lebensdauer der Isoliersysteme drehender elektr. Maschinen
- Einfluss hoher Frequenzen und steiler Spannungsanstiege auf das Isoliervermögen drehender elektrischer Maschinen
- Isoliersysteme elektrischer Maschinen für das hybrid-elektrische Fliegen
- Reinigen von Industrieabwässern mit hochfrequenten Entladungen

Strombelastbarkeit und Erwärmung

Untersuchen der Strombelastbarkeit und Erwärmung elektrischer Betriebsmittel:

Grundlagenforschung

- Wärmequellen/ -übertragung in Gasen, Flüssigkeiten und Festkörpern
- Stromdichteverteilung in Mehrleiteranordnungen bei Wechsel- und Drehstrom unter Berücksichtigung des Proximity- und des Skin-Effekts
- Temperaturabhängigkeit von Widerständen elektr. Kontakte & Verbindungen
- Messen von Temperaturen auf Metall- und Kunststoffoberflächen
- Berechnen des Wärmeübergangs durch Konvektion in Gasen und Flüssigkeiten mit CFD
- Kühlmittelströmung in offenen und geschlossenen Umhüllungen

Angewandte Forschung

- Berechnen des thermischen Verhaltens von Betriebsmitteln
- Dimensionieren der Leiterquerschnitte von Hochstromanlagen
- Optimieren der Anordnung von Leitern z. B. in Armaturen
- Entwickeln rechnerischer Nachweis der Erwärmung von Energieverteileranlagen und Bordnetzen / -komponenten
- Koppeln der Methoden und Werkzeuge zum Berechnen der Wärmeübertragung und Optimieren von Wärmeflüssen
- Erwärmen der Komponenten und Systeme von beheizten Weichen in Bahnanlagen

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Elektrische Kontakte und Verbindungen“



Markus Gödicke, Dipl.-Ing.

Untersuchungen zum Einfluss von Werkstoff und Geometrie auf das Langzeitbetriebsverhalten von Pressverbindungen mit mehrdrähtigen Leitern

Der zuverlässige und sichere Transport elektrischer Leistung hat in den Verteilnetzen höchste Priorität. Diese Anforderungen werden unter anderem durch langzeitstabile stromführende Verbindungen gewährleistet. Darüber hinaus sollen diese Verbindungen wirtschaftlich ausgelegt werden bei gleichzeitig optimalem Kontakt- und Betriebsverhalten. Dazu wurde in der Vergangenheit der Einfluss von Material und Geometrie auf das elektrische und thermische Kontakt- und Langzeitverhalten von Pressverbindungen mit mehrdrähtigen Leitern untersucht [1]. Für die Versuche wurde ein mehrdrähtiger Leiter aus einer bisher nicht in der Kabeltechnik eingesetzten Aluminiumlegierung verwendet. Im letzten Projektschritt stand das Langzeitverhalten ausgewählter Verbindungen im Vordergrund. In den Versuchen zum Kontaktverhalten hatte sich gezeigt, dass mit Verbinderhülsen aus EN AW-6060 (AlMgSi) die beste Kombination aus Umformverhalten und elektrischem Kontaktverhalten der Verbindungen erreicht wurde. Aus diesem Grund wurde dieser Werkstoff für die Verbinder in den Langzeitversuchen ausgewählt. Für die Untersuchung des Langzeitverhaltens wurden die geometrischen Kenngrößen der Verbindungen variiert. Dazu zählten der Kompressionsfaktor, der Passungsfaktor, die Rillung der Innenseite der Pressverbinderhülse oder die Länge des Pressbereichs. Die Verbindungen wurden über 5000 h in einem stromdurchflossenen Langzeitversuch unter Laborbedingungen thermisch beansprucht. Für die Versuche wurden drei Stromkreise aufgebaut (Bild 1).

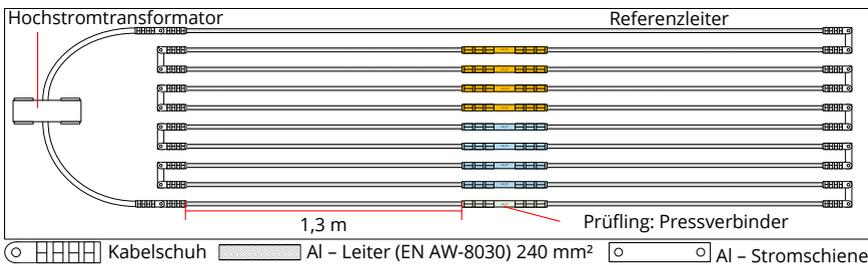


Bild 1: Schematische Abbildung eines Hochstromkreises der Langzeitversuche

Der eingespeiste Strom wurde durch eine Regelung so nachgeführt, dass die Temperatur am Referenzleiters mit 90°C bei einer Toleranz von 5 K eingestellt wurde. Zusätzlich erfolgten zyklische Widerstandsmessungen, am abgeschalteten Stromkreis bei Raumtemperatur.

Aus den gemessenen Verbindungswiderständen wurde der Gütefaktor der Verbindungen berechnet. Der Einfluss der untersuchten Verbindungslängen von 90 mm, 120 mm und 150 mm auf das elektrisch Betriebsverhalten wurde evaluiert (Bild 2).

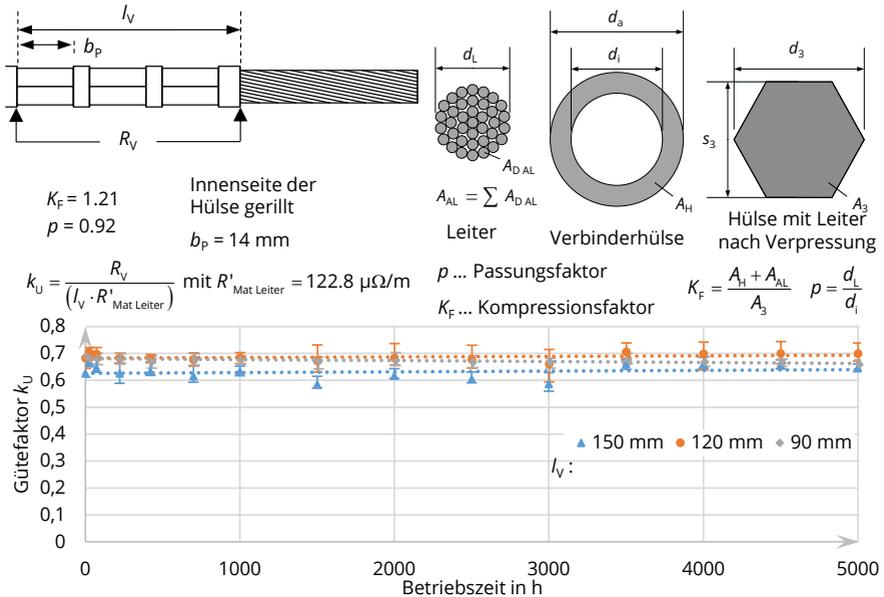


Bild 2: Mittelwert und Spannweite der Gütefaktoren von Verbindungen mit unterschiedlicher Länge des Pressbereichs

Der Mittelwert des Gütefaktors aller über die Versuchszeit für die drei betrachteten Versuchsreihen nahezu unverändert. Es zeigte sich jedoch, dass mit einem längeren Pressbereich ein niedrigerer Gütefaktor erreicht wurde. Diese Feststellung konnte im Wesentlichen durch die bessere Entkopplung der Stromübergänge an den axialen Enden der Verbindung bei zunehmender Verbindungslänge erklärt werden. Dies konnte mit der Berechnung der Stromverteilung entlang der Verbindung mittels eines elektrischen Modells gezeigt werden [2]. Da die Gütefaktoren der Verbindungen über die gesamte Versuchszeit deutlich geringer als der temperaturäquivalente Grenzgütefaktor $k_{UT-20} = 1,5$ waren, verhielten sich die Verbindungen über die Betriebszeit als Wärmesenken verglichen mit dem Referenzleiter. Dies konnte durch die gemessenen Verbindungstemperaturen bestätigt werden [2], sodass die Verbindungen ein stabiles elektrisch-thermisches Betriebsverhalten aufwiesen.

- [1] M. Gödicke, C. Hildmann und S. Schlegel, „Einfluss der Konstruktion von Pressverbindungen mit mehrdrähtigen Leitern aus Aluminiumlegierungen auf das elektrische Kontaktverhalten,“ in 27. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, Deutschland, 27.09.-29.09.2023, S. 138-147.
- [2] M. Gödicke, C. Hildmann, S. Schlegel und R. Xu, "Experimental and model-based investigation on the design of compression connections for stranded aluminum conductors on their electrical-thermal operating behavior," in 32nd International Conference on Electrical Contacts & 69th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Annapolis, MD, USA, 6.10.-10.10.2024, S. 58-65.



Christian Hildmann, Dr.-Ing.
Statistisches Beschreiben des elektrischen Kontaktverhaltens für Kontaktwerkstoffe der Elektroenergie-technik

Der elektrische Kontaktwiderstand realer Kontaktgeometrien ist im Ausgangszustand von einer Vielzahl von Einflussgrößen abhängig. Neben den elektrischen Eigenschaften der Kontaktwerkstoffe sowie der Kontaktkraft bzw. mechanischen Spannung in der Kontaktebene zwischen den Kontaktpartnern sind die Topologie der Kontaktflächen sowie Oxid- und Fremdschichten auf den Oberflächen entscheidend für die Höhe des Kontaktwiderstands. In Experimenten mit elektrischen Kontakten, deren Engewiderstand analytisch gut beschrieben werden kann, wird aufgrund der zahlreichen weiteren Einflussgrößen oftmals ein stochastisches Verhalten des Kontaktwiderstands ermittelt [1]. Um ein Werkzeug zur Verfügung zu haben, mit dem das elektrische Kontaktverhalten von Proben mit planer Oberflächen reproduzierbar und vergleichbar ermittelt werden kann, wurde eine spezielle Versuchseinrichtung konzipiert und aufgebaut (Bild 1).

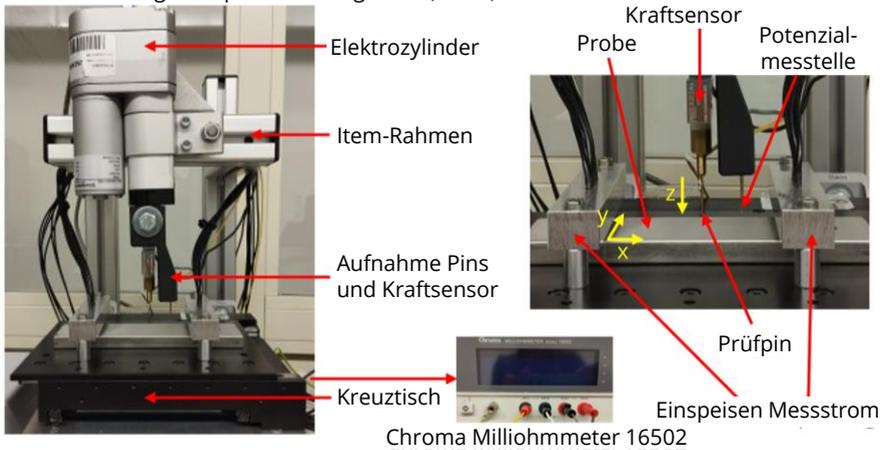


Bild 1: Versuchsanordnung zum Messen der Verteilung des Verbindungswiderstands planer Proben

Mit dieser ist es möglich, einen elektrischen Kontakt zwischen der Probe und einem goldbeschichteten Prüfpin mit halbkugelförmiger Kontaktfläche bei definierter Kontaktkraft herzustellen. Des Weiteren kann die Messposition auf der Probe in einem max. Raster von 102 mm x 102 mm mit einer Genauigkeit im einstelligen μm -Bereich über den Kreuztisch eingestellt werden. Die Kontaktkraft wird über einen Elektrozyylinder aufgebracht, der die vertikale Position kraftgeregelt einstellt. Dazu wird die Kontaktkraft über einen Kraftaufnehmer gemessen. Wenn die vorgegebene Kontaktkraft erreicht ist, triggert das System die Widerstandsmessung am angeschlossenen Milliohmmeter und der Verbindungswiderstand

wird zwischen dem Prüfpin und einem Potenzialmesspunkt auf der Probe gemessen. Die bei vergleichbaren Versuchsbedingungen gemessenen Verbindungswiderstände können statistisch ausgewertet werden. Dazu wurde eine gewichtete Verteilungsfunktion $F(R_K)$ aus Normal- und doppelter Exponentialverteilung verwendet (1). Mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate wurde die bestmögliche Anpassung der theoretischen Verteilungsfunktion an die gemessenen Verbindungswiderstände ermittelt.

$$F(R_K) = a e^{-e^{-\frac{\mu_{DE} - R_K}{\beta}}} + b \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{R_K} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\mu_{NV} - x}{\sigma} \right)^2} \text{ mit } a + b = 1 \text{ und } 0 \leq a \leq 1; 0 \leq b \leq 1 \quad (2)$$

μ_{DE} ... Lageparameter und β ... Skalenparameter der doppelten Exponentialverteilung
 μ_{NV} ... Mittelwert und σ ... Standardabweichung der Normalverteilung

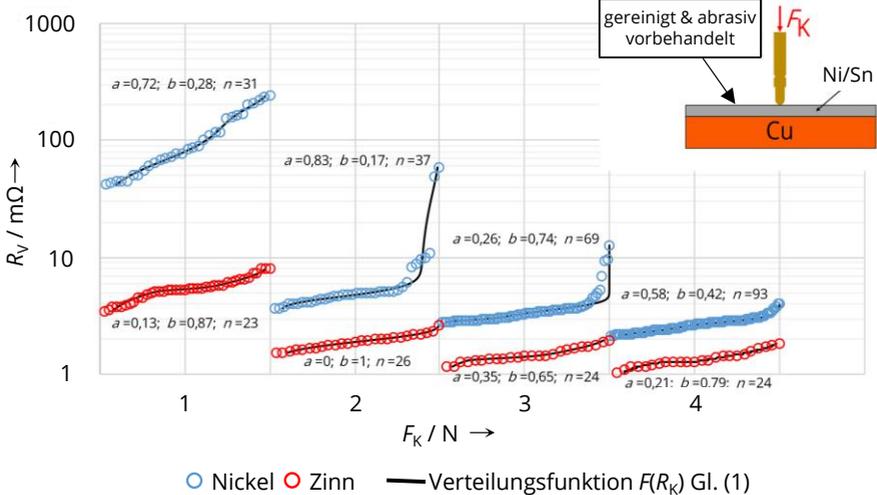


Bild 2: Verbindungswiderstand R_V abhängig von der Kontaktkraft F_K für zinn- und nickelbeschichtete Kontaktpartner (Probenanzahl je Versuchsreihe n , Gewichtungsparemeter a, b gem. (1))

Es wurden u. a. Versuche mit zinn- und nickelbeschichteten Kupferproben bei Kontakt-kraften von 1 N bis 4 N durchgeführt (Bild 2). Grundsätzlich werden die Verbindungswiderstände für alle Versuchsreihen gut mit der gewählten gewichteten Verteilungsfunktion beschrieben. Die Verbindungswiderstände des Modellkontakts mit den verzinneten Oberflächen sind vorrangig normalverteilt, was insbesondere auf großflächige Mikrokontakte und den geringen Einfluss von Oxidschichten auf der Zinnoberfläche zurückzuführen ist. Die Verbindungswiderstände mit der deutlich härteren vernickelten Oberfläche sind demgegenüber um ein vielfaches höher. Hier deutet sich tendenziell an, dass die Verbindungswiderstände bei geringen Kontaktkräften doppelt-exponentialverteilt und bei höheren Kontaktkräften vorrangig normalverteilt sind. Ziel zukünftiger Versuche ist es, die ermittelten Verteilungsfunktionen der Verbindungswiderstände mit weiteren Einflussparametern des Kontaktverhaltens wie den Rauheitsparametern der Kontaktflächen zu korrelieren.

[1] S. Sach und H. Schmidt: „Zweidimensionales Abbilden von Kontaktwiderständen“, in 26. *Albert-Keil-Kontaktseminar*, Karlsruhe, Deutschland, 30.03.- 01.04.2022.



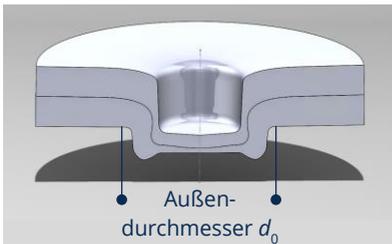
Max Huter, Dipl.-Ing.
**Elektrische Modelle von
 Clinchverbindungen**

Gefördert durch

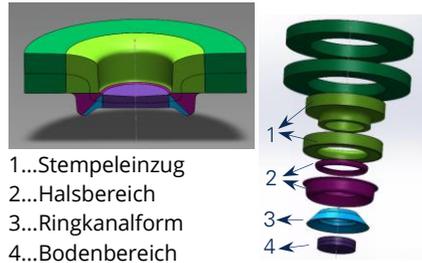


FKZ:
 011F00058E / 011F00059E

Die Elektrifizierung aller Bereiche des täglichen Lebens sowie in der Industrie erhöht den Bedarf an elektrischen Baugruppen und Komponenten in zahlreichen Anwendungsfeldern. Weiter erfordern die internationalen Klimaziele, neue ressourcenschonende Fertigungsverfahren zu entwickeln und zu nutzen. Eines dieser Fügeverfahren, welches sich sowohl für den mechanischen als auch den elektrischen Einsatz eignet, ist das Clinchen (Bild 1a) [1]. Clinchverbindungen sind bereits in mechanischen und in elektrischen Anwendungen, wie Batteriesystemen, Schaltanlagen oder Rahmenkonstruktionen im Einsatz. Um das Anwendungsspektrum zu erweitern und Anforderungen für das reproduzierbare Fertigen von Clinchverbindungen zu definieren, ist es erforderlich, das elektrische Kontaktverhalten von Clinchverbindungen detailliert zu analysieren.



(a) Schnittbild Clinchpunkt



(a) In Bereiche unterteilter Clinchpunkt

Bild 1: Ausprägung und charakteristische Unterteilung eines Clinchpunktes

Das elektrische Kontaktverhalten wird in der Regel mit dem Verbindungswiderstand bewertet, der experimentell gemessen werden kann. Um das Kontaktverhalten der Verbindung unabhängig von den im Verbindungswiderstand enthaltenen Materialwiderständen zu ermitteln, ist es notwendig, FE-Modelle des elektrischen Strömungsfelds in den Verbindungen aufzubauen. Mit diesen FE-Modellen können darüber hinaus die Potential- und die Stromverteilung ermittelt werden (Bild 2a).

Durch die Alterung einer Clinchverbindung im Betrieb kann sich der Kontaktwiderstand und damit der Verbindungswiderstand erhöhen, was zu einer erhöhten thermischen Verlustleistung und bis zum elektrischen Ausfall der Verbindung führen kann. Ein geringer Kontaktwiderstand im Ausgangszustand führt dabei in der Regel zu einem stabileren Langzeitverhalten. Entsprechend ist es wichtig, Kenngrößen der Clinchverbindung zu identifizieren, welche sich auf den Kontaktwiderstand auswirken, um einen reproduzierbaren niedrigen Kontaktwiderstand fügen zu können.

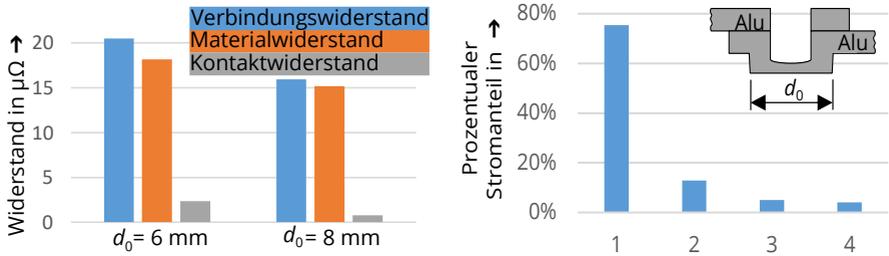


Bild 2: (a) Verbindungswiderstandes R_V sowie dessen Anteile Material- R_M und Kontaktwiderstand R_K (b) Prozentualer Anteil des Stroms in Prozent für vier charakteristischen Bereiche einer Clinchverbindung $d_0 = 8 \text{ mm}$

Im FE-Modell wurde der Clinchpunkt in die charakteristischen Bereiche Stempeleinzug (1), Halsbereich (2), Ringkanalform (3) und Bodenbereich (4) unterteilt (Bild 1b) und die prozentualen Anteile des fließenden Gesamtstroms im jeweiligen Bereich berechnet. Für die einzelnen Kontaktflächen der jeweiligen Bereiche wurden spezifische Flächenleitwerte parametrisiert, welche experimentell ermittelt wurden [2]. Das FE-Modell wurde weiterhin mit in den vorherigen Untersuchungen gemessenen Verbindungswiderständen verifiziert.

Im Stempeleinzug kommutiert (1) der größte Anteil des fließenden Stroms von einem Kontaktpartner auf den anderen (Bild 2b). Dies führt zu dem Schluss, dass aufgrund des geringen Materialquerschnitts im Halsbereich (1), in der Ringkanalform (2) und im Bodenbereiches der Strompfad deutlich hochohmiger ist als der im Stempeleinzug (1). Damit ist insbesondere der Kontaktwiderstand im Stempeleinzug (1) von großer Bedeutung für das elektrische Kontakt- und Langzeitverhalten der gesamten Verbindung. Aufbauend auf dieser Erkenntnis kann in Parameterstudien ermittelt werden, wie gezielt optimale Kontaktwiderstände sowie wichtige Randbedingungen für ein stabiles Langzeitverhalten in diesem Bereich erreicht werden können. Auch kann als Ergebnis dieser FE-Berechnung direkt der Kontaktwiderstand als Bewertungskriterium des Kontaktverhaltens von Clinchverbindungen neben dem Gütefaktor und Verbindungswiderstand verwendet werden.

- [1] J. Dietrich, „Fügen durch Umformen,“ in *Praxis der Umformtechnik*. Springer Vieweg: Wiesbaden, Deutschland, 2018.
- [2] U. Füssel, J. Kalich, S. Großmann, S. Schlegel und J. Schmid, *Elektrisches Eigenschaftsprofil umformtechnischer Fügeverbindungen*. Europäische Forschungsgesellschaft für Blechverarbeitung e.V.: Hannover, Deutschland, 2014.



Michelle Pomsel, Dipl.-Ing.

Untersuchungen zur Temperaturverteilung in Steckverbindungen im Drehstromsystem bei kurzzeitiger Strombelastung

Gefördert durch



Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb von Hochstromsteckverbindern ist es erforderlich, die Belastungsgrößen für die jeweiligen Anwendungssituationen zu kennen. Die Belastbarkeit von Hochstromsteckverbindern mit Kurzzeitströmen wurde bisher durch aufwendige Kurzschlussprüfungen bei einphasigen Anordnungen ermittelt. Demgegenüber sind die Stromdichten insbesondere durch den Proximity-Effekt in dreiphasigen Anwendungen lokal erhöht [1, 2]. Zudem können elektromagnetische Kräfte während des Kurzschlusses oder außermittiges Stecken zu einer ungleichmäßigen mechanischen Belastung des Kontaktelements führen. Dies beeinflusst die Verteilung der Kontaktwiderstände am Kontaktelement. An Kontakten mit lokal verringerten Kontaktwiderständen ist die Stromdichte erhöht. Eine resultierende lokal erhöhte Erwärmung kann Verschweißen und ggf. thermisches Versagen der elektrischen Kontakte auslösen.

Um die Erwärmung von Steckverbindungen im Drehstromsystem zu evaluieren, wird eine dreiphasige Modellanordnung entwickelt (Bild 1- rechts). Jede Phase besteht aus Kupferleitern und enthält jeweils einen Gabelsteckverbinder mit zwei Kontaktelementen aus versilbertem Cu-ETP. Zusätzlich zu entsprechenden experimentellen Untersuchungen wird ein elektromagnetisch-thermisches Finite-Elemente-Modell (FEM) entwickelt, um die Temperaturverteilung in den Kontaktelementen von Steckverbindungen zu berechnen. Im Modell wurden zwischen Kontaktelement und Leitern gleichmäßig und ungleichmäßig verteilte Kontaktwiderstände berücksichtigt. Die daraus resultierenden berechneten Temperaturen der Kontaktelemente wurden ausgewertet (Bild 1).

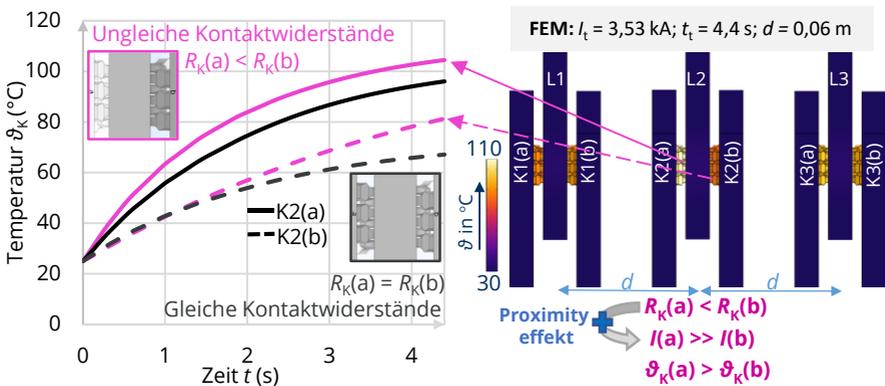


Bild 1: Temperaturverlauf und -verteilung in den Kontaktelementen der drei Phasen des Drehstromsystems bei Belastung mit $I_k = 3,53$ kA für $t_t = 4,4$ s, in der Simulation (FEM)

Es wurde festgestellt, dass eine ungleichmäßige thermische Beanspruchung der Steckverbindungen der drei Phasen und der Kontaktelemente innerhalb einer Phase auftreten kann (Bild 1). Generell ist die Temperaturdifferenz zwischen den beiden Kontaktelementen in der Phase L2 am höchsten und in der Phase L1 am geringsten. Die maximale Temperatur nach einer Strombelastung von $I_k = 3,53$ kA für eine Belastungsdauer von 4,4 s beträgt 96 °C und tritt in der Phase L2 am Kontaktelement K2(a) auf. Bei gleicher Einfederung der Kontaktelemente und einer daraus resultierenden gleichmäßigen Widerstandsverteilung führt der Proximity-Effekt für geringe Leitermittenabstände zu einer ungleichmäßigen Stromdichte- und daraus resultierenden Temperaturverteilung zwischen den Kontaktelementen einer Phase. Werden die Kontaktelemente unsymmetrisch eingefedert, wird die Stromdichteverteilung zusätzlich von der Verteilung der Kontaktwiderstände beeinflusst. Die Folge ist eine insgesamt erhöhte Verlustleistung und damit einhergehend stärkere Erwärmung beider Kontaktelemente innerhalb des Leiters (Bild 1 - links). Damit ist die ungleichmäßige Kontaktwiderstandsverteilung der thermisch kritischere Belastungsfall. Zur Validierung des FE-Modells wurde eine entsprechende Versuchsanordnung mit Dreiphasenwechselstrom belastet. Die Erwärmung der Kontaktelemente aus dem Berechnungsmodell (Bild 2 - Mitte) wird mit der Thermographie-Aufnahme (Bild 2 - rechts) verglichen (Bild 2). Es betätigt sich, dass das dem Leiter L1 zugewandte Kontaktelement der Phase L2 deutlich stärker erwärmt wird als das dem Leiter L3 zugewandte Kontaktelement. Die numerisch als auch experimentell ermittelten Temperaturverläufe stimmen mit Abweichungen von unter 2 K überein (Bild 2, links).

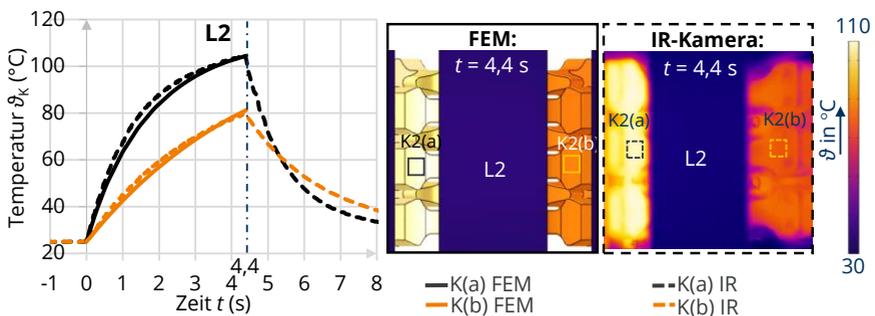


Bild 2: Numerisch (links) und experimentell (rechts) ermittelte Temperaturverteilung zum Zeitpunkt $t_t = 4,4$ s und Temperaturverläufe bei geringem Leitermittenabstand ($d = 0,06$ m)

Das validierte FE-Modell kann genutzt werden, um die Belastung der Steckverbindungen in dreiphasigen Anwendungen präzise berechnen zu können und kritische Belastungsszenarien für die Kontaktelemente in Drehstromsystemen zu identifizieren.

- [1] M. Pomsel, C. Hildmann, S. Schlegel, T. Israel und T. Kufner, „Electric-thermal stresses of three-phase loaded plug-in connectors considering an uneven contact resistance distribution,“ in *IEEE ICEC & Holm Conference*, Annapolis, MD, USA, Okt. 2024.
- [2] X. Guan, B. Kang, N. Shu, Q. Yan, und Z. Li, „Transient current distribution and force analysis of three phase enclosure type GIB based on field-circuit coupling FEM method,“ *Applied Computational Electromagnetics Society Journal*, Bd. 30, S. 1223–1231, 2015.



Moritz Ullrich, Dipl.-Ing.

**Ladesteckverbindungen in der Elektromobilität –
Untersuchungen zur Zuverlässigkeit und
Sicherheit**

Im Rahmen der angestrebten Verkehrswende wird der Anteil elektrisch angetriebener Fahrzeuge im Straßenverkehr stetig steigen. Besonders beim Zurücklegen von Wegstrecken mit mehreren hundert Kilometern ist das Schnellladen (DC-Laden) mit Ladeleistungen von 400 kW ein zentraler Baustein, damit gegenüber dem Auftanken von fossilen Kraftstoffen konkurrenzfähige Ladezeiten erreicht werden.

Als Schnittstelle zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug dient das europaweit eingesetzte CCS2-Interface (Combined Charging System) für die Steckverbindung (Bild 1 a)). Normativ sind für diese nach DIN EN IEC 62196-1:2023-12 Ladeströme von bis zu 800 A zulässig sowie eine Lebensdauer von 10.000 Steckzyklen gefordert [1]. Bisherige Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass die Steckverbindungen in der Realität bereits nach einigen hundert Steckzyklen stark verschlissen sein können (Bild 1 b)). Diese Diskrepanz zu den normativen Anforderungen ist ein technisches Risiko für den Betrieb der Ladeinfrastruktur und bisher nicht verstanden.

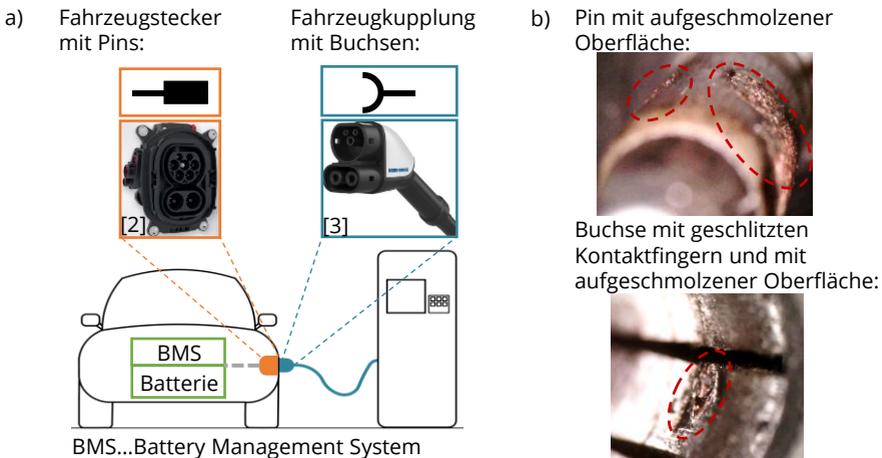


Bild 1: a) Ladesystem zum DC-Schnellladen b) geschädigte Oberflächen einer Ladesteckverbindung

Im Rahmen dieses Projektes soll die praxisnahe betriebliche Alterung der Verbindungen durch den Reibverschleiß sowie das dynamische elektrisch-thermische Betriebsverhalten untersucht werden. Dafür werden Alterungszuständen im Betrieb eingesetzter Verbindungen in Feldstudien diagnostiziert, um diese nachfolgend mit jenen der Reibverschleißversuche aus dem Labor zu vergleichen.

In diesem Beitrag werden die Ergebnisse der Feldstudie der betriebsgealterten Buchsen mit geschlitzten Kontaktfingern (Tulpenkontakte) vorgestellt (Bild 2). Zum Messen des Verbindungswiderstandes wird als Kontaktpartner ein Pin mit einer neuwertigen Beschichtung eingesetzt. Da die Kontaktkraft der Buchsen nur unter hohem Aufwand zu ermitteln ist, wird nachfolgend die Steckkraft als mechanische Größe ausgewertet. Im Betrieb kann sich die Kontaktkraft durch verschiedene Einflüsse wie z. B.: schräges Stecken oder bleibende plastische Verformung gegenüber dem Neuzustand verringern. Dadurch kann sich der Verbindungswiderstand erhöhen (Bild 2). Weitere Einflüsse wie der Reibverschleiß und Fremdpartikeleintrag können diesen zusätzlich erhöhen. Die Messergebnisse zeigen, dass im Betrieb Verbindungswiderstände auftreten können, welche den Neuzustand um das mehr als 25-fache übersteigen. Die daraus resultierende stärkere Erwärmung der Verbindung während des Ladevorganges kann zu einer Verringerung der Ladeleistung führen, um vorgegebene Grenztemperaturen einzuhalten. Solche Verbindungen sind als nicht zuverlässig für den Betrieb zu bewerten.

Eine erste Kategorisierung der Verbindungswiderstände in drei farblich getrennte Gruppen zeigt, dass bei einer Steckkraft größer 6 N ein geringer Verbindungswiderstand ermittelt wird. Bei geringeren Steckkräften von (3 ... 6) N ist der Verbindungswiderstand im Mittel demgegenüber teils stark erhöht. Bei Steckkräften geringer als 3 N ist keine klare Korrelation zwischen Steckkraft und Verbindungswiderstand feststellbar und die Verbindungswiderstände teils mehr als 25-fach höher als im Ausgangszustand.

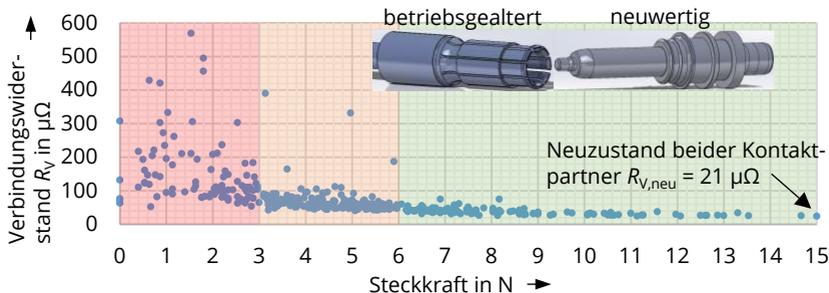


Bild 2: Verbindungswiderstand in Abhängigkeit der Steckkraft von 380 vermessenen Buchsen nach dem Einsatz im Feld

- [1] *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker – Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen*, DIN EN 62196-1:2023-12, 2023.
- [2] TE Connectivity (TE), "AMP+ Charging Inlets, Type 2, AC & CCS (Combined Charging System)," [Online] Zugriffen: 05. Nov. 2024. <https://www.te.com/en/products/connectors/automotive-connectors/intersection/amp-plus-charging-inlets/charging-inlet-type-2.html?tab=pgp-story>
- [3] HUBER+SUHNER, „High Power Charging (HPC).“ [Online] Zugriffen: 05. Nov. 2024. <https://www.hubersuhner.com/en/markets/industry/ev-charging-infrastructure/ev-fast-charging/high-power-charging-hpc>

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Hochspannungstechnik“



Lena Elspaß, Dipl.-Ing.

Thermomechanische Belastung von Isoliersystemen rotierender Hochspannungsmotoren: Einfluss des Zeitverzuges zwischen Belastung und diagnostischer Messung

Gefördert durch



Der dynamische Betrieb rotierender Hochspannungsmaschinen führt zu einer thermomechanischen Belastung des Isoliersystems. Das Isoliersystem ist ein Verbundwerkstoff bestehend aus einem Trägermaterial und einem polymeren Matrixmaterial. Typische Untersuchungen, um mögliche Alterungsmechanismen infolge des dynamischen Betriebs zu ermitteln, basieren auf diagnostischen Trendmessungen über verschiedene Belastungszyklen. Häufig wird dabei die Teilentladungsmessung eingesetzt. [1]

Aufgrund der viskoelastischen Charakteristik des Matrixmaterials ist bei mechanischer Belastung eine Abhängigkeit der Messergebnisse hinsichtlich der Zeit, die zwischen Belastung und Diagnosemessung vergeht, zu erwarten. Dieser Zusammenhang wird anhand von fünf vereinfachten Prüflingen (S1, S2, S3, S4, S5, Bild 1) und einer nachgestellten Belastung (Bild 2) untersucht [2]. Dazu wird mithilfe einer Zug-Druck-Maschine der Innenleiter des Prüflings gegenüber der Nutnachbildung geringfügig um 0,1 mm deplatziert. Das führt Scherspannungen im Isoliersystem herbei, die denen im dynamischen Betrieb ähneln. Teilentladungsmessungen werden an den Prüflingen direkt nach dem Einbringen der Scherspannungsbelastung ebenso wie nach (4, 24, 48, 120, 168) h durchgeführt und die Messwerte verglichen (Bild 3).

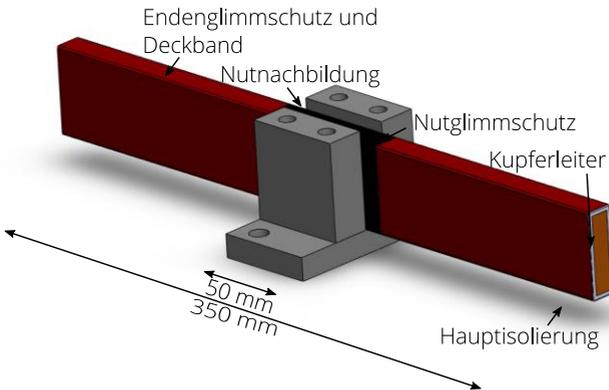


Bild 1: Aufbau des Prüflings



Bild 2: Prüfling in Zug-Druck-Maschine

Wird das Isoliersystem nur geringfügig durch eine Scherspannung belastet, tritt kein mechanisches Versagen auf. Stattdessen verformt sich das Isoliersystem viskoelastisch. Dies ist ein partiell reversibler Vorgang, unter Beachtung einer zeitlichen Abhängigkeit des Reversionsprozesses. Dieses Verhalten spiegelt sich in den Messwerten der scheinbaren Ladung Q_{norm} (Bild 3 a) sowie der Impulshäufigkeit n_{norm} (Bild 3 b) wider. Die Werte sind jeweils auf den ersten Wert, der direkt nach der Belastung aufgezeichnet wurde, normiert.

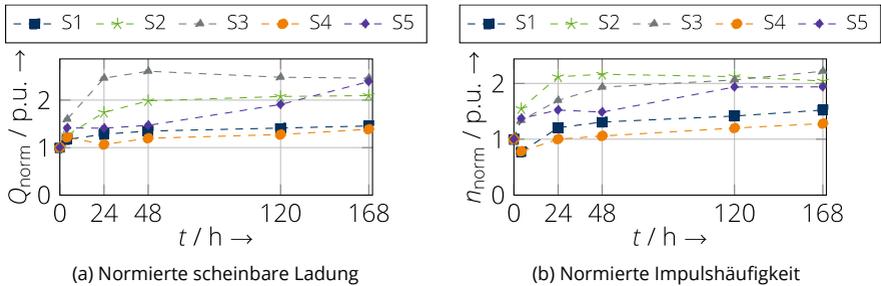


Bild 3: Werte der Teilentladungsmessung nach geringfügiger Scherspannungsbelastung gemessen zu verschiedenen Zeitpunkten nach der Belastung

Insbesondere innerhalb der ersten 48 Stunden ist eine Veränderung der Messwerte in Bezug auf den Ausgangswert zu erkennen. Anschließend stabilisieren sich die Werte. Die Ursache wird in der Viskoelastizität des Matrixmaterials gesehen. Dieses lässt eine viskoelastisch reversible Verformung beispielsweise von Lufteinschlüssen und Fehlstellen innerhalb des Isoliersystems zu. Das wiederum beeinflusst die Ergebnisse der Teilentladungsmessung, die unter anderem Entladungen in ebendiesen Lufteinschlüssen erfasst. Die Messwerte weichen bis zu einem Faktor von circa 2,5 von dem anfangs gemessenen Bezugswert ab.

Aussagekräftige Trendmessungen können somit nur generiert werden, wenn die zeitliche Abhängigkeit der Messwerte beachtet wird. Das ist einerseits möglich, indem die diagnostischen Messungen immer mit demselben Zeitverzug nach der Belastung durchgeführt werden. Andererseits können die Messungen nach einer hinreichend langen Zeit von über 48 Stunden durchgeführt werden, sodass die zeitabhängigen Reversionsprozesse abgeschlossen sind. Dabei ist zu beachten, dass die hier ermittelten Zeiten lediglich für das untersuchte Material gelten und für anderen Materialien gesondert bestimmt werden müssen.

- [1] *Drehende elektrische Maschinen: Funktionelle Bewertung von Isoliersystemen – Prüfverfahren für Wicklungen mit vorgeformten Elementen – Thermomechanische Bewertung von Isoliersystemen*, DIN EN 60034-18-34, 2012.
- [2] L. Elspass, S. Schlegel und M. Kosse, "Detecting Thermomechanical Ageing of Rotating High-Voltage Machines: Investigating the Influence of the Time Between Mechanical Stress and Diagnostic Measurement," in *2024 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, Minneapolis, MS, USA, 2024.



Thomas Linde, Dr.-Ing.

Modelle für Teilentladungen bei verzerrten Spannungen

Gefördert durch
DFG Deutsche
 Forschungsgemeinschaft

Projektnummer: 505291711

Teilentladungsmodelle helfen verschiedene Einflussfaktoren auf die Teilentladungsaktivität nachvollziehen zu können. Solche Modelle verbinden die Materialeigenschaften wie Permittivität und Leitfähigkeit, die Umgebungsbedingungen und die Eigenschaften von Fehlstellen wie Größe und Form mit den Teilentladungsparametern, z. B. der umgesetzten Ladung und der Wiederholrate. Die Art der Spannungsbelastung beeinflusst dabei das Teilentladungsverhalten [1]. Weiterhin spielen verzerrte Spannungen durch den weit verbreiteten Einsatz von Leistungselektronik eine immer größere Rolle. Harmonisch verzerrte Spannungsformen mit höherfrequenten Wechsellspannungskomponenten sowie steile Spannungspulse beanspruchen die Betriebsmittel zusätzlich und ändern das Teilentladungsverhalten. Die verfügbaren Modellvorstellungen von Teilentladungen reichen von einfachen kapazitiven Ersatzschaltbildern („abc-Modelle“) bis hin zu komplexen dynamischen Plasmasimulationen (Tabelle 1). Einen Mittelweg gehen Dipolmodelle und leitfähigkeitsbasierte Modelle, die in diesem DFG-geförderten Projekt im Fokus stehen. Typischerweise wird ein gasgefüllter Hohlraum in einem polymeren Isolierstoff betrachtet, da dieser eine häufige Fehlstelle für technische Isolierungen darstellt.

Tabelle 1: Übersicht der Modellarten für Hohlraum-Teilentladungen

abc - Modell	Dipolmodell	Leitfähigkeits-basiertes Modell	Plasmodell

Teilentladungen in Hohlräumen können mit drei Phasen beschrieben werden, wobei jede Phase bestimmte physikalische Prozesse und Bedingungen repräsentiert:

1. **Vor Teilentladungseinsatz:** eine hinreichend hohe elektrische Feldstärke und ein Anfangselektron müssen verfügbar sein;
2. **Während der Entladung:** Entladungsaufbau und Verlöschen;
3. **Nach der Entladung:** Raumladungsabbau durch Leitungsmechanismen, Diffusion, Rekombination.

Für jede der Phasen müssen modellhaft physikalische Prozesse vereinfacht nachgebildet werden, sodass eine effiziente, aber akkurate Berechnung möglich ist. Einige der nachgebildeten Prozesse sind zeit- und somit auch frequenzabhängig. Diese Prozesse spielen eine besondere Rolle, wenn Spannungen mit steilen Anstiegszeiten oder mit höherfrequenten Komponenten untersucht werden. Insbesondere der Zeitverzug durch das stochastische Verhalten der Anfangselektronverfügbarkeit beeinflusst das Teilentladungsverhalten und muss somit einbezogen werden. Unter Annahme einer vorangegangenen Entladung im Hohlraum existieren Ladungsträger in flachen und tiefen Haftstellen an der Hohlraumwand, die mit hinreichend hoher elektrischer Feldstärke für Folgeentladungen zur Verfügung stehen. Neben der lokalen elektrischen Feldstärke spielt dabei die Zeit seit der vorangegangenen Entladung eine Rolle, da die Ladungsträger in tiefere Haftstellen gelangen können. Dieser zeitabhängige Prozess zeigt dementsprechend, dass der zeitliche Verlauf der Spannung einen entscheidenden Einfluss spielt.

Die Entladung selbst ist eine Ladungstrennung in positive und negative Raumladungen, die an der Hohlraumwand verbleiben (Bild 1). Die Ladungstrennung kann als sogenanntes Dipolmoment aufgefasst werden. Die positiven und negativen Raumladungen verringern das elektrische Feld im Hohlraum $\Delta E_S(t)$, bis die Teilentladung verlischt. Auch nach Verlöschen der Entladung verbleiben die Raumladungen, verändern das durch eine externe Spannungsquelle verursachte elektrische Feld $E_0(t)$ und beeinflussen damit die Ausbildung nachfolgender Entladungen. Mit dem Abbau der Raumladungen beeinflusst ein weiterer zeit- und somit frequenzabhängiger Prozess das Teilentladungsverhalten. Um die genannten physikalischen Prozesse in einem numerischen Modell zu repräsentieren, bieten sich Finite-Elemente-Berechnungen an. Dabei unterscheidet sich das Dipol- vom leitfähigkeitsbasierten Modell durch die spezifische Implementierung des Durchschlagprozesses. Beim Dipolmodell stellt die Ladungstrennung und das Anlagern der Ladungsträger an der Hohlraumwand die Entladung dar. Beim leitfähigkeitsbasierten Ansatz wird die Entladung als Stromfluss interpretiert und durch eine Leitfähigkeitsverringerung des Gases im Hohlraum zum Zeitpunkt des Entladungseinsatzes implementiert. Mit Experimenten werden die freien Parameter beider Modelle bestimmt und die Modelle verifiziert.

Mit dem verifizierten Modell werden dann Parameterstudien für verschiedene Spannungsformen durchgeführt, um die Einflüsse der Spannungsparameter, wie z. B. Frequenz der überlagerten harmonischen Schwingungen, mit den Teilentladungscharakteristika (scheinbare Ladung, Wiederholrate, phasenaufgelöste Teilentladungsmuster) zu korrelieren.

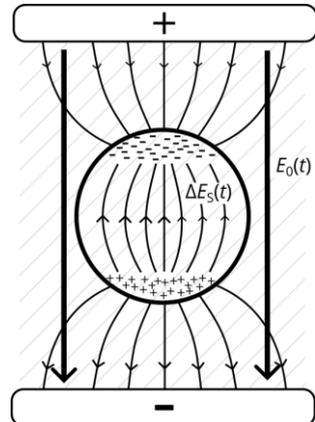


Bild 1: Elektrische Feldverteilung im Hohlraum nach einer Entladung

[1] J. T. Linde, "Influence of Harmonic Distorted Voltages on the Dielectric Behaviour of Polymeric Insulation Materials", Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2024. DOI: 10.25368/2024.293



Johanna Pietzonka, Dipl.-Ing.

Lebensdauer elektrischer Maschinen mit teilentladungsresistenten Isoliersystemen (Typ II) bei Umrichterbetrieb

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:
03TN0059A

Drehende elektrische Maschinen können zur optimierten Steuerung mit einem Umrichter betrieben werden. Durch die Pulsweitenmodulation (PWM) der Umrichter entstehen an den Maschinenklemmen rechteckförmig verzerrte Spannungsverläufe (Bild 1). Die Entwicklung und der Einsatz von Wide-Bandgap-Halbleiter (SiC, GaN) in den Umrichtern ermöglicht zukünftig sehr steile Anstiegszeiten der Spannungsimpulse von bis zu 100 kV/μs mit sehr hohen Impulswiederholffrequenzen von bis zu 50 kHz. Die Windungsisolierung wird durch diese steilen Impulse und die hohen Impulswiederholffrequenzen verstärkt beansprucht [2].

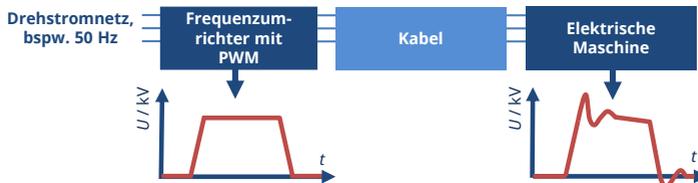


Bild 1: Verzerrte Spannungsverläufe bei Umrichterbetrieb nach [2]

Drehende elektrische Maschinen sollen zuverlässig über mehrere Jahrzehnte betrieben werden. Um dies zu gewährleisten ist das in der elektrischen Maschine verwendete Isoliersystem für die jeweilige Anwendung zu qualifizieren. Die DIN EN 60034-18-42 [1] legt hierfür Parameter und die Vorgehensweise der elektrischen Qualifizierungsprüfung für Isoliersysteme des Typ II fest. Isoliersysteme des Typ II sind teilentladungsresistent, d.h. sie können während ihrer gesamten Lebensdauer Teilentladungen widerstehen [1]. Die DIN EN 60034-18-42 [1] verwendet zur Bestimmung der Lebensdauer L ein beschleunigtes Alterungsverfahren (Bild 2). Dafür wird die elektrische Lebensdauerkurve des zu qualifizierenden Isoliersystems für verschiedene Prüfspannungen (U_{d1} bis U_{d3}) empirisch ermittelt und anschließend auf die im Betrieb über der Windungsisolierung anliegende Spannung U_{turn} extrapoliert (Bild 2, blaue Linie). [1, 2]

Trotz der unterschiedlichen Spannungsbelastungen erlaubt [1] auch bei Umrichterbetrieb die Erstellung der elektrischen Lebensdauerkurven unter sinusförmiger Prüfspannung als vereinfachtes Verfahren. Die elektrische Lebensdauer L_2 bei Umrichterfrequenz (z.B. $f_2 = 1$ kHz) ergibt sich dabei nach Gleichung (1) aus der elektrischen Lebensdauer L_1 bei Wechselspannung (z. B. $f_1 = 50$ Hz) und dem Quotienten der Prüf- und Umrichterfrequenz. Graphisch folgt daraus eine lineare Verschiebung der elektrischen Lebensdauerkurve entlang der Abszisse (vgl. Bild 2) [1].

$$L_2 = L_1 \cdot \frac{f_1}{f_2} \quad (1)$$

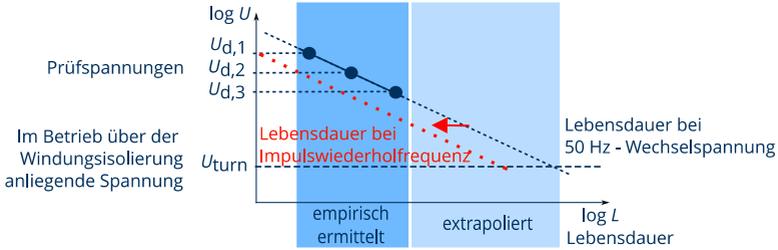


Bild 2: Ermitteln der elektrischen Lebensdauerkurve einer Windungsisolierung nach [1]

Dieser Ansatz ist jedoch nur für Impulswiederhol frequenzen der Umrichter (Umrichterfrequenz) bis zu 1 kHz verifiziert und vernachlässigt weiterhin den Einfluss der Anstiegszeit auf das Teilentladungsverhalten [1]. Die zukünftig zu erwartenden steilen Anstiegszeiten (100 kV/μs), hohen Impulswiederhol frequenzen (50 kHz) und das Überschwingen der impulsförmigen Rechteckspannung resultieren in einer inhomogenen Spannungsverteilung entlang der Spulenwindung [2]. Aufgrund der inhomogenen Spannungsverteilung treten verstärkt Teilentladungen zwischen den einzelnen Spulenwindungen auf, die die Windungsisolierung zusätzlich beanspruchen [2].

Daher ist zu untersuchen, inwieweit die Gültigkeit des vereinfachten Prüfverfahrens für Typ II Isoliersysteme bei Umrichterbetrieb nach [1] noch gegeben ist. Im Projekt *ArbVSource* werden dazu Lebensdauerkurven bei impulsförmiger Spannungsbelastung mit frequenzkorrigierten Lebensdauerkurven bei 50-Hz-Wechselspannung verglichen. Als impulsförmige Spannungen dienen rechteckförmige Spannungsimpulse bis ±10 kV bei Impulswiederhol frequenzen bis 50 kHz und Anstiegszeiten von mindestens 50 ns (Bild 3, links). Basierend auf den Ergebnissen werden konkrete Vorgaben für ein angepasstes vereinfachtes Qualifizierungsverfahren für Typ II Windungsisoliersysteme erarbeitet und beim zuständigen Normungsgremium DKE/K 311 eingereicht.

Technische Daten:

Spitzenausgangsstrom: 75 A
 Impulswiederhol frequenz: 0,5 kHz bis 50 kHz

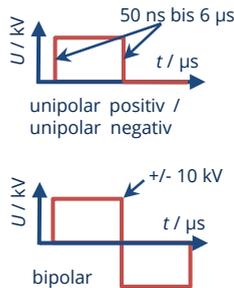


Bild 3: Rechteckimpulsspannungsgenerator, Entwicklung durch GBS Elektronik GmbH Radeberg

[1] *Teilentladungsresistente Isoliersysteme (Typ II) von drehenden elektrischen Maschinen, die von Spannungs umrichtern gespeist werden – Qualifizierungsprüfung*, DIN EN 60034-18-42:2017, 2004.

[2] D. E. Moghadam, "Stresses and Lifetime of the Turn Insulation in Drive-Fed Induction Motors". Dissertation. Dresden: Technische Universität Dresden, 2017.



Alexander Schindler, Dipl.-Ing.

AC2DC II – Untersuchungen von mikroskaligen Titanoxiden zur nichtlinearen Feldsteuerung zum Einsatz in kunststoffisolierten Mittelspannungskabelgarnituren unter Gleichspannung

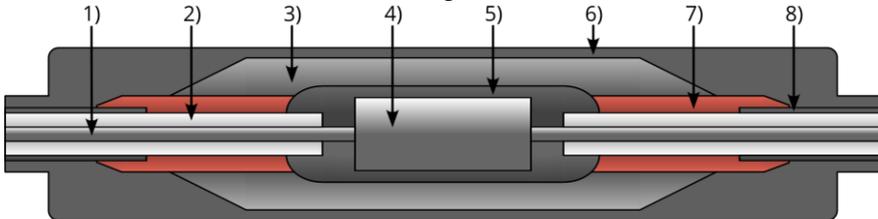
Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:
03EI6105A

Im Forschungsprojekt AC2DC II sollen bestehende Kabelstrecken der Mittelspannungsebene in Punkt-zu-Punkt-Gleichspannungsverbindungen umgewandelt werden. Neben der Weiterentwicklung von DC-DC-Umrichtertechnik sowie Netz- und Schutzkonzepten, sollen auch die Isoliersysteme der Kabelgarnituren (z. B. Kabelmuffen, Bild 1) untersucht werden. Herausfordernd ist hierbei die Feldsteuerung, welche das elektrische Feld im Isolierstoff



- 1) Kabelinnenleiter 3) Muffenkörper 5) Abschirmelektrode 7) Feldsteuermaterial
- 2) Kabelisolierung 4) Verbinder 6) Leitfähiges Polymer 8) Leitschicht des Kabels

Bild 1: Schematischer Aufbau einer Kabelmuffe nach [1]

und an der Grenzfläche zwischen Kabel- (2) und Garniturenisolierung (3) vergleichmäßigen soll. Im Vergleich zu Wechselspannungssystemen kann bei Gleichspannung keine kapazitive oder permissive Feldsteuerung angewendet werden. Bei Gleichspannung stellt sich das elektrische Feld im stationären Betrieb allein durch die Leitfähigkeiten der Isolierstoffe ein (resistive Feldverteilung).

Bei Kabelgarnituren kann die resistive Feldverteilung gezielt durch das Einbringen eines feldsteuernden Materials (7) (engl. field grading material, FGM) ausgenutzt werden. Das FGM besteht dabei aus einem isolierenden Grundpolymer (z. B. Silikon) und einem leitfähigen Füllstoff (z. B. carbon black). Im Vergleich zur Garnituren- und Kabelisolierung hat das FGM eine deutlich höhere Leitfähigkeit, wodurch sich die Feldverteilung im Bereich der Grenzfläche vergleichmäßigt (Bild 2).

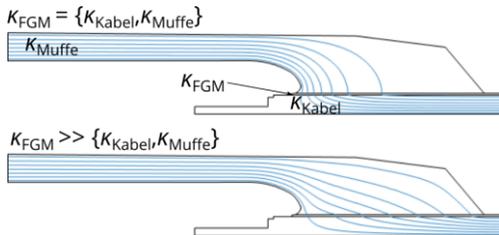


Bild 2: Verteilung der Äquipotentiallinien in einer ungesteuerten (oben) und gesteuerten (unten) Kabelmuffe nach [2]

Im Falle von transienten Spannungen kommt es zu einer Überlagerung des resistiv geprägten stationären Strömungsfelds bei Gleichspannung mit dem kapazitiv dominierenden Verschiebungsfeld bei Impulsspannung infolge schneller Anstiegszeiten.

Dadurch kommt es bei linearen Feldsteuermaterialien zu einer starken Feldüberhöhung.

Um dies zu verhindern, können Isolierstoffe mit nichtlinearen Füllstoffen, wie z. B. Siliziumcarbid oder Titanoxid eingesetzt werden. Die Leitfähigkeit des Polymer-Füllstoffgemisches wird dadurch stark nichtlinear abhängig von der lokal auftretenden elektrischen Feldstärke (Bild 3). Infolge der Nichtlinearität kann die Leitfähigkeit in der feldsteuernden Schicht derart gesteigert werden, so dass sich auch während des transienten Vorganges ein resistives Verhalten einstellt. Die im stationären Zustand eingestellte Feldverteilung bleibt dadurch im transienten Fall nahezu vollständig erhalten.

Für einen Einsatz nichtlinearer Füllstoffe müssen die nichtlinearen Feldsteuermaterialien für den Betrieb hinsichtlich ihrer elektrischen Leitfähigkeit und Permittivität qualifiziert werden. Neben dem verwendeten Füllmaterial sind unter anderem auch dessen Form, Korngröße und das Mischungsverhältnis wesentliche Einflussfaktoren für die tatsächlichen elektrischen Eigenschaften. Des Weiteren hat die Temperatur ebenfalls einen großen Einfluss auf die elektrische Leitfähigkeit.

Elektrische Leitfähigkeit und Permittivität nichtlinearer Feldsteuermaterialien müssen für den gesamten Betriebsbereich (Temperatur, elektrische Feldstärke) bestimmt werden. Deshalb wird ein Versuchsstand zur Messung der Leitfähigkeit bei Feldstärken von bis zu 20 kV/mm und Temperaturen bis zu 120 °C entwickelt. Eine besondere Herausforderung besteht für die Schutzringanordnung darin, dass sowohl hohe Temperaturen als auch hohe Feldstärken bei gleichzeitiger Teilentladungsfreiheit gewährleistet werden müssen.

Der langfristige Einfluss von elektrischer Feldstärke und Betriebstemperatur auf die nichtlinearen Feldsteuermaterialien ist derzeit Gegenstand der Forschung. Im Rahmen von [3] z. B. wird untersucht, wie sich eine Dauerbeanspruchung durch hohe elektrische Feldstärken und Temperaturen auf die elektrische Leitfähigkeit und damit auf die Feldsteuerung in Kabelgarnituren auswirkt. Die Untersuchungen lassen Rückschlüsse auf das elektrochemische Alterungsverhalten von Grundpolymer und Füllstoff zu. Mit der Kenntnis des Langzeitverhaltens der Materialien können Kabelgarnituren optimiert werden.

Der langfristige Einfluss von elektrischer Feldstärke und Betriebstemperatur auf die nichtlinearen Feldsteuermaterialien ist derzeit Gegenstand der Forschung. Im Rahmen von [3] z. B. wird untersucht, wie sich eine Dauerbeanspruchung durch hohe elektrische Feldstärken und Temperaturen auf die elektrische Leitfähigkeit und damit auf die Feldsteuerung in Kabelgarnituren auswirkt. Die Untersuchungen lassen Rückschlüsse auf das elektrochemische Alterungsverhalten von Grundpolymer und Füllstoff zu. Mit der Kenntnis des Langzeitverhaltens der Materialien können Kabelgarnituren optimiert werden.

Der langfristige Einfluss von elektrischer Feldstärke und Betriebstemperatur auf die nichtlinearen Feldsteuermaterialien ist derzeit Gegenstand der Forschung. Im Rahmen von [3] z. B. wird untersucht, wie sich eine Dauerbeanspruchung durch hohe elektrische Feldstärken und Temperaturen auf die elektrische Leitfähigkeit und damit auf die Feldsteuerung in Kabelgarnituren auswirkt. Die Untersuchungen lassen Rückschlüsse auf das elektrochemische Alterungsverhalten von Grundpolymer und Füllstoff zu. Mit der Kenntnis des Langzeitverhaltens der Materialien können Kabelgarnituren optimiert werden.

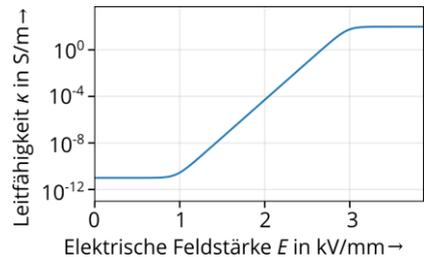


Bild 3: Abhängigkeit der Leitfähigkeit von der elektrischen Feldstärke bei nichtlinearen FGM

- [1] R. Hussain, „Elektrische Charakterisierung von Flüssigsilikonelastomer mit nanoskaligem Carbon Black für den Einsatz in HGÜ-Kabelgarnituren“, Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2021.
- [2] M. Secklehner, „Auslegung und Charakterisierung nichtlinearer Feldsteuermaterialien für kompakte Gleichspannungsisoliersysteme“, Dissertation, TU Darmstadt, Darmstadt, 2018.
- [3] Y. Han und C. Zhao, „Electrical Aging of Epoxy Based Nonlinear Resistive Field Grading Material“, in *4th International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE)*, Shanghai, China, Mai 2023, S. 1–4. doi: 10.1109/ICEMPE57831.2023.10139775.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Strombelastbarkeit und Erwärmung“



Markus Schladitz, Dipl.-Ing.

Beheizen von Zungenschiene und Gleitstühlen im Weichenbereich zum Optimieren der Temperaturverteilung

Schnee und Eis können sich in der Winterzeit an den beweglichen Teilen einer Weiche im Bahnverkehr ansammeln und so den Stellvorgang der Weiche beeinträchtigen. Weichenheizungen werden eingesetzt, um den Stellvorgang auch bei winterlichen Wetterbedingungen zu erhalten. Frühere Untersuchungen zeigten, dass bei Lufttemperaturen unter 0 °C und bei Wind oder Schneefall diese Anforderung nicht gewährleistet werden kann [1]. Aktuell werden größtenteils elektrische Heizstäbe eingesetzt, die am Fuß der Backenschiene befestigt sind. Aufgrund der hohen thermischen Kontaktwiderstände zwischen den Bauteilen Backenschiene, Rippenplatte, Gleitstuhl und Zungenschiene erreichen nur sehr geringe Wärmeströme den Gleitstuhl und die Zungenschiene. Als Resultat sind die Temperaturen in der Backenschiene relativ hoch, während sich die Temperaturen an Gleitstuhl und Zungenschiene kaum von der Umgebungstemperatur unterscheiden. Auch eine erhöhte Heizleistung führt nicht zu signifikant höheren Temperaturen an Gleitstuhl und Zungenschiene. Eine zusätzliche Beheizung von Gleitstuhl und Zungenschiene soll die Temperaturverteilung zwischen Backenschiene, Gleitstuhl und Zungenschiene vergleichmäßigen und so zu einer effektiveren Beheizung beitragen. Um den Einfluss der zusätzlichen Beheizung auf die Temperaturverteilung an den Bauteilen einer Weiche bewerten zu können, wurde ein Wärmenetzmodell der Weiche aufgebaut. Dafür wurden zunächst alle Bauteile als separate Wärmenetze erstellt, deren korrekte Berechnung der Erwärmung durch Laborversuche verifiziert wurde. Folgend wurden sie miteinander verknüpft, Wetterbedingungen als Einflussparameter implementiert und die Genauigkeit des Wärmenetzmodells der gesamten Weiche mit Messungen unter Freiluftbedingungen überprüft.

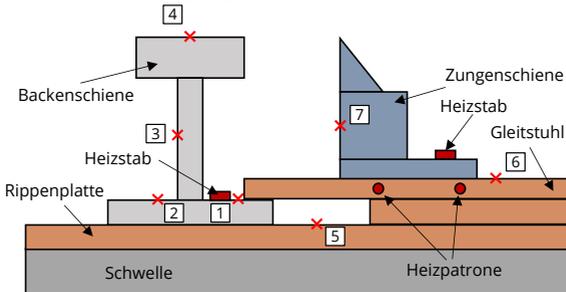


Bild 1: Positionen für die Berechnung der Temperaturen mit dem Wärmenetzmodell für zusätzliche Beheizung von Zungenschiene und Gleitstuhl

Anschließend können zusätzliche Heizelemente an Zungenschiene und Gleitstuhl im Wärmenetzmodell hinzugefügt und deren Einfluss auf die Temperaturverteilung an den Bauteilen der Weiche bewertet werden (Bild 1). Die Heizleistungen $P = 50 \text{ W}$ für den Gleitstuhl und $P' = 100 \text{ W m}^{-1}$ für die Zungenschiene sind zunächst in einem technisch realisierbaren Größenbereich gewählt und müssen anhand der Berechnungsergebnisse mit dem Wärmenetzmodell bewertet werden.

Tabelle 1: Mit dem Wärmenetzmodell berechnete Temperaturen an Backenschiene, Rippenplatte, Gleitstuhl und Zungenschiene für verschiedene Heizleistungen an Gleitstuhl und Zungenschiene bei $\vartheta_u = -10 \text{ °C}$; $v_{\text{wind}} = 8 \text{ m s}^{-1}$ und einer Heizleistung $P' = 500 \text{ W m}^{-1}$ an der Backenschiene

Schnee- fall	Heizleistung		Backenschiene				Rippen- platte	Gleit- stuhl	Zungen- schiene
	Gleit- stuhl W	Zungen- schiene W m ⁻¹	Temperatur an jeweiliger Position in °C						
cm h ⁻¹			1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	16,5	8,7	3,1	-2,9	-2,9	-2,5	-8,6
		100	17,0	9,0	3,3	-2,8	-1,6	-0,1	-5,3
	50	0	19,8	10,8	4,4	-2,3	4,9	13,9	-5,6
		100	20,3	11,1	4,6	-2,2	6,1	16,2	-2,3
1	0	0	4,8	0,6	-2,8	-4,9	-5,6	-5,1	-8,7
		100	4,8	0,6	-2,7	-4,9	-4,9	-3,5	-5,3
	50	0	5,0	0,7	-2,7	-4,9	0,0	8,6	-5,6
		100	5,0	0,7	-2,6	-4,9	0,7	10,1	-2,9

Die berechneten Temperaturen an der Backenschiene zeigen keine signifikante Abhängigkeit davon, ob Zungenschiene oder Gleitstuhl beheizt werden (Tabelle 1). Das bestätigt noch einmal, dass kein nennenswerter Wärmestrom von der Backenschiene in den Gleitstuhl oder in die Zungenschiene vorhanden ist.

Wird an allen betrachteten Positionen eine Zieltemperatur größer oder gleich 0 °C angestrebt, zeigt sich, dass eine Heizleistung von $P = 50 \text{ W}$ am Gleitstuhl ausreichend dimensioniert ist. Auch unter sehr harschen Wetterbedingungen ($\vartheta_u = -10 \text{ °C}$; $v_{\text{wind}} = 8 \text{ m s}^{-1}$; 1 cm h^{-1} Schneefall) wird am Gleitstuhl eine Temperatur von 0 °C nicht unterschritten.

An der Zungenschiene können hingegen für alle betrachteten Wetterbedingungen keine Temperaturen über 0 °C erreicht werden. Selbst für zusätzliche Beheizung von Zungenschiene und Gleitstuhl wird bei keinem Schneefall an der Zungenschiene nur eine Temperatur von $-2,3 \text{ °C}$ errechnet. Das zeigt, dass die Zungenschieneheizung mit der Heizleistung von $P' = 100 \text{ W m}^{-1}$ zu gering dimensioniert ist. Für weitere Untersuchungen müssen größere Heizleistungen betrachtet werden.

[1] J. M. Schladitz, R. Adam und S. Schlegel, "Calculation of the temperature distribution in heated switch points", in *CETRA – International Conference on Road and Rail Infrastructure*, Pula, Kroatien, Mai 2020.



Michal Sokolowski,
Dipl.-Ing.



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Untersuchungen zu Kühlkonzepten für stromführende Komponenten in Elektrolysegleichrichteranlagen

Um den Bedarf an grünem Wasserstoff decken zu können, soll in Deutschland bis 2030 im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie 10 Gigawatt Elektrolysekapazität aufgebaut werden. Das Leitprojekt *H₂Giga* widmet sich der Technologieentwicklung zur serienmäßigen Herstellung von Wasser-Elektrolyseuren, die modular an ihre jeweiligen Einsatzorte angepasst werden können. Das Verbundprojekt *HyLeiT* ist in *H₂Giga* für die Entwicklung von kostenoptimierter Energieversorgungstechnik für die Erzeugung von grünem Wasserstoff verantwortlich. Eine von *HyLeiT* entwickelte Gleichrichterlösung soll die elektrische Leistung von ca. 20 MW mit vier identischen Modulen je 5 MW mit der Baugröße von jeweils einem 20-Fuß-Container konvertieren können. Im Zusammenhang mit hohen angestrebten Strömen im kA-Bereich und den dadurch bedingten hohen Leitertemperaturen sowie der kompakten gekapselten Bauweise mit vielen anderen Systemkomponenten, die zu der Fremderwärmung der Leiter beitragen, ist für jede solche Funktionseinheit ein Kühlkonzept zu entwickeln. Insbesondere wird die Erwärmung im Stromschienenraum (Bild 1) rechnerunterstützt und experimentell untersucht.

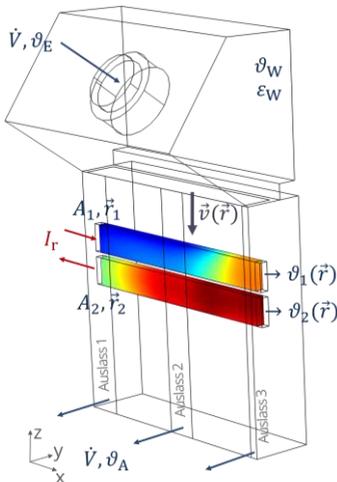
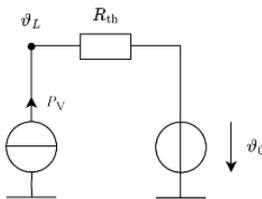


Bild 1: Nachbildung der untersuchten Stromschienenkonfiguration in einem AC/DC-Konvertermodul

Die thermische Wirkung der Kühlkonzepte für den Dauerbetrieb lässt sich mit einem verallgemeinerten Wärmenetz beschreiben. Alle relevanten Verluste werden mit einer Wärmeleistungsquelle P_V zusammengefasst. Der thermische Widerstand R_{th} beschreibt den Wärmeübergang vollständig, wobei die Dimensionierung und Einflussgrößen abhängig vom jeweiligen Kühlkonzept sind. Die Umgebungstemperatur wird mit der Temperaturquelle ϑ_0 abgebildet. Um die Kühlkonzepte zu vergleichen, kann als direkte Größe der thermische Widerstand oder als indirekte Größe die maximale Strombelastbarkeit, bei der die Grenztemperatur noch eingehalten wird, genutzt werden. Die Normen *DIN 43670* und *DIN 43671* geben die Strombelastbarkeiten für ausgewählte Stromschienenformen und Querschnitte bei Normbedingungen (z. B. Schientemperatur $\vartheta_L = 65^\circ\text{C}$ und Umgebungstemperatur $\vartheta_0 = 35^\circ\text{C}$; Wärmeabgabe über natürliche Konvektion und Strahlung) an. Diese Werte können mit Hilfe der Gesetze der Wärmeübertragung und geeigneten Ähnlichkeitsfunktionen für die Normfälle nachgerechnet und bei Bedarf auf weitere Fälle erweitert werden. Damit können auch speziell an den Einsatzfall angepassten Kühlkonzepte wie in dem Vergleich berücksichtigt werden. Rechnerisch lassen sich dann die Potentiale der verschiedenen Strategien erkennen (Tabelle 1).

Tabelle 1: Theoretische Grenzen der Kühlkonzepte für eine genormte 2000 mm² Kupferstromschien bei Schientemperatur $\vartheta_L = 65^\circ\text{C}$ und Umgebungstemperatur $\vartheta_0 = 35^\circ\text{C}$



	I / I_{Norm} in %	R_{th} in K/W
Normwert <i>DIN 43670</i>	100 (± 3 kA)	-
Normschiene analytisch	106	0,28
erzwungene Konvektion	163	0,12
erzwungene Konvektion mit Kühlkörpern	263	0,05
indirekte Wasserkühlung	1460	0,0007

Durch den fest vorgegebenen Aufbau der Anlage können die ausgewählten Kühlkonzepte perspektivisch umgesetzt werden. Die komplexen geometrischen Randbedingungen lassen sich nicht vollständig mit dem vereinfachten Rechenmodell nachbilden. Um die tatsächliche Effektivität der Kühlkonzepte zu bewerten ist ein geeigneter Messaufbau erforderlich. Die theoretisch erreichbare Strombelastbarkeit für die in einem AC/DC-Konvertermodul eingesetzten Stromschienen unter Berücksichtigung der Korrekturfaktoren liegt bei 4,3 kA. Durch die unübliche Anordnung der Schienen und die Bauweise der Kapselung wird bei freier Konvektion die Grenztemperatur einer der Schienen bereits bei ungefähr 3,5 kA erreicht. Durch Einsatz eines Lüfters lässt sich eine erzwungene Kühlmittelströmung realisieren und die Strombelastbarkeit auf 7 kA steigern. Geeignete Luft- und Wasserkühlkörper können perspektivisch die Übertragungskapazität noch weiter erhöhen.

Publikationen

Vorträge

S. Schlegel:

Edelmetalle in Verbindungen der Elektroenergietechnik - Anwendungen, Herausforderungen und Trends.

9. Expertenworkshop Edelmetalle – Das Anwenderforum,
Berlin, 20.03.2024.

S. Schlegel:

Isolierstoffbeanspruchung AC vs DC - Grundlagen

Diskussionsveranstaltung zum Thema – Verbindung unterbrochen? – Galvanische Trennung in DC-Netzen.

Ettlingen, 1.10.2024

M. Kosse:

Tutorial der CIGRE JWG B1/B3/D1.79: Recommendations for dielectric testing of HVDC gas insulated system cable connection assemblies.

VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik

Berlin, 11.11.2024

S. Schlegel:

DC-Lab Saxony – Komponenten für Gleichspannungsnetze.

Zittau, 15.11.2024

Fachartikel

Lena Elspaß, Stephan Schlegel, Maria Kosse:

Detecting Thermomechanical Ageing of Rotating High-Voltage Machines: Investigating the Influence of the Time Between Mechanical Stress and Diagnostic Measurement.

IEEE Electrical Insulation Conference (EIC),

Minneapolis, 02.06.2024 – 06.06.2024.

Hans Bärnklaus, Lena Elspaß, Kai Neikes et al.:

Practical Experience with the Thermal Evaluation and Classification of Type II Machine Insulation Systems according to IEC 60034-18-31.

CIGRE Science & Engineering,

Paris, 25.08.2024 – 30.08.2024

Markus Andreas Gödicke, Christian Hildmann, Stephan Schlegel:
Experimental and model-based investigation on the design of compression connections for stranded aluminum conductors on their electrical-thermal operating behavior.
International Conference on Electrical Contacts,
Annapolis, 06.10.2024 – 10.10.2024

S. Seitz, T. Götz, C. Lindenberg, R. Tetzlaff, S. Schlegel:
Towards Generalizable Classification of Partial Discharges in Gas-Insulated HVDC Systems Using Neural Networks: Protrusions and Particles.
IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 39, no. 3, pp. 1491-1499,
Juni 2024

Johannes Hoffmann, Jan Thomas Linde, Maria Kosse:
Investigation on the Insulation Materials PTFE and PEEK for Aviation Electric Propulsion Motors – Influence of Air Pressure on Surface Discharge Deterioration.
VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik,
Berlin, 11.11.2024 – 13.11.2024

Jan Thomas Linde, Stephan Schlegel:
Partial Discharge Aging of Polymeric Insulation Foil Under Harmonic Distorted Voltage Stress.
Fachtagung Polymere Isolierstoffe und ihre Grenzflächen,
Zittau, 25.01.2024 – 26.01.2024

Uwe Riechert, Johanna Linke, Dennis Christen et al.:
Sensitivity of UHF PD Diagnostics of Eco-Efficient Gas-Insulated Switchgear.
International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis,
Gangwon-do, 20.10.2024 – 25.10.2024

Johanna Linke, Uwe Riechert, Maria Kosse:
Partial Discharge Behaviour in Gas-Insulated Systems with Fluoronitriles: Measurement of the UHF Spectra.
VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik,
Berlin, 11.11.2024 – 13.11.2024

Michelle Pomsel, Christian Hildmann, Stephan Schlegel:
Electric-thermal stresses of three-phase loaded plug-in connectors considering an uneven contact resistance distribution.
International Conference on Electrical Contacts,
Annapolis, 06.10.2024 – 10.10.2024

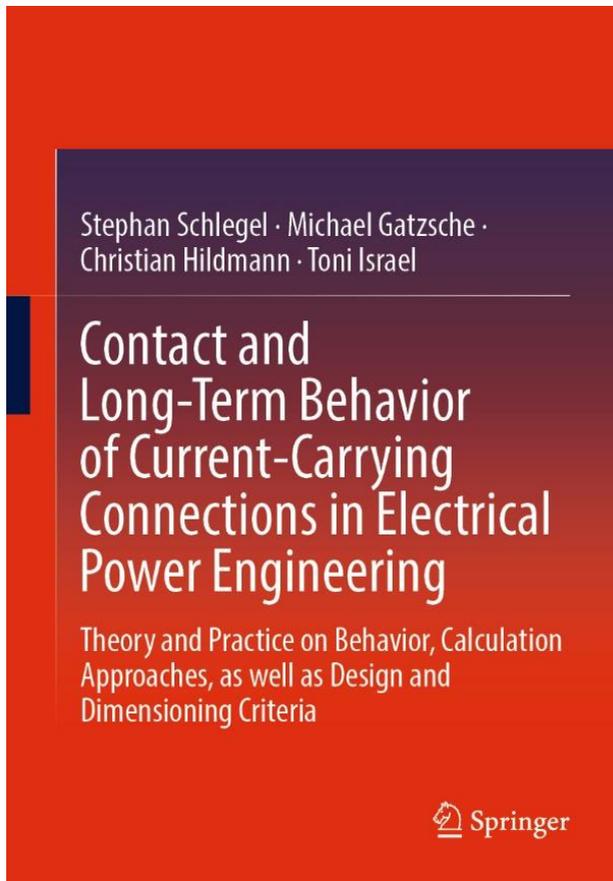
Alexander Schindler, Hans-Peter Pampel, Lea Schmidner et al.:
Erosion Ageing of Polymeric Insulation Materials: Dielectric Barrier Discharges on Wet Surfaces under Repetitive Voltage Pulses.
VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik,
Berlin, 11.11.2024 – 13.11.2024

Markus Schladitz, Robert Adam, Stephan Schlegel:
Temperature distribution at rail and heating rod resulting from varying thermal contact resistances between heating rod and rail of heated switch points.
Conference on Road and Rail Infrastructure,
Cavtat, 15.05.2024 – 17.05.2024

Moritz Ullrich, Christian Hildmann, Stephan Schlegel:
Investigations of Gas-Tightness of Bimetallic Busbar Joints by Utilizing Percolation Theory.
International Conference on Electrical Contacts,
Annapolis, 06.10.2024 – 10.10.2024

Fachbuch

Im November 2024 wurde die englische Übersetzung des 2022 erschienen Fachbuchs zum Kontakt- und Langzeitverhalten stromführender Verbindungen in der Elektroenergie-technik veröffentlicht und steht nun auch dem international interessierten Personenkreis zur Verfügung – <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-69644-6>.



Englische Übersetzung des Fachbuchs - Buch Cover ISBN 978-3662696439

Trends bei der Forschung zu Störlichtbögen in Zeiten der Energiewende

Die Energiewende hat vielfältige Auswirkungen auf die Sicherheit bei Störlichtbögen in Elektroenergiesystemen. Der geplante Ausbau der elektrischen Verteilnetze in Deutschland zeigt deutlich, dass die Energiewende überwiegend im Verteilnetz stattfindet. Dies gilt besonders für das Niederspannungsnetz, dessen neue Erzeugungs- und Verbraucheranlagen intelligent miteinander kooperieren sollen. Ohne zusätzliche Schutzmaßnahmen ist davon auszugehen, dass mit der Größe des Netzes ebenfalls die Gefahr für das Auftreten eines Lichtbogenfehlers zunimmt. Die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen kann lokal zu einem Anstieg der Kurzschlussleistung und somit der Gefährdung führen. Bei neuen Arten von Anlagen, wie chemischen Speichern oder Power-to-X-Anlagen, muss außerdem der Einfluss zwischen den Gefährdungsparametern der Störlichtbögen und den Anlageneigenschaften untersucht werden. [1, 2]



Bild 1: Umzug des alten Störlichtbogenversuchsstandes in die Hochspannungshalle



Bild 2: Erweiterung und Umbau des Versuchsfeldes

Entwicklungen am NARC

Am NARC wird den Entwicklungen im Elektroenergiesystem Sorge getragen. Im Jahr 2024 wurde das Versuchsfeld am NARC erweitert (s. Bild 1 und 2), um eine elektrische Infrastruktur zu schaffen, die neuartigen Anlagen wie netzbildende Stromrichter und stationären Speichereinheiten Platz bietet. Darüber hinaus wurde ein Modell entwickelt, das beschreibt, wie sich die Elektroenergieversorgung einer Elektrolyseanlage bei einem Anlagenfehler verhält und welche Auswirkungen auf Störlichtbögen sich dabei ergeben. Für die Untersuchung von Störlichtbögen in batteriegespeisten Anlagen wurde ein Batteriesystem bestehend aus 6 Strängen von jeweils 18 12-V-Bleisäurebatterien in Betrieb genommen und damit mehr als 130 Störlichtbogenexperimente in Kooperation mit der TU Ilmenau erfolgreich durchgeführt. Die flexible Verschaltung der Batteriestränge erlaubt die Variation von Nennspannung und Kurzschlussstrom. Weiterhin ermöglicht die neue Schaltungsanlage eine flexible Variation der Netzimpedanz. Die Ergebnisse sollen mit anderen DC-Einspeisungen verglichen werden. Dazu wird aktuell ein Thyristorschalter in die Hochstrom-Schaltanlage am NARC

integriert. Für die Charakterisierung der Druckentwicklung bei AC- als auch DC-Störlichtbögen wurden außerdem eine neue Versuchsanordnung entwickelt und ein entsprechendes Messsystem in Betrieb genommen. [3 - 7]



Bild 3: Schaltschrank für Verschaltung der Batteriestränge und zur Verbindung mit der Hochstromschaltanlage



Bild 4: DC-Störlichtbogen am NARC an Box-Textanordnung bei Versuchen mit der TU Ilmenau

- [1] J. Flechtner, S. Bolay, "Ausbau der Stromnetze," in *DIHK – Deutscher Industrie- und Handelskammertag*, Berlin, Deutschland, Jan. 2015.
- [2] J. Leide, M. Bruhns und P. Schegner, "Modellierung einer PEM-Elektrolyseanlage zur Untersuchung des Verhaltens bei DC-Kurzschlüssen für die Bewertung von Schutzkriterien," *EnInnov 2024*, Graz, Österreich, 2024.
- [3] M. Bruhns, J. Urbank, C. Liebermann und P. Schegner, "Berücksichtigung der Eigenschaften stromstarker Störlichtbögen bei der Schutzsystemauslegung von Niederspannungsanlagen," *EnInnov 2024*, Graz, Österreich, 2024.
- [4] E. Henning, "Einfluss der Charakteristik der Einspeisung auf die elektrischen Eigenschaften von Störlichtbögen in Niederspannungsschaltanlagen," Studienarbeit, Dresden, Deutschland 2024.
- [5] Z. Neycheva, "Untersuchung des Einflusses der Spannungsform auf die Druckentwicklung in elektrischen Schaltanlagen bei stromstarken Störlichtbögen in der Niederspannung," Diplomarbeit, Dresden, Deutschland, 2024.
- [6] K. Grobitzsch, "Entwurf eines Schutzkonzeptes für die elektrische Energieversorgung einer Elektrolyseanlage unter Berücksichtigung von spezifischen Systemeigenschaften," Diplomarbeit, Dresden, 2024.
- [7] M. Bruhns und C. Liebermann, "Kurzschlussstrombeitrag eines 50-kW-PEM Elektrolyseurs," *Tutorial Schutz- und Leittechnik 2024*, Leipzig, Deutschland, 2024.

Preise und Auszeichnungen

Best Paper Award 2024 der Fachzeitschrift at in der Rubrik Anwendungen

Im Rahmen des DFG-Forschungsprojektes STABEEL erhielten die Autoren Stefan Ecklebe und Klaus Röbenack vom Institut für Regelungs- und Steuerungstheorie sowie Sebastian Krahrmer und Peter Schegner von der Professur für Elektrische Energieversorgung für den Beitrag „Zur Notwendigkeit von Stabilitätsbetrachtungen von Umrichterinteraktionen bei der Sicherheitsbewertung in Verteilnetzen“ den Best Paper Award der Zeitschrift at - Automatisierungstechnik in der Rubrik Anwendungen. Die Preisübergabe erfolgte im Rahmen des 58. Regelungstechnisches Kolloquium im Boppard. Der Preis wurde gesponsert von der Firma Endress + Hauser Conducta GmbH & Co. KG.

Die ursprüngliche Veröffentlichung erfolgte 2023 in der Special Issue (Heft 12, Band 71): Dynamic Security Assessment of Electric Power Systems (Gasteditoren: Martin Wolter und Fábio Ecke Bisogno) und ist über <https://doi.org/10.1515/auto-2023-0142> verfügbar.

Der Beitrag widmet sich der Bewertung von $Q(U)$ -Charakteristiken in Hinblick auf veränderliche Netztopologien ($N-1$ -Fälle) und Betriebsfälle. Dazu wurde zuerst ein Stabilitätskriterium aus Vorarbeiten aufgegriffen, das auf einem zeitdiskreten Modell der $Q(U)$ -Regelung beruht, um zu beurteilen, wie Anstiege und Filterzeitkonstanten der einzelnen Energieanlagen gewählt werden können. Das Verfahren wird um die Berücksichtigung relevanter Netzzustände erweitert, die sich aus der Kombination von Topologiestörungen und Betriebsfällen ergeben. Ein weiterer Schwerpunkt lag in der Applikation des Kriteriums unter Berücksichtigung dieser vielseitigen Netzzustände. Dabei werden Strategien zur Auswahl einer hinreichenden Anzahl an Netzzuständen hinsichtlich ihrer Kritikalität diskutiert. Als Bewertungsgröße wird dann die Filterkonstante einer Anlagenregelung eingeführt und die Kritikalität der Netzzustände anhand dieser verglichen. Abschließend erfolgt die Anwendung auf Benchmarknetze der Mittel- und Hochspannungsebene.



Nachträgliches Foto zur Preisverleihung (v. l. n. r.): Dipl.-Ing. Sebastian Krahrmer (IEEH) und Dipl.-Ing. Stefan Ecklebe vom Institut für Regelungs- und Steuerungstheorie

Foto: IEEH

Young Author Award beim 18. Symposium Energieinnovation 2024 an der TU Graz, Österreich

Das 18. Symposium Energieinnovation der TU Graz fand vom 14. bis 16. Februar 2024 auf dem Campus der TU Graz, Österreich, statt. Sechs wissenschaftliche Mitarbeiter:innen und Studierende der Arbeitsgruppe Schutz- und Leittechnik und Smart Grid beteiligten sich mit je einem Beitrag und einer Präsentation an dem Symposium. Es wurden Themen und Ergebnisse aus aktuellen Forschungsprojekten vorgestellt und diskutiert.

Beim „Young Author Award“ überzeugte zudem der Beitrag zur Erarbeitung eines Leitungsmodells zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderständen an den Erdungspunkten. Dieser wurde mit dem „Young Author Award“ für die zehn besten Nachwuchsbeiträge ausgezeichnet.



(a) Teilnehmer beim 18. Symposium Energieinnovation in Graz (v.l.n.r.): Jakob Leide, Michael Bruhns, Carlo Liebermann, Thanh Binh Nguyen, Ricardo Herrmann



(b) Übergabe des Young Author Awards an Thanh Binh Nguyen durch Andrea Höglinger (Vizeleiterin für Forschung der TU Graz) und Hannes Bauer (Österreichisches Klimaschutzministerium)

Foto: IEE, TU Graz

Der Beitrag stellt einen neuen Ansatz zur Modellierung von Freileitungen vor, der die endliche Länge der Erd- und LWL-Seile sowie die Mastausbreitungswiderstände einbezieht. Dieser Ansatz, der an der Professur für Elektroenergieversorgung des Instituts für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik entwickelt wurde, ermöglicht nicht nur eine präzisere Berechnung der Leitungsparameter, sondern auch die Berechnung der Ströme in den Erd- und LWL-Seilen sowie der Ströme, die über die Masten ins Erdreich fließen. Zudem eröffnen sich dadurch neue Möglichkeiten für Beeinflussungsuntersuchungen.

Award for an Outstanding Technical Paper (Oral Presentation) bei der IEEE Electrical Insulation Conference (EIC) 2024

Im Rahmen der einschlägigen Fachkonferenz EIC, die vom 2. bis 6. Juni 2024 in Minneapolis, USA, stattfand, hatte Lena Elspaß von der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze die Möglichkeit, die Ergebnisse ihrer Forschung im Bereich thermomechanischer Spannungen im Isoliersystem langer rotierender Hochspannungsmaschinen bei dynamischem Betrieb zu präsentieren.

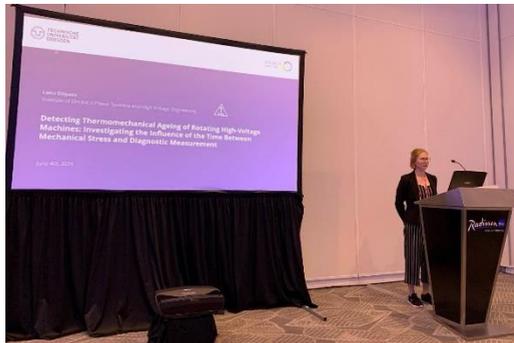
Der Beitrag „Detecting Thermomechanical Ageing of Rotating High-Voltage Machines: Investigating the Influence of the Time Between Mechanical Stress and Diagnostic Measurement“, den Lena Elspaß in einem Vortrag präsentieren durfte, wurde mit dem Award für ein „Outstanding Technical Paper“ ausgezeichnet. Dabei setzt sich die Gesamtwertung aus der Bewertung der Peer-Review-Gutachter:innen und der Bewertung des Fachpublikums, das dem Beitrag beigewohnt hat, zusammen. Lena Elspaß erörtert in dem Beitrag den Einfluss des Zeitverzugs, der zwischen einer Belastungsgröße und dem Zeitpunkt, zu dem diagnostische Messungen durchgeführt werden, auf die Messergebnisse. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn vergleichende Trendmessungen über mehrere Belastungszyklen durchgeführt werden.

Neben dem Vorstellen ihrer Forschungsergebnisse hatte Lena Elspaß durch ein studentisches Stipendium der EIC die Möglichkeit ein zertifiziertes Training zum Thema „Generator winding failure, case studies and repair methods“ zu absolvieren. Weiterhin hat sie an den Treffen der IEEE-Normung teilgenommen und insbesondere beim IEEE-Standard 1310 „Recommended Practice for Thermal Cycle Testing of Form-Wound Stator Bars and Coils for Large“ ihr im Rahmen ihrer Promotion erworbenes Wissen eingebracht.

Wir gratulieren Frau Elspaß für ihre Auszeichnung bei dieser renommierten Fachkonferenz und freuen uns über die Wertschätzung ihrer wissenschaftlichen Ergebnisse durch das Fachpublikum.



(a) Preisübergabe (vlnr):
L. Elspaß, A. Sbravati



(b) L. Elspaß beim Vortrag zu thermomechanischer Alterung
von rotierenden Hochspannungsmaschinen

Lena Elspaß bei der IEEE Electrical Insulation Conference 2024 in Minneapolis

Fotos: L. Elspaß

HIGHVOLT-Preis 2024

Seit 2008 vergibt die Firma „HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH“ den HIGHVOLT-Preis für eine herausragende Diplomarbeit im Bereich der Elektroenergietechnik. Dieser wird jedes Jahr zum Tag der Fakultät verliehen.

Die Auszeichnung erhielt in diesem Jahr Erik Ole Matthes für seine Diplomarbeit „Analyse der Effizienz von Konzepten zur Allokation von Grenzwerten für Harmonische im Hoch- und Höchstspannungsnetz“, welche an der Professur für Elektroenergieversorgung entstanden ist. Überreicht wurde der Preis von Dr. Uwe Kaltenborn, Director of Business Development bei HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH. Erik Ole Matthes ist seit September 2024 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik tätig.



Übergabe des HIGHVOLT-Preises an Erik Ole Matthes durch Dr. Uwe Kaltenborn (r) und Prof. Dr.-Ing. Karlheinz Bock (l)

Foto: Lukas Lorenz

Die Diplomarbeit untersucht verschiedene Verfahren zur Allokation von Oberschwingungsgrenzwerten für Kundenanlagen zum Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz anhand eines generischen Testnetzes. Die in Deutschland gültigen Normen VDE AR-N 4120/4130 und IEC 61000-3-6 werden auf das Testnetz angewendet. Durch Monte-Carlo Simulationen wird die Ausnutzung der Planungspegel verglichen. Die mit der Diplomarbeit begonnenen Untersuchungen werden in einem aktuellen Forschungsprojekt weitergeführt.

Promotionen



Markus Albert, Dr.-Ing.

Verfahren zur automatisierten Koordination von Distanzonen in vermascht betriebenen Netzen

Als Folge der fortschreitenden Energiewende wandelt sich der vormals meist unidirektionale lastabhängige in einen bidirektionalen witterungsabhängigen Leistungsfluss um. Zur Vermeidung normativ unzulässiger Ströme und Spannungen werden durch die Betreiber der Elektrizitätsversorgungsnetze (Netz) Kompensationsmaßnahmen wie Schaltzustandsänderungen oder die Steuerung von Flexibilitäten ergriffen sowie langfristig die Netze verstärkt oder ausgebaut. Dabei müssen zur Gewährleistung einer weiterhin hohen Versorgungssicherheit die Schutzkonzepte kontinuierlich hinsichtlich einer Einhaltung der allgemeinen Anforderungen Selektivität, Schnelligkeit und Zuverlässigkeit überprüft werden. Die Schutzkoordination wird durch die zunehmende Anzahl zu berücksichtigender netzbedingter Unschärfen in der Impedanzmessung sowie Netzzustandsszenarien komplexer und zeitaufwendiger. Ziel dieser Arbeit ist es daher, ein Verfahren zur automatisierten Koordination von Distanzonen in vermascht betriebenen Netzen zu entwickeln und zu erproben.

Verfahren zur automatisierten Koordination von Distanzonen

Die Arbeit stellt ein deterministisches regelbasiertes Verfahren vor mit dem eine automatisierte Koordination von Distanzonen mit den in einem Netzberechnungsprogramm ermittelten Schutzreaktionen möglich ist. Durch das Verfahren werden dabei sowohl anwenderdefinierte Netzzustandsszenarien als auch die in den Vorgaben der Schutzkoordination definierten allgemeinen Anforderungen an Selektivität, Schnelligkeit und Zuverlässigkeit berücksichtigt. Das Verfahren umfasst die nachfolgenden fünf Teilfunktionen: Die Analyse des Selektivschutzkonzeptes ermittelt auf Basis eines Graphen, der anhand der Überlegungen der Graphentheorie die Netztopologie und -schutztechnik in einen analysierbaren Zusammenhang bringt, die zugeordneten Schutzonen jeder Schutzeinrichtung. Die Ermittlung der Schutzreaktionen erfolgt mit Hilfe generischer Modelle der Schutzeinrichtungen in einem Netzberechnungsprogramm durch eine Kaskadenanalyse je Fehlerort. Durch die Kaskadenanalyse wird die zeitlich kaskadierte Abschaltung eines Kurzschlusses bestimmt und als ein wesentlicher Schwerpunkt im Verfahren berücksichtigt. Die Bewertung der Koordination erfolgt durch definierte Bewertungskriterien der zu prüfenden Anforderungen und eines normierten Bewertungsmaßes. Anhand quantitativer und qualitativer Ergebnisse ist als zweiter Schwerpunkt des Verfahrens neben der Identifikation von potenziellen Schwachstellen (z.B. eine unselektive Abschaltung) auch eine Aussage über Optimierungsmöglichkeiten und die Wirksamkeit der Anpassung der Einstellwerte möglich. Ziel der Anpassung der Koordination ist es, Verbesserungspotentiale in den Einstellwerten von Distanzonen zu identifizieren und für eine bestmögliche Einhaltung der Koordinationsvorgaben umzusetzen. Hierbei wird als dritter Aspekt des Verfahrens eine abfallende Kennlinie der gemessenen Fehlerreaktanzen durch einen gesparten Wertebereich berücksichtigt.

Testdatensatz: Einflussfaktoren einer Koordination von Distanzonen

Als Grundlage einer vergleichenden Erprobung wird in der Arbeit ein Datensatz zur Nachbildung einzelner und kombinierter Einflussfaktoren auf die Koordination von Distanzonen vorgeschlagen. Als Einflussfaktoren werden zum einen netzbedingte Unschärfen einer Impedanzmessung aber auch mögliche Eigenschaften und Anordnungen der Schutzzone, die als Netzabschnitte von Distanzschutzgeräten überwacht werden, verstanden. Diese führen zu einer Beschränkung der Parameter von Distanzonen und beeinflussen somit das Koordinationsergebnis. Durch die Auswahl von realitätsnahen Modellierungsparametern der Netze und Netzzustandsszenarien aus der Literatur ist ein Rückschluss auf die Anwendbarkeit des Verfahrens in realen Elektrizitätsversorgungsnetzen möglich. Der Testdatensatz umfasst dabei insgesamt 33 Anwendungsfälle.

Anwendung des Verfahrens

Die Anwendung des Verfahrens erfolgt in einem ersten Schritt im entwickelten Testdatensatz. Als eine Erkenntnis der Validierung der Ergebnisse wird festgestellt, dass die übliche Methode einer Koordination von Distanzonen anhand einer gemessenen Fehlerreaktanzen, bei ausschließlich negativen Werten eine Grenze der Anwendbarkeit erreicht. Da diese Koordinationsmethode auch im entwickelten Verfahren eingesetzt wird erreicht auch dieses eine Grenze der Anwendbarkeit bei ausschließlich negativen Werten der gemessenen Fehlerreaktanzen. Treten zumindest teilweise positive Werte der gemessenen Fehlerreaktanzen auf, so werden durch das Verfahren Einstellwerte ermittelt, die die Koordinationsvorgaben bestmöglich einhalten. Als weitere Erkenntnis wird festgestellt, dass sich durch die Annahme einer endlichen Anzahl von Fehlerorten eine Unschärfe bei der Lage einer Kippgrenze ergibt und dadurch eine Überschreitung des Sicherheitsabstandes zu einer Referenzschutzeinrichtung resultieren kann. Diese lässt sich, wie gezeigt, durch die im Verfahren verwendete Schrittweitensteuerung anhand einer Bisektion auf eine anwenderdefinierte Restabweichung minimieren. Abschließend kann festgestellt werden, dass mit dem vorgestellten Verfahren eine automatisierte Koordination von Distanzonen für einzelne und kombinierte Einflussfaktoren möglich ist.

In einem zweiten Schritt wird zur Vermeidung eines systematischen Fehlers im Testdatensatz sowie zum Nachweis der Anwendbarkeit in komplexen Netzstrukturen das Verfahren in einem realitätsnahen synthetischen 110-kV-Verteilnetz der Publikation in [1] angewendet. Es wird festgestellt, dass sowohl eine Berücksichtigung zeitlich kaskadierender Abschaltungen als auch einer abfallenden Kennlinie der gemessenen Fehlerreaktanzen zur Vermeidung unselektiver Abschaltungen im betrachteten Verteilnetz notwendig sind. Die Validierung der Ergebnisse zeigt, dass durch die im Verfahren verwendeten Methoden stets ein bestmögliches Koordinationsergebnis erzielt wird. Abschließend kann festgestellt werden, dass mit dem Verfahren eine komplexe Koordination in einer vertretbaren Zeit durchgeführt werden kann. Dies ermöglicht durch eine Analyse von Schutzkonzepten die Detektion bisher nicht erkannter Schwachstellen sowie eine Vergleichbarkeit verschiedener Koordinationsergebnisse.

[1] J. Scheel, „Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen“, Dissertation, TU Ilmenau, 2018.



Benedikt Häfner, Dipl.-Ing.

**Differenzierung und Gruppierung von
Teilentladungssignalen bei Gleichspannung**

Die zukünftige Energieversorgung basiert auf regenerativen Energien, wobei diese teilweise über eine große Entfernung zum Nutzer transportiert werden müssen. Hinsichtlich eines möglichst effizienten Energietransports muss dieser verlustarm sein. Dafür ist die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), im Gegensatz zur bisherig ausgeführten Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) besonders eignet.

Die Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung hängt nicht nur von der nominalen elektrischen Festigkeit der Isoliersysteme in den Betriebsmitteln ab, sondern insbesondere von deren Qualität in Bezug auf Defekte. In diesen Schwachstellen können Teilentladungen (TE) entstehen, die unberücksichtigt das Isoliersystem bis zum Ausfall schädigen können. Folgen davon sind hohe Kosten durch den Betriebsmittelausfall und die damit verbundene Ersatzbeschaffung. Die nach IEC 60270 genormte Teilentladungsmessung beugt diesem Szenario vor, indem unzulässige Zustände in einem elektrischen Isoliersystem diagnostiziert werden.

Die Applikation der TE-Messung bei Gleichspannung (DC) besitzt im Verhältnis zu einer Messung unter Wechselspannung (AC) signifikante Herausforderungen, da sie keine Phasenwinkelinformation bereitstellt. Diese erleichtert bei Wechselspannung die Differenzierung und Charakterisierung auftretender Ereignisse deutlich, wodurch die TE-Messung hier zuverlässig und bewährt ist. Bei Gleichspannung können gerade unerwünschte Störsignale das Diagnoseergebnis erheblich beeinflussen und zu einer fehlerhaften Zustandsbewertung des betrachteten Isoliersystems führen. Aktuelle Verfahren zur Differenzierung haben durch eine notwendige Parametervorgabe für ihre korrekte Funktion eine bedeutende Schwäche, sodass diese für die allgemeine Prüfpraxis nur eingeschränkt tauglich sind.

Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt *AnalyTEG* (Projektnr. 13FH200PX6) leistete in industrieller Kooperation mit HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH einen wertvollen Beitrag zum oben beschriebenen Sachverhalt. Der darin entwickelte Algorithmus *Correlation Based Density Thresholding* (CoBaDenT) bietet eine Lösung zur parameterfreien Signaldifferenzierung und -gruppierung. Er nutzt dafür die auf der Signalenergie E beruhende normierte Kreuzkorrelation $\varphi(m)$ nach Gleichung 1, als Ähnlichkeitsmaß für zwei Signale $x_i(t)$ und $x_j(t)$ (vgl. [1]).

$$\varphi(m) = \frac{\mathcal{F}^{-1}(\mathcal{F}^*(x_i(t)) \cdot \mathcal{F}(x_j(t)))}{\sqrt{E_i \cdot E_j}} \quad (1)$$

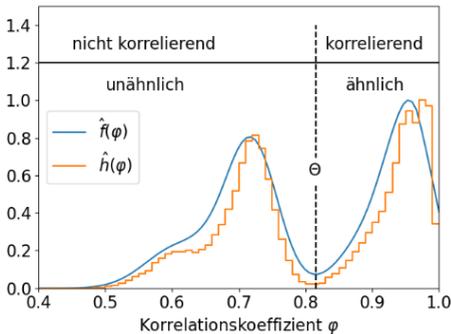


Bild 1: Vergleich zwischen Histogramm Thresholding (\hat{h}) und Density Thresholding (\hat{f}) bei der Ermittlung des Schwellwerts Θ

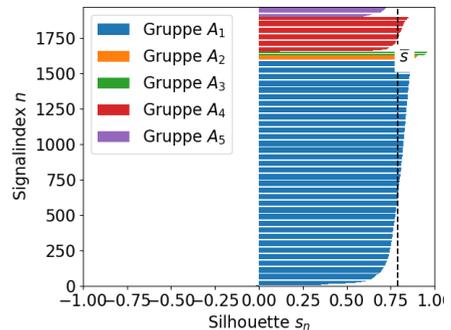


Bild 2: Silhouetten-Plot für die Gruppierung von Signalen einer TE-Messung im industriellen Umfeld

In dem CoBaDenT Algorithmus wird die normierte Kreuzkorrelation mit einer statistischen Auswertung von Häufigkeits- \hat{h} bzw. Dichteverteilungen \hat{f} der Werte φ kombiniert und es wird damit eine für die Signaldifferenzierung notwendigen Schwellwert Θ ermittelt. Dazu nutzt der Algorithmus das *Density Thresholding* (DT), das eine im Rahmen der Arbeit abgeleitete Version des *Histogram Thresholding* (HT) [2] darstellt. Hintergrund dafür ist, dass ein Histogramm \hat{h} nicht stetig ist (siehe Bild 1) und zudem eine Vorgabe der Binzahl erfordert. Der Schwellwert Θ unterscheidet die Signale entsprechend ihrer Ähnlichkeit, wobei Ereignisse innerhalb einer Signalklasse stärker miteinander korrelieren (*Intraklassenkorrelation*). Korrelationen von Ereignissen verschiedener Signalklassen (*Interklassenkorrelation*) fallen schwächer aus, sodass sie sich weniger ähneln.

Der CoBaDenT Algorithmus wurde in Laboruntersuchungen als Differenzierungs- und Gruppierungsmethode zur Applikation bei TE-Messungen im Vergleich zu zwei bewährten Verfahren (k-medoids nach [3] und die Methode auf Basis der normierten Autokorrelation nach [4]) qualifiziert. Unter realistischen Bedingungen einer industriellen Prüfumgebung setzte sich der Algorithmus gegenüber den Anderen durch und konnte als einzige Methode einen Datensatz X entsprechend der in ihm vorliegenden Signalklassen aufteilen und dabei Störungen von den restlichen Daten isolieren. Die Bewertung der Differenzierung und Gruppierung erfolgt dabei durch die Silhouette nach [5] (Bild 2).

- [1] J. Ohm und H. D. Lüke, *Signalübertragung: Grundlagen der digitalen und analogen Nachrichtenübertragungssysteme*. (12th ed.). Springer Vieweg: Wiesbaden, Deutschland, 2014.
- [2] N. Otsu, "A threshold selection method from gray-level histograms," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 9, No. 1, 62–66.
- [3] P. J. Rousseeuw und L. Kaufman, "Clustering by means of medoids," *Statistical Data Analysis Based on the L1 Norm and Related Methods*, S. 405–416, 1987.
- [4] A. Contin und S. Pastore, "Automatic separation of multiple PD sources using an Amplitude-AutoCorrelation Relation Diagram," in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, S. 434–438, 2012.
- [5] A. Struyf, M. Hubert, und P. J. Rousseeuw, "Clustering in an object-oriented environment," *Journal of Statistical Software*, Vol. 1, No. 4, S. 1–30 1997.



Lukas Büttner, Dipl.-Ing.

Beitrag zum Unterbrechungsverhalten von Photovoltaik-Sicherungen bei Überströmen

Sicherungen sind bereits seit mehreren Jahrzehnten ein zuverlässiger und kostengünstiger Schutz vor Überströmen von Komponenten und Anlagen der Elektroenergieversorgung. Beim Einsatz von Sicherungen in Gleichstromanwendungen wie Photovoltaik-Anlagen können deutlich geringere abzuschaltende Überströme im Bereich des 1,35-fachen Nennstroms im Vergleich zu konventionellen Anwendungen auftreten, bei denen die Überströme ca. dem 1,6-fachen Nennstrom entsprechen. Durch den geringeren Abstand zwischen Nenn- und abzuschaltenden Überstrom, muss das Schaltverhalten der Sicherungen deutlich präziser über die Konstruktion des Schmelzleiters angepasst werden. In der Arbeit wurde untersucht, wie die Diffusion zwischen Schmelzleiter- und Lotwerkstoff bei einem Überstrom zu einem zuverlässigen Unterbrechen des Stromkreises führt (Bild 1). Dafür wurde der Einfluss der Temperatur am und die Temperaturverteilung entlang des Lots, die durch den Strom und die Geometrie des Schmelzleiters bestimmt werden, auf das Unterbrechungsverhalten untersucht.

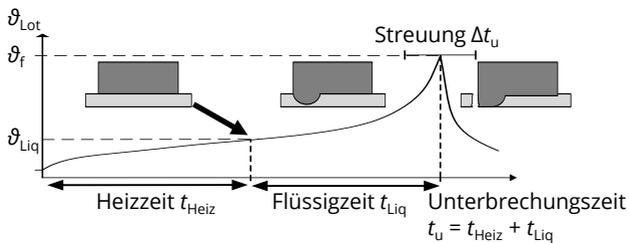


Bild 1: Unterbrechungszeiten von Photovoltaik-Sicherungen bei Überströmen

Durch Versuche mit Überströmen konnten Kriterien für beide Parameter ermittelt werden, die zum sicheren Unterbrechen des Schmelzleiters führen.

Wenn ein Temperaturgradient über dem Lot vorhanden ist, verkürzt dies die Unterbrechungszeit t_u als Summe der Heizzeit t_{Heiz} und Flüssigzeit t_{Liq} im Vergleich zu einer homogenen Temperaturverteilung am Lot deutlich. Durch den Temperaturgradienten über dem flüssigen Lot kommt es zu einer thermokapillaren Konvektion innerhalb des Lots und einem Transport des Schmelzleiterwerkstoffs. Dadurch war der Konzentrationsgradient an der warmen Seite im flüssigen Lot hoch und der Schmelzleiterwerkstoff diffundierte deutlich schneller in den Lotwerkstoff (Bild 2). Die kürzeren Unterbrechungszeiten für Schmelzleiter, bei denen sich ein Temperaturgradient über dem Lot bildete, konnten in stromlosen

Versuchen bestätigt werden. Diese kürzten Unterbrechungszeiten sind aufgrund der thermokapillaren Konvektion nicht von der Gravitation und damit auch nicht von der Einbaulage der Sicherungseinsätze abhängig [1].

Aufbauend auf den physikalischen Prozessen beim Unterbrechen von Überströmen wurde das Schaltverhalten abhängig von den konstruktiven Parametern des Schmelzleiters untersucht. In Unterbrechungsversuchen mit verschiedenen Geometrien von Schmelzleitern konnten die Einflüsse der Temperatur am Lot, der Temperaturverteilung über dem Lot, das Volumen des aufgebracht Lotdepots, der Nähe des Lots zur Engstelle des Lots und der Dicke des Schmelzleiters auf den Temperaturverlauf beim Unterbrechen von Überströmen sowie die Streuung der Unterbrechungszeit ermittelt werden.

Die Heizzeit t_{Heiz} von Schmelzleitern war lang, wenn die berechnete stationäre Temperatur am Lot hoch war oder wenn keine Engstellen neben dem Lot platziert waren. Die Flüssigzeiten t_{Liq} waren kurz, wenn ein großes Lotvolumen oder dünne Schmelzleiter verwendet wurden. [2]

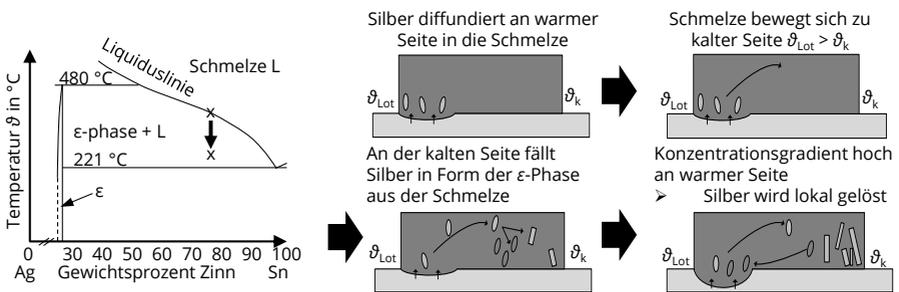


Bild 2: Physikalischer Ablauf beim Unterbrechen des Schmelzleiters mit Temperaturgradient über dem Lot

Auch das Unterbrechungsverhalten gealterter Schmelzleiter wurde mit diesen Einflussgrößen untersucht. Dazu wurden Schmelzleiter bei konstanten und zyklischen thermischen Belastungen mit Gleichstrom oder stromlos im Wärmeschränk bei Temperaturen bis zu 220 $^{\circ}\text{C}$ über bis zu 4000 h gelagert. Die Unterbrechungszeiten der Schmelzleiter, bei denen sich durch den Überstrom ein Temperaturgradient über dem Lot bildete, veränderten sich durch die Alterung bis zu 200 $^{\circ}\text{C}$ für 4000 h nicht signifikant, solange weiterhin das Volumen des Zinnlots ausreichend war.

- [1] L. Büttner, C. Hildmann, W. Skrotzki, und S. Schlegel, "Diffusion of Silver in Liquid Tin Depending on the Temperature Gradient Along the Solder in Low-Voltage Power Fuses at Overcurrents," *IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology*, Vol. 13, No. 6, S. 849–858, 2023. DOI: 10.1109/TCPMT.2023.3289554.
- [2] L. Büttner, M. Oberst, C. Hildmann und S. Schlegel, "Influence of geometry, solder position and volume on the fusing time of silver fuse elements with tin solder at low overcurrents in low-voltage power fuses," in *31st international conference on Electrical Contacts*, Sapporo, Japan, 13.-16.06.2022.

**Benjamin Küchler, Dr.-Ing.****Modellbasierte Berechnung der frequenzabhängigen Stromverteilung in räumlich ausgedehnten Erdungssystemen**

Die Auslegung von Erdungsanlagen hinsichtlich der Sicherheit von Personen basiert im Wesentlichen auf der Bewertung der bei Erdfehler auftretenden Erdungsspannungen bzw. der daraus abgeleiteten Berührungsspannungen. Deren Berechnung setzt die Kenntnis der Fehlerstromaufteilung voraus, da nur der Stromanteil, der als Erdungsstrom ins Erdreich abfließt, das Potential der Erdungsanlage anhebt.

Maßgebend für die Verteilung der Ströme im Erdungssystem sind die induktiven Kopplungen zwischen dem fehlerstromführenden Leiter und den zum Sternpunkt zurückführenden Strompfaden. Daraus geht hervor, dass sowohl die räumliche Anordnung der Leiter als auch die Frequenz der Fehlerstromanteile die vorherrschenden Verhältnisse entscheidend beeinflussen. Beide Einflüsse wurden in den Standards und der Fachliteratur bisher nur punktuell betrachtet.

Der Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit lag daher auf der rechnerischen Bestimmung und Bewertung der Potentialanhebungen, welche sich im Falle eines Erdfehlers in Abhängigkeit von den Frequenzanteilen des Fehlerstroms in unterschiedlich aufgebauten Erdungssystemen ergeben. Dazu wurde ein Modell zur Berechnung der frequenzabhängigen Stromverteilung und den daraus resultierenden Erdungsspannungen in verbundenen Erdungsanlagen entwickelt. Dieses bildet, in Erweiterung zu bestehenden Ansätzen, insbesondere den Einfluss der dreidimensionalen Anordnung der Leiter auf deren magnetische Kopplungen ab. Durch theoretische Betrachtungen und begleitende Messungen wurden zudem die Grenzen derartiger rechnerischer Bewertungsverfahren aufgezeigt.

Anhand von Modellstudien wurde der Einfluss der räumlichen Struktur des Erdungssystems auf die frequenzabhängige Fehlerstromverteilung, die wirksamen Erdungsimpedanzen und die resultierenden Erdungsspannungen analysiert. Dabei wurden explizit Erdfehler an zusammengeschlossenen Hoch- und Niederspannungs-Erdungsanlagen (Ortsnetzstation zur Versorgung eines TN-C-Niederspannungsnetzes) untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass rein zweidimensionale Berechnungsverfahren den theoretischen Worst-Case hinsichtlich der Erdungsspannung nicht abdecken. Für die praktische Anwendung des Modells wurden deshalb Vereinfachungen abgeleitet und Sicherheitsaufschläge empfohlen.

Zudem wurden modellbasierte Untersuchungen von einpoligen Fehlern in voll- und teilverkabelten Netzen durchgeführt. Im Fokus stand dabei die potentialanhebende Wirkung der Frequenzanteile des einpoligen Fehlerstroms. Der Vergleich zweier Beispielnetze hinsichtlich der an den Erdungsanlagen (Knotenpunkten k) auftretenden Erdungsspannungen U_{Ek} ist in Bild 1 für ausgewählte Frequenzen dargestellt. Die Erdungsspannungen sind dabei auf den jeweils eingepprägten einpoligen Fehlerstrom I_F normiert.

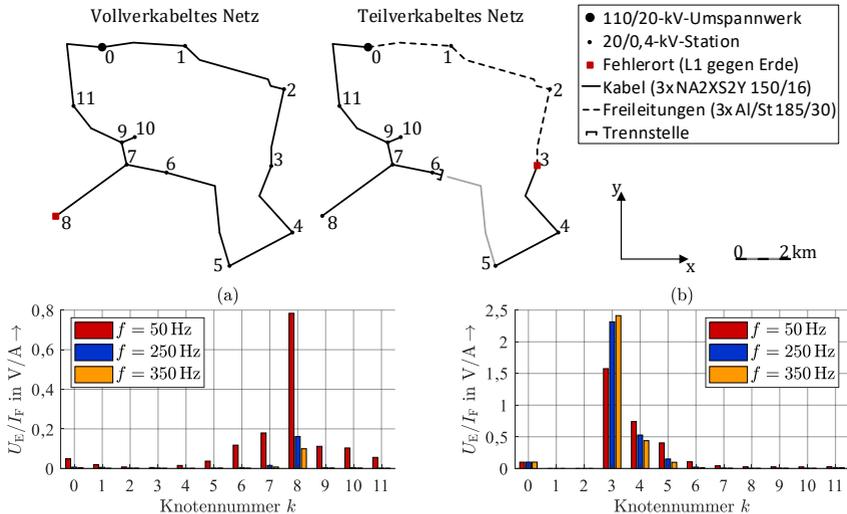


Bild 1: Einpolige Darstellung der Modellnetzarrangierungen sowie berechnete, bezogene Erdungsspannungen $U_{E,k}/I_F$ an den Knoten k des (a) vollverkabelten und (b) teilverkabelten Netzes bei variierender Frequenz f (Erdübergangsimpedanzen: $Z_{E0} = 0,1 \Omega$, $Z_{E1} = \dots = Z_{E11} = 2,6 \Omega$) (nach [1])

In vollverkabelten Netzen fließen die höherfrequenten Anteile des Rückstroms ($f > 50 \text{ Hz}$) – infolge der induktiven Kopplungen – nahezu ausschließlich in den beidseitig geerdeten Schirmen der fehlerstromführenden Kabel. Bedingt durch diese charakteristische, frequenzabhängige Stromaufteilung bewirken die Oberschwingungsanteile des eipoligen Fehlerstroms in derartigen Netzgebieten deutlich geringere Potentialanhebungen im Erdungssystem als der Grundschwingungsanteil. Der Effektivwert der Erdungsspannungen wird somit maßgebend durch die 50-Hz-Komponente bestimmt. Auf Grundlage dieser Feststellung können vereinfachte Methoden zur Bewertung der Erdungssysteme verkabelter Netze abgeleitet werden.

Wird der einpolige Fehler hingegen über eine Leitung ohne zusätzlichen Rückleiter (Freileitungen ohne Erdseil, Kabel mit einseitig geerdeten Schirmen) gespeist, so wird der gesamte Fehlerstrom als lokaler, potentialanhebender Erdungsstrom wirksam. An derartigen Anlagen sind bei stromstarken Erdfehlern somit besonders hohe Potentialanhebungen zu erwarten. Hierzu sind künftig noch weitere Untersuchungen – insbesondere in Hinblick auf die Ortsabhängigkeit der Frequenzanteile des einpoligen Fehlerstroms – notwendig.

In Summe liefert die Arbeit einen Beitrag dazu, wie der rechnerische Nachweis zulässiger Berührungsspannungen geführt und das Prozedere zur Auslegung von Erdungsanlagen vereinfacht werden kann.

[1] B. Kückler, „Modellbasierte Berechnung der frequenzabhängigen Stromverteilung in räumlich ausgedehnten Erdungssystem“, Dissertation, Technische Universität Dresden, 2024, <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa2-901763>.



Shrinath Kannan, Dr.-Ing.

Continuous non-invasive harmonic resonance detection and characterization in residential low-voltage network

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Harmonic resonances are increasingly observed in central European residential low-voltage networks. These resonances are caused by increased usage of power-electronic-based equipment such as household appliances, electric vehicle chargers, and photovoltaic inverters. These resonances amplify the prevailing disturbance levels produced by the power-electronic-based equipment thus inducing a cause-effect loop as shown in Fig. 1.

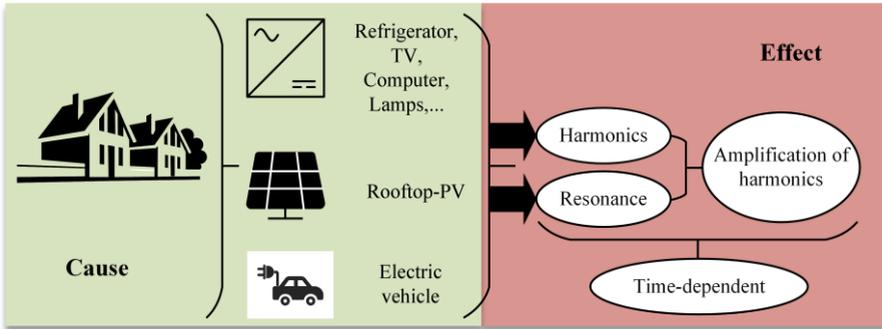


Figure 1: Cause and effect of harmonic resonance in residential LV network

These equipment are connected and disconnected by the users at various time instances in a day resulting in a time-dependent cause and effect of harmonic resonances. This warrants a continuous detection and characterization of harmonic resonance in residential low-voltage networks. The resonance can be detected by both invasive and non-invasive approaches. The invasive approaches are accurate but are oftentimes costlier and bulkier solutions. Furthermore, as they inject a signal to detect resonances, they may disturb the nominal operation of the network and cannot be continuously used. The non-invasive approaches are more suited for continuous detection and characterization of resonance since they measure only harmonic voltages and currents and do not inject any disturbing signal. However, their typical disadvantages such as less reliability and longer measurement durations need to be addressed.

In this work, a non-invasive technique for continuous detection and characterization of harmonic resonance in residential low-voltage networks is presented. The technique is formulated in three stages based on three indices each detecting a harmonic resonance characteristic as shown in Fig. 2. The first stage detects the presence of resonance using the Pearson coefficient, the second stage detects the resonant harmonic order or bandwidth using

the normalized change in the harmonic apparent power, and the third stage detects the resonance intensity using the relationship between the phase angle of customer-side impedance and resonance amplification factor [1]. Further details regarding the mathematical formulation of the indices and their performance can be referred to [1].

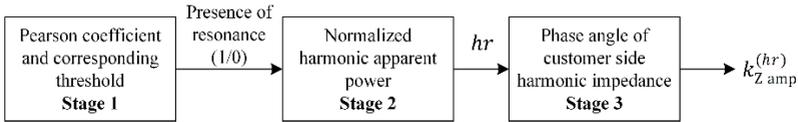


Figure 2: Overview of the non-invasive resonance detection technique

Results

To validate the non-invasive resonance detection technique and quantify the success rate of each stage, harmonic voltage, current, and impedance (invasively) were measured at the LV busbar of the supply transformer of 2 different residential LV networks, located at different locations in Dresden, Germany for 2 days. The success rates for each stage are evaluated using the binary outputs: (1) indicating that the stage has successfully detected the corresponding resonance characteristics, (0) indicating that the stage did not. The binary outputs are summed up and represented in percentages to evaluate the performance of each stage.

Table 1: The success rate of 3 stages of non-invasive resonance detection technique

Stages/Phases		Success rates in %		
		L1	L2	L3
Network 1	Stage 1	86	73	53
	Stage 2	87	94	43
	Stage 3	51	99	85
Network 2	Stage 1	76	69	94
	Stage 2	87	86	100
	Stage 3	66	98	96

Table 1 shows the success rates for all three stages in networks 1 and 2. The low success rate in phase L3 in network 1 is majorly due to a very low amplification factor where a clear distinction between resonance and no-resonance scenario is difficult to ascertain. Overall, the success rates of stages 1 – 3 in the long-term campaign are equal to 75.34%, 82.77%, and 82.78% respectively. These results indicate that the non-invasive resonance detection technique is capable of detecting all harmonic resonance characteristics with a decent success rate. This technique can provide an initial idea about the characteristics of harmonic resonances without investing in additional hardware, but only using a standard power quality instrument. To improve the performance of this technique, a quasi-invasive approach can be used.

[1] S. Kannan, J. Meyer, J. Rens, and P. Schegner, "A Novel Extended Non-invasive Harmonic Resonance Detection Technique for Public Low Voltage Networks," IEEE Trans. Instrum. Meas., vol. 9456, no. c, 2022, DOI: 10.1109/TIM.2022.3160548.



Thomas Linde, Dr.-Ing.

Auswirkungen harmonisch verzerrter Spannungen auf das dielektrische Verhalten polymerer Isolierstoffe

„Die Zahl der leistungselektronischen Frequenzumrichter wird in der Zukunft weiter signifikant zunehmen. Die Gründe dafür sind die vermehrt dezentrale und verteilte Energiebereitstellung mit Anlagen kleiner Anschlussleistung sowie die zunehmende Flexibilisierung der elektrischen Betriebsmittel. Prinzipbedingt haben leistungselektronische Bauteile zur Folge, dass die harmonische Verzerrung der Systemspannung zunimmt. Dabei spielen unzureichend ausgelegte oder nicht vorhandene Filter eine Rolle, jedoch können Resonanzeffekte zwischen Induktivitäten und Kapazitäten der Komponenten auch einzelne Frequenzanteile über das erlaubte Maß hinaus verstärken.

Mit dieser Dissertation werden die Auswirkungen eben jener harmonischen Verzerrung auf polymere Isoliermaterialien, wie sie typischerweise in Betriebsmitteln der Mittelspannungsebene eingesetzt werden, analysiert. Prinzipiell verursachen harmonisch verzerrte Spannungen zusätzliche dielektrische Verluste in Isoliermaterialien, die zu zusätzlichem Wärmeeintrag führen können. Weiterhin ändert sich das Teilentladungsverhalten (TE-Verhalten) durch die nichtsinusförmigen Spannungsformen. In dieser Arbeit werden harmonisch verzerrte Spannungen mit einem Gesamtoberschwingungsgehalt bis zu 20 % und einer Frequenz bis 1550 Hz (entspricht der 31. Harmonischen) untersucht.

Verschiedene spezifische Versuchsaufbauten, Messmethoden und Berechnungsmodelle wurden entwickelt und verifiziert, um die Ziele dieser Arbeit zu erreichen. Besonders herausfordernd ist die Umsetzung der Erzeugung der harmonisch verzerrten Spannungen bis zu einigen 10 kV mittels konventioneller Prüftechnik. Dementsprechend sind, neben den eigentlichen (Mess-) Ergebnissen, die entwickelten Methoden und Modelle ein wichtiges Element dieser Arbeit.

Die Arbeit analysiert den Einfluss verschiedener elektrischer Feldstärken und Temperaturen im Kontext harmonisch verzerrter Spannungen für das untersuchte Epoxidharz. Das Material hat dabei so geringe dielektrische Verluste, dass sich auch bei hohen Temperaturen nahe der Glasübergangstemperatur keine thermischen Instabilitäten abzeichnen. Die absoluten dielektrischen Verluste selbst steigen mit höher werdender elektrischer Feldstärke und Temperatur. Ein thermoelektrisches Berechnungsmodell für mehrere Frequenzkomponenten der Spannung ermöglicht die Berechnung der Erwärmung des Materials durch die (zusätzlichen) dielektrischen Verluste. Die Berechnungen bestätigen die geringfügige Erwärmung des Epoxidharzprobekörpers (< 1 K). Demgegenüber werden Berechnungen für Hartpapier (Pertinax) durchgeführt, welches vergleichsweise hohe dielektrische Verluste aufweist. Hier steigt die Temperatur in der gewählten Anordnung um bis zu 15 K. Dabei

kommt es durch die überlagerten harmonischen Verzerrungen zu einem Temperaturanstieg um +55 % im Vergleich zu unverzerrter Spannung. Neben den thermischen Effekten durch dielektrische Verluste, verändern harmonisch verzerrte Spannungen das TE-Verhalten signifikant. Experimentell kann an einer Gleitentladungsanordnung mit PET-Folie als Isoliermaterial gezeigt werden, dass Messwerte wie die scheinbare Ladung Q und die TE-Wiederholrate n durch die Harmonischen beeinflusst werden (Tabelle 1). Dabei werden verschiedene harmonisch verzerrte Spannungen mit einer konstanten Spitzenspannung untersucht, um den Einfluss der starken Verzerrung des Spannungsverlaufes hervorzuheben. Die Analyse der phasenaufgelösten TE-Muster (Bild 1) zeigt, dass die TE mehrfach pro Periode ein- und aussetzen und die verzerrten Spannungen somit einen Einfluss auf die Länge des gesamten TE-Intervalls pro Periode haben.

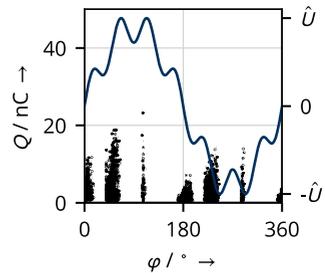


Bild 1: Gemessenes Teilentladungsmuster bei harmonisch verzerrter Spannung (Überlagerte siebte Harmonische mit THD = 20 %) [1]

Tabelle 1: Einflussfaktoren der harmonisch verzerrten Spannungen auf Teilentladungsmesswerte [1]

	Scheinbare Ladung Q	TE-Wiederholrate n	Phasenintervall mit TE φ_{on}
Ordnung der Harmonischen $h \uparrow$	↓	↑	↓
Gesamtüberschwingungsgehalt (THD) \uparrow	↔	↔	↓

Konstantspannungstests mit der identischen Gleitentladungsanordnung zeigen, dass weder der Gesamtüberschwingungsgehalt (THD) noch die harmonische Ordnung h einen eindeutigen Einfluss auf die TE-Alterung haben. Weiterhin gibt es keinen statistisch eindeutigen Zusammenhang zwischen den gemessenen TE-Parametern und der gemessenen Isoliermateriallebensdauer, wenn verschiedene harmonisch verzerrte Spannungen untersucht werden.

Die vorliegende Dissertation zeigt, dass Spannungsformen mit moderater harmonischer Verzerrung und deren Auswirkungen kein signifikantes Zuverlässigkeitsproblem für moderne Isoliermaterialien darstellen. Sowohl die ermittelten Messergebnisse als auch die erläuterten Messaufbauten, Methoden und Modelle stellen eine Grundlage für nachfolgende, spezifischere Untersuchungen z. B. an anwendungsnahen Anordnungen dar. [1]

[1] J. T. Linde, "Influence of Harmonic Distorted Voltages on the Dielectric Behaviour of Polymeric Insulation Materials," Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2024, DOI: 10.25368/2024.293.



Maximilian Schmidt, Dr.-Ing.
**Zustandsidentifikation von Nieder- und
 Mittelspannungsnetzen mit wertebeschränkten
 Pseudo-Messwerten unter Anwendung von
 Affiner Arithmetik**

Als Reaktion auf den Klimawandel erwächst zunehmend das Bedürfnis nach klimafreundlichen Energie- und Mobilitätslösungen. Die daraus resultierende Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie leistungsintensiven Verbrauchern mit hoher Gleichzeitigkeit stellt neue Herausforderungen für Nieder- und Mittelspannungsnetze dar. Derzeit ist die Netzführung in diesen Netzen durch reaktive Maßnahmen gekennzeichnet. Eine kontinuierliche Überwachung der aktuellen Belastungssituation erfolgt in der Regel nicht. Die fortschreitende Digitalisierung der Energieinfrastruktur ermöglicht hingegen eine *aktive Netzführung*, die kritische Netzsituationen mithilfe der Zustandsidentifikation automatisiert detektiert und im Rahmen des Engpassmanagements behebt. Hierzu ist eine ausreichende Durchdringung mit Sensorik und Aktorik entscheidend, um die notwendige *Beobachtbarkeit* und *Steuerbarkeit* der Netze zu gewährleisten. Aufgrund der besonderen Eigenschaften von Nieder- und Mittelspannungsnetzen können aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz bekannte Ansätze zur Zustandsidentifikation nicht direkt angewendet werden.

Im Rahmen der Dissertation wurde eine Methodik zur Zustandsidentifikation in Nieder- und Mittelspannungsnetzen als Teil einer aktiven Netzführung entwickelt. Dabei wird erstmalig der Einsatz von Pseudo-Messwerten mit einer Beschränkung des Lösungsraums der Zustandsidentifikation kombiniert und Affine Arithmetik als Beschreibungsmodell eingesetzt. Pseudo-Messwerte sind synthetische Ersatzwerte für die Wirk- und Blindleistung nicht gemessener Lasten, um das strukturell unterbestimmte Netzgleichungssystem in ein künstlich überbestimmtes Gleichungssystem zu überführen. In diesen *pseudo-beobachtbaren* Netzen stellen Pseudo-Messwerte die wesentliche Quelle von Unsicherheit dar. Im Gegensatz zur verbreiteten probabilistischen Modellierung von Unsicherheit wird ein deterministischer Ansatz in Form *werteschränkter* Pseudo-Messwerte verfolgt. Mithilfe von Unsicherheitsintervallen wird der mögliche Wertebereich eines Pseudo-Messwertes auf eine abgeschlossene Menge beschränkt, die unter anderem bekannte Betriebsgrenzen berücksichtigt. Ein Unsicherheitsintervall der Wirkleistung ist wie folgt definiert:

$$[P] = [P^-, P^+] := \{P \in \mathbb{R} \mid P^- \leq P \leq P^+\} \quad (1)$$

Die gemeinsame Betrachtung von mit Unsicherheit behafteten Größen führt zu Unsicherheitsbereichen. Um funktionale Abhängigkeiten zwischen Wirk- und Blindleistung präziser abbilden zu können wird erstmals in diesem Kontext *Affine Arithmetik* eingesetzt. Affine Arithmetik ist eine Erweiterung der konventionellen Intervallarithmetik und zählt ebenfalls zur Bereichsarithmetik.

Die entwickelte Methodik zur Zustandsidentifikation erfordert, dass die Wirk- und Blindleistung jeder nicht gemessenen Ersatzlast in Form von Unsicherheitsbereichen beschrieben

werden. Diese zunächst als statisch angenommenen Unsicherheitsbereiche beschränken zwar den möglichen Lösungsraum für die Zustandsidentifikation, können jedoch im Widerspruch zu aktuellen Messwerten stehen. Mithilfe eines neuartigen Lösungsverfahrens basierend auf Bereichsarithmetik werden vorhandene Messinformationen mit algebraischen Zusammenhängen des Netzgleichungssystems derart in Verbindung gesetzt, dass inkonsistente Wertekombinationen von Wirk- und Blindleistung aus den statischen Unsicherheitsbereichen der Ersatzlasten eliminiert werden. Die somit bestimmten dynamischen Unsicherheitsbereiche sind für einen konkreten Satz von Messwerten gültig und beschränken den Lösungsraum der Zustandsidentifikation.

Die Funktionalität und Effektivität des entwickelten Verfahrens zur Zustandsidentifikation konnte anhand von Simulationsrechnungen und einem Feldversuch vollumfänglich nachgewiesen werden. Die Ergebnisse belegen, dass das entwickelte Verfahren gegenüber einem konventionellen Ansatz eine deutlich höhere Lösungsqualität erzielt. Die Verifikationsergebnisse des Feldversuchs konnten außerdem bestätigen, dass die entwickelte Methodik auch unter Praxisbedingungen und mit realen Messfehlern zuverlässig Ergebnisse in erwarteter Qualität liefert.

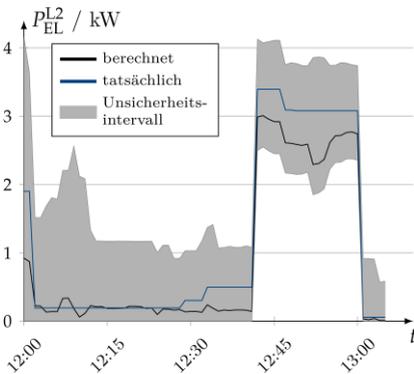


Bild 1: Zeitverlauf der berechneten und tatsächlichen Wirkleistung einer nicht gemessenen Ersatzlast mit Unsicherheitsintervall

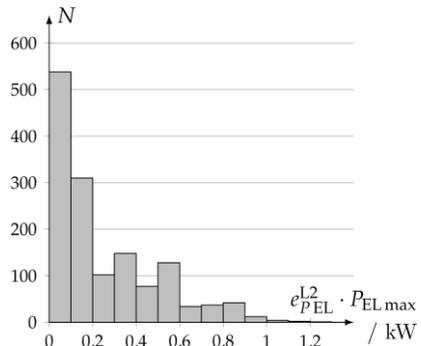


Bild 2: Häufigkeitsverteilung des absoluten Wirkleistungsfehlers der nicht gemessenen Ersatzlast

Bild 1 zeigt einen Zeitausschnitt des simulierten Wirkleistungsverlaufs im Außenleiter L2 für eine nicht gemessene Ersatzlast mit $P_{EL,max}=9,79$ kW. Neben dem tatsächlichen Leistungsverlauf sind ebenfalls das für jeden Zeitpunkt berechnete Unsicherheitsintervall sowie der daraus resultierende Berechnungswert der Zustandsidentifikation dargestellt. Aus dem Zeitverlauf wird deutlich, dass das dynamische Unsicherheitsintervall zu jedem Zeitpunkt den tatsächlichen, unbekanntem Wert beinhaltet. Selbst ein Leistungssprung wird durch eine Verlagerung des Unsicherheitsintervalls zuverlässig detektiert, woraufhin der berechnete Wert ebenfalls diesem Sprung folgt. Bild 2 zeigt die Verteilung des absoluten Wirkleistungsfehlers für diese nicht gemessene Ersatzlast basierend auf einer Simulationsrechnung über 24 h. Aus der Häufigkeitsverteilung wird das niedrige Fehlerniveau deutlich.

Kooperationen

Kooperationen National

Wissenschaftskooperationen

BA Bautzen
Energieforschungsinstitut Dresden e.V.
Energy Saxony e.V.
fem Forschungsinstitut
Fraunhofer IGP
Fraunhofer IEE
Fraunhofer IKTS
Fraunhofer ISIT
Fraunhofer IWS
Fraunhofer IWU
Fraunhofer EMFT
Leibniz Universität Hannover
Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Hochschule Zittau/Görlitz (FH)
HTW Dresden

HTW Saarland, Saarbrücken
HTWK Leipzig
INP Greifswald e.V.
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB
Technische Universität Braunschweig
Technische Universität Darmstadt
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Technische Universität Chemnitz
Technische Universität Ilmenau
Technische Universität München
Universität Bremen
Universität Duisburg-Essen
Universität Stuttgart

Industriekooperationen

50Hertz Transmission GmbH
Acelor Mittal Europe
Alcunifer
Amprion GmbH
A.Eberle GmbH & Co.KG
Avacon AG
Bayernwerk Netz GmbH
BBC Cellpack GmbH
BMW AG
bnNETZE GmbH
BSD Bildungs- und Servicezentrum GmbH
Brehmer GmbH & Co.KG

BTM Europe Blechverarbeitungstechnik GmbH
Cteam Consulting & Anlagenbau
Daimler AG
Dehn & Söhne GmbH
DlgSILENT GmbH
DKE AG
DNV GL Energy
Eckold technics GmbH & Co.KG
Emacons consulting GmbH
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
EnBW Regional AG
engstKABEL GmbH & Co. KG

envia Mitteldeutsche Energie AG	Rolls-Royce Deutschland Ltd. & Co KG
E.ON Avacon	Rosenberger Hochfrequenz GmbH & Co. KG
E.ON edis AG	RWE AG
Forum Netztechnik Netzbetrieb im VDE	SachsenEnergie AG
Framatome GmbH	SachsenNetze GmbH
F&S PROZESSAUTOMATION GmbH	SachsenNetze HS.HD GmbH
GBS Elektronik GmbH	Schaeffler Technologies AG & Co. KG
FEP Fahrzeugtechnik Pirna GmbH & Co.KG	Schneider Electric GmbH
GEIRI (Global Energy Interconnection Research Institute Europe) GmbH	Sennebogen Maschinenfabrik GmbH
GWT-TUD GmbH	Siba GmbH
Hegewald & Peschke GmbH	Siemens AG
herone GmbH	Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH	SMA Technologie GmbH
Hitachi Energy	Südkabel GmbH
Infineon Technologies AG	TE Connectivity Germany GmbH
Intercable Toos GmbH	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co.KG
LAPP Insulator GmbH	TenneT TSO GmbH
LTB Leitungsbau GmbH	TENOWO GmbH
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH	TOX Pressotechnik GmbH & Co.KG
Megger Germany GmbH	TPS Transfer- und Profilsysteme GmbH
Metallux GmbH	Thomas Werner Industrielle Elektronik eKfm
NetzeBW GmbH	TenneT TSO GmbH
NH-HH-Recycling e.V.	TransnetBW GmbH
ohv diagnostic	VEM Sachsenwerk GmbH
Omexom Hochspannung GmbH	Weitkowitz GmbH
Omicron electronics GmbH	Westnetz GmbH
Picon GmbH	WiE GmbH - Werk für industrielle Elektronik
Pilgrim GmbH	Yamaichi Electronic Deutschland GmbH
Profil Verbindungstechnik GmbH & Co.KG	ZF Friedrichshafen AG

Kooperationen International

Wissenschaftskooperationen

Aalto University/Finnland
Auburn University, USA
Brno University, Tschechische Republik

Federal University of Juiz de Fora, Brasilien
India Institute of Technology Madras, Indien
Kings College London, UK
LNE Laboratoire national de métrologie
d'essais METAS, Bern, Schweiz
ort Said University, Ägypten
Technical University of Liberec
UFPA, Brasilien

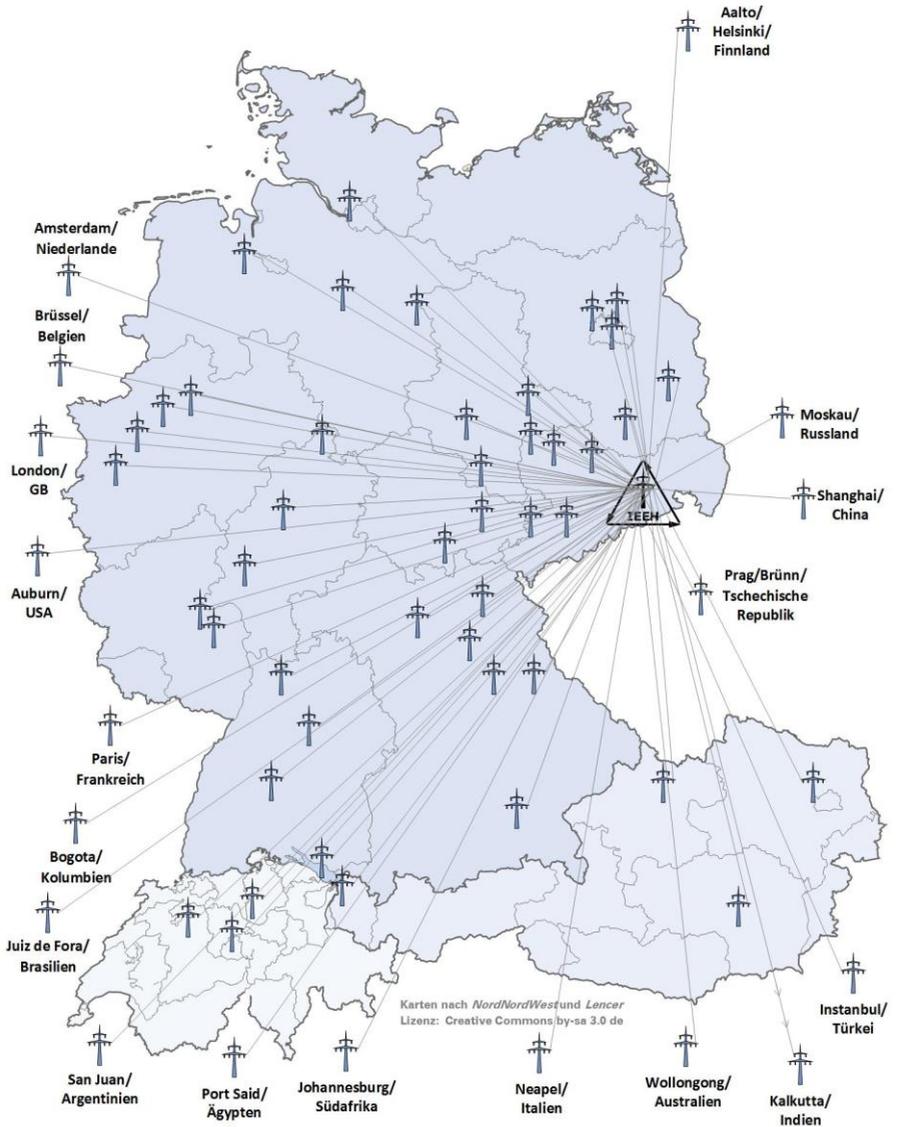
University of Edinburgh
Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
Università degli Studi della Campania Luigi
Vanvitelli, Naples, Italien
Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
University of Canterbury, Neuseeland
University of Liberec, Tschechische Republik
University of Naples Parthenope, Italien

University of Stellenbosch, Südafrika
University of Canterbury in Christchurch
Wroclaw University of Technology, Polen

Industriekooperationen

APG Austrian Power Grid AG
Camille Bauer Metrawatt AG, Schweiz
Energie AG Oberösterreich
EWZ - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
Hitachi Energy, Schweiz
Hightechzentrum Aargau

ÖBB Infrastruktur AG, Wien
Pfiffner Messwandler AG, Schweiz
Pfisterer Switzerland AG
ProRail N.V., Niederlande
Schweizerische Bundesbahnen SBB
Stäubli Electrical Connectors AG, Schweiz



Kommissions- und Gremienarbeit

Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung

Dozent Dr.-Ing. Hartmut Bauer

VDE-Ausschuss *Sicherheits- und Unfallforschung* (stv. Obmann)

VDE Dresden Arbeitskreis *Geschichte der Elektrotechnik* (Vorsitzender)

Dr.-Ing. Ana Maria Blanco

CIREC Session Advisory Group (Session 2: Power Quality & EMC)

CIREC/CIGRÉ Working Group C4.40 *Revisions to IEC Technical Reports 61000-3-6, 61000-3-7, 61000-3-13, and 61000-3-14*

CIGRÉ Working Group C4.68 *Electromagnetic Compatibility (EMC) issues in modern and future power systems*

CIGRÉ Working Group A3.45 *Methods for identification of frequency response characteristic of voltage measurement systems*

M. Sc. Christian Jäschke

Schriftführer des VDE Dresden

Dipl.-Ing. Sebastian Krahmer

VDE Dresden Arbeitskreis *Verteilungsnetze*

ETG/GMA Fachausschuss V2.1/FA 7.16 *Netzregelung und Systemführung* (Gast)

Dipl.-Ing. Carlo Liebermann

ETG/ITG/FNN Arbeitsgruppe *Zentralschutzsysteme*

Prof. Dr.-Ing. habil. Jan Meyer

VDE Dresden Arbeitskreis: *Netzurückwirkungen*

DK CIREC und CIREC Technical Committee (Session 2: Power Quality & EMC)

DKE/UK 767.1 *Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen* (stv. Obmann)

VDE/FNN Expertennetzwerk *Netzurückwirkungen*

VDE/FNN Projektgruppe *Netzurückwirkungen durch Lichtbogenöfen*

D-A-CH-CZ Arbeitsgruppe *EMV* (Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen)

CENELEC TC219 WG11 *Mains Communication Systems/Immunity*

CENELEC TC210 WG20 *Harmonic, Interharmonic and Supraharmonic emission limits < 9 kHz for installations*

CIREC/CIGRÉ Working Group C4.40 *Revisions to IEC Technical Reports 61000-3-6, 61000-3-7, 61000-3-13, and 61000-3-14*

CIGRÉ Working Group C4.63: *Harmonic power quality standards and compliance verification – a comparative assessment and practical guide*

CIGRE Working Group A3.45 *Methods for identification of frequency response characteristic of voltage measurement systems*

IEEE PES Working Group on Harmonics (IEEE 519)

IEEE TF on harmonic modelling

Dipl.-Ing. Robert Stiegler

CIGRE Working Group A3.45 *Methods for identification of frequency response characteristic of voltage measurement systems*

CIGRE Working Group A3.50 *On-site calibration and verification of the accuracy of instrument transformers*

DKE AK 767.1.2 *Spannungsschwankungen* (Gast)

DKE UK 964.2 *Einrichtungen zum Messen / Überwachung der Netzqualität in elektrischen Energieverteilungsnetzen* (Mitarbeiter)

Interessensverband Netzimpedanz (Mitglied des Vorstands)

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

VDE (ETG) Task Force *Grundsätzliche Auslegung Neuer Netze* (Vorsitzender)

CIGRE Study Committee B5 *Protection and Automation*

Freunde und Förderer der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik (Mitglied des Vorstands)

VDE Dresden Arbeitskreis: *Relais- und Schutztechnik*

Dipl.-Ing. Sasan Jacob Rasti

VDE (ETG) Task Force *Zukunftsbild Energie*

Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze

Dipl.-Ing. Lena Elspaß

IEC TC 2 MT 10 *Rotating Machinery – Qualification, tests and diagnostics of winding insulation systems*

DKE AK 311.0.6 *Isoliersysteme* (Gast)

Dr.-Ing. Christian Hildmann

IEC TC 11 JWG 13 *Overhead lines*

DKE AK 421.0.5 *Komponenten* (Gast)

Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse

IEC TC 17/SC 17C/WG 42 *IEC TS 62271-318, DC gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages including and above 100 kV*

IEC TC 17/SC 17C/JMT 18 *IEC/TR 62271-209: High-voltage switchgear and controlgear - Part 209: Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV - Fluid-filled and extruded insulation cables - Fluid-filled and dry type cable-terminations*

CIGRE JWG B1/B3/D1.79 *Recommendations for dielectric testing of HVDC gas-insulated cable connection assemblies* (Secretary)

CIGRE WG D1.63 *Partial discharge detection under DC voltage stress*

CIGRE DAK SC B3 *Substations*

CIGRE DAK SC D1 *Materials and emerging test techniques*

VDE ETG Q2 *Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik*

Dr.-Ing. Thomas Linde

CIGRE WG D1.74 PD measurement on insulation systems stressed from HV power electronics

Dipl.-Ing. Johanna Linke

CIGRE WG D1.78 Partial discharge properties of non-SF₆ insulating gases and gas mixtures

PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel

DKE AK 411.3.2 *Verbinder*

DKE AK 411.3.1 *Hochspannungsgarnituren* (Gast)

AK ASIL-*Metrik im Bordnetz* (Gast)

VDI-GPP FA 734 *Stromführende Schraubenverbindungen* (Stellvertretender Vorsitzender)

VDE GMM FA 3.4 *Optische und Elektronische Verbindungstechnik*

VDE FA Q3 *Schalten und Kontaktverhalten*

Veranstaltungen

Schutz- und Leittechnik Tutorial

Am 05. und 06. März 2024 fand das Schutz- und Leittechnik Tutorial in Leipzig statt. Beim ETG/FNN-Tutorial haben sich zahlreiche Expertinnen und Experten über die Konsequenzen zukünftiger Entwicklungen der Netze auf die Schutz- und Leittechnik ausgetauscht. Schwerpunkte der diesjährigen Veranstaltung waren:

- Neue Technologien im Zusammenhang mit KI und Virtualisierung
- Herausforderungen und Lösungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Digitales Umspannwerk und Cybersecurity
- Schutz- und Leittechnik in Hoch- und Höchstspannung
- Erfahrungen aus Netzstörungen und Projekten

Das IEEH der TU Dresden war zahlreich vertreten und hat auch mit Posterbeiträgen am wissenschaftlichen Austausch beigetragen:

- „Untersuchung von Verfahren zur Abschaltung dezentraler Erzeuger bei einpoligen Fehlern im Mittelspannungsnetz“ (Ricardo Herrmann, Wilhelm Fuchs, Jörg Meyer, Peter Schegner, Wolf Fischer, Michael Mercker)
- „Selektive Fehlerklärung durch angepasste Stromrichter-Strombegrenzung“ (Carlo Liebermann, Lasse Gnärig, Ricardo Herrmann, Robin Weiss, Andreas Hoffmann)
- „Kurzschlussstrombeitrag eines 50-kW-PEM Elektrolyseurs“ (Michael Bruhns, Carlo Liebermann, Peter Schegner)



Teilnehmer des „Schutz- und Leittechnik Tutorials“ in Leipzig

Foto: EW Medien und Kongresse, Thomas Ecke

Dresdner Kreis

Der Dresdner Kreis bietet jungen, wissenschaftlichen Mitarbeiter:innen der Universitäten Magdeburg, Hannover, Dresden und Duisburg-Essen die Möglichkeit im Rahmen eines wissenschaftlichen Kolloquiums ihre aktuellen Forschungsthemen aus den unterschiedlichsten Bereichen der Elektroenergieversorgung zu präsentieren und im Anschluss zu diskutieren. Neben dem wissenschaftlichen Austausch wird den Teilnehmenden die Möglichkeit gegeben Kontakte zu den anderen Universitäten zu knüpfen und die Gastgeberstadt kulturell kennen zu lernen.



Teilnehmer:innen des „Dresdner Kreises“ in Duisburg

Foto: Carsten Graeve

Das 24. Treffen zum Dresdner Kreis fand in diesem Jahr vom 19. bis zum 20.03.2024 an der Universität Duisburg-Essen. Der erste Tag des Dresdner Kreis war durch acht Fachvorträge der vier Professuren geprägt. Hierbei wurde die Technische Universität Dresden durch Herr Thanh Binh Nguyen mit seinem Vortrag zum Thema "Freileitungsmodell mit Berücksichtigung der endlichen Länge der Erdseile und der Mastausbreitungswiderstände der Masteder" und Frau Olga Zyabkina mit ihrem Vortrag zum Thema "Automatic detection of atypical harmonic emission patterns in transmission system power quality data" vertreten. Am zweiten Veranstaltungstag folgte eine spannende Exkursion in das Stahlwerk der Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH.

Kolloquium Hochspannungs- und Hochstromtechnik

13. Assistententreffen am 01.06.2024

Das Assistententreffen der Hochspannungs- und Hochstromtechnik findet seit 1967 an der Technischen Universität Dresden statt und führt die ehemaligen und derzeitigen wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Fachgebietes zusammen. Der Einladung zum 13. Kolloquium Hochspannungs- und Hochstromtechnik folgten am 1. Juni 2024 wieder zahlreiche ehemalige wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.



13. Assistententreffen – Gruppenfoto vor dem Barkhausenbau

Foto: Markus Schladitz

Der Tag startete mit dem Fototermin vor dem Barkhausenbau. Anschließend eröffnete Frau Prof. Maria Kosse das Kolloquium, begrüßte alle Teilnehmerinnen und Teilnehmer und informierte über die zukünftige Ausrichtung der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze.

Im ersten Vortragsblock stellten die Assistentinnen und Assistenten aktuelle Themen aus den drei Forschungsgruppen Hochspannungstechnik, Erwärmung und Stromtragfähigkeit sowie Elektrische Kontakte und Verbindungen vor. Nach der Mittagspause folgte ein zweiter Vortragsblock mit drei Vorträgen ehemaliger Assistentinnen und Assistenten, der sich der Verbindungstechnik im Ladepfad von Elektrofahrzeugen, der Bedeutung und den Trends beim Arbeiten unter Spannung sowie aktuellen Entwicklungen im Bereich der Hochspannungsschaltanlagen widmete.

Parallel zu den Vorträgen bestand für Begleitpersonen die Möglichkeit an einer Stadtrundfahrt durch Dresden mit anschließender Führung durch die Gemäldegalerie Alte Meister teilzunehmen. Abgerundet wurde der Tag durch die Besichtigung neuer Versuchsstände in den Laboren der Professur und einem geselligen Abend aller Teilnehmerinnen und Teilnehmer in der Hochspannungshalle, der durch die Combo der TU Big Band begleitet wurde.

Der Zusammenhalt und der Erfahrungsaustausch zwischen ehemaligen und derzeitigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern war auch zum 13. Assistententreffen von unschätzbarem Wert. So konnte generationenübergreifend fachlich diskutiert und Kontakte geknüpft werden. Wir freuen uns bereits auf das kommende Assistententreffen im Jahr 2029.

REWE Team Challenge am 12.06.2024

Beim drittgrößten Firmenlauf Deutschlands, der REWE Team Challenge Dresden, waren zahlreiche Teams der TU Dresden vertreten. Unter den rund 28.500 Läufer:innen aus über 4.000 Unternehmen mischten sich auch 16 Teilnehmer:innen des Instituts in vier Teams. Die Laufdistanz von insgesamt 5 km konnte bei herrlichstem Sonnenschein in Angriff genommen werden. Mit den jubelnden Menschenmassen an beiden Seiten der Strecke ging es zügig Richtung Zieleinlauf im Rudolf-Harbig-Stadion des Fußballvereins Dynamo Dresden. Bei kühlen Getränken konnte die wohlverdiente Medaille dann so richtig genossen werden. Wir sehen uns auch nächstes Jahr wieder auf der Strecke – natürlich mit angestrebter neuer Bestzeit.

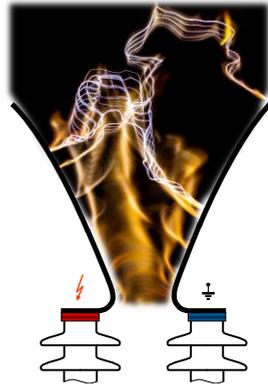


Läufer:innen des IEEH

Fotos: Michael Bruhns, Stephan Schlegel

Lange Nacht der Wissenschaften

Am 14.06.2024 von 17:00 Uhr bis Mitternacht fand die 21. Dresdner Lange Nacht der Wissenschaften statt. In 910 Veranstaltungen wurden die 30.000 Besucher eingeladen, mitzumachen, Ausstellungen zu besuchen oder sich in Vorträgen begeistern zu lassen. Das Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik beteiligte sich in diesem Jahr mit zwei Veranstaltungen. Es wurden spannende Versuche in der Hochspannungshalle und Störlichtbogenversuche am National Arc Fault Research Center (NARC) gezeigt. Die Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze hat dabei in Experimentalvorträgen erstmalig das neue Programm zum Thema „Hoch/Spannung/Halle – Lernort zwischen Blitz und USB 3.2“ vorgestellt.



Impressionen zum Experimentalvortrag in der Hochspannungshalle

Fotos: Hans-Peter Pampel

Die Kollegen von der Professur für Elektroenergieversorgung zeigten im NARC eindrucksvoll, wie schnell sich ein Störlichtbogen aufgrund der Lorentzkraft entlang einer Schienenanordnung bewegt. Ein weiteres Experiment zeigte die Gefahr für den Menschen, die von einem Störlichtbogen ausgeht. Dafür wurde einer metallischen Puppe ein einfaches T-Shirt angezogen, welches sich aufgrund der fehlenden Schutzausrüstung einer Elektrofachkraft durch die extrem hohen Temperaturen entzündet.



Impressionen zur Störlichtbogenvorführung am NARC

Fotos: Ricardo Herrmann

31. Kolloquium „Hochspannungs- und Anlagentechnik“ an der Technischen Universität München vom 17. – 19.06.2024

Vor über 30 Jahren, 1992, gab es an der TU Darmstadt die Initiative, das es einen Austausch zwischen den Hochschulen mit besonderem Augenmerk auf die Doktorand:innen geben soll. Dies war Anlass, das Kolloquium zur Hochspannungs- und Anlagentechnik erstmals im Jahr 1993 in Darmstadt stattfinden zu lassen. Bei den ersten Veranstaltungen waren die Technischen Hochschulen Darmstadt, Dresden, Ilmenau und die Hochschule Zittau/Görlitz beteiligt. Im Jahr 2002 kam die Technische Universität München hinzu. Das 31. Treffen zur diesjährigen Veranstaltung an der TU München zeigte, dass die damalige Initiative ein Erfolgskonzept mit inzwischen langer Tradition und Kontinuität geworden ist und heute genau wie zu Beginn den Doktorand:innen die Möglichkeit bietet im geschützten Raum ihre Ergebnisse vorzustellen, sich darüber miteinander sowie mit den Professor:innen auszutauschen und sich zu vernetzen. Inhaltlich war und ist das Kolloquium geprägt durch Themen zur Hochspannungstechnik, zu Schaltgeräten und Anlagen sowie stromführenden Kontakten und Verbindungen.



Gruppenbild auf der Dachterrasse des Vorhoelzer Forums der TU München

Foto: TU München

Am Anreisetag wurden Teilnehmer:innen alle durch Prof. Josef Kindersberger und die Doktorand:innen der Professur begrüßt. Eingeleitet wurde der Tag mit einem Vortrag zur beeindruckenden Historie der Professur und den herausragenden Leistungen der einzelnen Professor:innen. Anschließend folgte eine Führung durch die Laborräume und der Hochspannungshalle. Der Tag klang mit einem gemeinsamen typisch bayrischen Abendessen sowie einem Stadtrundgang in Form einer „Nachtwächter Tour“ aus. Die folgenden beiden Tage standen ganz im Sinne des wissenschaftlichen Austausches. Von den Doktorand:innen wurden Vorträge und Poster zu Fragestellungen rund um die Themen Schalter und Lichtbogen, Messmethoden und experimentelle Konzepte, Kontaktverhalten

und thermisches Verhalten von Komponenten der Elektroenergieversorgung sowie Isolierstoffen und Grenzflächen präsentiert und ausführlich diskutiert.

Für Abwechslung sorgte eine Exkursion zur Forschungs-Neutronenquelle Heinz Maier-Leibnitz (FRM II) der TU München in Garching. Anschließend konnten die eigenen Fahrkünste auf der Elektro-Kart-Bahn unter Beweis gestellt werden. Insgesamt wurde so ein gelungener Ausgleich zwischen fachlichen Diskussionen und begeisternden Aktivitäten außerhalb des Konferenzraumes gefunden.

Wir freuen uns schon im kommenden Jahr alle Teilnehmer:innen zum 32. Kolloquium in Dresden begrüßen zu dürfen.



Einführung in die Historie der Professur durch Prof. Kindersberger (li. o.), Besichtigung der Hochspannungshalle (re. o.), Konferenzraum (li. u.) und die Teilnehmer:innen auf dem Weg zu ihren Karts (re. u.)

Fotos: TU München

Assistentenfahrt der Professur für Komponenten intelligenter Energienetze nach Jelenia Gora im Riesengebirge, 13.09. - 15.09.2024

Die diesjährige Assistentenfahrt führte uns ins Hirschberger Tal auf der polnischen Seite des Riesengebirges. Das Programm fasste ursprünglich u. a. einen Skywalk, eine große Wanderung und ein Kulturprogramm zum Gerhart Hauptmanns Leben und Werk um. Erst sehr kurz vor dem weit im Voraus geplanten Datum wurde deutlich, dass wir uns das wettertechnisch schlimmste Wochenende des Jahres ausgesucht hatten. Im Zusammenhang mit den katastrophalen Wetterprognosen wurde spontan ein Alternativprogramm konzipiert.

Am Freitagnachmittag trafen wir uns in Bad Flinsberg und konnten dort zunächst beim Mittagessen einige typische polnische Gerichte probieren und anschließend nach einem kurzen Spaziergang im Regen einen Blick ins Kurhaus und auf eine kleine Eisenbahnausstellung werfen. Am Abend fand noch ein gemütliches Beisammensein bei Speis und Trank statt. Am Samstag ging es dann Richtung Waldenburg zum Schloss Fürstenstein. Das Schloss Fürstenstein gehört zu den größten Schlössern Polens. Im Rahmen einer Führung konnten wir dieses einzigartige Monument gekrönter Häupter entdecken, in dem die Geschichte des Adelsgeschlechts von Hochberg mit den Geheimnissen des 2. Weltkriegs verwoben ist. Der Tag wurde mit einem anschließenden Spaziergang durch den Schlosspark und einer abendlichen Stärkung abgeschlossen.

Eine starke Wetterverschlechterung am Sonntagmorgen bewegte uns dazu, die restlichen Programmpunkte ausfallen zu lassen und direkt nach dem Frühstück die Rückreise anzutreten. Durch abenteuerreiche Routenführung konnten wir auf der Rückfahrt die Naturgewalt in der Berglandschaft beobachten. Die Assistentenfahrt konnte mit einem spontan organisierten Mittagessen in Dresden offiziell beendet werden. Die ausgefallenen Programmpunkte bieten Anlass, die Region in Zukunft noch einmal zu besuchen. Vielen Dank an alle Teilnehmende für die große Unterstützung, den mitgebrachten Optimismus und die Bereitschaft, im Beisammensein trotz Widrigkeiten des Schicksals Freude zu finden.



Gruppenbild am Schloss Fürstenstein

Foto: Andreas Dowbysch

Exkursion zum Omexon Institut, 12.08.2024

Die langjährige Tradition zwischen IEEH und dem Omexon Institut wurde auch dieses Jahr wieder gelebt. Die Kooperation ermöglicht es dabei Studierenden einmal im Jahr das Omexon Schulungszentrum in Korbußen zu besuchen. Das Omexon Institut ist Teil der Omexon GmbH und bietet Schulungen, Weiterbildungen und Sicherheitstrainings im Bereich Hochspannung an. In Korbußen befindet sich eine 120 m lange Übungsstrecke, die aus zwei 12 m hohen Gittermasten mit 110-kV-Gestänge sowie einem Portal besteht. An dieser Strecke werden neben Schulungen auch Neuentwicklungen im Leitungsbau getestet und erprobt.

Im Rahmen der Exkursion wurde zunächst die Aufgabenfelder der Omexon GmbH und des Entwicklungsstandortes in Korbußen vorgestellt. Nach der Einführung folgte der Praxisteil, in dem zuerst ein 12 m hoher 110 kV Gittermast von den Studierenden mit unterschiedlichen Aufstiegshilfen bestiegen werden konnte. Für Arbeiten auf Freileitungen im Feld wurde ein Freileitungsfahrwagen vorgestellt, dieser wird zum Beispiel genutzt um Abstandhalter oder Reparaturspiralen auf die Freileitung zu montiert. Der Einsatz des Fahrwagens wurde auf einer Teststrecke demonstriert und konnte von den Studierenden auch bedient werden. Im weiteren Verlauf der Exkursion wurde das Abspannen einer Freileitung beim Neueinbau an einer Modellanordnung gezeigt und im Anschluss eine Reparaturspirale auf das Leiterseil aufgebracht. Zum Abschluss der Veranstaltung konnten die Studierenden noch einen Pressverbinder auf ein Leiterseil setzen, dabei wurde auch auf die Bedeutung der Vorbehandlung des Leiters für das elektrische Verhalten der Verbindung eingegangen. Durch Exkursion zum Omexon Institut erhielten die Studierenden einen interessanten praxisnahen Einblick in den Freileitungsbau und in die Herausforderungen die dieser mit sich bringt.



Gruppenbild vor dem 110-kV-Gittermast der Übungsstrecke

Foto: IEEH

Projekttag des Instituts

Unser Projekttag führte uns am 27.09.24 bei herrlichem Sonnenschein und strahlend blauem Himmel von Altmockritz über die Kaitzer Höhe durch den frühherbstlich eingefärbten Kaitzgrund bis nach Freital. Nach dieser schönen Wanderung erreichten wir nach 6,5 km das Schloss Burgk in Freital. Die gesamte Anlage wurde in ihrer Geschichte mehrfach umgebaut und geht in ihrem jetzigen Zustand auf das Jahr 1846 zurück. Das Besondere ist, dass das Schloss auf einem ehemals großen Kohle- und Uranvorkommen steht. Bis zum Jahr 1989 wurde hier intensiv Bergbau betrieben. Heute beherbergt das Schloss ein Museum, eine 1300 m lange Tagesstrecke in den Stollen *Oberes Revier Burgk*, eine Bergbauschauanlage und ein Schlosscafé. In Letzterem konnte sich mit einer würzigen Soljanka oder einem indischen Curry gestärkt werden. Der Nachmittag wurde genutzt sich die Wirkungsstätten der Bergleute anzuschauen. Eine Museumsmitarbeiterin führte uns hierfür in den Stollen und erläuterte uns sehr anschaulich die Arbeit unter Tage. Mit Eis und Kuchen klang der schöne Tag im Schlosshof aus.



Impressionen von der Wanderung und dem Bergbaumuseum auf Schloss Burgk

Fotos: Jan Keller (o.) / Steffen Großmann (u. l.) / Jörg Blobelt CC BY-SA 4.0 (u. r.)

IEEE Power Energy Student Summit (IEEE PESS) 2024

Die diesjährige IEEE PESS Fachkonferenz fand vom 21. bis 23. Oktober 2024 in Dresden statt und brachte über 70 Teilnehmende aus Hochschulen, Universitäten und der Industrie zusammen, um sich zu neuesten Entwicklungen im Bereich der Energieversorgung auszutauschen. Organisiert vom IEEH der TU Dresden, bot die Veranstaltung Studierenden und Promovierenden eine wertvolle Gelegenheit, ihre Forschungsergebnisse vor Fachpublikum zu präsentieren und zu diskutieren.

Der erste Tag begann mit inspirierenden Keynotes und spannenden Präsentationen von Ausstellern aus der Industrie. Neben den Sessions zu Grid Modelling, Inverter-basierte Netze, Strommärkte, DER-Integration, Smart Grids, Sektorkopplung und Diagnose von Netzkomponenten hatten die Teilnehmenden die Möglichkeit mit führenden Unternehmen der Energiewirtschaft in Kontakt zu treten. Ein weiteres Highlight des Programms war die Exkursion zu HIGHVOLT sowie das Konferenzdinner.

Ein herzliches Dankeschön an die Aussteller für ihre Unterstützung und wertvollen Beiträge: DigSilent GmbH, Schneider Electric GmbH, SachsenEnergie AG, GE Vernova GmbH, DNV GmbH, 50hertz Transmission GmbH, VDE Dresden und HIGHVOLT Prüftechnik GmbH. Alle angenommenen Beiträge werden in IEEE Xplore veröffentlicht.

Ganz besonderer Dank gilt dem Institutsdirektor des IEEH Herrn Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner, welcher sich unermüdlich um die Belange junger Wissenschaftler kümmert. Ohne ihn als Organisator, Moderator und Ansprechpartner hätte die Veranstaltung nicht so erfolgreich umgesetzt werden können.



Impressionen des IEEE Power Energy Student Summit 2024 in Dresden:
Exkursion, Preisverleihung, Keynote, Konferenz-Dinner, Markt der Möglichkeiten (Sponsoren)

Fotos: IEEH

Kontakt

Anfahrtsskizze

Sitz des Institutes: Mommsenstraße 10/12 (Binderbau/Toeplerbau)
Sekretariate: BIN 124/125
01069 Dresden



So finden Sie zu uns:

- Vom Flughafen Dresden mit S-Bahnlinie S2 bis Dresden-Hauptbahnhof.
- Ab Dresden-Hauptbahnhof mit den Straßenbahnlinien 3 (Richtung Coschütz) und 8 (Richtung Südvorstadt) bis Haltestelle Nürnberger Platz oder mit der Buslinie 66 (Richtung Coschütz/Mockritz) bis Haltestelle Mommsenstraße.
- Über die Autobahn A 17, Abfahrt Dresden-Südvorstadt, in Richtung Stadtzentrum bis zur Universität (Mommsenstraße).

Weitere Kontaktmöglichkeiten

Auf unserer IEEH-Repräsentanz auf LinkedIn informieren wir ganzjährig über neue Projektstarts, Konferenzteilnahmen, Forschungsdienstleistungen und relevante Ereignisse.



IEEH-Repräsentation LinkedIn
<https://linkedin.com/company/tu-dresden-ieeh/>

Informieren Sie sich gerne auch auf unserer Website, hier finden Sie zudem die digitalen Versionen des Jahresberichtes als Download.



Website des IEEH (Jahresberichte als Download)
<https://tud.link/wb17>

