

Jahresbericht 2025

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG
UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK



Vorwort

Liebe interessierte Leserschaft,

der fortschreitende Ausbau regenerativer Energiewandler, die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie der erhebliche Modernisierungsbedarf der Netzinfrastruktur stellen Politik, Wirtschaft, Gesellschaft und Wissenschaft gleichermaßen vor große Herausforderungen. Zugleich bietet diese Phase des Wandels große Chancen: Die ambitionierten deutschen Klimaschutzziele, insbesondere die angestrebte Klimaneutralität bis 2045, verleihen der Transformation des Energiesystems eine klare Orientierung und schaffen einen starken Impuls für technologische Innovationen.

Für unser Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH) bildet dieses dynamische Umfeld den Kontext unserer Lehre und Forschung. Die Weiterentwicklung sicherer, leistungsfähiger und resilienter elektrischer Netze, die Integration wachsender dezentraler Strukturen für die Energiebereitstellung sowie die Erforschung neuartiger Technologien sind zentrale Bausteine für ein nachhaltiges Energiesystem der Zukunft. Unsere Arbeiten tragen dazu bei, wissenschaftlich fundierte Grundlagen bereitzustellen und gemeinsam mit unseren Forschungspartnerinnen und -partnern praxisnahe Lösungen zu entwickeln. Dieser Jahresbericht spiegelt deshalb auch unser Selbstverständnis wider, die Transformation des Energiesystems als IEEH konstruktiv mitzugestalten.

Seit September 2025 ist mit Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter der Lehrstuhl für Vernetzte Energiesysteme, ehemals Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, neu besetzt. Ziel der Professur ist es, neue Netzplanungs- und Systemführungskonzepte hervorzubringen, mit denen die Herausforderungen, die mit dem beschriebenen Wandel einhergehen, beherrschbar werden und die das hohe Maß an Versorgungssicherheit aufrechterhalten.

Dem Fachkräftemangel begegnen wir mit einer begeisternden Lehre – vernetzt und abgestimmt im gesamten Fachgebiet der Elektroenergietechnik. Sie setzt auf eine solide Grundlagenausbildung und greift zugleich aktuelle Herausforderungen sowie innovative Lösungen für die Energiewende auf. Mit großem Engagement seitens des Instituts konnten wir dazu beitragen, dass im Januar 2026 die TU Dresden als Gründungsmitglied des „Network Energy Talents e. V.“ auftreten wird. Der Verein etabliert sich aus Mitgliedern von Bildungseinrichtungen und Wirtschaftsunternehmen, die sich vereint mit Maßnahmen gegen den Fachkräftemangel im Energiesektor stellen werden. Im Rahmen dieser Initiative konnte bereits das sogenannte Studienkompetenzmodul, zu belegen im ersten Fachsemester an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, erweitert werden: mit einer Podiumsdiskussion „Job Stories live – Entdecke die Vielfalt“ gelang es Vertreterinnen und Vertretern aus den Wirtschaftsunternehmen spannende Einblicke in ihre abwechslungsreichen Tätigkeitsfelder im Energiesektor zu geben. Unsere Studierenden erhielten dadurch einen erheblichen Motivationsschub, um sich durch die mathematischen und elektrotechnischen Grundlagen der ersten Fachsemester des Grundstudiums zu kämpfen. Wir erhoffen uns davon eine geringere Studienabbrecherquote.

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.

Im März 2025 wurde das Future Energy Lab gegründet, um die Expertise der drei Fakultäten Elektrotechnik und Informationstechnik, Informatik und Maschinenwesen im Bereich Ingenieurwissenschaften der TU Dresden zu bündeln und die interdisziplinäre Zusammenarbeit zu fördern. Ziel ist es, innovative Methoden und Technologien zu entwickeln, um ein stabiles, sicheres und zukunftsfähiges Energienetz für Strom, Wärme, Kälte und Gas zu gestalten, das den zukünftigen Herausforderungen gerecht wird. Das Institut ist im Vorstand vertreten und war Mitbegründer des Labs. Erste Projektideen und Projektanträge sind bereits entstanden.

Unsere wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vermitteln im vorliegenden Jahresbericht erneut einen umfassenden Überblick über ihre aktuellen Forschungsthemen. Die kontinuierlich hohe Qualität der wissenschaftlichen Arbeit hat auch in diesem Jahr dazu beigetragen, dass herausragende Veröffentlichungen und Forschungsergebnisse gewürdigt und ausgezeichnet wurden.

Die dargestellten Projekte repräsentieren lediglich einen Auszug aus der Vielzahl an Forschungsaktivitäten, die ohne die Unterstützung und das entgegengebrachte Vertrauen unserer Industriepartner sowie der Forschungseinrichtungen innerhalb und außerhalb der TU Dresden nicht realisierbar gewesen wären. Dafür möchten wir unseren ausdrücklichen Dank aussprechen und sehen einer weiterhin intensiven und erfolgreichen Zusammenarbeit mit großer Zuversicht entgegen.

Eine erfolgreiche Zusammenarbeit und der zielgerichtete Austausch, um gemeinsam wissenschaftliche und institutionelle Ziele zu erreichen, sind nur in einem gut vernetzten und kollegialen Team möglich. Aus diesem Grund berichten wir ebenfalls über jene Aktivitäten, die diesen Austausch gezielt fördern.

Ein ausgeprägter Praxisbezug in der Lehre stellt eine wesentliche Voraussetzung dar, um aktuelle wissenschaftlich-technische Inhalte adäquat zu vermitteln. Wir freuen uns daher sehr, auch in diesem Jahr wieder externe Expertinnen und Experten für ausgewählte Lehrveranstaltungen gewonnen zu haben, und danken ihnen herzlich für ihr außerordentliches Engagement.

Unser besonderer Dank gilt zudem unseren ehemaligen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die uns erneut mit ihrem fachkundigen Rat und ihrer tatkräftigen Unterstützung zur Seite gestanden haben.

Abschließend sprechen wir unseren Dank an alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Instituts für ihr unermüdliches Engagement aus. Ebenso danken wir allen Freundinnen und Freunden für ihre wertvolle Unterstützung sowie sämtlichen Partnerunternehmen und -einrichtungen für die stets konstruktive und erfolgreiche Zusammenarbeit.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre unseres Jahresberichtes sowie ein gesundes, zufriedenes und hoffentlich wieder friedlicheres Jahr 2026.

Dresden, Dezember 2025



Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse



Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter



Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner



PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel



Prof. Dr.-Ing. habil. Jan Meyer



Nachruf

PD Dr.-Ing. habil. Helmut Löbl

1943 – 2025

Am 09. April 2025 verstarb PD Dr.-Ing. habil. Helmut Löbl, Privatdozent an der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik an der Technischen Universität Dresden. Wir nehmen Abschied von einem hervorragenden Lehrer, Ingenieur und Wissenschaftler.

Helmut Löbl absolvierte 1963 eine Berufsausbildung als Elektromontageschlosser im Reichsbahn-Ausbesserungswerk (RAW) Dessau, bevor er ein Studium „Elektrische Bahnen und Anlagen“ an der Hochschule für Verkehrswesen „Friedrich List“ Dresden begann und 1968 erfolgreich abschloss. Es folgte ein Wechsel an die TU Dresden in den Wissenschaftsbereich Elektroenergietechnik der Sektion 11 Elektrotechnik. Im Jahr 1972 verteidigte er seine Dissertation gemeinsam mit Hans-Jürgen Stoye an der Fakultät für Energiewirtschaft. Diese hatte den Titel „Beitrag zur Optimierung elektrotechnischer Schalt- und Verteilungsanlagen hinsichtlich ihrer thermischen Dauerstrombeanspruchung“.

Als Oberassistent konnte er vier Jahre lang Erfahrung in Lehre, Forschung und Führung junger Wissenschaftler sammeln. Strukturelle Veränderungen führten im Jahr 1977 zu einem Wechsel von Helmut Löbl an den Wissenschaftsbereich Hochspannungstechnik der Sektion Elektrotechnik in den Binderbau. Unter Leitung von Prof. Dr.-Ing. sc. techn. Helmut Böhme, Professur für Hochspannungsgeräte, konnte er seine exzellenten Kenntnisse in die Lehr- und Forschungsgebiete Erwärmung elektrotechnischer Betriebsmittel, elektrische Kontakte und Verbindungen und mechanisch-dynamisches Verhalten von Geräten und Anlagen einbringen. Zu den bemerkenswerten Meilensteinen zählten die wissenschaftlich-technische Begleitung des Baus des Pumpspeicherwerkes Markersbach im Erzgebirge. Dazu gehörten Erwärmungsberechnungen für die einhundert Meter lange, vertikale Generatorausleitung von der Kaverne in die Maschinenschaltanlage, die Integration von Kurzschlussringen in die Baukonstruktionen, sowie eine Reihe von Laboruntersuchungen zur Stromtragfähigkeit und Erwärmung der Schaltanlage. Darüber hinaus begleitet er das Konzept, die Planung, die Baubetreuung und die Inbetriebnahme des Hochstromlabors an der TU Dresden.

Mit der Dissertation „B“ zum „doctor scientiae technicarum“ mit dem Titel „Zur Dauerstrombelastbarkeit und Lebensdauer der Geräte der Elektroenergieübertragung“, verteidigt am 11.01.1985, setzte Helmut Löbl einen weiteren Meilenstein seiner wissenschaftlichen Karriere. Der Titel „Dr. sc. techn.“ wurde im Februar 1991 in den Titel „Dr.-Ing. habil.“ umgewidmet.

In der Folgezeit gelang es am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH) unter der Anleitung von Helmut Löbl komplexe Wärmenetze für ganze Kompaktstationen oder gekapselte Mittelspannungsschaltanlagen zu erstellen und diese experimentell zu validieren. Dadurch konnte eine Zertifizierung durch das VDE-Prüfinstitut in Offenbach erlangt werden. Auf diese Weise wurde das finanzielle Rückgrat der Professur durch Drittmittel aus der Industrie gestärkt.

Immer mehr rückten Fragen aus der industriellen Praxis zur Kontakt- und Verbindungstechnik für Hochstromanordnungen in den Fokus der wissenschaftlich-technischen Betrachtungen. Hier erwies sich Helmut Löbl als hervorragender Brückenbauer zwischen Industrie und anspruchsvoller Wissenschaft. Damit legte er den Grundstein dafür, dass sich diese Thematik heute zu einem international einmaligen Forschungsschwerpunkt am IEEH entwickeln konnte.

Helmut Löbl teilte sein Wissen und Können uneingeschränkt mit interessierten Studierenden und Promovierenden, mit Spezialistinnen und Spezialisten aus der Industrie und Energiewirtschaft, mit Lehrgangsteilnehmerinnen und -teilnehmern der Technischen Akademie Essen und in VdS-Lehrgängen zur physikalisch richtigen Infrarotthermografie in München sowie auf zahllosen nationalen und internationalen Tagungen und Konferenzen.

Mit gebührender Strenge und Disziplin hat er junge Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler stets zum hochwertigen Publizieren neuer Erkenntnisse erzogen, ohne selbst je Anerkennung dafür erwartet zu haben. Für ihn war publizieren für die Wissenschaft unerlässlich. Neben den Dienstaufgaben am Institut fand er im VDE Dresden e.V. und der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (DKE) ein fachliches und kollegiales Zuhause.

Helmut Löbl war als geschäftsführender Oberassistent an der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik bis zu seinem altersbedingtem Ausscheiden Ende 2008 tätig. Er wird uns mit großer Dankbarkeit als Lehrer, Ingenieur, Wissenschaftler und herzensguter Mensch in allerbesten Erinnerung bleiben.

Zur Neubesetzung der Professur für Vernetzte Energiesysteme

Die Prinzipien, Technologien und Herausforderungen der elektrischen Energieversorgung befinden sich in einem stetigen Wandel. Noch vor wenigen Jahren waren stationäre Fragestellungen wie die Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze, das präventive Engpassmanagement, Blindleistungsmanagement zur Spannungshaltung oder die Auswirkungen grenzüberschreitender, europäischer Leistungsflüsse dominierend. In letzter Zeit wurden nun vor allem getrieben durch den Wandel in der Erzeugungsstruktur und den Zubau flexibler Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen zunehmend auch Fragen der Netzdynamik und Systemstabilität akut, die Einfluss auf die Versorgungssicherheit nehmen. Wirtschaftliche Boomphasen und Krisen, der demographische Wandel, technologischer Fortschritt und nicht zuletzt politische Interessen und gesellschaftliche Strömungen forcieren diese Einflüsse und führen dazu, dass vorhandene Systemreserven schwinden, da der dringend benötigte Netzausbau mit den Anforderungen an das Netz nicht standhalten kann.

Dabei ist die ständige und verlässliche Verfügbarkeit elektrischer Energie an jedem Ort und in der gerade benötigten Menge das Rückgrat einer jeden Wirtschaftsnation. Um also dennoch das gewohnt hohe Maß an Versorgungssicherheit, -zuverlässigkeit und -qualität aufrechtzuerhalten, sind neben einem engmaschigen, stabilen Energieversorgungsnetz auch neue Konzepte zur Netzplanung und Systemführung erforderlich.

Der Aufgabe, solche Konzepte zu entwickeln, wird sich der Lehrstuhl in den kommenden Jahren widmen. Dabei liegt der systemische Gedanke im Fokus, d. h. das Zusammenwirken aller Systemteilnehmer und ihrer Auswirkungen auf das Interaktionsmedium Stromnetz. Im Einzelnen ergeben sich daraus die folgenden Forschungsfelder:

- **Modellierung und Simulation des Energiesystems:** Die Identifikation, Analyse und Optimierung des Netzzustands im stationären, quasi-stationären und transienten Zeitbereich bildet die Grundlage für alle weiteren Forschungsfragen. Hierfür werden geeignete Systemmodelle und effiziente Berechnungs- und Simulationsmethoden entwickelt, mit denen Systemzustände präzise und effizient berechnet werden können und die zu einem besseren Verständnis des Verhaltens des elektrischen Energiesystems beitragen. Einen besonderen Schwerpunkt nehmen hierbei die Netzzustandsidentifikation, vor allem in den historisch unterbestimmten Nieder- und Mittelspannungsnetzen ein sowie Verfahren des optimalen Lastflusses.
- **Netzplanung und Systemführung:** Die Weiterentwicklung der Netzplanung und der operativen Systemführung gewinnt vor dem Hintergrund steigender Volatilität der Einspeisung und Flexibilisierung des Verbrauchs zunehmend an Bedeutung. Zentrale Elemente sind dabei die vorausschauende Bewertung zukünftiger

Netzzustände, die Entwicklung adaptiver Planungsansätze sowie der Einsatz automatisierter und kurativer Betriebsstrategien. Dabei spielt neben der Einbeziehung des dynamischeren und flexibleren Netznutzungsverhaltens einerseits die Digitalisierung eine wichtige Rolle und andererseits die Hebung von Synergieeffekten durch die ganzheitliche Analyse und Optimierung des Energiesystems im Rahmen der Sektorenkopplung.

- **Netzschutz:** Der Trend weg von der synchronmaschinenbasierten Energiebereitstellung hin zu leistungselektronisch an das Netz angeschlossenen Einspeisern, Verbrauchern und Speichern stellt auch den Netzschutz vor neue Herausforderungen, die sich in kleineren Zeitkonstanten, veränderten Kurzschlussleistungen und komplexeren Fehlerverläufen zeigen. Dies erfordert höhere Adaptivität, Sensitivität und Reaktionsfähigkeit des Schutzsystems, nicht nur beim Anlagenschutz, sondern auch beim Personenschutz, beispielsweise bei Störlichtbögen. Einen besonderen Schwerpunkt nimmt hierbei die Erweiterung bzw. Entwicklung von Schutzkonzepten und Fehlermodellen für Gleichspannungsnetze ein.
- **Netzurückwirkungen und Power Quality:** Durch den vermehrten Einsatz von Leistungselektronik haben Modellierung, Messung und Bewertung von Strömen, Spannungen und Impedanzen für Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische im Frequenzbereich 2-150 kHz in allen Netzebenen stark an Relevanz gewonnen. Studien zu erweiterten Anforderungen an die Eigenschaften netzbildender Umrichter, sachgerechte Allokationsmethode für Emissionsgrenzwerte sowie die Verträglichkeitskoordination in Gleichstromnetzen bilden gemeinsam mit der Entwicklung intelligenter Auswerte- und Visualisierungsverfahren für die stetig steigende Menge an Messdaten zur Strom- und Spannungsqualität eine wichtige Grundlage, um auch zukünftig einen zuverlässigen und verträglichen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Forschung am Energiesystem ist von herausragender gesellschaftlicher Relevanz und zwangsläufig interdisziplinär, da sie Fragestellungen der Ingenieurs-, Wirtschafts-, Rechts-, Natur- und Geisteswissenschaften vereint. Das Energieversorgungsnetz als zentrales Interaktionsmedium für alle Systemakteure hat damit automatisch Berührungspunkte mit allen Disziplinen. In den kommenden Jahren soll daher am Lehrstuhl eine Forschungs- und Laborinfrastruktur entstehen, mit der gemeinsam an den oben genannten und sich zukünftig neu ergebenden Fragestellungen gearbeitet werden kann.



Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter

Inhaltsverzeichnis

Personelle Besetzung	9
Institutsleitung.....	9
Lehrstuhl für Vernetzte Energiesysteme	9
Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze	11
Labor und Werkstatt.....	12
Lehre	13
Lehrveranstaltungen	13
Lehrveranstaltungen für das Grundstudium.....	13
Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium	13
Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium.....	15
Studentische Arbeiten	16
Studienarbeiten und Forschungspraktika.....	16
Diplom- und Masterarbeiten.....	17
Studentischer Newsletter	19
Forschung	20
Lehrstuhl für Vernetzte Energiesysteme	21
Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte	21
Publikationen.....	68
Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze	72
Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte	72
Publikationen.....	104
NARC - National Arc fault Research Center	107
Preise und Auszeichnungen	109
Promotionen.....	112
Kooperationen	118
Kooperationen National.....	118
Wissenschaftskooperationen.....	118
Industriekooperationen	118
Kooperationen International.....	120
Wissenschaftskooperationen.....	120
Industriekooperationen	120
Kommissions- und Gremienarbeit	121
Lehrstuhl für Vernetzte Energiesysteme	121
Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze	123
Veranstaltungen	124
Kontakt	134

Titelbild: Impressionen bei einer Maststrommessung im Mai 2025

Foto: Carlo Liebermann

Personelle Besetzung

Institutsleitung

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiterin des Instituts</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Kosse	Maria	35141

Lehrstuhl für Vernetzte Energiesysteme

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiter der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing. habil.	Wolter	Martin	43205

Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand

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

Professoren, Dozenten und Lehrbeauftragte

Prof. Dr.-Ing.	Schegner	Peter	Senior- professor
Prof. Dr.-Ing. habil.	Meyer	Jan	
Dr.-Ing.	Berger	Frank	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hable	Matthias	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hentschel	Gert	
Prof. Dr.-Ing.	Meyer	Jörg	
Dr.-Ing.	Stachel	Philipp	

Sekretärin

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

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Projektkoordinator</i>			
Dipl.-Ing.	Keller	Jan	35432
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter</i>			
B. Sc. (Hons)	Ariyasinghe	Awishka	33202
M. Sc.	Balihodžić	Ahmed	43203
Dr.-Ing.	Blanco	Ana Maria	32482
Dipl.-Ing.	Bruhns	Michael	35088
M. Sc.	Chalia	Sakshi	43210
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	35104
Dipl.-Ing.	Liebermann	Carlo	43204
Dipl.-Ing.	Luhnau	Deborah Tabea	33725
Dipl.-Ing.	Matthes	Erik Ole	43201
Dipl.-Ing.	Nguyen	Thanh Binh	43200
M. Sc.	Pourarab	Morteza	40665
Dipl.-Ing.	Stiegler	Robert	32217
M. Eng.	Zyabkina	Olga	40535
<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	35141
<i>Leiter des Fachbereichs Hochstromtechnik</i>			
PD Dr.-Ing. habil.	Schlegel	Stephan	32746
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Dr.-Ing.	Engelmann	Eberhard	
Prof. Dr.-Ing.	Großmann	Steffen	
Dr.-Ing.	Speck	Joachim	
<i>Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dipl.-Ing.	Dietrich	Thomas	
Dr.-Ing.	Fricke	Winfried	
Dr. rer. nat.	Gortschakow	Sergey	
Dr.-Ing.	Heinz	Thomas	
Dr.-Ing.	Kitzrow	Gerd	
Dr.-Ing.	Israel	Toni	
Dr.-Ing.	Kunze	Dirk	
Hon.-Prof. Dr. techn. Dr.-Ing. habil.	Papailiou	Konstantin	
<i>Sekretärin</i>			
	Neubert	Carola	33428
<i>Projektkoordinatorin</i>			
M. A.	Taubeneck	Katrin	33307

Wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Dr.-Ing.	Adam	Robert	34789
Dipl.-Ing.	Elspaß	Lena	bis 09/2025
Dipl.-Ing.	Gödicke	Markus	40519
Dr.-Ing.	Hildmann	Christian	33917
Dipl.-Ing.	Huter	Max	40519
Dr.-Ing.	Linde	Thomas	40520
Dipl.-Ing.	Linke	Johanna	40518
Dipl.-Ing.	Pampel	Hans-Peter	33103
Dipl.-Ing.	Pietzonka	Johanna	36105
Dipl.-Ing.	Pomsel	Michelle	34756
Dipl.-Ing.	Schindler	Alexander	38704
Dipl.-Ing.	Sokolowski	Michal	40523
Dipl.-Ing.	Ullrich	Moritz	32266
Dipl.-Ing.	Verdugo	Andrés	33608
M. Sc.	Zangiabadi	Ali	40594

Technische Angestellte

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
Jarosczyński	Gerd	34745
Kipping	Jonas	34260
Knorrn	Jan-Erik	34260
Reichert	Eric	34745

Lehre

Lehrveranstaltungen

Lehrveranstaltungen für das Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Elektroenergietechnik</i>		
Elektroenergietechnik <i>Prof. Kosse / Prof. Wolter</i>		3/1/0
Praktikum Elektroenergietechnik	0/0/1	

Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Hochspannungs- und Hochstromtechnik</i>		
Hochspannungs- und Hochstromtechnik <i>Prof. Kosse</i>		2/1/0
Praktikum Hochspannungs- und Hochstromtechnik		0/0/1
<i>Modul Grundlagen elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Betriebsmittel und Berechnungsgrundlagen für elektrische Energieversorgungssysteme <i>Prof. Wolter</i>		2/1/0
Grundlagen der Elektroenergieanlagen <i>Prof. Wolter</i>		1/1/0
<i>Modul Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme <i>Prof. Wolter</i>	2/1/0	
Praktikum: Elektroenergiesysteme	0/0/1	
<i>Modul Oberseminar Elektrische Energieversorgung</i>		
Oberseminar Elektrische Energieversorgung <i>Prof. Kosse / Prof. Meyer</i>		0/2/0

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Netzintegration, Systemverhalten und Versorgungsqualität</i>		
Betriebsvorgänge in Energieversorgungssystemen <i>Prof. Wolter</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. Wolter</i>	2/1/0	
<i>Modul Vertiefung Hochspannungstechnik</i>		
Vertiefung Hochspannungstechnik <i>Prof. Kosse</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>Prof. Kosse / 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. Wolter</i>		1/1/0

Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
Hochspannungs- und Hochstromtechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Kosse</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) (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>PD Dr. Schlegel</i>		0/0/2/0
Elektroenergie-technik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Kosse / Prof. Wolter</i>	0/0/1	3/1/0
Elektroenergie-technik (für Lehramt an berufsbildenden Schulen) <i>Prof. Kosse / Prof. Wolter</i>	0/0/1	3/1/0

Studentische Arbeiten

Studienarbeiten und Forschungspraktika

Wohlfahrt, Till

Untersuchungen zum Langzeitverhalten von Steckverbindungen für Photovoltaik-Anlagen
12/2024 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Pomsel)

Rodriguez Palomino, Geraldine Carolina

Untersuchungen zum elektrischen Kontakt- und Betriebsverhalten von Pressverbindungen mit Kontaktelement
14/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Gödicke)

Adolphi, Jakob

Lebensdaueruntersuchungen am Isoliersystem rotierender elektrischer Maschinen für den Umrichterbetrieb
15/2024 (Betreuer: Dr.-Ing. Linde)

Storm, Benjamin

Auskopplung von elektrischen Prozessgrößen aus einer Netzsimulation für einen Power-Hardware-in-the-Loop-Test
16/2024 (Betreuer: Dr.-Ing. Schmidt)

Höfer, Jonas Jens

Entwurf und Aufbau einer DC-Eingangsbaugruppe für einen Schutzgeräteprototyp
01/2025 (Betreuer: Dipl.-Ing. Jani)

Rüdiger, Armin

Programmierung von Berechnungsfunktionen zur Bestimmung der elektrischen und magnetischen Feldbelastung im Bereich von Hochspannungs-AC-Freileitungen
02/2025 (Betreuer: Dipl.-Ing. Liebermann)

Pahrig, Tim

Zum Einfluss der Temperatur auf die elektrische Feldstärkeverteilung in VPE-Kabeln mit ausgewählten Fehlstellen unter Gleich- und Mischspannungsbelastung
03/2025 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Pietzonka)

Pfeiffer, Moritz

Messen von Teilentladungen in Hohlräumen von polymeren Isoliermaterialien für die Parametrierung von Modellen
04/2025 (Betreuer: Dr.-Ing. Linde)

Liebscher, Justus Ulrich

Berechnen von Teilentladungen in Hohlräumen bei Belastung mit harmonisch verzerrten Spannungen

05/2025 (Betreuer: Dr.-Ing. Linde)

Kaplonek, Julian Vincent

Untersuchungen zum Teilentladungsverhalten an ausgewählten Störstellen in gasisolierten Systemen mit alternativen Isoliergasen bei hohem Gasdruck

07/2025 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Linke)

Diplom- und Masterarbeiten

Kutter, Keran

Analyse und Bewertung der Möglichkeiten zur Blindleistungskompensation im sächsischen Hochspannungsnetz

08/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kreutziger)

Verdugo Zúniga, Andrés Ignacio

Entwickeln und Aufbauen eines Versuchsstandes zum Messen der Volumenleitfähigkeit von Feststoffisolierungen bei hohen Temperaturen und elektrischen Feldstärken

09/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schindler)

Weber, Friedemut

Bewertung von lokalen Frequenzgradienten und Winkelsprüngen bei Netztrennungen im Übertragungsnetz

10/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Feistel, Peter

Analysis of Methods for Time Series Forecasting of Power Quality Parameters

11/2024 (Betreuer: Dr.-Ing. Domagk)

Domianus, Oliver

Emissionsbewertung von Kundenanlagen im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung verschiedener Netzschaltzustände

12/2024 (Betreuer: Dipl.-Ing. Matthes)

Michel, Maximilian

Experimentelle Untersuchungen zu Kühlkonzepten für stromführende Komponenten in Elektrolysegleichrichteranlagen

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

El-Kerdi, Adam

Anwendung von Konsens-Clustering-Methoden zur Analyse und Identifikation von Ähnlichkeitsstrukturen in Zeitreihen von Strom- und Spannungsqualitätskenngrößen

01/2025 (Betreuer: Dr.-Ing. Domagk)

Oliver, Groß

Anforderungen einer kurativen Systemführung an das Verhalten des Schutzsystems in ausgedehnten Verteilnetzen

02/2025 (Betreuer: Dipl.-Ing. Jani)

Henning, Erik

Untersuchung des Einflusses der Spannungsform auf die elektrischen Eigenschaften von DC-Störlichtbögen in der Niederspannung

03/2025 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns)

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 e.V. und der Energy Saxony e.V..

Jeder Newsletter beschreibt ausgewählte am Institut ausgeschriebene 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 E-Mail 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 Vernetzte Energiesysteme

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
- Regelung und Stabilitätsbetrachtung für dezentrale Energiewandlungsanlagen in Verteilnetzen
- Analyse des Bedarfs an Systemdienstleistungen in Flächenverteilnetzen
- Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen
- Design von hybriden AC/DC-Verteilnetzen
- 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
- Grundlagenuntersuchungen zur Strom- und Spannungsqualität in Inselnetzen und in Gleichstromnetzen
- 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.

Linienleiteransatz für die effiziente Berechnung von Erdungsanlagen durch die Finite-Elemente-Methode



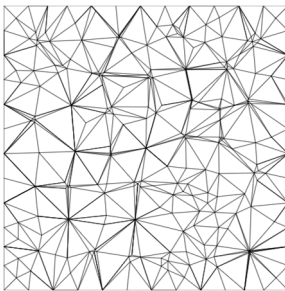
Kofinanziert von der Europäischen Union



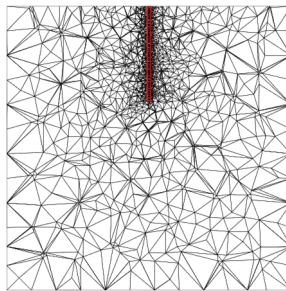
Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

Im Projekt *Elektromagnetische Leitfähigkeitskartierung zur Erderauslegung (ELkE)* soll ein Open-Source-Berechnungstool für die Auslegung von Erdungsanlagen in Erdreichen mit inhomogener Leitfähigkeitsverteilung entwickelt werden. Die Berechnungen erfolgen dabei durch das Open-Source-FEM-Framework *FEniCSx*.

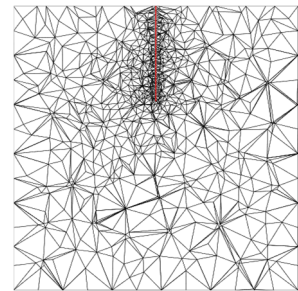
Bei der Berechnung mit FEM besteht die Herausforderung, dass die Leiter von Erdungsanlagen vergleichsweise dünn sind und das zu berücksichtigende Erdreich eine große räumliche Ausdehnung besitzt. Dies führt dazu, dass bei der dreidimensionalen Vernetzung der Geometrie innerhalb und in der Nähe des Leiters ein sehr feines Netz erforderlich ist, was zu einer hohen Anzahl an zu berechnenden Freiheitsgraden führt. Bild 1b zeigt dies vereinfacht (3DBild) für ein Erdreich, in dem ein Tiefenerder eingebracht ist.



(a) ohne Leiter (1125 Knoten)



(b) realer Leiter (3906 Knoten)



(c) Linienleiter (2047 Knoten)

Bild 1: Schnittbilder und Vergleich der Anzahl der Vernetzungsknoten eines dreidimensional modellierten Erdreichs ohne und mit Leiter (rot).

Um die Berechnung effizienter zu gestalten und auf klassischen Arbeitsplatzrechnern durchführen zu können, soll ein Linienleiteransatz zur Modellierung der Erdungsanlage verwendet werden. Beim Vergleich der Beispiele in Bild 1 reduziert sich dadurch – bei identischen Parametern des Vernetzers – die Anzahl der Vernetzungsknoten um ca. 47 %, im Vergleich zur realen Leiterabbildung. Betrachtet man nur die durch den Leiter hinzugekommenen Vernetzungsknoten gegenüber dem Erdreich ohne Leiter (Bild 1a), wird sogar eine Reduzierung um ca. 66 % erzielt. Da die Anzahl der Vernetzungsknoten einen direkten Einfluss auf die Anzahl der Freiheitsgrade und somit auf den Berechnungsaufwand hat, wird bei Verwendung des Linienleiteransatzes eine deutliche Effizienzsteigerung erwartet.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Ansätzen, bei denen entlang des Linienleiters ein konstantes elektrisches Potential angenommen wird, werden beim hier entwickelten Ansatz die relevanten elektrischen Eigenschaften geometrisch ausgedehnter Leiter – wie der Widerstandsbelag und der Kontaktwiderstand zum Erdreich – berücksichtigt.

Für die FEM-Berechnung stellt der Linienleiteransatz ein gemischtdimensionales Problem dar, bei dem die Leiter als eindimensionale Objekte modelliert werden, die in ein dreidimensionales Erdreich eingebettet sind. Zum Test wird zunächst der statische Fall betrachtet, bei dem bspw. Wirbelströme im Erdreich vernachlässigt werden. Die elektrische Potentialverteilung φ_E im Erdreich bzw. φ_L in den Leitern wird dabei durch die partielle bzw. gewöhnliche Differentialgleichung

$$\nabla (\kappa_E \nabla \varphi_E) = I_0 \delta(\mathbf{s} - \mathbf{s}_0) \quad \text{bzw.} \quad \frac{d}{dx} \left(G' \frac{d\varphi_L}{dx} \right) = I_0 \delta(x - x_0) \quad (1)$$

beschrieben. Hierbei ist $G' = \kappa_L A_L$ die längenbezogene Konduktanz und I_0 die eingespeiste Stromstärke etwaiger Punktquellen an den Stellen \mathbf{s}_0 bzw. x_0 .

Mit der Galerkin-Methode wurden diese Differentialgleichungen in die schwachen Formulierungen

$$\int_{\partial V_E} \kappa_E \frac{\partial u_E}{\partial \mathbf{n}} v_E dA - \int_{(V_E)} \kappa_E \nabla u_E \nabla v_E dV = \sum_{\mathbf{s}_0 \in \mathbb{M}_{E s_0}} I_0(\mathbf{s}_0) v_E(\mathbf{s}_0) \quad (2)$$

und

$$\left[G' \frac{du_L}{dx} v_L \right]_{x_a}^{x_e} - \int_{x_a}^{x_e} G' \frac{du_L}{dx} \frac{dv_L}{dx} dx = \sum_{x_0 \in \mathbb{M}_{L x_0}} I_0(x_0) v_L(x_0) \quad (3)$$

überführt, anhand derer FEniCSx die Berechnungsmatrix aufstellt. Hierbei sind u_E, v_E bzw. u_L, v_L die Test- und Ansatzfunktionen für das Erdreich- bzw. Leitermodell. Zur Approximation dieser Funktionen durch FEM eignen sich beispielsweise Lagrange-Funktionsräume.

Um beide Modelle zu koppeln, werden zunächst die Randflächen des Erdvolumens mit $\partial V_E = A_{E L} \cup A_{E AR}$ in die Flächenanteile $A_{E L}$ (Leiter-Erdreich-Kontaktflächen) und $A_{E AR}$ (Außenflächen des Erdraums) unterteilt. Mit dem Kontaktmodell nach [1] erfolgt nun die Koppelung durch den Term der Leiter-Erdreich-Kontaktflächen in (2):

$$\int_{\partial V_E} \kappa_E \frac{\partial u_E}{\partial \mathbf{n}} v_E dA = \int_{A_{E AR}} \kappa_E \frac{\partial u_E}{\partial \mathbf{n}} v_E dA + \int_{(s_L)} \frac{s_{u L}}{r_K} (u_E - u_L) v_E ds \quad (4)$$

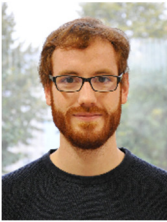
Hierbei ist $s_{u L}$ der Umfang des Leiters und r_K der spezifische Kontaktwiderstand zwischen Leiter und Erdreich.

Zurzeit wird der Linienleiteransatz softwaretechnisch implementiert und anhand von Vergleichsrechnungen mit herkömmlichen Ansätzen validiert. Ist dies erfolgt, soll der Ansatz auf den stationären Fall erweitert werden, um bspw. auch Wirbelströme im Erdreich berücksichtigen zu können.

Referenzen

- [1] K.-S. Cheng, D. Isaacson, J. C. Newell and D. G. Gisser, "Electrode models for electric current computed tomography," in IEEE Transactions on Biomedical Engineering, vol. 36, no. 9, pp. 918-924, Sept. 1989

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Planung und Betrieb von Netzen“



Matthias Hemken
M. Sc.

Sebastian Krahmer
Dipl.-Ing.



DC-LabSaxony – Aufbau eines Mittelspannungs-Gleichstrom- Versuchsfeldes



Kofinanziert von der
Europäischen Union



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

Im Rahmen des Forschungsprojekts DC-LabSaxony [1] wird erstmalig ein flexibles Versuchsfeld für Untersuchungen mit Mittelspannungs-Gleichstrom (MSDC) bei einer Bemessungsspannung von ± 55 kV projektiert und aufgebaut. Dabei enthält es alle wesentlichen, am Markt erhältlichen Komponenten für einen realen DC-Netzbetrieb. Gleichzeitig bleibt es erweiterbar für zukünftige Komponenten für einen spannungsebenenübergreifenden DC-Netzbetrieb. Hierzu enthält das Versuchsfeld gemäß dem Phasenplan in Bild 1 einen Umrichter auf der Niederspannungs- (NS-) und einen auf der Mittelspannungs-Ebene (MS). Damit ist ein separater Betrieb eines ± 750 V NSDC- und eines ± 55 kV MSDC-Netzes möglich. Ein DC/DC-Wandler zur Verknüpfung dieser beiden Spannungsebenen ist derzeit noch nicht am Markt verfügbar, nichtsdestotrotz ist ein Anschluss topologisch bereits vorgesehen.

Des Weiteren beinhaltet das Versuchsfeld eine MSAC-Schaltanlage (orange hinterlegte Flächen in Bild 1), welche einerseits als Verbindung zum öffentlichen MSAC-Netz und andererseits der MSAC-seitigen Verbindung der unterschiedlichen MSDC-Ebenen dient. Im Sinne einer zukunftsgerichteten Projektierung wird dabei der Sammelschienenschutz auf Basis eines neuartigen Zentralschutzes umgesetzt. Dazu läuft die Kommunikation vollständig über das Protokoll IEC 61850.

Unter anderem liegen wesentliche Herausforderungen beim Aufbau des Versuchsfeldes in der Projektierung der MSDC-Schaltanlage, des MSDC-Umrichters und der MSAC-Schaltanlagen. Die beiden Letzteren werden nachfolgend genauer betrachtet.

MSDC-Umrichter: Modularer-Multilevel-Converter (MMC)

Ein Ziel des Versuchsfeldes ist die flexible Untersuchung beliebiger AC- und DC-Netzbetriebsführungskonzepte mit zukünftig in solchen Anlagen eingesetzten Umrichtern. Da Line Comuted Converter grundlegend als Stromquelle agieren, ist der eigenständige Aufbau eines Inselnetzes nur mit erheblichem Aufwand umsetzbar und führt zwangsweise zu Einschränkungen bei der angewandten Forschung. Voltage Source Converter (VSC) stellen hingegen regelbare Spannungsquellen dar und sind damit deutlich besser geeignet. Bezüglich der Umrichtertopologie eines VSC bestehen auf Basis des Versuchsanlagencharakters eine Vielzahl an Anforderungen:

Strombegrenzung im Fehlerfall

Für den avisierten Spannungsbereich von ± 55 kV existieren derzeit keine Leistungsschalter, die einen Gleichstrom sicher abschalten. Als alternativer Ansatz zum Anlagenschutz existieren schalterlose Schutzkonzepte, die jedoch noch in realen Anlagen zu erproben sind. Zum Anlagenschutz und zu Forschungszwecken muss der Umrichter entsprechend strombegrenzend wirken.

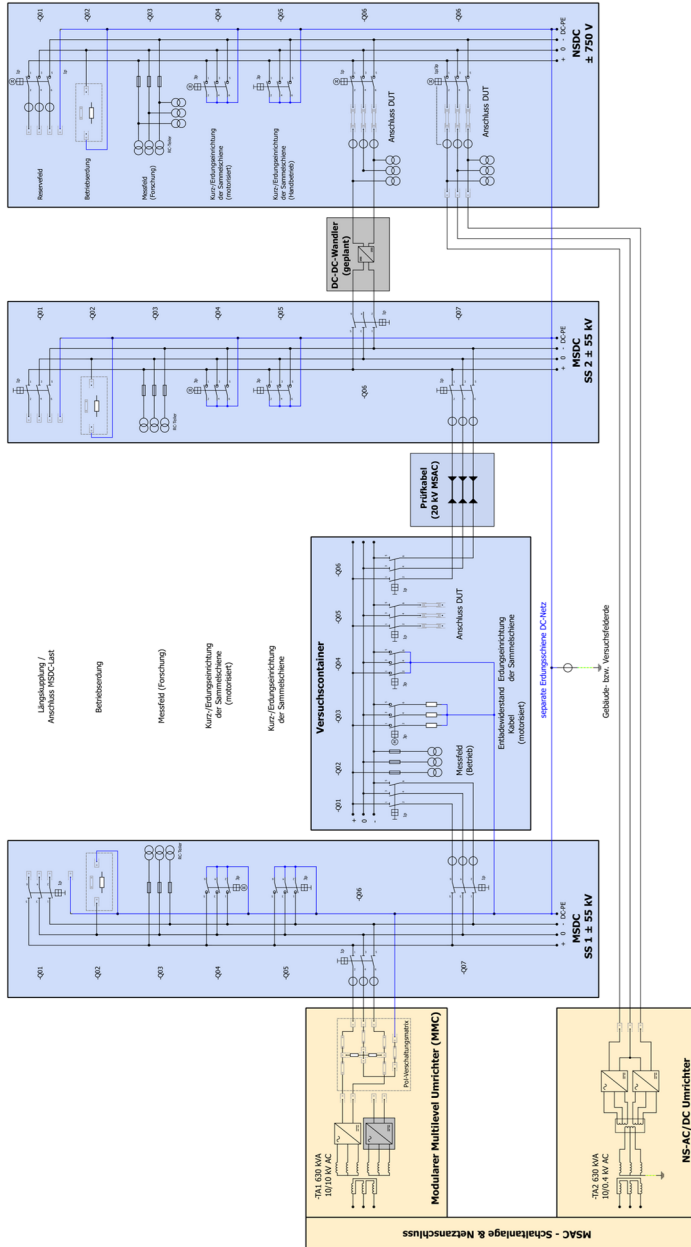


Bild 1: Aufbau des gesamten Versuchsfeldes

Flexibler Spannungsbereich

Derzeit stehen keine DC/DC-Wandler bis 55 kV zur Verfügung. Zudem existiert ein großer Forschungsbedarf zum Thema Netzbetrieb mit Umrichtern verschiedener Hersteller (Multi Vendor) und Topologien. Durch einen flexiblen Spannungsbereich bis hin zur NS kann eine Vielzahl unterschiedlichster Betriebsmittel mit dem Umrichter verbunden und das Zusammenspiel erforscht werden.

Anpassbare Regelung

Zur Erforschung neuer Regelungskonzepte muss die Regelung des Umrichters zumindest in gewissen Grenzen anpassbar sein. Untersuchungen von Konzepten wie AC-Netzbildung mit virtueller Trägheit oder Automatische Netzselektierung bei Fehlern im MSDC-Netz sind denkbar. Dabei darf die Betriebsmittelsicherheit nicht beeinträchtigt werden.

Aus den Anforderungen folgt der Einsatz eines Modulareren Multilevel Converters (MMC) mit IGBT-Vollbrücken. Das Projektkonsortium aus TU Dresden und Hochschule Zittau/Görlitz konnte die Firma F&S als Hersteller für einen MMC gewinnen, der die genannten Anforderungen erfüllt. Der aktuelle Entwicklungsstand ist bereits weit vorangeschritten. Bild 2 zeigt das Renderbild eines Moduls von insgesamt 240 Modulen (im Endausbau) zur Bereitstellung einer Spannung von ± 55 kV. Die IGBTs befinden sich unter dem Kühlkörper und sind folglich nicht sichtbar.

Zur Erhöhung der Personensicherheit besitzen die Module – im Gegensatz zu den sich selbst versorgenden Modulen in der HGÜ – über eine externe Spannungsversorgung, um zu jedem Zeitpunkt die Modulspannungen messen und das Anlagenverhalten kontrollieren zu können.

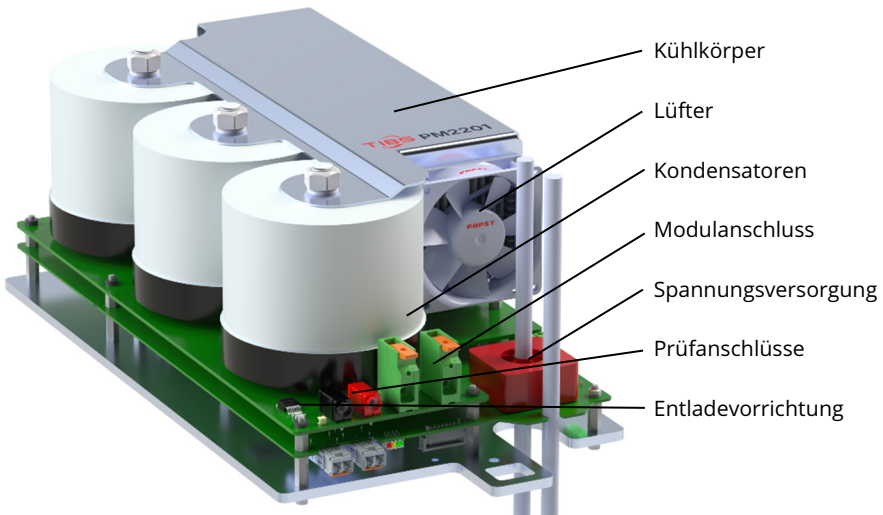


Bild 2: Rendering eines Submoduls ($U_r = 1000$ V, $I_r = 100$ A)

Weiterhin ist aus Kostengründen im aktuellen Stadium nur ein Pol des MMCs mit reduzierter Spannung finanzierbar. Damit einhergehend ist nur ein monopolarer MSDC-Betrieb umsetzbar. Um dennoch den Anforderungen eines bipolaren Betriebs gerecht zu werden, wurde eine anpassbare resistive Verschaltungsmatrix entworfen, die am MMC einen künstlichen bipolaren Betrieb bei symmetrischer Belastung ermöglicht. Ein unsymmetrischer Betrieb ist hiermit jedoch nicht möglich. Sobald jedoch ein anderweitiges, echt bipolares Betriebsmittel (z. B. ein DC/DC-Wandler) im Versuchsfeld in Betrieb genommen wird, kann der monopolare MMC auch ohne Verschaltungsmatrix in einem echt bipolaren DC-Netz betrieben werden, wobei asymmetrische Lasten von dem echt bipolaren Betriebsmittel getragen werden müssen. Um trotz des fehlenden DC/DC-Wandlers Leistungen zwischen den DC-Schaltanlagen unterschiedlicher Spannung übertragen zu können, wird die Spannung des MMC in einem breiten Bereich flexibilisiert. Im Endausbau wird ein Spannungsbereich von $\pm 750\text{ V}$ bis $\pm 55\text{ kV}$ einstellbar sein, sodass die NSDC-Schaltanlage statt über den nicht vorhandenen DC/DC-Wandler direkt mit den MSDC-Komponenten verbunden werden kann. Mit dieser betrieblichen Freiheit ist der Nachweis der Spannungsfestigkeit der Komponenten sowie der Betriebskonzepte nach wie vor gewährleistet.

MSAC-Schaltanlage mit Zentralschutz

Die Firma Bauer Elektroanlagen und dessen Unterauftragnehmer Schneider Electric Deutschland erhielten den Zuschlag für den Bau der Netzanschluss-Kompaktstation und der MSAC-Versuchsfeldschaltanlage. Die gekapselte Schaltanlage nutzt synthetische Luft als Isoliermittel. Der Anlagenschutz wird über einen zentralen Schutzserver realisiert, welcher örtlich entfernt von den zu schützenden Betriebsmitteln betrieben werden kann. Die physikalische Schnittstelle zur Messung und Steuerung in den einzelnen Abgangsfeldern liefern dabei Stand Alone Merging Units. Diese teilen ihre hochabgetasteten Messwerte unverarbeitet über den Prozessbus gemäß des Protokolls IEC 61850-9-2 (Sampled Values) mit allen relevanten Betriebsmitteln der Sekundärtechnik. Zusammen mit der zentralisierten Ausrichtung bietet die Implementierung eine flexible Grundlage zur Entwicklung und Erprobung neuer Schutzalgorithmen für Abgänge und Sammelschienen. Im Rahmen der Ausbildung von Studierenden soll weiterhin eine Schnittstelle zur nachträglichen Analyse des Protokollinformationsverkehrs eingebracht werden.

Durch die Konzeption als Forschungsanlage wird die Bedienung der gesamten Anlage aus Personenschutzgründen im Normalbetrieb vollständig über eine abgesetzte Leitwarte erfolgen. Für das Sicherheitskonzept werden neben den organisatorischen Sicherungsmaßnahmen physische Zugangshinderungsmaßnahmen umgesetzt und zusätzliche motorisierte Schaltgeräte zur Erdung und Vor-Ort-Trennung in die Anlage eingebracht.

Exkurs Projektkonsortium

Abschließend sei der enge Austausch über die verschiedenen Disziplinen der Elektroenergietechnik innerhalb des Projektkonsortiums hervorgehoben. Insbesondere bei der Ausgestaltung des MSDC-Versuchsfeldes, im Detail die Auswahl und Anordnung der Schaltgeräte in der MSDC-Schaltanlage sowie die Auswahl geeigneter Messtechnik, sei auf die Arbeiten der Kolleg:innen des Lehrstuhls für Komponenten Intelligenter Energiesysteme verwiesen.

Referenzen

- [1] DC Campus. "DC-LabSaxony". Projekte im Kontext des DC Campus. Aufgerufen: 03.11.2025. [Online] <https://www.dc-campus.eu/project/dc-labsaxony>.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Power Quality“



Awishka Ariyasinghe, B. Sc. (Hons)

Non-invasive methods of utility-side harmonic impedance determination

The increasing integration of power electronic based technologies is changing how the modern power systems operate and they introduce challenges by increased harmonic emissions. Harmonic impedance is an important topic in this regard, which is categorized as utility-side ($Z_u^{(h)}$) and customer-side ($Z_c^{(h)}$) harmonic impedance, as seen from a point of common coupling (PCC). Utility-side harmonic impedance is for example a key factor in calculating harmonic emission limits or to evaluate the harmonic contribution of a customer installation connected to the grid. Determination of this utility-side harmonic impedance can be divided into three categories: invasive, quasi-invasive and non-invasive. Invasive approaches inject an external disturbance signal using dedicated equipment, while quasi-invasive approaches utilize unintentional or intentional events caused by for example faults or switching of existing network elements like transformers as excitation source. On the other hand, non-invasive approaches [1] observe natural disturbances in the system. Invasive methods are highly accurate due to their high signal-to-noise ratio (SNR), but they require large and costly equipment, and at the same time, they may disturb the normal operation of the power system. As non-invasive methods do not require an external disturbance, they have the potential of estimating utility-side harmonic impedance at lower costs. However, due to low SNR, non-invasive methods are often less accurate than invasive methods.

A comprehensive literature review on the non-invasive methods of utility-side harmonic impedance was carried out. One of the most promising methods was selected [2] for further analysis in this study. This method proposes a data selection methodology to determine time periods where background harmonics remain nearly constant, allowing accurate estimation of utility-side harmonic impedance. In fact, two algorithms are proposed for this data selection method: one based on the variance of current at PCC, and the other based on coefficient of determination between voltage change and current change at the PCC. In this study, however, only the latter is considered due to certain drawbacks of the former algorithm. Both simulation and field measurements are considered to validate the proposed algorithm. The simulation environment developed in MATLAB is based on Figure 1, which is the Norton equivalent circuit.

Simulations were first performed assuming variations only from customer-side (no background harmonics), which is the ideal case for utility-side harmonic impedance determination. The algorithm was able to provide 100% accurate results. Next, variations from both

utility and customer-sides were considered, under three different cases: $|\underline{Z}_u^{(h)}| < |\underline{Z}_c^{(h)}|$, $|\underline{Z}_u^{(h)}| \approx |\underline{Z}_c^{(h)}|$ and $|\underline{Z}_u^{(h)}| > |\underline{Z}_c^{(h)}|$. Results for each case depicted very high accuracy.

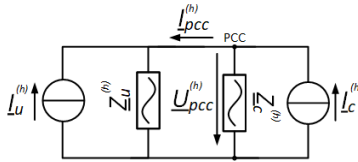


Figure 1: Norton equivalent circuit

For the verification using field measurements, data measured with an impedance measurement instrument applying the invasive method at a low voltage site was used. The point of measurement was at the transformer busbar. The same algorithm as in simulations was applied. However, applying the algorithm without modifications lead to very poor results at certain harmonics. This is because the algorithm relies on solving a linear regression problem. Even if the data points satisfy the algorithm's requirements, they are not guaranteed to have a low condition number, which is essential for matrix inversion in linear regression. Therefore, the method has been modified to improve its robustness. The results after applying the modified algorithm are shown in Figure 2.

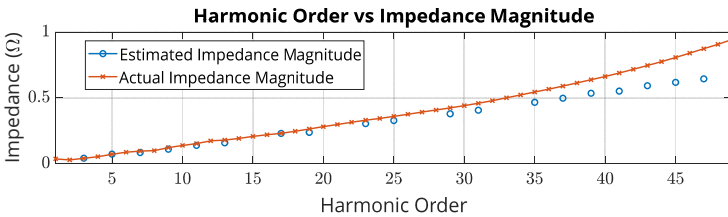


Figure 2: Harmonic order vs harmonic impedance magnitude

References

- [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.
- [2] J. Hui, W. Freitas, J. C. Vieira, H. Yang, and Y. Liu, "Utility harmonic impedance measurement based on data selection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, pp. 2193–2202, 2012.

**Ana Maria Blanco, Dr.-Ing.****Impact of Transmission System Modeling
on Frequency-Dependent Zero-Sequence
Impedance**

Supported by

TRANSNET BW

The continuous increase of power electronic installations in distribution and transmission networks has led network operators to enhance the monitoring and simulation of their systems in order to identify unwanted resonance problems and mitigate voltage distortion. Regarding harmonic simulations, previous publications (e. g. [1–2]) have already emphasized that network elements must be modeled in greater detail to correctly represent their frequency-dependent characteristics and, consequently, the impedance of the network at each harmonic order. However, it remains unclear to what extent the characteristics of individual components affect the frequency-dependent zero-sequence impedance.

This project focused on performing sensitivity analyses to understand how specific model parameters influence zero-sequence harmonic impedances. The simulations were conducted using an enhanced test network implemented in *DigSILENT PowerFactory*, with automated data processing and evaluation in *Python* and *MATLAB*. This combined framework enabled the systematic variation of network configurations and parameters, followed by a comprehensive assessment of their impact on frequency-dependent impedance characteristics at all 380 kV and 220 kV nodes of a 98-node test network that has been developed in prior research to represent the typical configuration of Germany EHV/HV systems [2].

The sensitivity analysis examined four main aspects of the network: the configuration of star grounding, the properties of transmission lines, the characteristics of transformers, and the representation of aggregated downstream networks (distribution networks). For each scenario, the resulting frequency-dependent zero-sequence impedances were compared with a reference configuration in order to identify significant deviations in both magnitudes and phase angles.

The results show that the *star* grounding configuration primarily affects local zero-sequence impedances at the locations where earthing was modified or in their immediate vicinity. Although most variations remained small, some nodes exhibited noticeable resonance shifts, with very high impedance values indicating the need for additional damping measures.

The most pronounced overall effect, however, was observed in the modeling of *transmission lines*. Simulations demonstrated that both tower geometry and conductor transposition have an important impact on the zero-sequence harmonic behavior of the network. A symmetric tower geometry combined with perfect transposition results in the lowest zero-sequence impedance levels and the most stable resonance behavior, whereas asymmetric or non-transposed configurations significantly increase impedance magnitudes and cause resonance frequency shifts. Figure 1 illustrates the variation of impedance at two nodes when the towers of the transmission lines have a symmetric geometry (SGe) and an

asymmetric geometry (AGe), both with perfectly transposed lines. These findings underline the importance of realistic geometric line modeling for accurate harmonic simulations.

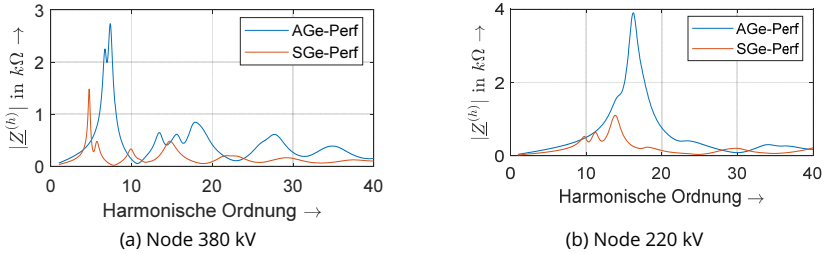


Figure 1: Frequency-dependent zero-sequence impedance at two nodes when the power lines have symmetric (SGe) and asymmetric (AGe) tower geometries.

The influence of *transformer* parameters proved to be less significant. Variations in the magnetizing impedance had virtually no effect due to its much higher magnitude compared with the leakage impedance. Adjustments of the zero-sequence impedance parameters by $\pm 20\%$ resulted only in small, localized changes, although some resonance frequencies were slightly shifted. The inclusion of transformer capacitances produced minor differences at higher harmonic orders and can generally be neglected for the frequency range of harmonics (< 2 kHz).

Finally, the analysis of the *aggregated downstream networks* showed that the load configuration (delta or star connection) has no influence on the zero-sequence impedance at transmission level because the neutral-point of the secondary sides of the EHV/HV transformers are isolated, which is a common practice in German networks. When load capacitances were included, noticeable effects appeared at some nodes, mainly in the positive- and negative-sequence systems, but not in the zero-sequence component.

In summary, the sensitivity analysis revealed that the modeling of transmission lines exerts the strongest influence on the zero-sequence impedance behavior of the transmission network. The neutral-point grounding and the transformer zero-sequence parameters have a more localized impact, while the representation of aggregated downstream networks plays only a secondary role under the current German system configuration. Consequently, the study recommends that future harmonic simulations pay particular attention to detailed line modeling—including transposition and geometrical asymmetries—and to an accurate definition of transformer star grounding conditions to achieve a realistic representation of zero-sequence harmonic phenomena.

References

- [1] Working group C4/B4.38, “Network modelling for harmonic studies. Technical brochure 766,” CIGRE, 2019.
- [2] 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,” in Proc. CIGRE Paris Session, 2024, Paris, France.



Sakshi Chalia, M. Sc.

**Power Quality Issues in Low Voltage
Distribution Network with High
Penetration of Power Electronics Devices**



The ongoing energy transition across Europe toward electricity generation from Renewable Energy Sources (RES) is fundamentally transforming low-voltage (LV) distribution networks. This transition toward sustainable energy is also driving the increasing integration of distributed generation into the LV networks. RES, along with electric vehicles (EVs) and battery energy storage systems (BESS), are predominantly interfaced to the grid through power electronics (PE) converters. This transition is not limited to generation, PE adoption is expanding rapidly on both the consumption side (motor drives, smart loads, EV chargers) and storage side, fundamentally altering the operational characteristics and power quality (PQ) landscape of LV networks [1]. PE converters operating at high switching frequencies, introduce distinct PQ challenges. They act as sources of harmonic distortion, interharmonics, and may cause electromagnetic interference, which can lead to equipment overheating, malfunction, and premature failure.

Microgrids are the electricity distribution systems comprising controllable loads, distributed energy resources, and storage. These systems can operate in both grid-connected and islanded modes, presenting unique PQ challenges that differ significantly between operating modes [2]. The transition from grid-connected to islanded mode fundamentally alters the PQ behavior. In grid-connected mode, the strong main grid acts as a "stiff" voltage source with low impedance, effectively dampening voltage distortions and providing a sink for harmonic currents. However, in islanded mode, the reduction in short-circuit capacity often significantly weakens the network's ability to absorb harmonic currents from nonlinear loads [2].

Furthermore, the network impedance seen by both emission sources and susceptible equipment changes substantially between operating modes. These impedance variations shift the resonance frequencies of the network, potentially amplifying specific harmonic orders that were previously attenuated. In islanded mode, the lack of a strong grid reference also means that even small imbalances in converter control or load distribution can propagate as sustained voltage quality issues.

Addressing these challenges requires a fundamental shift in how PE converters interact with the grid. As power systems evolve toward scenarios with minimal or no SG, advanced converter technologies are essential. Grid-forming (GFM) inverters represent a critical technological advancement in this context. Figure 1 shows the Roadmap of GFM inverters. GFM inverters can actively establish and maintain voltage and frequency references, providing inertial response and supporting grid stability even in weak grid conditions or during black-start scenarios. Figure 2 shows the general architecture of GFM inverter.

The output impedance of inverters, shaped by their filters and control loops, can interact to create complex resonance patterns. Depending on the control bandwidth and damping

characteristics of individual converters, these interactions may either mitigate or amplify voltage distortion at critical frequencies. Understanding this relationship between the control algorithm design and PQ outcomes is crucial for grid integration. A key challenge in PE dominated networks is that the traditional assessment methods become inadequate. Conventional approaches use short circuit capacity (SSC) as a network strength indicator for the networks dominated by passive, inductive impedances. In GFM based grids where impedance is frequency dependent and control sensitive, SSC alone cannot properly characterize the network's ability to accommodate the harmonic emissions, this necessitates new EMC coordination frameworks accounting for both static requirements (steady-state harmonic limits and voltage distortion thresholds) and dynamic requirements (transient response capabilities, control stability margins, and interaction between multiple converters).

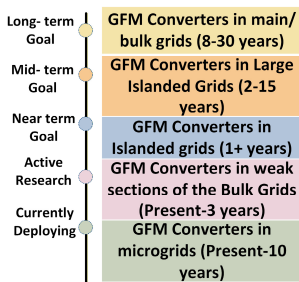


Figure 1: Roadmap for GFM

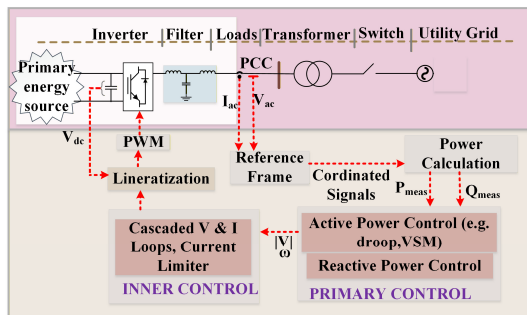


Figure 2: Architecture of GFM

Despite the promising capabilities of GFM inverters, their widespread deployment faces substantial barriers, particularly the lack of standardized testing procedures, validation methodologies, and performance verification frameworks. Addressing these gaps is the primary objective of the EURAMET project GridForm (24GRD08), which is developing comprehensive metrological infrastructure for traceable testing and evaluation of GFM converters and their efficiency. The research focuses on developing impedance-based models that capture the frequency-dependent behavior of GFM inverters, considering different control implementations such as virtual synchronous machine (VSM) control, droop control strategies. A laboratory testbed with low-voltage converter systems is being established to experimentally evaluate PQ performance. Different GFM will be characterized in order to identify how control strategies affect the harmonic performance and impedance characteristics. This work will be extended to study the interactions of multi-inverter in low voltage network with high PE based generation.

References

- [1] M. Nurunnabi, S. Li and H. Shekhar Das, "Advancing Grid-Forming Inverter Technology: Comprehensive PQ Capability and Performance Analysis," in IEEE Access, vol. 13, pp. 73391-73407, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3561788.
- [2] F. Zavoda et al., "Power quality in the future grid — Results from CIGRE/CIRE JWG C4.24," 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil, 2016, pp. 931-936, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783475.

**Max Domagk, Dr.-Ing.**

**Messunsicherheit bei der
Bewertung von
Oberschwingungen in
symmetrischen Komponenten**

TRÄNSNET BW

Die zunehmende Komplexität moderner Energieversorgungsnetze sowie der verstärkte Einsatz nichtlinearer und leistungselektronisch gekoppelter Geräte können zu immer mehr Oberschwingungen (harmonische Spannungen und Ströme) führen. Aktuelle Messkampagnen in Übertragungs- und Verteilnetzen liefern wichtige Informationen über deren Pegel und Ausbreitung. Die Messungen dienen neben der Überwachung der Oberschwingungen u.a. auch zur Verifikation und Verbesserung von Simulationen und Modellen, welche zumeist in symmetrischen Komponenten erfolgen.

Messgeräte zur Überwachung der Strom- und Spannungsqualität müssen bestimmte Anforderungen an die Messunsicherheit erfüllen, die in den internationalen Normen IEC 61000-4-30 und IEC 61000-4-7, allerdings für die Größen im natürlichen System definiert sind. Diese Unsicherheit wird durch Sensoren, A/D-Wandler und die verwendeten Algorithmen beeinflusst. Deshalb stellt sich die Frage, wie sich diese Messunsicherheiten auf die symmetrischen Komponenten der Oberschwingungen auswirken und deren Bewertung verfälschen können.

Transformation in symmetrische Komponenten

Die gemessenen dreiphasigen Größen (in natürlichen Komponenten a, b, c) werden für die Analyse in symmetrische Komponenten transformiert:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \underline{U}_1^{(h)} \\ \underline{U}_2^{(h)} \\ \underline{U}_0^{(h)} \end{bmatrix}}_{\underline{U}_{120}} = \underbrace{\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}}_{\underline{S}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \underline{U}_a^{(h)} \\ \underline{U}_b^{(h)} \\ \underline{U}_c^{(h)} \end{bmatrix}}_{\underline{U}_{abc}} \quad (1)$$

Dies führt zur Zerlegung in Mit- (Index 1), Gegen- (Index 2) und Nullsystem (Index 0). Unter ideal symmetrischen Bedingungen bildet jede Oberschwingung nur ihre charakteristische Komponente aus (z. B. nur das Gegensystem bei der 5. Harmonischen), während nicht-charakteristische Komponenten null sind.

Das Niveau dieser Unsymmetrie lässt sich mithilfe des relativen Unsymmetriepegels (RUL – relative unbalance level) quantifizieren [1]:

$$RUL_s^{(h)} = \frac{U_s^{(h)}}{U_1^{(h)} + U_2^{(h)} + U_0^{(h)}} \quad \text{für } s \in \{1,2,0\} \quad (2)$$

Für ein reines Gegensystem der 5. Harmonischen ergibt sich beispielsweise ein $RUL_1/RUL_2/RUL_0 = 0 \% / 100 \% / 0 \%$.

Ergebnisse der Unsicherheitsbewertung

Im Rahmen von [2] wurde analysiert, inwieweit die Messunsicherheit von Oberschwingungen die Bewertung der symmetrischen Komponenten beeinflussen kann. Dabei wurden $\pm 10\%$ Amplituden- und $\pm 5^\circ$ Phasenunsicherheit angenommen.

Die Fortpflanzung der Messunsicherheit von den natürlichen in die symmetrischen Komponenten wurde mittels Monte-Carlo-Simulationen untersucht. Die Analyse zeigt einen signifikanten Anstieg der Messunsicherheit, sobald eine symmetrische Komponente klein im Verhältnis zu den anderen ist (d.h. einen niedrigen RUL-Wert aufweist).

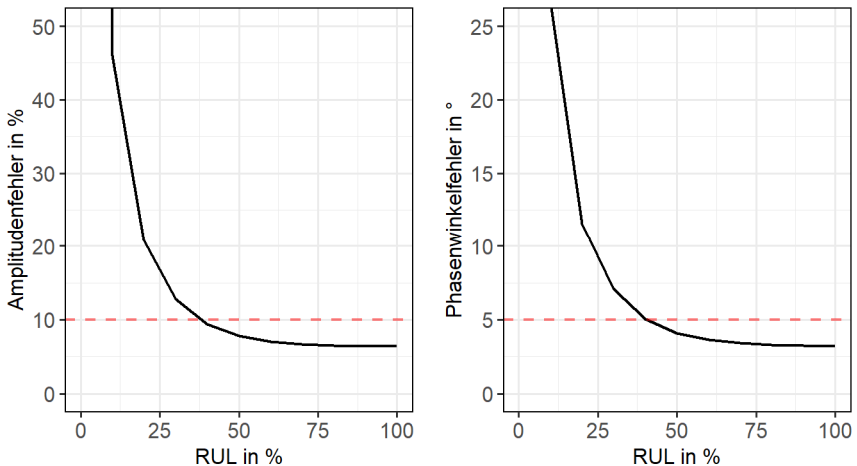


Bild 1: Amplituden- und Phasenwinkelfehler in Abhängigkeit des relativen Unsymmetriepiegels (RUL)

Der Einfluss der Komponentengröße in symmetrischen Komponenten auf deren Messunsicherheit wurde anhand des RUL bewertet und ist in Bild 1 dargestellt. Liegt der RUL einer Komponente unter 37 %, überschreiten die Unsicherheiten typischerweise $\pm 10\%$ bzw. $\pm 5^\circ$ (rote Referenzlinien) und sollten daher von weiteren Analysen ausgeschlossen werden. Bei Kombinationen mit einem RUL für eine oder mehrere symmetrische Komponenten von 10 % können deren Unsicherheiten über $\pm 40\%$ in der Amplitude und $\pm 20^\circ$ in der Phase betragen.

Referenzen

- [1] O. Zybalkina, M. Domagk, A. M. Blanco, J. Meyer, und M. Lindner, "Survey of Harmonic Voltage and Current Unbalance in the German Transmission System based on Field Measurements considering Measurement Uncertainty", in NEIS 2025; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany, Sept. 2025.
- [2] M. Domagk, O. Zybalkina, J. Meyer, und M. Lindner, "Uncertainty in the Assessment of Harmonic Voltages and Currents in Sequence Domain", in NEIS 2025; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany, Sept. 2025.



Etienne Gasch, Dipl.-Ing.

**Bestimmung des vorhandenen
Oberschwingungspegels im
Übertragungsnetz für die
Berücksichtigung bei der Berechnung
von Emissionsgrenzwerten**



Für die Berechnung von Emissionsgrenzwerten wird in den deutschen Anwendungsregeln (VDE AR 4120 und 4130) ein rein planerischer Ansatz verwendet, der aktuelle Pegel im Netz nicht berücksichtigt. Andere Methoden berücksichtigen den Hintergrundpegel als Maß der aktuellen Ausnutzung des Netzes bei der Grenzwertberechnung auf verschiedene Weise, jedoch gibt es keine einheitliche Vorgehensweise zu dessen Bestimmung. Um die Eignung einer Berücksichtigung von Hintergrundpegeln in einer zukünftigen Ausgabe der Anwendungsregeln zu untersuchen, werden im Rahmen dieser Studie verschiedene Varianten zur Bestimmung des Hintergrundpegels hinsichtlich ihrer Robustheit und Repräsentativität sowie etwaiger Schwachstellen untersucht.

Messungen über eine einzelne Woche sind in der Regel für die Bestimmung repräsentativer Hintergrundpegel für Harmonische, Flicker und Unsymmetrie unzureichend. Einfluss auf die Hintergrundpegel haben die Betriebszustände aller am Netz angeschlossenen Kundenanlagen (Bezug und Erzeugung). Diese variieren über die Zeit mit zufälligem oder saisonalem Einfluss. Auch eine langsame Änderung über längere Zeiträume (Trend) ist denkbar. Daher ist für die Bestimmung der Hintergrundpegel ein längerer Beobachtungszeitraum sinnvoll. Welcher Zeitraum notwendig ist und welche statistischen Werte (Maximalwert, 95%-Quantil) zur Bestimmung des Hintergrundpegels geeignet sind, ist derzeit nicht festgelegt. In dieser Arbeit sollen daher verschiedene Varianten zur Bestimmung des Hintergrundpegels anhand von Langzeitmessdaten aus dem deutschen Höchstspannungsnetz miteinander verglichen werden.

Dazu werden zuerst alle 10-Minuten Mittelwerte einer Kenngröße an einem Messort aus zwei Jahren verwendet. Die 10-Minuten Mittelwerte werden auf einen Referenzpegel (z.B. den Planungspegel aus IEC/TR 61000-3-x oder VDE AR-N 41xx) normiert. Die so normierten Werte entsprechen der Ausnutzung des jeweiligen Referenzpegels. Aus diesen Werten werden gleitende (1 Tag) und nicht gleitende 95% Wochenquantile gebildet. Aus den so entstandenen Zeitreihen der Wochenquantile wird wahlweise das Maximum oder das 95% Quantil bestimmt. Bei dreiphasigen Kenngrößen wird daraus wiederum das Maximum für die weitere Bewertung genommen.

Bild 1 zeigt beispielhaft den Verlauf der Ausnutzung der 5. Spannungsharmonische in allen drei Phasen für täglich aktualisierte, gleitende Wochenquantile über zwei Jahre. Die schwarz gestrichelte Linie entspricht dem größten 95%-Wochenquantil. Dies liegt hier bei ca. 37%. Bild 2 zeigt die Verteilung der größten Ausnutzung der 5. Spannungsharmonischen über alle Messorte.

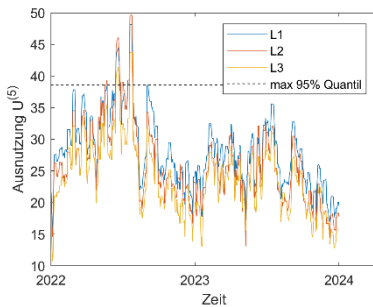


Bild 1: Verlauf der Ausnutzung der gleitenden Wochenquantile der 5. Spannungsharmonischen an einem Messort mit 95%-Quantil

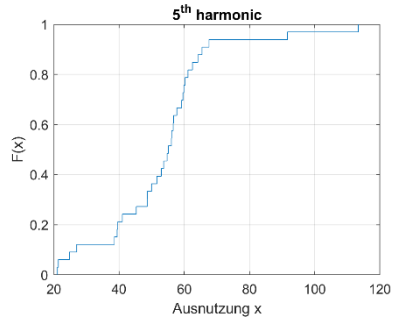


Bild 2: Verteilung der gleitenden 95%-Wochenquantile der Ausnutzung der 5. Spannungsharmonischen über aller 33 Messorte

Der Bereich der zwischen der Ausnutzung und dem Referenzpegel liegt (im obigen Beispiel: 63%), wird Reserve genannt. Dieser ist für verschiedene Kenngrößen und Messorte in Bild 3 dargestellt und zeigt eine große Schwankungsbreite. An einigen Messorten ist der Referenzpegel bereits ausgeschöpft, an anderen Messorten beträgt die Reserve noch fast 100%.

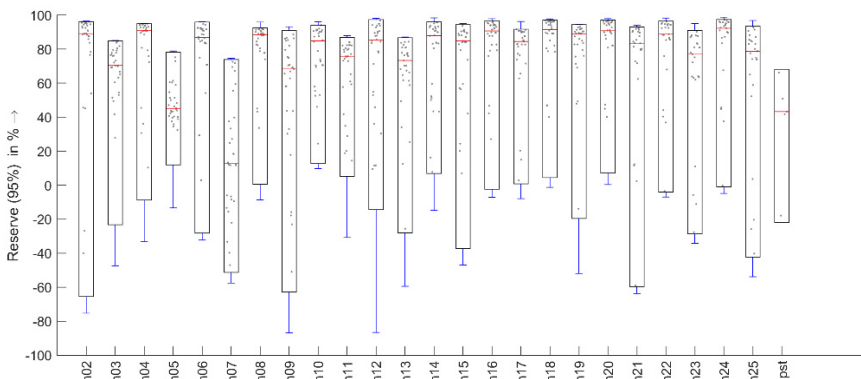


Bild 3: Verteilung der Reserve als modifizierte Box Whisker Darstellung für Spannungsharmonischen, Kurzzeit-Flickerstärke und Unsymmetrie über alle Messorte (graue Punkte: Reserve einzelner Messorte; Box: 5% und 95% Quantil; rote Linie: Median; blaue Whisker: Minimal- und Maximalwert)



Victor Khokhlov, M. Sc.

Vereinfachte Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Frequenzbereich von 9-150 kHz



Die frequenzabhängige Netzimpedanz (FNI) beschreibt den Zusammenhang zwischen verzerrten Spannungen und Strömen. Kenntnisse oder Annahmen über die FNI stellen eine grundlegende Voraussetzung für zahlreiche Anwendungen dar, insbesondere für die Berechnung der Grenzwerte der Stromemission von Kundenanlagen, die aus den zugeteilten Grenzwerten der Spannungsemission abgeleitet werden.

Die zuverlässige Bestimmung der FNI ist komplex und in der Praxis nur durch detaillierte Netzstudien mit umfangreichen Simulationen oder aufwändigen Messungen möglich. Daher wird die FNI in vielen Fällen durch vereinfachte Annahmen abgebildet, die bislang für öffentliche Niederspannungsnetze in der Anwendungsregel VDE AR-N 4100 für Frequenzen bis 9 kHz existieren. Der Frequenzbereich von 9-150 kHz wird in der aktuellen Ausgabe noch nicht berücksichtigt. Eine Erweiterung ist aber für eine zukünftige Ausgabe geplant. Im Rahmen einer Studie [1] wurde ein Ansatz zur vereinfachten Abbildung der FNI im Frequenzbereich von 9-150 kHz erarbeitet, der auf einer Geradenapproximation basiert. Diese erfolgt unter Verwendung der Referenzimpedanz nach CISRP 16-1-2 sowie eines Aufteilungsfaktors:

$$|Z_b| = |Z_{ref\,b}| \cdot (r + (1 - r) \cdot \frac{S_{k\,ref}}{S_k}) \quad (1)$$

$$|Z_{ref\,b}| = 0,41 \cdot \frac{f_b}{\text{kHz}} \cdot \Omega + 9,83 \, \Omega \quad (2)$$

Z_b – skalierte Referenzimpedanz bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b

$Z_{ref\,b}$ – Referenzimpedanz bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b nach CISRP 16-1-2

r – Aufteilungsfaktor ($r = 0,45$ bei $S_k \leq 2$ MVA, $r = 0,1$ bei $S_k > 2$ MVA)

$S_{k\,ref}$ – Referenzwert der Kurzschlussleistung (entspricht 565 kVA)

S_k – Kurzschlussleistung am Betrachtungsort

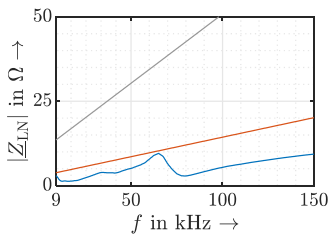
Die Eignung des vorgeschlagenen Ansatzes wird durch einen Vergleich mit gemessenen FNI überprüft. Es liegen Messungen der FNI an insgesamt 131 Messorten in 99 Netzen von 26 Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich, der Schweiz und der Tschechischen Republik vor. Bei jedem Netzbetreiber wurden mindestens zwei typische Netze ausgewählt. Die Messungen erfolgten an den NS-Sammelschienen der MS/NS-Transformatoren, an Kabelverteilern sowie an Anschlusspunkten von Kundenanlagen oder Haushalten.

Bild 1a zeigt beispielhaft die Ergebnisse die gemessene FNI für einen Messort mit einer Kurzschlussleistung von 2,8 MVA gemeinsam mit der Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2 und dem entwickelten Ansatz. Die Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2 überschätzt die gemessene FNI um den Faktor 4 bis 15. Dies liegt daran, dass die Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2 für die Bewertung von Geräten zum Anschluss an Steckdosen in Haushalten

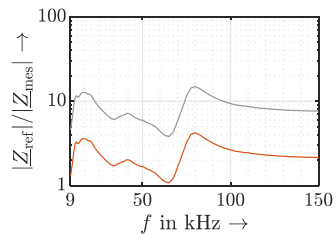
vorgesehen ist und damit insbesondere für leistungsstärkere Anschlusspunkte ungeeignet ist. Der neue Ansatz nach Gleichung (1) überschätzt die gemessene FNI lediglich um den Faktor 1 bis 4 (vgl. Bild 1b dargestellt).

Ein vergleichbares Verhalten wird auch für die Mehrheit der anderen Messorte festgestellt. Der Bereich der Abweichungen der Impedanzannahmen von den gemessenen FNI ist in Bild 2 dargestellt. Dabei werden die Verhältnisse für alle Messorte ermittelt und anschließend als Quantile ausgewertet.

Es zeigt sich, dass der Ansatz nach Gleichung (1) deutlich geringere Abweichungen im Vergleich zur Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2 aufweist. Während die Überschätzung der gemessenen FNI bei Verwendung der Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2 um den Faktor 20 bis 30 (0,50-Quantil) liegt, beträgt sie bei Anwendung des neuen Ansatzes nach Gleichung (1) lediglich den Faktor 3 bis 6 (0,50-Quantil). Dadurch kann eine realistischere Abbildung der FNI erreicht werden, weshalb der Ansatz für eine zukünftige Ausgabe der VDE AR-N 4100 empfohlen wird.



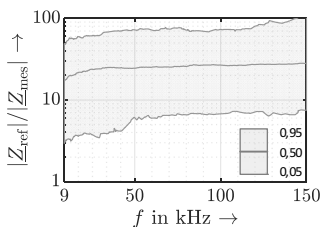
(a) Beträge der gemessenen FNI und verschiedenen Impedanzannahmen



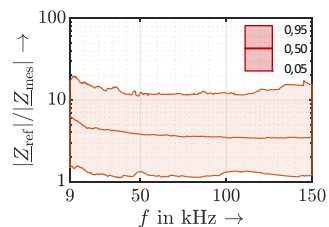
(b) Verhältnis zwischen verschiedenen Impedanzannahmen und der gemessenen FNI

Bild 1: FNI an einem Messort mit $S_k = 2,8$ MVA

— gemessene FNI, — Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2, — Ansatz nach Gleichung (1);



(a) Referenzimpedanz nach CISPR 16-1-2



(b) Referenzimpedanz nach Gleichung (1)

Bild 2: Quantile der Verhältnisse zwischen den Referenzimpedanzen und der FNI für alle Messorte

Referenzen

- [1] V. Khokhlov, R. Stiegler, and J. Meyer, "Approximation of Network Impedance for Defining Current Emission Limits in the Frequency Range up to 150 kHz Based on Field Measurements," 28th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Genf, 2025.



Ondrej Krpciar, Dipl.-Ing.

Emissionscharakteristiken von DC/DC-Wandlern im Frequenzbereich bis 150 kHz

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

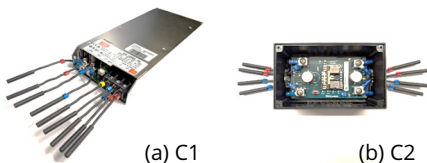
aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Mit dem rasanten Ausbau regenerativer Energieerzeugungsanlagen und der steigenden Anzahl von DC-Verbrauchern sowie den Fortschritten im Bereich der Leistungselektronik rücken DC-Netze auf Verteilnetzebene zunehmend in den Fokus der Betrachtungen. Diese versprechen im Vergleich zu konventionellen AC-Netzen einen effizienteren Betrieb aufgrund geringerer Umwandlungs- und Übertragungsverluste [1]. Die Entwicklung und Verbreitung dieser Technologie steht jedoch erst am Anfang. Herausforderungen und offene Fragestellungen ergeben sich insbesondere in den Bereichen der Schutz- und Leittechnik, der Systemregelung, der Beanspruchbarkeit elektrischer Betriebsmittel (BM) sowie der Power Quality (PQ) und der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV).

Der Betrieb von leistungselektronischen Geräten im DC-Netz führt aufgrund unterschiedlicher Schaltungstopologien, Schaltfrequenzen und Regelungen zu Netzrückwirkungen, insbesondere zu Verzerrung in Strom und Spannung. Diese können negative Auswirkungen auf andere angeschlossene Geräte oder das Netz als Ganzes haben. Dazu zählen u. a. eine zusätzliche thermische Beanspruchung und eine damit verbundene Verkürzung der Lebensdauer sowie Fehlfunktionen, Totalausfälle oder die Anregung von Resonanzstellen. Durch eine zweckmäßige EMV-Koordination soll sichergestellt werden, dass Geräte langfristig zuverlässig funktionieren und sich nicht in unzulässiger Weise gegenseitig beeinflussen.

Aufgrund fundamentaler Unterschiede zwischen AC- und DC-Netzen können EMV-Ansätze aus AC-Netzen nicht pauschal auf DC-Netze übertragen werden. Daher ist es erforderlich, geeignete Konzepte für die EMV-Koordination in DC-Netzen zu entwickeln.

Im Rahmen des Projekts AC2DC Phase II wird die frequenzabhängige Emission ausgewählter industrieller DC/DC-Wandler (Bild 1) der Leistungsklasse bis 1 kW für den Betrieb im 48-V-Netz in einem entworfenen Prüfstand (Bild 2) charakterisiert.



(a) C1

(b) C2

Bild 1: Untersuchte Prüflinge – DC/DC-Wandler C1 mit (a) und C2 ohne (b) galv. Trennung

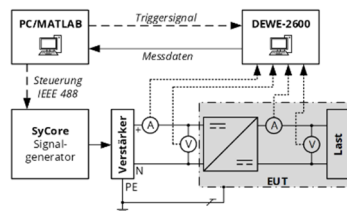


Bild 2: Schema des Prüfstands

Mit einer geeigneten Messeinrichtung sowie unter Verwendung von präzisen Nullflusswandlern für die Strommessung wird das Verhalten der Prüflinge sowohl bei idealer als auch bei vorverzerrter DC-Spannung untersucht. Bild 3 und Bild 4 stellen exemplarisch für den Prüfling C1 die Kurvenform und das Frequenzspektrum des Eingangsstroms sowie das Bode-Diagramm der Eingangsimpedanz dar.

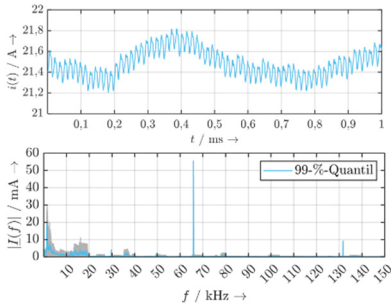


Bild 3: Kurvenform und Frequenzspektrum des Eingangsstroms (C1, ideale DC-Spannung)

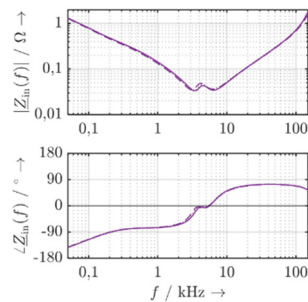


Bild 4: Amplituden- und Phasenfrequenzgang der Eingangsimpedanz (C1)

Es wird deutlich, dass im Frequenzspektrum des Eingangsstroms zwei Frequenzkomponenten bei ca. 66 kHz und ca. 132 kHz dominieren. Diese Emission ist auf die interne Schaltfrequenz zurückzuführen (= Schaltfrequenzemission). Detaillierte Messungen zeigen, dass die Schaltfrequenzemission Schwankungen in Betrag und Frequenz unterliegt sowie lastabhängig ist. Aufgrund von Fertigungstoleranzen unterscheiden sich typgleiche Geräte in ihren Schaltfrequenzemissionen voneinander [2]. Mit diesen Erkenntnissen wird zur Quantifizierung der Emission eine Gruppierungsmethode analog zu IEC 61000-4-7 empfohlen, die Frequenzkomponenten in definierten Frequenzbändern leistungäquivalent zusammenfasst.

Die Eingangsimpedanz liegt in einem weiten Frequenzbereich unterhalb von 1 Ω und weist ein charakteristisches Minimum, d. h. eine Serienresonanz auf. Es ist zu erkennen, dass die Eingangsimpedanz maßgeblich durch die Glättungskapazität sowie die Induktivität der Anschlussleitungen und etwaiger Filterkomponenten (LC-Filter) bestimmt wird.

Weiterführende Untersuchungen fokussieren sich insbesondere auf die Entwicklung einer geeigneten Messmethode für die reproduzierbare Quantifizierung der Emission von DC-Lasten. Dazu zählt die Festlegung einer definierten Netzimpedanz bzw. einer Netznachbildung (LISN, engl.: line impedance stabilisation network), sowie einer geeigneten Gruppierungsmethode. Des Weiteren werden die Ergebnisse dieser Arbeit dafür verwendet, ein geeignetes Black-Box-Modell zur Simulation der Emission verschiedener Geräte zu entwickeln, um deren Wechselwirkung und Ausbreitung in DC-Netzen analysieren zu können.

Referenzen

- [1] CIRED, "Final Report: DC Networks on the Distribution Level – New Trend or Vision?," 2021.
- [2] O. Krpciar, R. Stiegler, A. M. Blanco, und J. Meyer, "Emission Characteristics of DC/DC Converters in the Frequency Range up to 150 kHz," präsentiert auf 2. DC-Verteilernetztagung, Görlitz, April 2025. (in Veröffentlichung)



Erik Ole Matthes, Dipl.-Ing.

Modellierung von HS- und MS-Netzen für die Untersuchung netzweiter Ausbreitung von Harmonischen

Gefördert durch:



Im Rahmen der Energiewende werden sowohl zunehmend umrichter gespeiste Erzeugungsanlagen im Netz installiert (z.B. Wind- & PV-Anlagen), als auch das Elektroenergienetz ausgebaut. Dadurch sind einerseits mehr Quellen harmonischer Emission im Netz zu finden, andererseits verändert sich auch die harmonische Impedanz des Netzes. Um die daraus resultierenden Veränderungen auf die netzweite Ausbreitung von harmonischen Strömen und Spannungen im Detail analysieren zu können sind akkurate Simulationsmodelle notwendig. Daher wurde das Modell eines typischen Übertragungsnetzes [1] um die Hoch- (HS) und Mittelspannungsebene (MS) auf Basis einer Umfrage unter sieben deutschen Verteilnetzbetreibern erweitert. Dabei wurden generische Modelle von insgesamt drei HS- und zwei MS-Netzen entwickelt und in *DigSILENT PowerFactory* implementiert.

Tabelle 1 fasst die wesentlichen Merkmale der MS-Netze zusammen. Es wird zwischen einem ländlichen und einem städtischen MS-Netz differenziert. Die Netze unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihre Topologie (Länge der Leitungen, Anzahl an Kundenanlagen je Stickleitung, Anzahl an Sammelschienen) und die verwendete Netzspannung. Bild 1 zeigt exemplarisch das Single-Line Diagramm des ländlichen Netzes.

Tabelle 2 fasst die wesentlichen Merkmale der HS-Netze zusammen. Es wird zwischen einem ländlichen, einem städtischen und einem vorstädtischen Netz differenziert. Die Netze unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihre Topologie (Vermaschungsgrad, Länge der Leitungen), den verwendeten Leitungstyp (Kabel/Freileitung (FL)) und die Anzahl und den Typ der Kunden- und Erzeugungsanlagen (Synchrongeneratoren (sEZE), umrichterbasierte Erzeugungsanlagen (uEZE)). Bild 2 zeigt exemplarisch das Single-Line Diagramm des städtischen HS-Netzes.

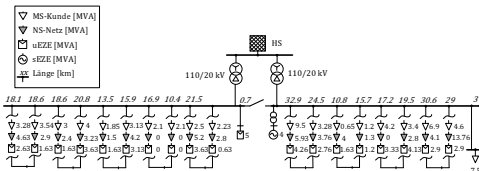


Bild 1: Single-Line Diagramm des ländlichen MS-Netzes

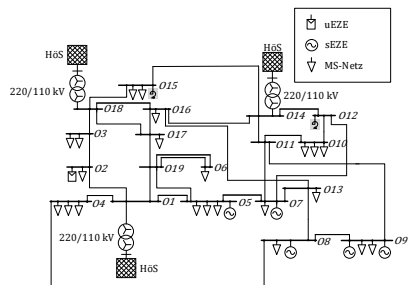


Bild 2: Single-Line Diagramm des städtischen HS-Netzes

Tabelle 1: Ausgewählte Parameter der MS-Netze (Sammelschiene 1/2)

Parameter	Ländlich	Städtisch
U_N	20 kV	10 kV
Stichleitungen	8/10	16
NS-Netze	84/69	55
MS-Kunden	24/20	14
EZE	24/18	13
Leitungstyp	Kabel	Kabel
Entf. zw. Kunden	1-6 km	0,2-0,5 km

Tabelle 2: Ausgewählte Parameter der HS-Netze

Parameter	Ländlich	Städtisch	Vorstädtisch
U_N	110 kV	110 kV	110 kV
Knoten	13	18	19
MS-Netze	22	21	21
EZE	7	6	7
Leitungstyp	FL	Kabel	FL/Kabel
Entf. zw. Knoten	3-22,5 km	2-11 km	Mix

Für die Ausbreitung von harmonischen Strömen- und Spannungen sowie die zulässige Emission an den einzelnen Knoten ist die harmonische Knotenimpedanz von entscheidender Bedeutung. Bild 3 stellt die Knotenimpedanz an ausgewählten Knoten der drei HS-Netze dar. Während sich die Impedanz im ländlichen Netz deutlich induktiv verhält ist die erste Resonanzstelle im städtischen Netz bereits bei ca. 400 Hz zu finden. Dies ist u.a. auf den hohen Verkabelungsanteil und den höheren Vermaschungsgrad zurückzuführen. Im nächsten Schritt soll die simulierte Impedanz mit geeigneten Messwerten verglichen werden. Weiterhin sind Untersuchungen zur Modellierung von Industriekunden in den HS-Netzen notwendig. Das Simulationsnetz kann dann genutzt werden, um die Ausbreitung von Harmonischen zwischen den unterschiedlichen Spannungsebenen zu untersuchen und die Allokation von Grenzwerten bzw. die technischen Anschlussregeln (TAR) zu verbessern.

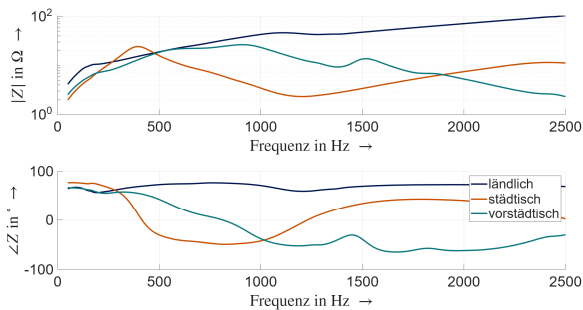


Bild 3: Harmonische Knotenimpedanz für einen Knoten aus den HS-Netzen

Referenzen

- [1] 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," Cigre C4, 2024.
- [2] E. Matthes, A. M. Blanco and J. Meyer, "Realistic distribution grid models for harmonic studies across different network levels". in Proc. 13th NEIS Conf. Sustain. Energy Supply Energy Storage Syst., Hamburg, Germany, 2025



Morteza Pourarab, M. Sc.

Characteristics of harmonic contributions of a customer installation connected to the EHV grid using the difference index

Gefördert durch:



Power systems are increasingly affected by harmonic distortion from power-electronic installations, making reliable assessment of each customer's contribution to the voltage distortion essential for both network operation and harmonic emission management. The harmonic contribution of a customer installation to the voltage distortion at the point of common coupling (PCC) is interpreted as the harmonic voltage component that is caused after the installation is connected. The harmonic voltage at the PCC results from the superposition of the customer emission and the existing background distortion, which represents the contribution of all other connected emission sources.

According to the principles of harmonic emission limit allocation (e. g. IEC/TR 61000-3-6), each customer is assigned a permissible harmonic emission limit. This limit is calculated under the assumption of a target diversity, which characterizes how multiple emissions interact at a given node and harmonic order. The diversity assumption ensures that limits are not too conservative and the harmonic hosting capacity of the network is efficiently utilized. In practice, however, the operating conditions may deviate from those assumptions. Variations in grid impedance or in the diversity between the emission phasor and the background distortion can significantly affect the resulting harmonic voltage at the PCC.

To quantify this, the difference index is used. This index captures the net change (increase or decrease) in harmonic voltage distortion caused by a specific installation and reflects the actual diversity between the emission and the background distortion. Unlike the classical pre/post-connection method where the difference ΔU is obtained by comparing harmonic voltages before and after connection, the difference index calculates the instantaneous difference at each time interval and then derives percentiles. The pre/post approach remains useful only as an initial indicator. It should be noted that the permissible limit for the net difference, differs from the conventional emission limit determined in planning. While the planning limit is derived under assumed diversity, the allowable level for the difference index depends on the actual operating conditions.

A case study was performed on a 410 MVA customer installation connected to the 400-kV-network. Harmonic voltage and current measurements at the PCC were conducted in two separate periods of equal duration. During the pre-connection period, the installation was out of service, and the measured voltages represent the background distortion. During the post-connection period, the installation was in normal operation. Each period covers four consecutive days with 3-second aggregated data to ensure an identical data basis for statistical evaluation.

The difference index was calculated for each 3-second interval and for the selected harmonic orders (5, 7, 11, 13). The percentile statistics were derived for both the measured voltages and the calculated difference index. Figure 1a presents box plots of the pre- and

post-connection harmonic voltage magnitudes for the selected harmonics. The boxes display the 1st, 5th, 50th, 95th, and 99th percentiles. It can be seen that the voltage distortion levels for the 5th and 11th harmonics decreased after connection, whereas the 13th harmonic showed a moderate increase. The 7th harmonic remained nearly unchanged at the 99th percentile. Figure 1b shows the corresponding box plots of the calculated difference index $U_{\text{diff}}^{(h)}$. The median values exhibit the same general trend as observed in the direct pre/post comparison. It is worth mentioning that the post-connection measurement was performed one month later, which may partly explain the mismatch in the 13th harmonic order.

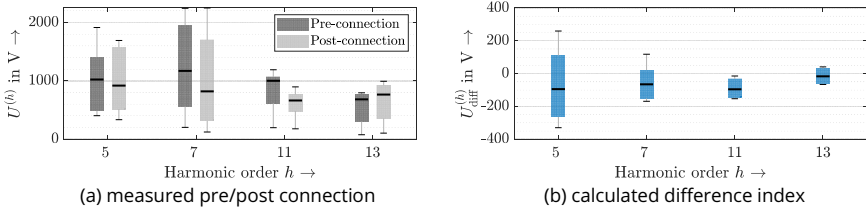


Figure 1: Box plots of harmonic voltages

Table 1 summarizes the percentile comparison quantitatively. The ΔU columns represent the difference between post- and pre-connection voltage percentiles, while U_{diff} denotes the respective percentiles of the difference index. The 99th percentile is used as a representative measure for the 3-second aggregated data, and the median (50th percentile) reflects the overall trend. For the 5th and 11th harmonics, both ΔU and U_{diff} show negative median values, indicating a reduction of harmonic distortion after connection, likely due to phase cancellation between emission and background distortion. The 7th harmonic shows almost similar trend at the median and 99th percentiles. The 13th harmonic shows a positive ΔU and U_{diff} at the 99th percentile, suggesting a slight increase in distortion contribution. The close alignment between ΔU and U_{diff} percentiles confirms that the index provides a consistent and realistic measure of the installation's contribution under varying grid conditions.

Table 1: Percentile comparison (values in V)

h	$U_{\text{pre},p50}$	$U_{\text{pre},p99}$	$U_{\text{post},p50}$	$U_{\text{post},p99}$	ΔU_{p50}	ΔU_{p99}	$U_{\text{diff},p50}$	$U_{\text{diff},p99}$
5	1022	1914	918	1692	-104	-222	-95	260
7	1170	2244	819	2249	-351	5	-65	118
11	1001	1189	663	896	-338	-293	-96	-15
13	683	794	763	993	80	199	-17	40

The presented case study demonstrates that the difference index can reliably quantify the actual harmonic contribution of a customer installation to the PCC voltage distortion. The method adapts to time-varying operating conditions and background distortion, and offers a continuous and more representative evaluation measure than a single pre/post assessment. While the approach is straightforward and consistent with observed measurements, its uncertainty depends on the reliability of grid impedance and the accuracy of harmonics measurements. Despite these uncertainties, the difference index provides a practical and insightful tool for continuous assessment of harmonic emissions from customer installations.



Robert Stiegler, Dipl.-Ing.

Bestimmung der Flickeremission eines Lichtbogenofens mit Hilfe der Strom-Flickermeter-Methode

Für die Transformation der Stahlindustrie zu CO₂-neutralen Produktionsmethoden soll anstatt der Hochofenroute das Direktreduktionsverfahren unter Verwendung von Wasserstoff oder Erdgas genutzt werden. Der damit erzeugte Eisenschwamm (DRI – direct reduced iron) muss für die Weiterverarbeitung in Elektrolichtbogenöfen (EAFs) eingeschmolzen werden. EAFs sind bekannt für ihren dynamischen Leistungsbezug, der zu einer erheblichen Flickeremission führt. Herkömmliche Methoden zur Abschätzung der Flickeremission eines EAF in der Planungsphase neigen aufgrund von Vereinfachungen und fehlenden Eingangsparametern dazu, die Emissionen zu überschätzen. In einer Fallstudie wurde die realistische Berechnung der Flickeremissionen eines geplanten EAF auf Basis von Messdaten durchgeführt [1].

Messung eines vorhandenen EAF

Es werden der Strom und die Spannung an einem, dem geplanten EAF vergleichbaren und bereits bestehenden EAF ohne Flickerkompensation in verschiedenen Betriebsmodi mit einem Transientenrekorder gemessen. Bild 1 zeigt exemplarisch den Leistungsbezug des EAF in den drei relevanten Betriebsmodi. Als Betriebsmodus wird unterschieden, wie viele Chargen während des Schmelzprozesses bis zum Abstich des Ofens eingebracht werden. Dies hängt von der Art des zu schmelzenden Metalls ab. So wird beispielsweise sehr grober Schrott in drei Chargen bis zum Abstich in den Ofen eingebracht (3-Korb-Schmelze), da der Schrott während des Schmelzprozesses zusammenfällt. Dadurch brennt der Lichtbogen weniger stabil was zu hohen Leistungsgradienten und somit hoher Flickeremission führt.

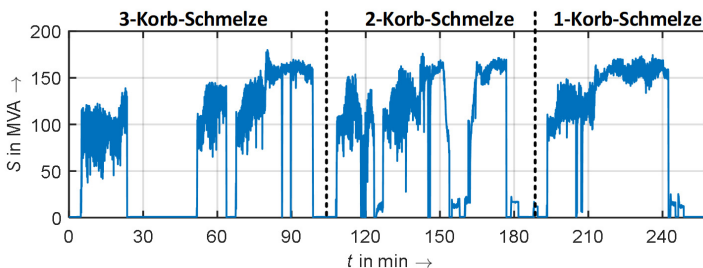


Bild 1: Leistungsbezug des EAF in den drei relevanten Betriebsmodi

Simulation der Flickeremission

Die Standardmethode zur Übertragung einer gemessenen Flickerstärke auf einen anderen Anschlusspunkt ist die Skalierung mit dem Kurzschlussleistungsverhältnis der beiden Anschlusspunkte. Diese Methodik eignet sich aber nur für annähernd gleiche Impedanz-Winkel (X/R-Verhältnis), was im untersuchten Fall nicht gegeben ist. Um die Flickeremission des

vorhandenen EAF auf den geplanten Anschlusspunkt zu übertragen, wird ein strombasiertes Flickermeter implementiert. Dabei wird aus den gemessenen Stromverläufen eine Spannung berechnet welche dem spannungsbasierten Flickermeter nach IEC 61000-4-15 zugeführt wird. Die Flickeremission des EAF wird für den Dauerbetrieb der jeweiligen Betriebsmodi mit der Netzimpedanz des geplanten Anschlusspunktes simuliert (Bild 2).

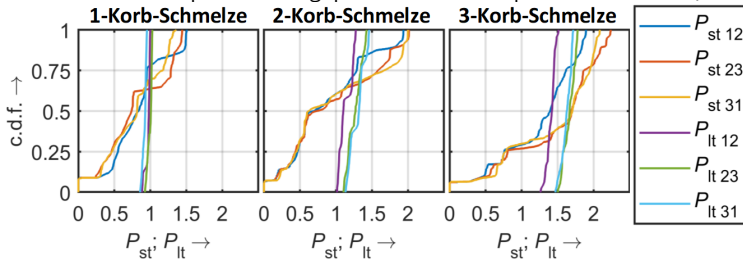


Bild 2: Kumulative Häufigkeitsverteilung der Flickeremission des EAF ohne Kompensation

Bewertung der Flickeremission

Der Übertragungsnetzbetreiber an dessen Netz der EAF angeschlossen werden soll hat die Emissionsgrenzwerte für Kurz- und Langzeitflickerstärke basierend auf der VDE AR-N 4130 zu $P_{st\ lim} = 0,3$ und $P_{lt\ lim} = 0,25$ festgelegt. Tabelle 1 zeigt die simulierte Flickeremission unter Berücksichtigung eines Flickerkompensationsfaktor von 7, welcher laut Herstellern von Kompensationsanlagen typischerweise realisierbar ist. Bei der 1- und 2-Korb-Schmelze werden die gegebenen Grenzwerte eingehalten. Bei der 3-Korb-Schmelze werden die Grenzwerte um 4,3 % ($\Delta P_{st} = 0,013$) und 1,1 % ($\Delta P_{lt} = 0,003$) überschritten. Bei der Simulation wurden konservative Annahmen zugrunde gelegt, wie beispielsweise der Dauerbetrieb des EAF. Weiterhin ist die 3-Korb-Schmelze für die geplante Nutzung des EAF weniger relevant, da diese nicht für die Herstellung von Stahl aus DRI verwendet wird. Folglich ist eine große Anzahl aufeinanderfolgender 3-Korb-Schmelzen sehr unwahrscheinlich. Unter Berücksichtigung dieser Bedingungen und der zusätzlich sehr geringen Überschreitung der Emissionsgrenzwerte hat der Übertragungsnetzbetreiber den Anschluss des EAF genehmigt.

Tabelle 1: Flickeremission am geplanten Anschlusspunkt mit Flickerkompensationsfaktor 7

	Emission		Ausnutzung der Grenzwerte	
	$P_{st\ 95\%}$	$P_{lt\ 95\%}$	$P_{st\ 95\%}$	$P_{lt\ 95\%}$
1-Korb-Schmelze	0,213	0,146	71,0 %	58,3 %
2-Korb-Schmelze	0,286	0,207	95,2 %	82,9 %
3-Korb-Schmelze	0,313	0,253	104,3 %	101,1 %

Referenzen

- [1] R. Stiegler, J. Meyer, S. Geigenmüller, 2025, "Assessing the flicker emission of electric arc furnaces in CO2-neutral steel production: a case study", 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025), DOI: 10.1049/icp.2025.1910.



Olga Zyabkina, M. Eng.

Evaluation of validity of measured 10-min aggregated harmonic phasors for harmonic studies

The increasing integration of power-electronic installations into transmission systems has amplified the need for accurate harmonic studies. To verify simulations and develop models, measurements of harmonic phasors aggregated by Power Quality Instruments (PQI) over e. g., 3 second (3-sec) or 10 minute (10-min) intervals are commonly used for this purpose. However, if phase angles vary significantly within the aggregation interval, the resulting aggregated phasor loses its meaning.

To quantify the directional consistency of individual harmonic phase angles within an aggregation interval, the Prevailing Ratio (PR) can be used [1]. It is defined as the ratio of the magnitude of the phasor sum to the arithmetic sum of the individual phasor magnitudes:

$$PR^{(h)} = \frac{|\sum_{i=1}^n \underline{U}_i^{(h)}|}{\sum_{i=1}^n |\underline{U}_i^{(h)}|} \quad (1)$$

Here, $\underline{U}_i^{(h)}$ denotes the i -th phasor of voltage harmonic order h , and n is the number of phasors within the aggregation interval. For current harmonics U is replaced by I . PR varies in the range from 0 to 1. $PR^{(h)} \in [0.95, 1]$ indicates strong directional similarity, meaning the aggregated phase angle reliably represents the prevailing direction. When $PR^{(h)} < 0.8$, the directional similarity is low and the aggregated phase angle should be discarded. Therefore, to validate the meaningfulness of aggregated harmonic phasors, a threshold of $PR = 0.95$ is adopted.

In Figure 1, two examples of well aligned and strongly dispersed harmonic phasors are presented for 5th and 7th voltage harmonics.

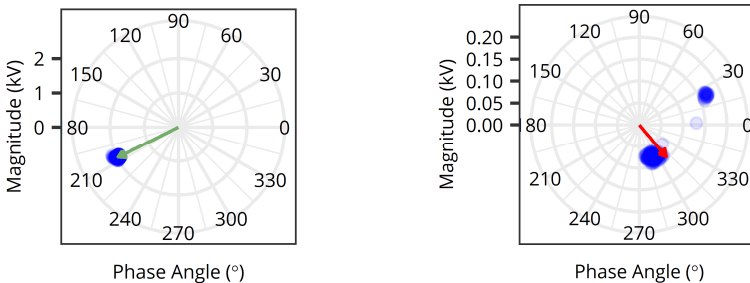


Figure 1: 3-sec phasors (blue points) recorded during one 10-min interval with corresponding 10-min aggregated phasor for U05 (left, green arrow) and for U07 (right, red arrow) recorded in one phase at two measurement sites

In both cases, 10-minute aggregated phasors are calculated from 3-sec phasors recorded during a 10-minute interval (200 phasors).

In Figure 1 (left), phase angles deviate by less than 10° from the aggregated phasor. The resulting $PR^{(5)} = 1$ indicates that 10-min aggregated phasor is meaningful. In contrast, Figure 1 (right) shows two distinct phasor clusters, where the 10-min aggregated phasor rather represents the bigger one. The $PR^{(7)} = 0.8$ reflects this phase angle dispersion. Thus, 10-min aggregated phasor does not reliably represent the actual harmonic behaviour.

A measurement campaign was conducted at seven sites within the German transmission system [2]. Five sites operate at 400 kV and two at 220 kV. 3-sec aggregated phasors of voltage and current harmonics were recorded up to 13th order over a period up to 17 days with PQIs compliant with IEC 61000-4-30 Class A.

The PR and 10-min aggregated phasors were calculated using the corresponding 3-sec phasors. In total, 309,294 PR values were calculated, with 98.8% exceeding the $PR = 0.95$ threshold. This confirms that most 10-minute phasors show a strong directional similarity and are therefore meaningful.

A detailed view of PR distribution for voltage and current harmonics for the seven sites is presented in Figure 2, where the $PR = 0.95$ threshold is indicated with red line. For low order harmonics, i.e. 3rd – 7th, the 1st to 99th percentile range lies well above the 0.95 threshold. However, as harmonic order increases, PR values gradually decline down to 0.8. A similar tendency is observed for current harmonics. In Figure 2 (right), although the 95th percentile remains above the 0.95 threshold, higher-order harmonics, i.e. 11th and 13th show a decrease in PR toward 0.8.

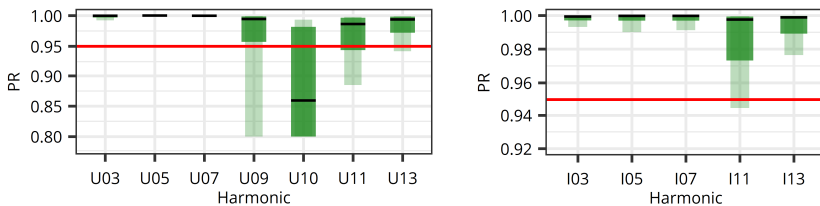


Figure 2: Barplot of PR for 10-min aggregated phasors for voltage (left) and current (right) harmonics; 1st–99th percentiles (light green); 5th–95th percentiles (dark green); 50th percentile (black line); $PR = 0.95$ threshold (red line)

The results indicate that 10 minute aggregated phasors seem in general suitable for further analysis, especially for low order harmonics. However, it is recommended that PQIs provide aggregated harmonic phasors always with the corresponding PR value.

References

- [1] J. Meyer, A.-M. Blanco, M. Domagk, and P. Schegner, "Assessment of Prevailing Harmonic Current Emission in Public Low-Voltage Networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 2, pp. 962–970, Apr. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2558187.
- [2] O. Zybakina, M. Domagk, A.-M. Blanco, J. Meyer, and M. Lindner, "Analysis of Harmonic Unbalance and Prevailing Phase Angles Based on Field Measurements in Transmission System", in *NEIS Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage*, Hamburg, Germany, 2025, Sept. (in press)

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Schutz- und Leittechnik“



Michael Bruhns, Dipl.-Ing.

Untersuchung des Einflusses der Spannungsform auf die elektrischen Eigenschaften von DC-Störlichtbögen in der Niederspannung



Projektnummer: 01IF22533N

Herausforderungen für die Sicherheit bei DC-Störlichtbögen in der Niederspannung

Die Energiewende führt u. a. zu einem verstärkten Einsatz von Gleichstromsystemen (DC-Systeme) in Energieerzeugung, -verteilung und -nutzung. Insbesondere Niederspannungs-DC-Technologien (LVDC) wie PV-Anlagen, Elektromobilität, Batteriesysteme und DC-Microgrids gewinnen an Bedeutung. Dies bringt neue Herausforderungen für den Schutz von Personen und Anlagen bei Störlichtbögen mit sich.

Mit dem Ziel, die Anwendbarkeit bestehender Schutzkonzepte und Bestimmungsverfahren für Lichtbogenkenngrößen in Wechselspannungsanlagen auf Gleichspannungsanlagen zu bewerten, wird am IEEH der Einfluss der Spannungsform auf die Lichtbogenkenngrößen (z. B. Lichtbogenstrom i_{kLB} und Lichtbogenleistung P_{LB}) untersucht. Hierzu werden zunächst Ansätze entwickelt, mit denen die Spannungsform von batteriegespeisten DC-Störlichtbögen mit gepulsten DC-Störlichtbögen verglichen werden kann. Die anschließende Untersuchung erfolgt experimentell anhand von Störlichtbogenversuchen und simulativ mithilfe von Lichtbogenmodellen. [1]

Untersuchung des Einflusses der Spannungsform

Das Simulationsmodell für die Untersuchung des Einflusses der Spannungsform besteht aus einem Modell für die Energieversorgung und der Lichtbogenleitwertgleichung (1) nach [2]. Die Energieversorgung umfasst eine AC-Einspeisung mit einer anschließenden Gleichrichtung durch eine B2- oder B6-Brückenschaltung (s. Bild 1). Für die experimentelle Untersuchung im Störlichtbogenversuchsfeld am *NARC National Arc fault Research Center* der TU Dresden wurde die Versuchsanordnung aus Bild 2 mit 2 senkrecht gegenüberstehenden Elektroden verwendet. Exemplarisch zeigt Bild 3 die gemessenen Zeitverläufe der Lichtbogenspannung u_{LB} und des Lichtbogenstroms i_{kLB} bei Speisung mit einer B2-Brücke. Die Bewertung der Signalform erfolgt anhand des Formfaktors FF (s. (2)).

$$\frac{1}{g_{\text{LB}}} \frac{dg_{\text{LB}}}{dt} = \frac{1}{\tau_{\text{LB}}} \left(\frac{u_{\text{LB}} \cdot i_{\text{kLB}}}{P_0 + C_i \cdot |i_{\text{kLB}}|} - 1 \right) \quad (1)$$

$$FF = \frac{U_{\sim}}{|u|} = \frac{\text{Effektivwert des Wechselanteils}}{\text{Gleichrichtwert}} = \frac{\sqrt{\left(\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (u(t))^2 dt} \right)^2 - \left(\frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt \right)^2}}{\frac{1}{T} \int_0^T |u(t)| dt} \quad (2)$$

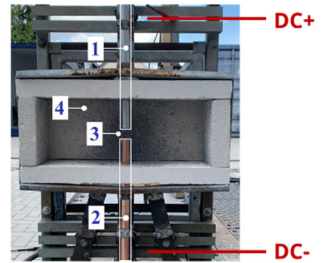
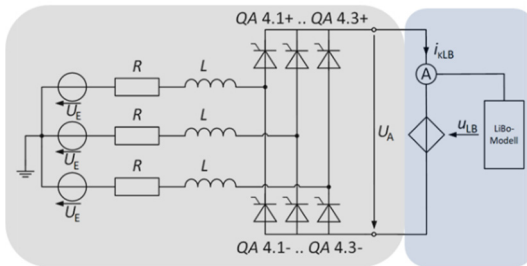


Bild 1: Simulationsmodell mit Einspeisung und Lichtbogenmodell Bild 2: Versuchsanordnung

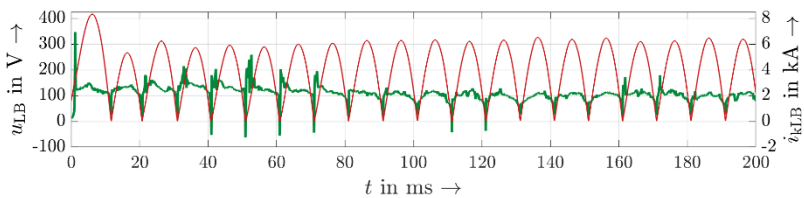
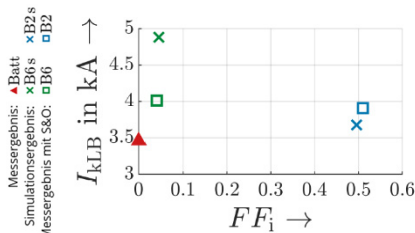
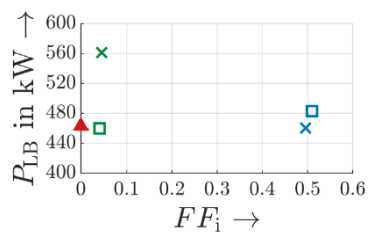


Bild 3: Zeitverläufe der Lichtbogenkenngößen bei einem Störlichtbogenexperiment



(a) Lichtbogenstrom I_{kLB}



(b) Lichtbogenleistung P_{kLB}

Bild 4: Mess- und Simulationsergebnisse für Lichtbogenkenngößen (a, b) in Abhängigkeit des Formfaktors FF_i des Lichtbogenstromes für verschiedene Arten der Einspeisung (Batterie, B2, B6)

Erste Messergebnisse weisen auf einen geringen Einfluss der Spannungsform auf die Lichtbogenkenngößen (s. Bild 4) hin. Die Simulationsergebnisse hingegen zeigen eine höhere Abhängigkeit auf. In zusätzlichen Messungen soll die Spannungsabhängigkeit daher weiter untersucht und eine Verbesserung der transienten Modelle erzielt werden.

Referenzen

- [1] M. Bruhns, P. Schegner, "Characteristics of High Current DC Arc Faults in LV Battery Systems and Conclusions for System Protection", 14th ICOLIM International Conference On Live Maintenance, Oslo, Juni 2025.
- [2] L. Sluis, W. Rutgers, C. Koreman, "A physical arc model for the simulation of current zero behavior of high-voltage circuit breakers," IEEE Transactions on Power Delivery, S. 1016–1022, Apr. 1992.



Ricardo Herrmann, Dipl.-Ing

Entwurf und Inbetriebnahme einer Thyristorsteuerung für den Störlichtbogenversuchsstand am NARC

Zur Untersuchung zukünftiger Herausforderungen durch den verstärkten Einsatz von DC-Systemen in der Niederspannung wird der Störlichtbogenversuchsstand am NARC um einen Thyristorschalter erweitert. Es sind insgesamt 18 Thyristoren verbaut. Dabei sind in jeder Phase drei für die positive Halbwelle und drei für die negative Halbwelle parallelgeschaltet, von denen jeder einzelne knapp 6 kA dauerhaft führen kann. Die Parallelschaltung wird im Weiteren als Gruppensteuerung bezeichnet. Es ist auch möglich, die Thyristoren individuell anzusteuern, um zum Beispiel stückweise eine Impedanz zu überbrücken zur Analyse des Fault-Ride-Through-Verhaltens. Dies wird im Weiteren als Einzelsteuerung bezeichnet.

Der Thyristorschalter hat gegenüber einem klassischen Leistungsschalter einige Vorteile:

- Kein Verschleiß von Schaltkontakten
- Millisekundengenaues Einschalten der einzelnen Phasen
- Variation der Kurvenform und Effektivwerte mittels Phasenanschnittsteuerung
- Verschaltung als Gleichrichter möglich

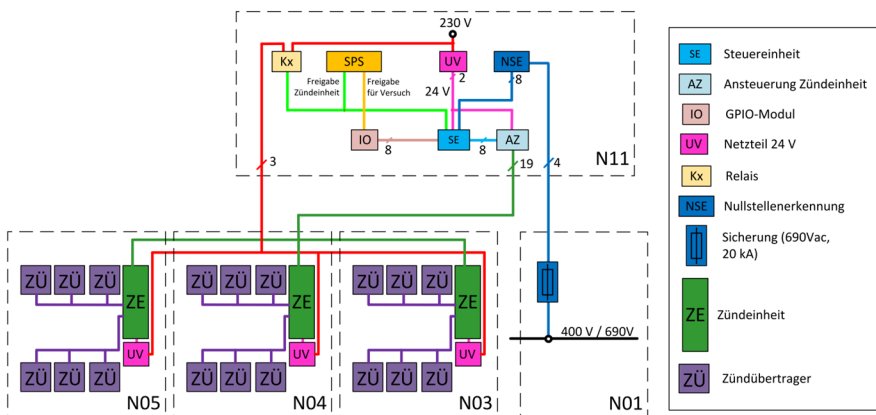


Bild 1: Blockschaltbild der Thyristorsteuerung

Zur Erzeugung der Gate-Signale wurde eine Ansteuerung entwickelt, welche aus mehreren Modulen besteht (Bild 1). Die zentrale Steuereinheit besteht aus einem ESP32-Mikrocontroller, welcher per Modbus mit der Anlagensteuerung verbunden ist und von da die gewünschten Parameter übergeben bekommt. Die eingestellten Winkel beziehen sich auf die

Netzspannung an der Einspeisung. An dieser Stelle ist ein Modul zur Erkennung der Nulldurchgänge angeschlossen. Dieses Modul erzeugt aus der sinusförmigen Netzspannung ein Rechtecksignal, dessen Flanken den Nulldurchgängen der Netzspannung entsprechen. Der Mikrocontroller nutzt dieses Signal als Orientierung und erzeugt daraus mit Hilfe eines Zustandsautomaten die Zündsignale. Diese werden durch weitere Module verstärkt, bis sie über einen induktiven Zündübertrager an die Thyristoren übergeben werden.

Bei der Inbetriebnahme mussten zunächst alle möglichen Betriebsmodi stichprobenartig mit verschiedenen Parametern überprüft werden. Um Mensch und Anlage nicht zu gefährden, wurde zunächst ein kleinerer 11-kVA-Transformator für die Einspeisung verwendet und Lastwiderstände am Ausgang der Schaltanlage angeschlossen. Mit diesem Aufbau wurden insgesamt 55 TRIAC-Prüfungen, 10 Gleichrichter-Prüfungen mit der Gruppensteuerung und 20 TRIAC-Prüfungen mit der Einzelsteuerung durchgeführt. Nachdem alle Prüfungen das gewünschte Ergebnis lieferten, konnte der 630-kVA-Transformator angeschlossen und die Belastung der Thyristoren durch Kurzschluss tests mit schrittweise sinkender Impedanz, bis zum Maximum gesteigert werden.

Bild 2 zeigt beispielhaft eine Inbetriebnahmeprüfung, bei der der maximale Kurzschlussstrom mit einer B6C-Gleichrichterschaltung eingestellt wurde. Mit dieser Einstellung wurde anschließend ein Störlichtbogen gezündet. Es zeigt sich, dass der Strombegrenzungsfaktor $k_B = I_{LB} / I_k$ bei 0,81 liegt und der Störlichtbogen somit annähernd den metallischen Kurzschlussstrom erreicht. Im AC-Bereich wird für die sichere Bestimmung der Ausschaltzeit aus einer Schutzkennlinie im Allgemeinen von einer Strombegrenzung $k_B = 0,5$ ausgegangen. [1]

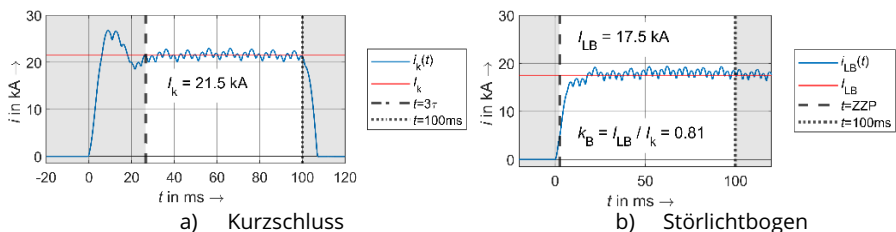


Bild 2: Stromverlauf am Ausgang einer B6C-Gleichrichterbrücke

Es bleibt zu untersuchen, welche Auswirkungen die Strombegrenzung in DC-Systemen auf den Energieumsatz im Zusammenspiel mit dem Auslöseverhalten der Schutzeinrichtung hat. Weiterhin begannen erste Messungen zum Einfluss der Kurvenform auf die Stabilität des Störlichtbogens. In Zukunft ist es nun möglich, mit dem Störlichtbogenversuchsstand einen deutlich größeren Raum an Parametern abzudecken. Insbesondere das Gleichrichten der Netzspannung parallel zu den vorhandenen Batterien ist eine wichtige Erweiterung, um DC-Störlichtbögen untersuchen zu können, die für zukünftige Anwendungen mit Batteriespeichern, PV-Anlagen, Elektrolyseanlagen oder DC-Netzen immer relevanter werden.

Referenzen

- [1] DGUV Information 203-077 "Thermische Gefährdung durch Störlichtbögen – Hilfe bei der Auswahl der persönlichen Schutzausrüstung", DGUV, Berlin, September 2020.



Franz Jani, Dipl.-Ing. (FH)

Charakteristische Fehlereigenschaften in DC-Verteilnetzen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Betrieb eines elektrischen Energieversorgungsnetzes ist dessen zuverlässiger Schutz bei Störungen. Dabei unterscheiden sich Gleichstrom- (DC-) und Wechselstromverteilnetze (AC-Netze) in ihrem Verhalten grundlegend. In AC-Netzen begrenzen die im Netz vorhandenen Induktivitäten sowohl den Stromanstieg als auch den stationären Endwert des Kurzschlussstroms. Transformatoren, die AC-Netze mit höheren oder niedrigeren Spannungsebenen verbinden, tragen zusätzlich zur Strombegrenzung bei, da sie große Induktivitäten darstellen. Im Gegensatz dazu wirken in DC-Verteilnetzen die Netzinduktivitäten begrenzend auf den Stromanstieg, haben jedoch keinen Einfluss auf den stationären Kurzschlussstrom. Zudem erfolgt die Anbindung an übergeordnete Netze hier nicht über Transformatoren, sondern über leistungselektronische Betriebsmittel. Diese besitzen je nach Topologie oft Kapazitäten am Ausgang, die sich bei einem Spannungseinbruch entladen und zusätzliche Fehlerströme verursachen. Fehler in DC-Verteilnetzen sind daher durch schnellere Stromanstiege und höhere stationäre Fehlerströme gekennzeichnet. Da leistungselektronische Betriebsmittel eine geringere Stromtragfähigkeit besitzen, ergeben sich deshalb besonders hohe Anforderungen an die Schnelligkeit und Selektivität des Schutzsystems. Um dies zu gewährleisten, werden Algorithmen zur Fehlerdetektion und -lokalisierung benötigt, die mit hoher zeitlicher Auflösung arbeiten. Durch diese hohe Auflösung wird es möglich, Wanderwelleneffekte zu berücksichtigen. DC-Verteilnetze verhalten sich im Bezug auf Wanderwelleneffekte besonders.

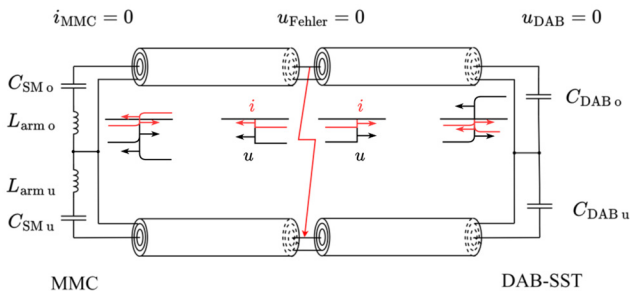


Bild 1: Reflexion von Spannungs- und Stromwellen am MMC und an der DAB

Kommt es in einem DC-Verteilnetz zu einem Fehler, bestimmt die Topologie der angeschlossenen Konverter maßgeblich das Reflexionsverhalten von Spannungs- und Stromwellen (vgl. Bild 1). Zur Umwandlung von AC in DC werden, wie in HGÜ-Systemen, Modular Multilevel Converter (MMC) eingesetzt. Für die Transformation zwischen verschiedenen DC-Spannungsebenen kommen hingegen DC/DC-Konverter zum Einsatz, hier in Form von Dual Active Bridges mit Solid-State-Transformer (DAB-SST). Das Verhalten beider

Konvertertypen wurde in Simulink untersucht. Dazu wurden ein MMC und eine DAB-SST über ein frequenzabhängiges Kabelmodell miteinander verbunden. Die resultierenden Spannungs- und Stromverläufe sind in Bild 2 dargestellt. Das Abschlussverhalten des MMC wird im Wesentlichen durch die Submodulkapazitäten und die Arminduktivitäten bestimmt, während es bei der DAB von deren Ausgangskapazität abhängt.

Kommt es zu einem Fehler auf der Kabelstrecke, gilt am Fehlerort die Randbedingung $u_{\text{Fehler}} = 0$ (siehe Bild 1). Dadurch entstehen eine negative Spannungswelle und eine negative Stromwelle, die sich in beide Richtungen ausbreiten. Treffen diese auf die DAB, stellt deren Ausgangskapazität für die hochfrequente Spannungswelle einen niederohmigen Abschluss dar. Somit gilt $u_{\text{DAB}} = 0$. Es wird eine Spannungswelle entgegengesetzter Polarität reflektiert, was zur Auslöschung der eintreffenden Welle führt. An der DAB ist daher kein Spannungseinbruch zu erkennen. Die reflektierte Stromwelle breitet sich mit entgegengesetzter Polarität aus, sodass sich die Stromamplitude beim Eintreffen an der Kapazität der DAB verdoppelt. Da am Fehlerort die gleiche Randbedingung gilt, wiederholt sich dieser Vorgang mehrfach. Das führt zu einem stufenweisen Stromanstieg und einem langsamen Abfallen der Spannung an der DAB. Bei Eintreffen der Wellen beim MMC bilden die Submodulkapazitäten und die Arminduktivitäten eine Reihenschaltung. Für die hochfrequente Spannungswelle erscheinen die Kapazitäten niederohmig, die Induktivitäten dagegen hochohmig. Die resultierende Abschlussimpedanz wird primär durch die Arminduktivitäten bestimmt. Der MMC verhält sich wie ein offenes Leitungsende, woraus die Randbedingung $i_{\text{MMC}} = 0$ folgt. Dadurch wird die negative Stromwelle negativ reflektiert, sodass beim Eintreffen keine Stromänderung auftritt. Auch die Spannungswelle wird negativ reflektiert, was in einer Überspannung auf der Kabelstrecke resultiert. Zusätzlich entsteht durch die Stromänderung am MMC eine induzierte Gegenspannung über die Arminduktivität, die den Strom weiter antreibt. Die Analyse verdeutlicht, dass die Konvertertopologie einen wesentlichen Einfluss auf das transiente Verhalten von Strom und Spannung im Fehlerfall hat.

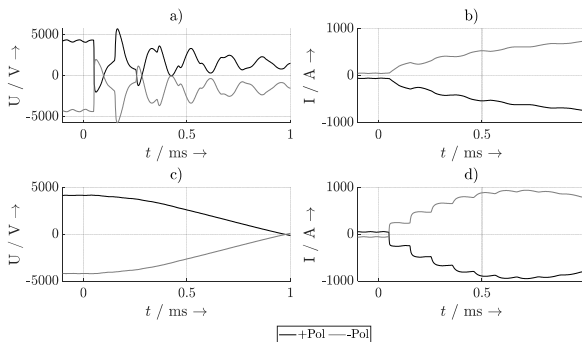


Bild 2: Kurzschluss zwischen +Pol und -Pol eines Kabels mit Schirmbeteiligung.
a) Spannung MMC, b) Strom MMC, c) Spannung DAB, d) Strom DAB [1]

Referenzen

- [1] F. Jani, J. Wellner M. Henneke, S. Rupp, P. Schegner Projekt AC2DC: Einsatz von DC-Verteilnetzen für Anwendungen mit hoher Transportleistung, 2. VDE DC-Verteilnetztagung, Görlitz, 2026.



Carlo Liebermann, Dipl.-Ing.

Validierung eines Leitungsmodells durch Messungen an einer realen Freileitung



Für die Planung und Dimensionierung von Hochspannungs-Freileitungen sind numerische Simulationsmodelle unverzichtbar. Sie erlauben eine realitätsnahe Abschätzung des späteren Betriebsverhaltens. Am IEEH werden hierfür komplexe Leitungs-Spezialmodelle entwickelt, die eine Vielzahl von Einflussparametern berücksichtigen und in unterschiedlichsten Fragestellungen zum Einsatz kommen [1]. Dazu zählen unter anderem Prognosen zum Symmetrieverhalten, die Bewertung der elektromagnetischen Feldbelastung im unmittelbaren Bereich der Leitung sowie die Berechnung von Erdseil- und Mastströmen für reale Leitungstopologien.

Ziel der Messkampagne

Mit der Messung sollten unter realen Betriebsbedingungen das elektrische Übertragungsverhalten (Prognose von Strömen und Spannungen an der Gegenseite) sowie die lastabhängigen Mastströme messtechnisch erfasst und mit dem vom Leitungsmodell berechneten Werten verglichen werden. Hierfür wurde ein digitaler Zwilling einer realen Freileitung erstellt. Die betrachtete Leitung ist dafür besonders gut geeignet, da sie über die gesamte Länge von etwa 50 km unverdrillt und damit allgemein unsymmetrisch ist. Die Kampagne wurde an drei aufeinanderfolgenden Tagen durchgeführt, dabei erfolgten die Messungen an den beiden Enden der Leitung kontinuierlich und die mobilen Messungen am Mast je nach verfügbarem Zeitfenster und Zugänglichkeit vor Ort nacheinander. Es wurden Mastströme von 24 Masten und beider Portale in den UWs erfasst.

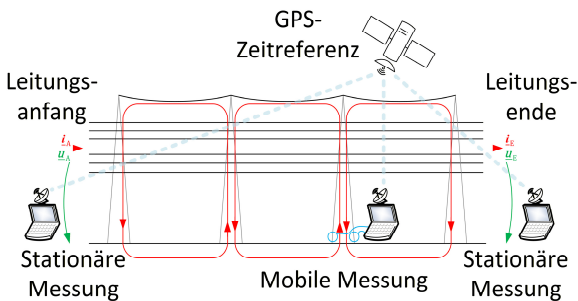


Bild 1: Messprinzip (links), Mobile Messung am Mast (rechts)

Während der Messung entstanden etwa 1,5 TB Rohdaten, welche im Nachgang aufbereitet und für den Vergleich nach Bild 2 genutzt wurden. Sie dienen als Anregung des Leitungsmodells am Leitungsanfang sowie als Referenz am Leitungsende und am jeweiligen Mast. Dadurch wird eine Gegenüberstellung über zahlreiche reale Betriebspunkte ermöglicht.



Bild 2: Vorgehen bei der Modellvalidierung

Ergebnisse

Der Vergleich bestätigt, dass das Leitungsmodell sowohl das Klemmenverhalten, als auch die auftretenden Mastströme sehr genau prognostiziert:

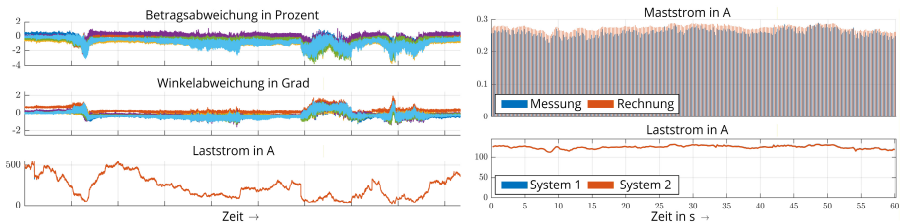


Bild 3: Vergleich zur Prognose: Betriebsverhaltens (Stromabweichung, links), Mastströme (rechts)

Prognose des Betriebsverhaltens

- ✓ Für die Ströme liegen bei Auslastungen ($> 10\%$) die relativen Betragsabweichungen innerhalb $\pm 1\%$ und Winkelabweichungen innerhalb $\pm 0,5^\circ$.
 - Bei geringer Auslastung ($< 200\text{ A}$ bzw. $< 10\%$) steigen Betragsabweichungen bis etwa $-3,7\%$ und Winkelabweichungen bis etwa $\pm 1,5^\circ$.
- ✓ Für die Spannungen liegen die Betragsabweichungen innerhalb $\pm 0,35\%$ und Winkelabweichungen innerhalb $\pm 0,15^\circ$ ohne signifikante Lastabhängigkeit.

Prognose der Mastströme

- ✓ Das Modell prognostiziert bei einer Auslastung von ca. 20% Portalströme von etwa 50 A , es wurden 55 A gemessen. Die Abweichung liegt im Bereich von etwa 10% .
- ✓ Ströme entlang der Trasse bleiben, aufgrund der geringen Auslastung während der Messung, vergleichsweise klein (etwa $200 - 300\text{ mA}$, vgl. Bild 3).
 - Sehr gute Nachbildung der Lastabhängigkeit, der Trend wird durch das Modell plausibel reproduziert, auch bei Niedriglast ($< 5\%$).

Ableitung von Weiterentwicklungstrends

Ein wesentlicher Einflussparameter ist neben den Ausbreitungswiderständen der Erdungsanlage die spezifische Erdleitfähigkeit, welche ortsabhängig variiert und zukünftig mit Verfahren nach dem Stand der Technik messtechnisch bestimmt und im Modell berücksichtigt wird.

Bei sehr geringer Auslastung dominieren kapazitive Effekte, weshalb zukünftig die Modellierungsansätze der kapazitiven Verkopplung überarbeitet werden.

Referenzen

- [1] Nguyen, T. B., Liebermann, C. & Schegner, P. Erarbeitung eines Leitungsmodells zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderstände an den Erdungspunkten. *Elektrotech. Inftech.* 141, 315–324 (2024).



Thanh Binh Nguyen, Dipl.-Ing.

DC-Ströme im Erdreich

Mit der zunehmenden Nutzung von DC-Anwendungen gewinnen DC-Ströme im Erdreich an Relevanz. Ihre Entstehung kann auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden.

Tabelle 1: Einordnung von DC-Strömen im Erdreich

Kategorie	Ursachen/Herkunft	Beschreibung
Technisch gewollt	HGÜ mit Erdrückleitung	Erdreich als Rückleiter
	Hybridleitungen (AC/DC)	DC-Einkopplung durch Ionenströme
	Kathodischer Korrosionsschutz	Schutz durch gezielte DC-Einspeisung (Rohrleitungen)
Technisch parasitär	DC-Bahnsysteme	Rückströme über Schienen bei Bahnsystemen
	DC-Ableitströme	Ableitströme infolge von Verschmutzung
	Vagabundierende DC-Ströme	Asymmetrische Betriebsbedingungen von Umrichtern
GIC	Nichtlineare Lasten	Kleine DC-Ströme infolge von Netzzrückwirkungen
	Solare Aktivitäten	Durch Sonnenstürme induzierte niederfrequente Spannung
Elektrochemisch	Voltaische Elemente	Lokale Thermostrnungen an Materialübergängen
	Kontaktkorrosion	DC-Ströme durch Korrosion (z.B. Rohrleitungen, Erdungen)

DC-Ströme verteilen sich großräumig im Erdreich – bevorzugt entlang Pfaden mit hoher Leitfähigkeit. Der Stromverlauf wird maßgeblich durch die dreidimensionale Leitfähigkeitsverteilung im Boden bestimmt und unterscheidet sich grundlegend von dem von AC-Strömen. Aufgrund der großen Ausbreitung entstehen Kopplungswege zurück in das AC-Netz, insbesondere über Stationserdungen und geerdete Sternpunkte. Darüber hinaus können sich DC-Ströme über das Erdreich auch in benachbarte leitfähige Strukturen einkoppeln.

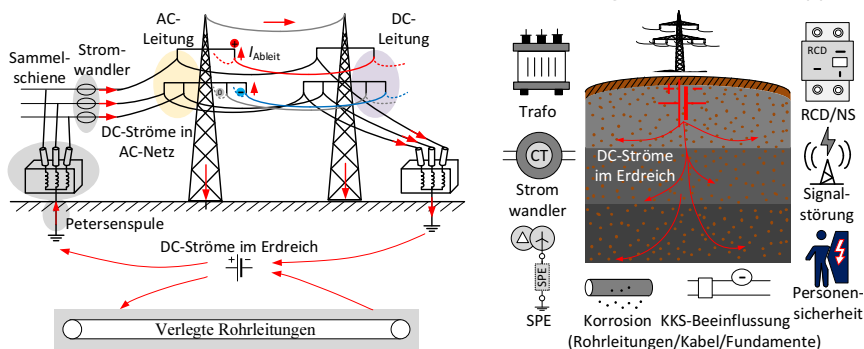


Bild 1: Ausbreitung und Kopplungswege der DC-Ströme im Erdreich und AC-Netz

DC-Ströme beeinflussen sowohl elektrische Betriebsmittel als auch geerdete Infrastrukturen. Bereits geringe DC-Stromanteile können zur Vormagnetisierung der magnetischen Kerne von Transformatoren und Wandlern führen, wodurch Mess- und Schutzfunktionen verfälscht werden (vgl. Bild 2). Zudem wird elektrochemische Korrosion verstärkt. Daraus ergeben sich betriebliche Risiken für Netzsicherheit, Messgenauigkeit und Anlagenschutz.

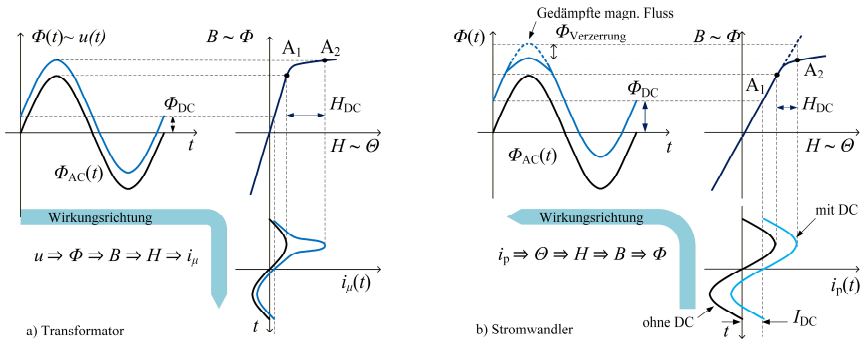


Bild 2: Auswirkung der DC-Ströme auf Betriebsmitteln

Im Fokus der laufenden Forschungsarbeiten steht die theoretische Beschreibung und Modellierung der Ausbreitung von Gleichströmen im Erdreich. Auf Grundlage der stationären Feldgleichungen kann die Stromverteilung unter realistischen Leitfähigkeitsverhältnissen untersucht werden. Die zugrundeliegenden Gleichungen umfassen:

Kontinuitätsgleichung:

Materialgesetz

elektrische Feldstärke aus Potential

$$\left. \begin{aligned} \nabla \cdot \underline{J} + \frac{\partial \rho}{\partial t} &= 0 \\ \underline{J} &= \kappa \underline{E} \\ \underline{E} &= -\nabla \varphi \end{aligned} \right\} \underline{J} = -\kappa(\nabla \varphi)$$

In quellenfreien Bereichen des Erdreichs gilt die Divergenzfreiheit der Stromdichte: $\nabla \cdot \underline{J} = 0$. Im Bereich einer Stromquelle hingegen wird $\nabla \cdot \underline{J}$ durch eine Quellenfunktion dargestellt. Beispielsweise gilt für eine Punktquelle an der Position \mathbf{r}_0 der Punktquelle gilt $\nabla \cdot \underline{J} = \mathbf{s}(\mathbf{r}) = I_0 \delta(\mathbf{r} - \mathbf{r}_0)$. Zur Lösung des entstehenden Gleichungssystems und zur Bestimmung der relevanten elektrischen Größen werden unterschiedliche methodische Ansätze verwendet. Für einfache Geometrien und homogene Bodenverhältnisse kommen analytische Lösungsverfahren zum Einsatz, die eine schnelle und ressourcenschonende Abschätzung ermöglichen. Wird jedoch eine höhere Modelltreue benötigt, etwa bei inhomogenen oder anisotropen Bodenleitfähigkeiten sowie komplexen Elektrodengeometrien und Randbedingungen, so sind numerische Verfahren erforderlich. Bild 3 zeigt exemplarisch die Darstellung von elektrischen Feldgrößen bei einer hemisphärischen Oberflächenelektrode (analytisch) sowie einer Ringelektrode (numerisch mit FEM).

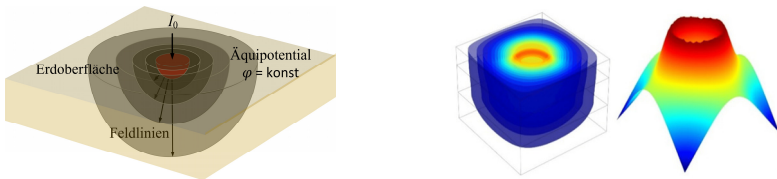


Bild 3: Vergleich analytischer und numerischer Feldlösungen, Darstellung der Stromverteilung [1]

Referenzen

- [1] Zhu, Li, Hui Jiang, Fan Yang, Hanwu Luo und Wenzhen Li: "FEM Analysis and Sensor-Based Measurement Scheme of Current Distribution for Grounding Electrode", Applied Sciences 10, 2020.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Smart Grid“



Ahmed Balihodžić, M. Sc.

Selection of technologies involved in ancillary service provision in cellular energy systems

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Investigation on inertial response for the years 2037 and 2045 is one of the main goals of the *SysZell* project. To achieve this, the development of dynamic models for frequency stability assessment, particularly considering the contribution of inverter-based resources (IBRs) such as grid-forming (GFM) and grid-following (GFL) converters, is necessary. Each generation technology should be modeled in order to capture the essential dynamics influencing frequency-related ancillary services (FRAS) in IBR-dominated systems. Besides synchronous machines (SM), GFM converters with defined requirements can be used for ancillary service (AS) provision. Meeting the requirements necessary for performing these tasks largely depends on the configuration of the power electronics and their control features. GFM converters are represented through well-known virtual synchronous machine or synchronverter models, designed to mimic SM behavior.

On the other hand, GFL converters lack inherent inertia, due to their decoupled or non-existing mechanical-electrical interface. For wind turbine generators (WTGs), this limitation has been addressed by implementing control loops in power controllers to provide synthetic inertia, fast active power reserve, extracting kinetic energy, or applying de-loading [1]. For photovoltaics (PV), the limiting factors are headroom availability and control flexibility under full insolation, offering mostly curtailment applications, with the provision of FRAS unlikely to be met. Battery energy storage systems (BESS) have shown to be one of the most promising technologies for frequency regulation. Even those not primarily designed for this purpose are being used due to their maturity, large deployment scale, and operational flexibility. However, aspects such as control strategies, system sizing, and optimal placement in the grid still need to be addressed to ensure their effectiveness [2]. Possible participation of electric vehicles (EVs) in subservices of FRAS, namely fast frequency reserve, frequency containment reserve, frequency restoration reserve and replacement reserve, is proven [3]. To achieve this, and to ensure technical grid requirements with economic benefits for owners are met, the fulfillment of conditions related to charging/discharging modulation, vehicle-to-grid infrastructure, and adaptive control is also needed. Large-scale heat pumps (HPs), due to their adjustable power consumption, can be integrated into control schemes for FRAS, enabling modulation of their power consumption. The control response must respect the internal dynamics of the HP system. However, small-scale HPs are not compatible with continuous control methods such as droop and synthetic inertia control because of their inherently cyclical ON/OFF operation, creating need for alternative local control strategies to enable frequency support from population of these devices. While HPs have the technical potential to participate in frequency support matching

[4], the detailed control dynamics are not modeled in *SysZell*, based on the assumption that their participation will be limited for various reasons.

Other emerging technologies, such as HVDC, recognized by ENTSO-E as important component for delivering AS, or STATCOM and grid boosters are expected to be 100 % GFM at all voltage levels. Since there is still need to account for energy exchange, a reasonable assumption is to model them as GFM units on the generation side, and include an additional component representing consumption. This will be determined by time-series dispatch for the respective technology. Loads with or without demand side management, power-to-gas (P2G) and power-to-heat (P2H) systems are not considered for AS provision in *SysZell*. A brief overview of selected technologies is presented in Table 1.

Table 1: Technology contribution to AS in *SysZell*

Technology	Mode	AS provision	Note
SM	Conventional generation	Yes	Releasing stored kinetic energy
PV	GFM + GFL	Yes	Requires headroom
Wind	GFM + GFL	Yes	Verified inertia emulation
Small BESS	GFM + GFL	Yes	Active power injection through
Large BESS	GFM + GFL	Yes	power ramp rate adjustment
EV	GFM + GFL	Yes	Aggregated contribution
HP, P2G, P2H	Load	No	Possible AS provision, currently excluded
HVDC	GFM + „sink“	Yes	Approximated to be 100% GFM on
STATCOM	GFM + „sink“	Yes	all voltage levels for both 2037
Grid booster	GFM + „sink“	Yes	and 2045
Load	Static/dynamic	No	Aggregated representation

The overview highlights the heterogeneity of technologies capable of providing FRAS within the *SysZell* framework. Developing dynamic models for those technologies to ensure relevant evaluation of their specific contribution to inertial response remains the focus of ongoing research.

References

- [1] “Power system dynamics with increasing distributed generation penetrations,” Queen’s University Belfast. Accessed: July 28, 2025. [Online]. Available: <https://pure.qub.ac.uk/en/studentTheses/power-system-dynamics-with-increasing-distributed-generation-pene>
- [2] U. Akram, M. Nadarajah, R. Shah, and F. Milano, “A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, p. 109626, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109626.
- [3] K. Sevdari, L. Calearo, P. B. Andersen, and M. Marinelli, “Ancillary services and electric vehicles: An over-view from charging clusters and chargers technology perspectives,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 167, p. 112666, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112666.
- [4] T. B. Harild Rasmussen, Q. Wu, and M. Zhang, “Primary frequency support from local control of large-scale heat pumps,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 133, p. 107270, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107270.



Laura Fiedler, Dipl.-Ing.

**Implementierung eines messwert-
basierten diskriminierungsfreien
Engpassmanagement-Algorithmus im
Projekt DIGITECHNETZ**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages
Projektnummer: 03EI6075 A

Zentraler Bestandteil eines aktiven Niederspannungsnetzbetriebs (NS-Netzbetrieb) ist das NS-Engpassmanagement (NS-EPM). Es hilft dabei, trotz der steigenden Anzahl an leistungsintensiven Verbrauchern, Erzeugern und Speichern, eine weiterhin zuverlässige Elektroenergieversorgung zu gewährleisten und dem dadurch hervorgerufenem Netzausbaubedarf zu begegnen. Durch temporäre Leistungsreduzierung bzw. Steuerung können zukünftig im NS-Netz auftretende Strom- und Spannungsgrenzwertverletzungen (*I*-/*U*-Grenzwertverletzungen) behoben werden. So kann Netzausbau verschoben oder reduziert und die bestehende Netzinfrastruktur besser genutzt werden.

Dieser Beitrag widmet sich dem messwertbasierten NS-EPM zur Berechnung von Steuerungssignalen (Leistungsmaximalwerten) für leistungsintensive Verbraucher (sog. steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE), z. B. private Ladeinfrastruktur) entsprechend des §14a EnWG. Beim Entwurf eines geeigneten EPM-Algorithmus, ist die Berücksichtigung der Diskriminierungsfreiheit entscheidend. In [1] sind unterschiedliche Methoden zur diskriminierungsfreien Leistungsreduzierung vorgestellt und verglichen. Als vorteilhaft hat sich die sogenannte proportionale Zuteilung erwiesen, bei der durch Multiplikation der gesetzlich zugesicherten Mindestleistung $P_{\min \text{ zuges}}$ je SteuVE mit einem Faktor k der Leistungsmaximalwert $P_{\max \text{ EPM}}$ berechnet wird. Diese Stellgröße k ist dabei für die Menge G_{SteuVE} aller SteuVE eines Netzbereichs (z. B. Abgang oder NS-Netz) identisch. Doch nicht nur die Methode zur Leistungsreduzierung ist entscheidend. Ebenfalls muss ein diskriminierungsfreier Berechnungsablauf gewährleistet werden. Dazu werden je nach Engpasssituation mehrere mathematische Subprobleme aufgestellt, die unabhängig voneinander gelöst werden. Die Zielfunktion eines solchen Subproblems ist wie folgt definiert:

$$\min_k \sum_{i \in G_{\text{SteuVE}}} P_{\text{SteuVE } i}^0 - P_{\text{SteuVE } i}^-(k) \quad (1)$$

Dabei bezeichnet $P_{\text{SteuVE } i}^0$ die angestrebte Leistung. Dies kann entweder die Leistung einer SteuVE i vor Eingreifen des NS-EPM oder die installierte Leistung der SteuVE sein. Letztes trifft zu, wenn die Stellgröße im Zuge der Rücknahme einer Steuerung berechnet wird. Die Variable $P_{\text{SteuVE } i}^-(k)$ ist als Leistung nach dem EPM-Eingriff definiert. Als Nebenbedingungen (NB) sind u. a. *I*- und *U*-Grenzwerte der Betriebsmittel sowie die Leistungsgleichungen des Netzes notwendig. Weitere Details zu der Problemformulierung sind [1] zu entnehmen. Das NS-EPM verfügt über eine Hysterese für eine beruhigtere und risiko-averse Aussendung der Steuerungssignale. Bild 1 zeigt die Ergebnisse des Algorithmus für das in Bild 2 dargestellte Testnetz. Die roten Horizontalen markieren das Hysterese-Band bestehend aus Reduzierungsschwelle (volle Linie), Rücknahmeschwelle (gestrichelte Linie) und Optimierungsgrenzwert (Punkt-Strich-Linie). Anhand der Vertikalen kann nachvollzogen werden, wie eine Verschärfung der Leistungsreduzierung bei Überschreiten der Reduzierungsschwelle erfolgt und die vollständige oder teilweise Rücknahme der Leistungsreduzierung stattfindet,

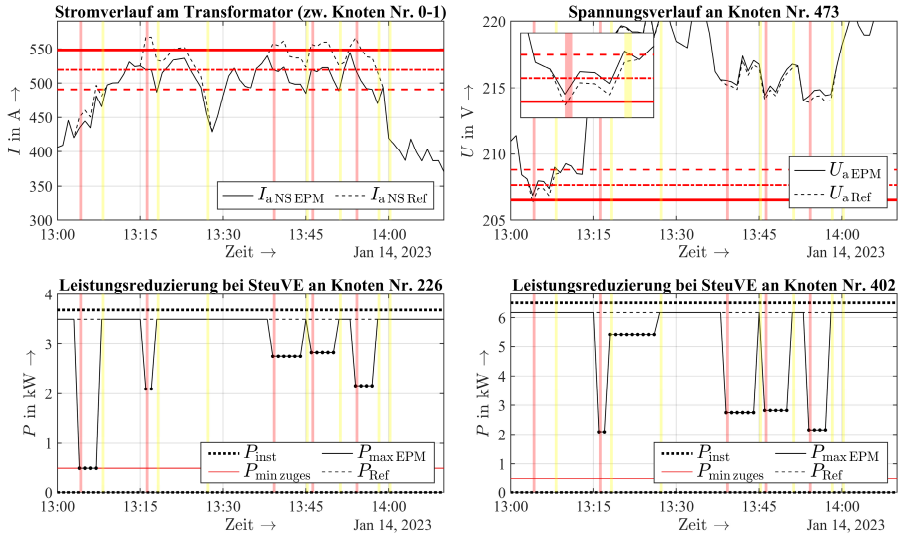


Bild 1: Darstellung der Effekte des NS-EPM im Testnetz mit proportionaler Zuteilung, Engpass nur auf Leiter a; Annahmen: $P_{\min \text{ zuges}}$ und Auswahl der SteuVE abweichend der gesetzlichten Vorgabe, instantane Leistungsreduzierung zum Zeitpunkt der Stellgrößenberechnung; Hinweis: rote Streifen markieren die Verschärfung der Leistungsreduzierung und gelbe Streifen die Rücknahme; Indizes: Ref – ohne EPM, inst – installiert, a – Leiter a, NS – niederspannungsseitig

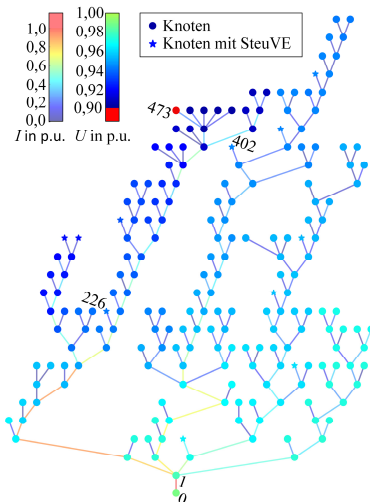


Bild 2: Schematische Darstellung des Testnetzes mit Engpassorten (rot)

wenn alle I bzw. U sich innerhalb der Reduzierungsschwelle befinden. So wird nur beim Verlassen der äußeren Grenzen des Hysteresebandes die Stellgröße mit den Optimierungsgrenzwerten als I - und U -NB neu berechnet. Darüber hinaus zeigt sich die Bedeutung des Netzbereichs. Die erste Steuerung findet statt, da die U -Reduzierungsschwelle unterschritten wird. Dabei ist nur der Abgang des in Bild 2 rot gekennzeichneten Knotens von Steuereingriffen betroffen. Beim zweiten Eingriff des NS-EPM erhalten hingegen alle SteuVE eine Maximalleistung, da die Reduzierungsschwelle am Transformator überschritten wird. Für den zuverlässigen Einsatz eines solchen Algorithmus unter Praxisbedingungen wird in weiteren Arbeiten explizit der Einfluss von Unsicherheiten auf das NS-EPM erforscht.

Referenzen

- [1] L. Fiedler, P. Schegner, "Non-discriminatory congestion management scheme for consumer curtailment in low voltage distribution grids", ETG Kongress 2025. Kassel. VDE, S. 328-336 (ETG-Fachbericht, Band 176).



Marcus Kreutziger, Dipl.-Ing.

Bewertung von Zukunftsszenarien zellularer Energiesysteme

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages
Projektnummer: 46SKD186X

Zellulare Energiesysteme verbinden die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität in flexibel gekoppelten, lokal begrenzten Strukturen. Zur Bewertung der Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen sind Lastbedarfe und Einspeiseverhalten auf Gebäude- und Netzebene zu erfassen und zu prognostizieren. Grundlage bilden technologisch detaillierte Modelle des Elektroenergieversorgungsnetzes sowie Modelle zur Zeitreihenerzeugung von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, stationären Speichern und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge [1]. Auf dieser Basis werden im Projekt *Zellsys* je Hausanschluss Summenlastgänge generiert und die Auswirkungen auf die Auslastung von Betriebsmitteln im Elektroenergieversorgungsnetz für verschiedene Zukunftsszenarien analysiert.

Zukunftsszenarien und Lastgangsynthese

Die Zukunftsszenarien werden durch konsistente Annahmen zur Technologiedurchdringung, zur Entwicklung von Haushalts- und Gewerbelasten sowie zu klimatischen Randbedingungen (Testreferenzjahr 2015 des Deutschen Wetterdienst) definiert. Für jedes Jahr und Szenario werden darauf aufbauend variierte Zeitreihen erzeugt. Aus den technologie-spezifischen Zeitreihen für Haushaltslast, Gewerbelast, PV-Einspeisung, Wärmepumpen, stationäre Speicher und Ladeinfrastruktur wird der Summenlastgang am Hausanschluss gebildet.

Über den Tagesverlauf senkt die PV-Erzeugung insbesondere mittags die bezogene Leistung einzelner Hausanschlüsse und kann zeitweise zu Rückspeisung eines NS-Netzes in die nächsthöhere Netzebene führen. In den Abendstunden steigen die Nachfrageleistungen durch ladende Elektrofahrzeuge (EKFZ), Wärmepumpenbetrieb und allgemeine Haushaltslasten an. Ein lokaler Speicher nimmt tagsüber Leistungsüberschüsse auf und verschiebt Energie in die Abend- und Nachtstunden, wodurch die Leistungsspitzen am Hausanschluss wirksam gedämpft und Lastspitzen geglättet werden.

Netzbewertung in Zukunftsszenarien

Die Bewertung kompletter Niederspannungsnetze (NS-Netze) erfolgt als Zeitreihensimulation in 15-minütigen Zeitschritten. Je Jahr und Szenario werden somit 35040 Netzzustände berechnet; daraus werden die Auslastungen von Leitungen und Transformatoren ermittelt.

Für das Jahr 2050 zeigt die Auswertung der Leitungsauslastungen aller Zeitschritte eines NS-Netzes insgesamt niedrige Medianwerte. In den meisten Leitungsabschnitten liegen die maximalen Auslastungen unterhalb von 40 %, einzelne Leitungen erreichen Werte bis etwa 70 %. Diese lokalen Spitzen treten vor allem in Zeiträumen erhöhten gleichzeitigen Lastaufkommens auf, werden jedoch durch PV-Einspeisung und Speicherbetrieb in ihrer Dauer begrenzt.

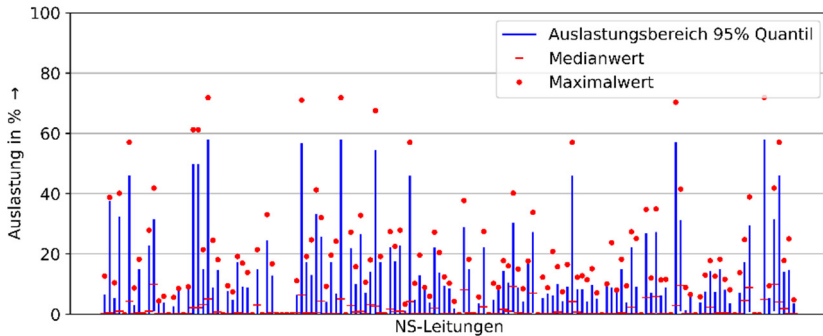


Bild 1: Beispielanalyse – Leitungsbelastung für ein NS-Netz im Jahr 2050

Die Entwicklung der Transformatorbelastung zwischen 2025 und 2050 verdeutlicht, dass sich der Median der Belastung nur geringfügig verändert. Gleichzeitig nehmen die Spitzenlasten mit dem Ausbau von Elektromobilität und Wärmepumpen zu. Der wachsende PV-Zubau erhöht die Häufigkeit und Höhe von Rückspeisungen in das Elektroenergieversorgungsnetz; dadurch kehrt sich die Richtung der Leistungsflüsse über den Transformator häufiger um. Der Einsatz stationärer Speicher reduziert diese Spitzen und wirkt entlastend.

Wie in [2] beschrieben, kann eine Koordination der Ladevorgänge von EKfz am Hausanschluss die Maximalleistung reduzieren. Durch die zeitliche Verschiebung der notwendigen Ladevorgänge kann es jedoch zu Überlagerungen mit Lastspitzen anderer Hausanschlüsse im NS-Netz kommen. In zukünftigen Szenarien führt dies zu einem Anstieg der Transformatorbelastung. Eine Koordination sollte daher hausanschlussübergreifend erfolgen.

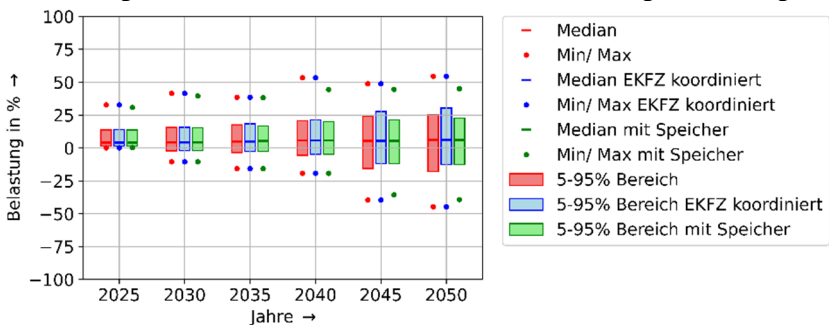


Bild 2: Beispielanalyse – Entwicklung Transformatorbelastung für ein NS-Netz

Referenzen

- [1] M. Kreutziger, Entwicklung eines zellularen Energiekonzepts im ländlichen Raum – Projektvorstellung „ZellSys“, Jahresbericht IEEH, TU Dresden, 2023.
- [2] M. Kreutziger, Technologiemoell zur Zeitreihensimulation von Ladeinfrastruktur in zellularen Energiesystemen, Jahresbericht IEEH, TU Dresden, 2024.

Publikationen

Vorträge

Domagk, M:

Analyse großer Datenmengen der Elektroenergiequalität - Praxisbeispiele aus dem Übertragungsnetz.

OMICRON Fachtagung Diagnostik 2025,
Lindau, Deutschland, 16.10.2025.

Domagk, M:

Uncertainty in the Assessment of Harmonic Voltages and Currents in Sequence Domain.
NEIS 2025 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems,
Hamburg, Deutschland, 16.09.2025.

Domagk, M:

Analysis of Voltage Harmonic Trends in the Estonian Transmission System.
1st ICHQP Workshop 2025: From Planning to Operation: Efficient Assessment of Harmonic Emission from Distorting Installations,
London, Großbritannien, 12.06.2025.

V. Khokhlov, J. Meyer:

Supraharmonics - A Power Quality Challenge in Modern Power Systems.
57. Międzyuczelniana Konferencja Metrologów,
Posen, Poland, 23.09.2025.

Fachartikel

M. Bruhns, P. Schegner:

Entwurf eines hybriden Modells für stromstarke Störlichtbögen in der Niederspannung zur Entwicklung und Auslegung von Störlichtbogenschutzsystemen.
25. Dresdener Kreis,
Dresden, Deutschland, 2025.

M. Bruhns, P. Schegner:

Characteristics of High Current DC Arc Faults in LV Battery Systems.
2025 International Conference On Live Maintenance,
Oslo, Norwegen, 24.-26.06.2025.

M. Bruhns, P. Schegner, M. Hehemann, R. Juchem, S. Wettengel:

Special Requirements on Protection Systems in Electrolysis plants.
19th IET Conference on Developments in Power System Protection,
Bilbao, Spanien, 01.-03.04.2025.

M. Domagk, O. Zyabkina, J. Meyer, M. Lindner:

Uncertainty in the Assessment of Harmonic Voltages and Currents in Sequence Domain.
NEIS 2025 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems,
Hamburg, Deutschland, 15.-16.09.2025.

A. Bracale, P. Caramia, P. De Falco, M. Domagk, J. Meyer:

Integration of Clustering Techniques in Probabilistic Current and Voltage Harmonic Forecasting.
IEEE Transactions on Power Delivery,
2025.

L. Fiedler, M. Schmidt, P. Schegner, M. Weisenstein, R. Böhme, U. Schmidt, T. Wagner, H. Hänchen, L. Braun, L. Menke:

DIGITECHNETZ – A flexible testbed for smart grid platforms using digital twins of low voltage grids.
IET Conference Proceedings,
2025.

L. Fiedler, P. Schegner:

Non-discriminatory congestion management scheme for consumer curtailment in low voltage distribution grids.
ETG Kongress 2025,
Kassel, Deutschland, 2025.

L. Fiedler, M. Schmidt, P. Schegner:

Generic Transformer Modelling Approach for Symmetrical and Asymmetrical Three-Phase Transformers and Transformer Banks.
IET Generation, Transmission and Distribution,
2025.

E. Gasch, M. Domagk, J. Meyer, K. Scheida, R. Braunstein:

Determining the minimum number of measurement sites for voltage quality evaluation in medium voltage networks.
28th Conference and Exhibition on Electricity Distribution,
Geneva, Schweiz, 16.-19.06.2025.

L. Gnärig, R. Herrmann, R. Weiß, C. Liebermann, S. Bernet, P. Schegner:

Impact of Grid-Forming Converters on Power System Protection — Experimental Studies on a Physical Overhead Line Mode.
2025 Energy Conversion Congress & Expo Europe (ECCE Europe),
Birmingham, Vereinigtes Königreich, 31.08-04.09.2025.

V. Khokhlov, R. Stiegler, C. Jäschke, R. Schulze, J. Meyer, E. Sperling:
Influence of Test Signal Parameters on the Frequency Response Measurement of Current Transformers.

15th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems,
Bukarest, Rumänien, 24.-26.09.2025.

V. Khokhlov, R. Stiegler, J. Meyer:
Approximation of Network Impedance for Defining Current Emission Limits in the Frequency Range up to 150 kHz based on Field Measurements.

28th Conference and Exhibition on Electricity Distribution,
Geneva, Schweiz, 16.-19.06.2025.

V. Khokhlov, L. Mühlberg, J. Meyer:
Survey of Power Quality Disturbances Caused by Heat Pumps Connected to Low Voltage Networks.

28th Conference and Exhibition on Electricity Distribution,
Geneva, Schweiz, 16.-19.06.2025.

C. Liebermann, J. L. Gnärig, R. Herrmann, R. Weiss, P. Schegner, S. Bernet:
Evaluation of the performance of differential protection in the case of inverter-generated fault currents.

19th IET Conference on Developments in Power System Protection,
Bilbao, Spanien, 01.-03.04.2025.

E. O. Matthes, A. M. Blanco Castaneda, J. Meyer:
Realistic distribution grid models for harmonic studies across different network levels.

NEIS 2025 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems,
Hamburg, Deutschland, 15.-16.09.2025.

L. Kukačka, J. Svobodova, J. Necasek, S. Svobodova, J. Hergesel, P. Dupuis, L. Canale, D. Dusek, M. Vik, J. Meyer, R. Stiegler, J. Drápela:

Flicker Visibility and Irritability Threshold Measurements.

IEEE Transactions on Industry Applications,
2025.

T. B. Nguyen, C. Liebermann, P. Schegner:
Overhead line model with consideration of the finite length of the ground wires and the propagation resistances of the earthing system.

24. Dresdener Kreis,
Duisburg, Deutschland, 19.-20.03.2024.

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

Influence of zero-sequence impedance inaccuracy on the detection of phase-to-ground faults by distance protection relays.

19th IET Conference on Developments in Power System Protection,
Bilbao, Spanien, 01.-03.04.2025.

T. B. Nguyen, M. Bruhns, K. Frowein, P. Schegner:

DC-Ströme im Erdreich: Auswirkungen auf Netzbetrieb, Netzsicherheit und innovative Berechnungsansätze.

VDE-Fachbericht 81: Kontaktverhalten und Schalten,
2025.

R. Stiegler, J. Meyer, S. Geigenmüller:

Assessing The Flicker Emission Of Electric Arc Furnaces In Co2-Neutral Steel Production: A Case Study.

28th Conference and Exhibition on Electricity Distribution,
Geneva, Schweiz, 16.-19.06.2025.

J. Schröder, P. Möbius, J. Josepeit, D. Schulz, R. Stiegler, J. Meyer:

Quantifying the Impact of Subperiodic Loads on Impedance Characteristics – An Approach for Selecting Suitable Measurement Methods.

ETG Kongress 2025,
Kassel, Deutschland, 21.-22.05.2025.

O. Zyabkina, M. Domagk, J. Meyer, P. Schegner, M. Lindner, H. Mayer, C. Butterer:

Detection and Characterisation of Atypical Harmonic Patterns in Big Power Quality Data.

IET Generation, Transmission and Distribution,
2025.

O. Zyabkina, M. Domagk, A. M. Blanco Castaneda, J. Meyer, M. Lindner:

Survey of Harmonic Voltage and Current Unbalance in the German Transmission System based on Field Measurements considering Measurement Uncertainty.

NEIS 2025 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems,
Hamburg, Deutschland, 15.-16.09.2025.

Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze

Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Die Energiewende führt zum Wandel der Elektroenergieversorgung. 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 den Gebieten der Hochspannungstechnik, der Stromtragfähigkeit und Erwärmung 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 $\mu\Omega$ - & $m\Omega$ -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 in DC-Anwendungen
- Einflussgrößen des Langzeitverhaltens stromführender Armaturen mit neuen sowie betriebsgealterten Freileitungsseilen
- Betriebs-, Reibverschleiß- und Kurzschlussverhalten von Ladesteckverbindungen in der Elektromobilität
- Beanspruchung der Kontaktelemente von Steckverbindungen in Drehstromanwendungen
- Quasistationäre mechanische Festigkeit umformtechnischer Fügeverbindungen und Korrelation mit dem Kontakt- und Langzeitverhalten
- Zuverlässigkeit von zyklisch thermo-mechanisch beanspruchten Sicherungen
- Weiterentwickeln von Konstruktionsrichtlinien und Verfahren für elektrische Alterungsprüfungen

Hochspannungstechnik

Untersuchen von gasförmigen, flüssigen und festen Isolierstoffen und deren -systemen:

Grundlagenforschung

- Durch- und Überschlagspannung von Isolierstoffen & deren Systemen
- Strom-Zeit-Verhalten von Isolierwerkstoffen und -systemen als Antwort auf impulsförmige, harmonische oder stete Spannungsbelastungen
- 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 elektrischer Maschinen
- Einfluss hoher Frequenzen und steiler Spannungsanstiege auf die Windungs- und Hauptisolierung drehender elektrischer Maschinen
- Reinigen von Industrieabwässern mit hochfrequenten Entladungen
- Entwickeln und Optimieren von Isoliersystemen mit nichtlinear leitfähigen Feldsteuermaterialien insb. für Kabelgarnituren der Mittelspannungsgleichstromübertragung

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 & 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.

Untersuchen von Verbindungen für mehrdrähtige Leiterseile unter elektrisch-thermischer und mechanischer Last bei Freiluftbedingungen

Gefördert durch



Wichtiger Bestandteil der Übertragungsnetze sind Freileitungen, mit denen sicher und zuverlässige elektrische Leistung transportiert wird. Im Reparaturfall werden an den Leiterseilen häufig zugfeste Verbinder, zum Beispiel Press- oder Sprengverbinder, eingesetzt, um zugfeste stromführende Verbindungen mit den Leiterseilen im betreffenden Spannungsfeld herzustellen. Auf die Verbinder wirken im Betrieb elektrische, thermische und mechanische Lasten. Um das elektrisch-thermische Betriebsverhalten der Verbinder, die mit neuen und betriebsgealterten Leiterseilen montiert werden, unter realistischen Bedingungen untersuchen zu können, wurde in Kooperation mit der Amprion GmbH ein Versuchsstand aufgebaut (Bild 1).

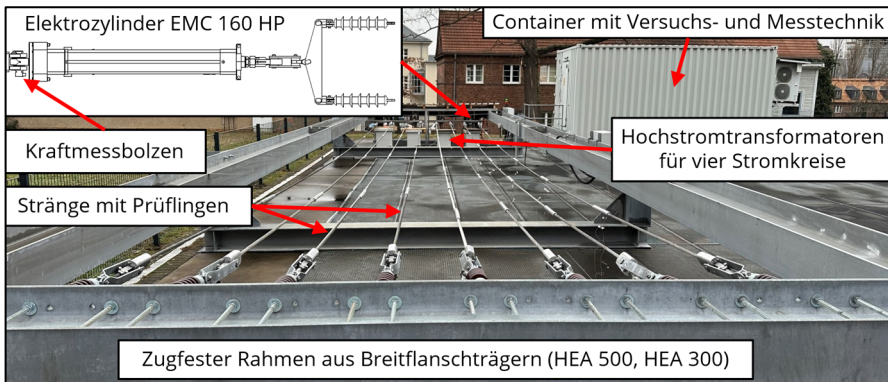


Bild 1: Übersicht Versuchsstand

Der Versuchsstand befindet sich im Außenbereich des Institutes für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik. Zu dem Versuch gehört ein zugfester Stahlrahmen, in dem an den Elektrozylindern die Leiterseile mit den zugfesten Verbindern isoliert befestigt werden können. In einem Container ist die weitere erforderliche Versuchs- und Messtechnik untergebracht. An jeden Elektrozylinder vom Typ EMC 160 HP der Firma Bosch Rexroth können jeweils zwei Stränge befestigt und zu einem Stromkreis verbunden werden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Kenngrößen des Versuchsstands und der Versuchstechnik

Versuchsstand		Elektrozylinder EMC 160 HP	
Max. Anzahl Leiterstränge	8	Max. Zugkraft pro Stromkreis	95 kN
Max. Anzahl Stromkreise	4	Kraftmessung	Kraftmessbolzen (100 kN)
Max. Spannlänge pro Strang	16,5 m	Max. Hubweg	800 mm
Max. Betriebsstrom pro Stromkreise	1000 A	Max. Verfahrensgeschwindigkeit	0,26 m/s

In den derzeit laufenden Untersuchungen werden über die Elektrozylinder konstante mechanische Lasten für je zwei Stränge eingestellt. Die in den Stromkreisen eingebauten Verbinder und Leiterseile werden somit dauerhaft mit definierten Kräften belastet, die unabhängig von den Umgebungsbedingungen und dem Betriebsstrom konstant gehalten werden können (Bild 2 - links). Im Vergleich dazu wurde in den vorherigen Untersuchungen die aufgebrachte Kraft mit einem Spannschloss manuell vor Beginn der elektrisch-thermischen Belastung eingestellt und konnte während dieser nicht nachgeführt werden (Bild 2 - rechts). In den Versuchen wird die Temperatur der Verbinder und Leiterseile mit Thermoelementen vom Typ T in Intervallen von 60 s gemessen.

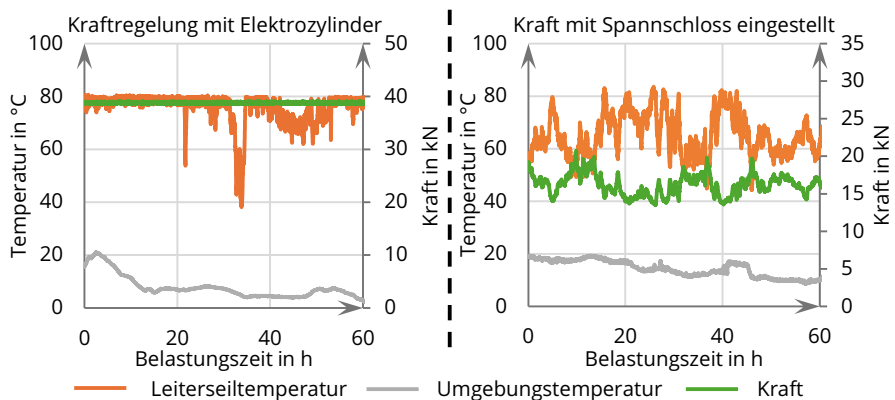


Bild 2: Vergleich Versuche mit aktiver Kraftregelung und einmalig eingestellter Kraft

Während der ausgewählten Belastungsintervalle kann die Temperatur des Referenzleiters trotz der Temperaturregelung der Hochstromtechnik nicht dauerhaft bei 80 °C gehalten werden. Dies ist auf Niederschlag und Windeinwirkung zurückzuführen. Die aktive Kraftregelung sorgt durch das Nachführen der Elektrozylinder dafür, dass auch bei einer Änderung der Temperatur die aufgebrachte Zugkraft etwa konstant bleibt. Mittels der Elektrozylinder können neben den statischen mechanischen Lasten auch dynamische Lasten auf die Leiterstränge aufgebracht werden. So kann zukünftig die Auswirkung von z. B. Wind- und Eislasten auf die Verbindungstechnik für Freileitungsseile untersucht werden.

**Christian Hildmann, Dr.-Ing.**

Modellgrößen für das Kontaktverhalten in mechanisch- elektrischen FEM-Modellen von Flächenkontakten

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Projektnummer: 03HY117E

Das elektrische Kontaktverhalten von Flächenkontakten in Modellen direkt abzubilden ist in der Regel nicht möglich. Unter anderem wäre es erforderlich, die Topologien der Kontaktflächen zu beschreiben sowie in der resultierenden geometrischen und mechanischen Charakterisierung die Kontakt- und Fremdschichtwiderstände physikalisch korrekt zu berücksichtigen (Bild 1 – links). Für eine Vielzahl von technischen Fragestellungen ist es deshalb zielführend, das elektrische Kontaktverhalten mit indirekten Lösungsansätzen zu beschreiben. Dabei werden ausgehend von einem bekannten Verbindungswiderstand die thermisch wirksamen Materialwiderstände R_M der Verbindung in elektrischen Modellen ermittelt. Der thermisch wirksame Kontaktwiderstand R_{Kth} wird als Differenz aus Verbindungs- und Materialwiderstand berechnet (Bild 1 – rechts). In FEM-Modellen wird das elektrische Kontaktverhalten stets vereinfacht über eine gleichverteilte spezifische Flächenleitfähigkeit G' nachgebildet.

Direkte Lösung

- Analytisches Berechnen des Kontaktwiderstands R_K von Punktkontakten:

$$R_K = R_E + R_F$$

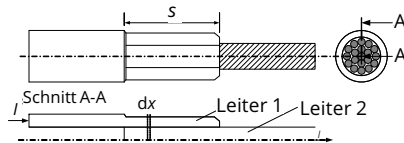

Engwiderstand $R_E = f(\text{Geometrie, Werkstoff, Kontaktkraft})$

Fremdschichtwiderstand $R_F = f(\text{Schichtdicke, Geometrie, el. Leitfähigkeit})$

- Berücksichtigen der Interaktion elektrischer Strömungsfelder von Mehrpunktkontakten

Indirekte Lösung

- Ermitteln/Messen des Verbindungswiderstands R_V
- Berechnen der Materialwiderstände R_M
 - Analytisch



- Numerisch/Finite-Elemente-Methode
- Widerstandsnetzwerke

$$\rightarrow R_{Kth} = R_V - R_M$$

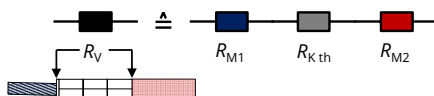


Bild 1: Methoden zum Beschreiben des elektrischen Kontaktverhaltens von Flächenkontakten

Stand der Technik ist, den Kontaktwiderstand für Flächenkontakte empirisch abhängig von der Kontaktkraft F_K oder der mittleren mechanischen Spannung σ_m , z. B. mit dem Babikow-Ansatz, zu beschreiben (Gl. (1) mit k, m Parameter der Regressionsgleichung) [1].

$$R_K = kF_K^{-m} \quad (1)$$

Auch die spezifische Flächenleitfähigkeit G' als Modellparameter kann empirisch abhängig von der mittleren mechanischen Spannung beschrieben werden [2]. In Versuchen mit Stromschienen wurde der Verbindungswiderstand abhängig von der Kontaktkraft gemessen. Anschließend wurde über eine indirekte Lösung mit einem FEM-Modell der thermisch wirksame Materialwiderstand berechnet. Der sich ergebende Kontaktwiderstand wurden gleichverteilt in der scheinbaren Kontaktfläche angenommen, die spezifische Flächenleitfähigkeit $G' = f(\sigma_m)$ bestimmt, über der mittleren mechanischen Spannung aufgetragen und der Zusammenhang mit einer Regressionsfunktion beschrieben (Bild 2).

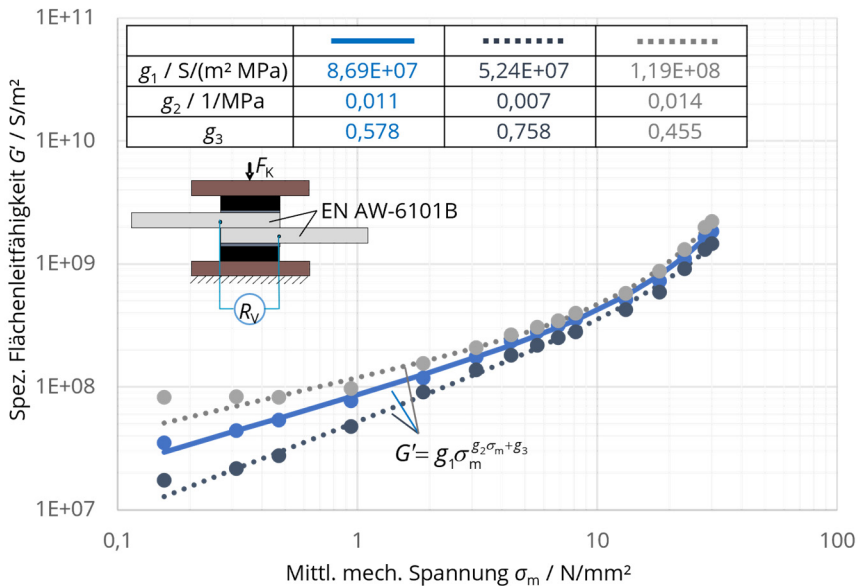
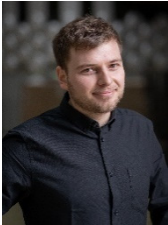


Bild 2: Mittelwert und Spannweite der ermittelten spezifische Flächenleitfähigkeit G' abhängig von der mittleren mechanischen Spannung für zwei Stromschienen aus EN AW-6101B (Datenpunkte) sowie zugehörige Regressionsfunktionen (Linien)

Zukünftig wird untersucht, inwiefern mit den in Druckversuchen ermittelten Modellparametern das elektrische Kontaktverhalten stromführender Verbindungen in gekoppelten mechanisch-elektrischen Modellen abgebildet werden kann. Dabei soll eine für den Flächenkontakt berechnete Verteilung des Kontaktdrucks als Eingangsgröße für eine elektrische Berechnung angesetzt werden. Ziel ist es, das elektrische Kontaktverhalten hinreichend genau abhängig von der Verteilung der mechanischen Spannung zu berechnen.

Referenzen

- [1] H. Höft, „Elektrische Kontakte. Physikalische Grundlagen“, VEB Verlag Technik, Berlin, 1977.
- [2] S. Schlegel, M. Gatzsche, C. Hildmann, T. Israel, „Kontakt- und Langzeitverhalten stromführender Verbindungen in der Elektroenergietechnik“, Springer Vieweg, Berlin, 2023.



Max Huter, Dipl.-Ing.

**Ressourcenschonende, stromleitende
Verbindungen für die Energiewende
(Ampere-Clinch)**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages
FKZ: 01IF00058E / 01IF00059E

Das Herstellen von Verbindungen für mechanische Anwendungen mittels Clinchens ist energieeffizient und lässt sich gut in Produktionslinien integrieren. Diese Vorteile führen dazu, dass Clinchverbindungen beispielsweise im Automotive-Bereich, aber auch in Haushaltsgeräten eingesetzt werden. Da sich Clinchverbindungen in diesen Bereichen bewährt haben, werden sie zunehmend auch als stromführende Verbindungen verwendet. Für die Auslegung sind entsprechende mechanischer Anforderungen an Clinchverbindungen relevant, wie beispielsweise die Schwingfestigkeit. Um die mechanischen und elektrischen Eigenschaften von Clinchverbindungen hinsichtlich ihrer Schwingfestigkeit zu charakterisieren, werden Wöhlerversuche [1] durchgeführt und dabei der elektrische Widerstand der Clinchverbindungen gemessen.

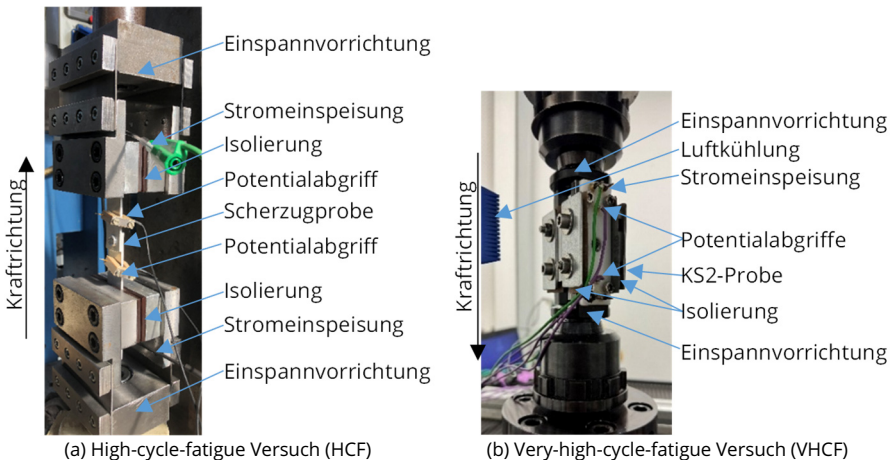
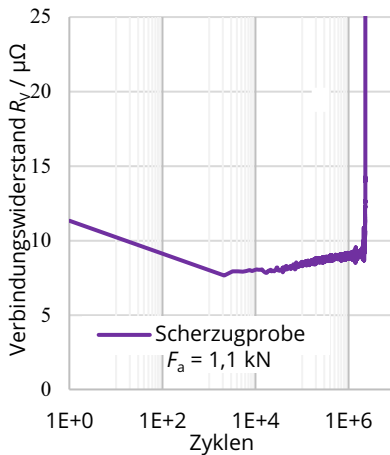
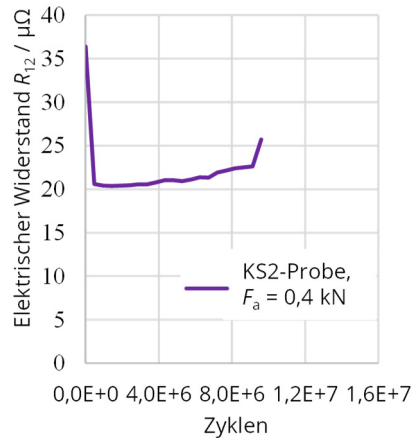


Bild 1: Versuchsaufbauten für Wöhlerversuche mit eingespannter Probe präpariert mit Stromeinspeisung und Potenzialabgriffen für die elektrische Widerstandsmessung

Die Wöhlerversuche bei 35 Hz (Bild 1a) bzw. bei 1000 Hz (Bild 1b) werden mit spezifischen Versuchsständen durchgeführt [2]. Wesentliche Versuchsbedingung ist, dass es zu keiner Querbelastrung der Proben kommt. Dazu werden bei beiden Wöhlerversuchen spezifische Probengeometrien eingesetzt. Für Versuche bei sehr hohen Prüffrequenzen (VHCF) sind dies Kopfzug-, Scherzugproben (KS2-Proben). Für die HCF-Versuche werden (konventionelle) Scherzugproben geprüft. Für beide Probenformen wurden spezifische Konzepte zum Messen des elektrischen Widerstandes erarbeitet und validiert [3].



(a) High-cycle-fatigue Versuch (HCF)



(b) Very-high-cycle-fatigue Versuch (VHCF)

Bild 2: Verläufe des Verbindungswiderstands R_V (a) bzw. des Ersatz-Verbindungswiderstands R_{12} fünf beispielhafter Scherzugproben (a) / KS2-Proben (b) während der Wöhlerversuche

Sowohl bei den Scherzugversuchen als auch bei den Versuchen mit KS2-Proben verringerten sich die gemessenen Widerstände durch die initiale Kraftbelastung zunächst. Dies kann durch die zusätzliche Kraftwirkung auf die Kontaktflächen in der Clinchverbindung erklärt werden. Infolge dieser entstehen zusätzliche oder vergrößern sich bestehende elektrische Kontaktflächen. Im weiteren Verlauf der zyklisch mechanischen Belastung sind die elektrischen Widerstände der Scherzugproben nahezu unverändert bis sich mit beginnendem mechanischem Versagen der Proben der Widerstand erhöht. Das mechanische Versagen konnte nicht mit dem Verhalten des Verbindungswiderstands während der Versuche korreliert werden. Insbesondere waren die Verbindungswiderstände kurz vor dem mechanischen Versagen überwiegend geringer als die Anfangswiderstände. Somit wurde für die zyklisch mechanisch untersuchte Clinchgeometrie stets der mechanische Ausfall festgestellt, bevor ein elektrisches Versagenskriterium anwendbar war.

Referenzen

- [1] DIN 50100: *Schwingfestigkeitsversuch - Durchführung und Auswertung von zyklischen Versuchen mit konstanter Lastamplitude für metallische Werkstoffproben und Bauteile*, 2022
- [2] EFB-DVS 3480, *Prüfung von Verbindungseigenschaften: Prüfung der Eigenschaften mechanisch und kombiniert mittels Kleben gefertigter Verbindungen*, Europäische Forschungsgesellschaft Blechverarbeitung e.V. und DVS - Deutscher Verband für Schweißen und verwandte Verfahren e.V., 2021
- [3] Huter, M. et al.: *Widerstandsverhalten von Clinchverbindungen unter zyklischer mechanischer Belastung: Anschlusschnik*. Konferenzbd. 28. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 24.–26.09.2025, pp. 12–21.



Michelle Pomsel, Dipl.-Ing.

Untersuchungen zur Strom- und Temperaturverteilung in Steckverbindungen im Drehstromsystem bei kurzzeitiger Strombelastung

Gefördert durch

Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb von Hochstromsteckverbindungen ist es erforderlich, die Beanspruchungsgrößen für die jeweiligen Anwendungssituationen zu kennen. Die Beanspruchbarkeit von Hochstromsteckverbindungen mit Kurzzeitströmen wird in der Regel durch Kurzschlussprüfungen an einphasigen Anordnungen ermittelt. Bei Belastung von Steckverbindungen mit Drehstrom kann die wirkende Stromverdrängung zu einer lokal erhöhten Stromdichte bzw. thermischen Beanspruchung führen.

Um die Strom- und Temperaturverteilung von Steckverbindungen im Drehstromsystem zu berechnen, wird ein elektromagnetisch-thermisch gekoppeltes FE-Modell mit drei Gabelsteckverbindungen in geringem Abstand zueinander entwickelt. Die drei Phasen des Drehstromsystems enthalten jeweils eine Gabelsteckverbindung mit zwei Kontaktelementen (Bild 1). Es wird angenommen, dass die Verbindungswiderstände zwischen den Kontaktelementen aller Gabelsteckverbindungen gleich verteilt sind.

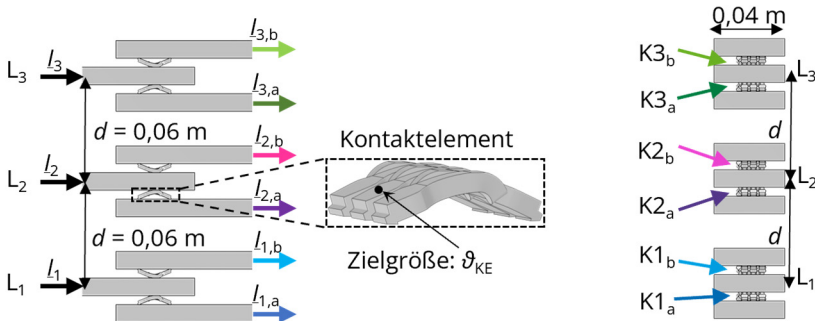


Bild 1: Dreiphasige Anordnung der Gabelsteckverbindungen mit Kontaktelement in einer Ebene (links: Draufsicht, Rechts: Seitenansicht), in COMSOL Multiphysics 6.2

Steckverbindungen mit Kontaktelementen werden nicht nur in den üblichen europäischen 50-Hz-Anwendungen, sondern auch in der Bahntechnik bei 16 2/3 Hz sowie international in 60-Hz-Anwendungen eingesetzt. Eine höhere Frequenz verstärkt die Wirkung von Skin- und Proximity-Effekt, welche zu einer ungleichmäßigen Stromdichteverteilung führen kann. Der Einfluss der Frequenz des Belastungsstroms auf die Stromdichte- und Temperaturverteilung in Steckverbindungen wird mit einem FE-Modell exemplarisch für verschiedene Frequenzen berechnet. Die Stromstärke von 4,4 kA für eine Belastungsdauer von $t = 4,4$ s bei der Frequenz von $f = 50$ Hz wurde experimentell bestimmt, sodass die Temperatur ϑ_{KE} von 140 °C am Kontaktelement nicht überschritten wird.

Bei einer Drehstrombelastung mit einer höheren Frequenz ist die Stromaufteilung zwischen den Kontaktelementen in allen drei Gabelsteckverbindungen jeweils inhomogener (Bild 2). Die Stromaufteilung zwischen den Kontaktelementen einer Gabelsteckverbindung unterscheidet sich bei der gegebenen Anordnung unabhängig von der Frequenz des Drehstroms insbesondere für den Leiter L_2 . Zum Zeitpunkt $t = 4,4$ s bei einer Frequenz des Drehstroms von 60 Hz beträgt die Aufteilung des Leiterstroms zwischen Kontaktelement $K2_a$ und $K2_b$ maximal 58 % zu 42 %. Bei einer Frequenz von $16 \frac{2}{3}$ Hz ist der Strom näherungsweise gleich verteilt (Bild 2).

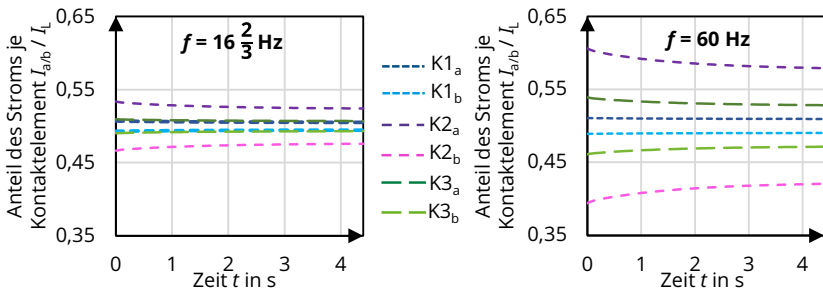


Bild 2: Anteiliger Strom je Kontaktelement einer Gabelsteckverbindung bezogen auf den Gesamtstrom $I_L = 4,4$ kA abhängig von der Belastungszeit und der Frequenz des Drehstroms

Aus der ungleichmäßigen Stromaufteilung (Bild 2) resultiert eine ungleiche Temperaturverteilung zwischen den Kontaktelementen (Bild 3). Die deutlich inhomogenere Stromverteilung bei 60-Hz-Belastung resultiert in einem Temperaturunterschied von maximal 53 K zwischen den beiden Kontaktelementen einer Gabelsteckverbindung zum Zeitpunkt $t = 4,4$ s. Bei Drehstrombelastung mit einer Frequenz von $16 \frac{2}{3}$ Hz beträgt diese Differenz lediglich 16 K. Damit führt eine höhere Frequenz des Drehstroms zu einer inhomogeneren Strom- und Temperaturverteilung zwischen den Kontaktelementen einer Gabelsteckverbindung. Die daraus resultierenden lokal erhöhten Temperaturen der Kontaktelemente müssen beim Einsatz der Steckverbindungen im Drehstromsystem berücksichtigt werden.

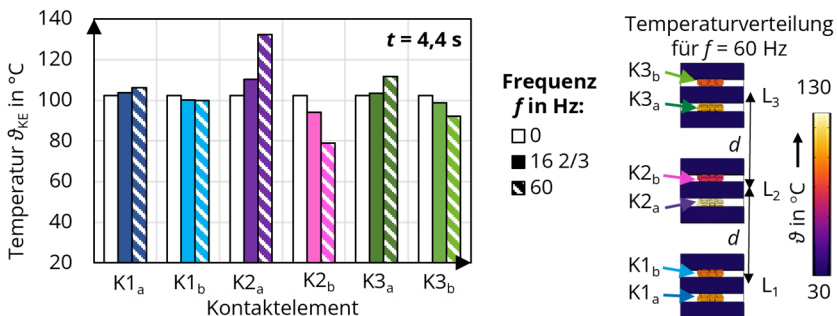


Bild 3: Berechnete Temperaturen der Kontaktelemente ϑ_{KE} zum Zeitpunkt $t = 4,4$ s für verschiedene Frequenzen f des Drehstroms, $I_L = 4,4$ kA, $d = 60$ mm, $t_i = 4,4$ s

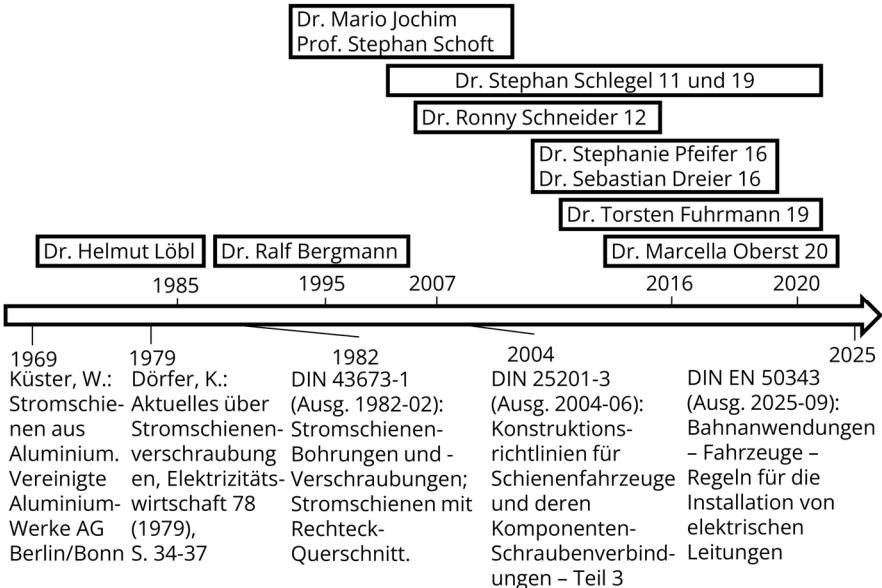


Stephan Schlegel, PD Dr.-Ing. habil.

Rechnerische Auslegung stromführender Schraubenverbindung

Stromführende Schraubenverbindungen sind im Betrieb mechanisch und elektrisch-thermisch hochbeansprucht. Die sorgfältige Gestaltung und Auslegung sind daher unerlässlich für den sicheren und zuverlässigen Betrieb. Bisher existieren keine einheitlichen Dokumente für die rechnerische Auslegung des elektrisch-thermischen Kontaktverhaltens stromführender Schraubenverbindungen. Es wurde deshalb der AK VDI-GPP FA 734 „Stromführende Schraubenverbindungen“ gegründet. In diesem wird, unter Berücksichtigung der VDI 2230 „Systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen“, die als Standard für die mechanische Auslegung gilt, eine neue Richtlinie für die elektrische Auslegung erarbeitet. Auf Grundlage der zahlreichen Untersuchungen und erarbeiteten Erkenntnisse aus der Forschung der letzten Jahrzehnte (Bild 1) werden das Erstellen der Richtlinie begleitet und die rechnerische Auslegung maßgeblich mitgestaltet [1], [2].

Wissenschaftliche Arbeiten an der Professur



Auszug aus wesentlichen Veröffentlichungen und Normen

Bild 1: Historie der Forschung zu stromführenden Schraubenverbindungen an der Professur und fundamentale Literaturquellen bzw. relevante Normen in Anlehnung an [1]

Ziel dieser Richtlinie ist es, die notwendige Stromtragfähigkeit durch ein hinreichendes gutes Kontaktverhalten sicherzustellen. Der Verbindungswiderstand zwischen den Leitern wird dabei nicht nur durch den Kontakt- sondern insbesondere auch den thermisch wirksamen Materialwiderstand R_{MB} bestimmt. Deshalb wurden die Teilwiderstände einer Schraubenverbindung klassifiziert und gegenübergestellt. Es wurden Methoden und mathematische Ansätze für eine Einloch-Schraubverbindung beschrieben, um die einzelnen Teilwiderstände berechnen zu können. Ziel war es, ausgehend von der idealen die reale Verteilung der Strömungslinien in der Schraubenverbindung zu beschreiben (Bild 2).

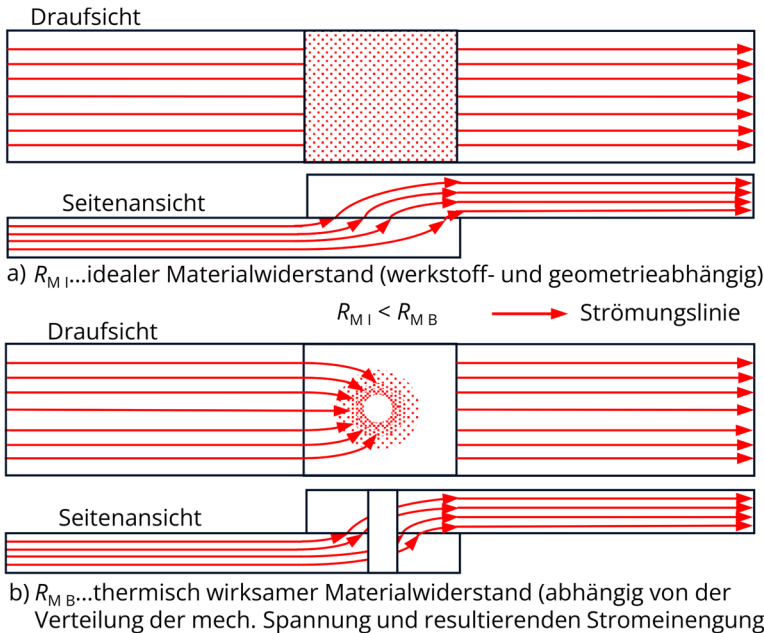


Bild 2: Strömungslinien einer stromführenden Schraubenverbindung. a) Ideale Verteilung b) Reale Verteilung

Die Veröffentlichung der Richtlinie als *Gründruck* ist für das kommende Jahr geplant und es wird damit ein wichtiger Schritt Richtung einheitlicher Auslegung stromführender Schraubenverbindung erreicht.

Referenzen

- [1] Schlegel, S.; Hildmann, H.; Israel, T.; Gatzsche, M.: Kontakt- und Langzeitverhalten stromführender Verbindungen in der Elektroenergietechnik - Theorie und Praxis zum mechanischen, elektrischen und thermischen Verhalten, Berechnungsansätze sowie Konstruktions- und Auslegekriterien, Verlag Springer, 2023. - ISBN 978-3-662-64658-8
- [2] Schlegel, S.; Hildmann, C.; Nienhaus, R.; Samaneh, N.; Kosse, M.: Methoden zum Abschätzen des Material- und Kontaktwiderstands von stromführenden Schraubenverbindungen. 28. Albert-Keil Kontaktseminar, Karlsruhe, 24. - 26.09.2025. - ISBN 978-3-8007-6589-8



Moritz Ullrich, Dipl.-Ing.

Zustand von DC-Ladesteckverbindungen im Feld

Die Ladesteckverbindung zwischen batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV – battery electric vehicle) und der Ladeinfrastruktur muss bei derzeit wöchentlich knapp 350.000 DC-Ladevorgängen in Deutschland hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit und Sicherheit erfüllen (Bild 1 a) [1]. Die Forderung nach immer kürzeren Ladezeiten führt zu immer höheren Ladeströmen und stellt besonders die DC-Ladesteckverbindung mit ihrem vorgegebenen Querschnitt vor neue Herausforderungen. Hochstromsteckverbindungen werden in der Elektroenergie-technik typischerweise von Fachpersonal bedient und sind gegen Umwelteinflüsse geschützt. Die Ladesteckverbindung von BEV hingegen wird von Laien benutzt und kann durch unsachgemäße Bedienung erheblichen zusätzlichen Belastungen wie Feuchtigkeit oder Schmutz ausgesetzt sein (Bild 1 b). Die sich daraus resultierende Alterung der Kontakte ist bisher nicht vollständig verstanden und wird derzeit in einer auf drei Jahren ausgelegten Feldstudie untersucht.

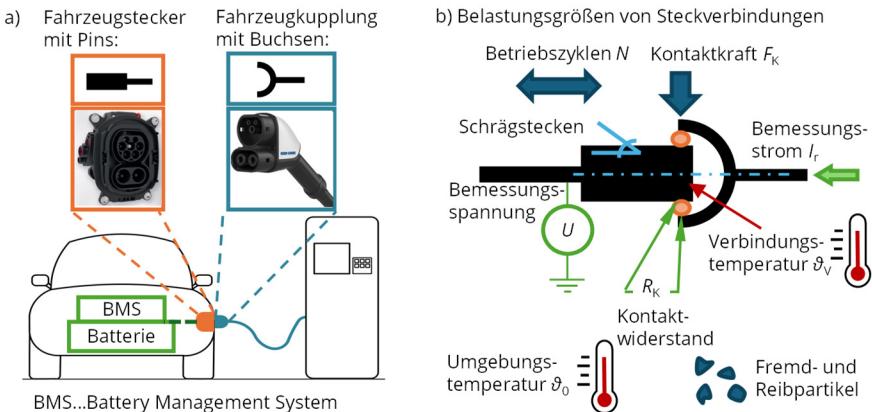
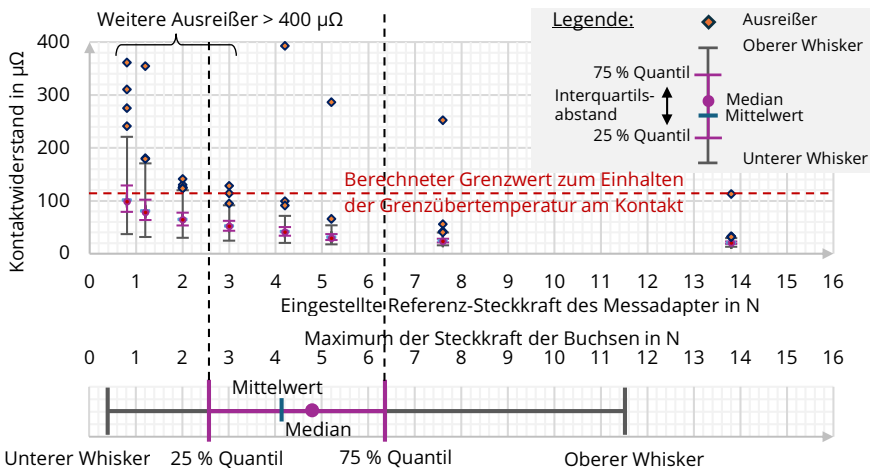


Bild 1: DC-Schnelladesystem [2], [3] in a) und Belastungsgrößen von Steckverbindungen in b)

Im Rahmen der Studie werden 366 Buchsen gleichen Typs sowie 202 Pins von 101 BEVs unterschiedlicher Hersteller untersucht. Die Prüflinge sind betriebsgealtert und befinden sich in unterschiedlichen Stadien innerhalb ihrer Lebensdauer. Es werden elektrische, mechanische und optische Untersuchungen an Pins und Buchsen durchgeführt. Für die Bestimmung des Kontaktwiderstands an den Pins von BEV im gesteckten Zustand wurde ein Messadapter entwickelt [4].

Die gemessene Kontaktnormalkraft bzw. Steckkraft der Steckverbindung kann aufgrund der unterschiedlichen betrieblichen Belastung variieren (Bild 2, unten). Aus diesem Grund wird der Kontaktwiderstand der Pins in einem definierten Kraftbereich bestimmt (Bild 2, oben). Mit steigender Steckkraft sinkt der Kontaktwiderstand. Bei besonders niedrigen Steckkräften $< 4\text{ N}$ treten verstärkt deutlich erhöhte Kontaktwiderstände auf. Die an den Buchsen ermittelten Steckkräfte im Interquartilsabstand (IQR) liegen im Bereich von (2,6...6,4) N. In diesem Kraftbereich liegen die Kontaktwiderstände der Pins innerhalb der Whisker ($\pm 1,5\text{ IQR}$) unterhalb des in [4] berechneten Grenzwertes zum Einhalten der Grenzüber Temperatur am Kontakt. Allerdings kann durch die Ausreißer zum Überschreiten des Grenzwertes in diesem Kraftbereich kommen.

Die hier diskutierten Ergebnisse beziehen sich stets auf Verbindungen mit einem betriebsgealterten und einem neuen Kontaktpartner. Werden in der Praxis Ladesteckverbindungen mit zwei betriebsgealterten Kontaktpartnern hergestellt, könnten demgegenüber höhere Kontaktwiderstände auftreten.



Referenzen

- [1] S. Ziems, J. Schmitz, L. Rehorn und S. Gärtner: „Der große Lademarktbericht I.2024: Einblicke in den Wettbewerb im deutschen Lademarkt“, Aug. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elvah.de/reports/comprehensivecharging-market-report-for-germany-i-2024>. (Zugriff: 02. Jan. 2025).
- [2] TE Connectivity, AMP+ Charging Inlets, Type 2, AC & CCS. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.te.com/en/products/connectors/automotive-connectors/intersection/amp-plus-charging-inlets/charging-inlet-type-2.html?tab=pgp-story> (Zugriff: 02. Jan. 2025).
- [3] HUBER+SUHNER, High Power Charging (HPC): RADOX HPC500 CCS2. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hubersuhner.com/en/markets/industry/ev-charging-infrastructure/ev-fast-charging/high-power-charging-hpc> (Zugriff: 02. Jan. 2025).
- [4] M. Ullrich, C. Hildmann, S. Schlegel et al.: „Alterung von DC-Ladesteckverbindungen im Feld – eine erste Bestandsaufnahme“ in Elektrische und optische Verbindungstechnik 2025, Lemgo, S. 209-220.



Ali Zangiabadi, M. Sc.

Zuverlässigkeit von Schmelzsicherungen bei hohen dynamischen Wechselbelastungen in Batteriespeichersystemen

Gefördert durch:

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FKZ: KK5598402LT4

Sicherungen sind Schutzeinrichtungen, welche seit Jahrzehnten Anlagen vor Über- oder Kurzschlussströmen schützen. Im Fehlerfall muss die Schmelzsicherung den Fehler- oder den Überstrom entsprechend der geforderten Charakteristik ausschalten. Diese Funktion kann sie einmalig erfüllen. Schmelzsicherungen werden in Anlagen zur Erzeugung bzw. Speicherung von Elektroenergie, z. B. in Batterie-Energiespeichersystemen (BESS), eingesetzt. Die Anforderungen an das Schalten von Über- und Kurzschlussströmen sind für die verschiedenen Anwendungsbereiche spezifisch und müssen für das zuverlässige und sichere Auslegen der Sicherung berücksichtigt werden.

Dazu ist ein Grundverständnis der Schaltfunktionen eines Schmelzleiters erforderlich (Bild 1). Der Schmelzleiter aus Kupfer- oder Silberwerkstoff ist während des normalen Betriebs des Stromkreises ein passiver Leiter. Über- oder Fehlerstrom muss die Sicherung zuverlässig unterbrechen. Dies wird durch Reihen von Engstellen im Schmelzleiter erreicht. Diese Engstellen dienen dazu, die Stromdichte und damit die Temperatur lokal zu erhöhen. Im Kurzschlussfall muss die Temperatur in den Engstellen die Schmelztemperatur des Werkstoffs erreichen, um den Strom nach der Lichtbogenlöschung zu unterbrechen.

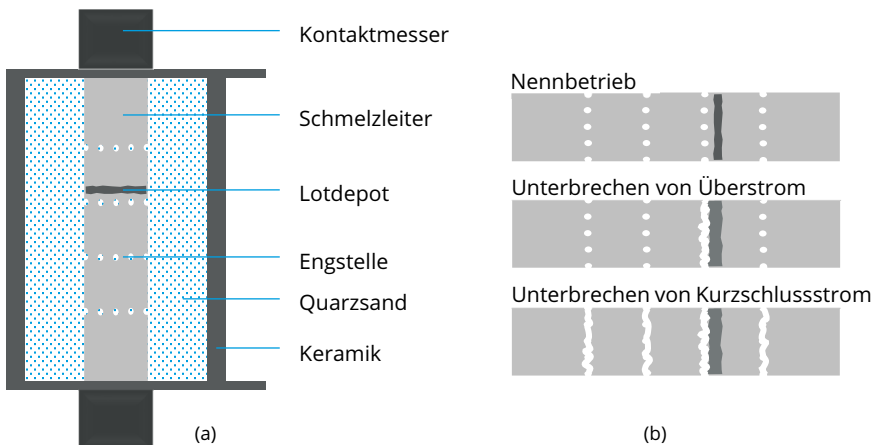


Bild 1: Aufbau eines Sicherungseinsatzes (a) und Betriebs- und Abschaltverhalten des Schmelzleiters bei Nenn- und Fehlerströmen (b).

Fließt ein Überstrom über den Schmelzleiter und erreicht die Temperatur am Lotdepot die Schmelztemperatur des Lotes, so schmilzt dieses. Aufgrund des Konzentrationsgradienten

zwischen festem Silber und flüssigem Lot diffundiert der Schmelzleiterwerkstoff im Engstellenbereich in den flüssigen Lotwerkstoff. Der Schmelzleiter und der Strom werden unterbrochen. Wird der Schmelzleiter unterbrochen, entsteht ein Lichtbogen im Bereich der Engstellen. Dieser Lichtbogen wird durch den Quarzsand gelöscht, wodurch der Strom unterbrochen wird.

Stromprofile in BESS-Anlagen sind zyklisch und stark volatil. Daher erfahren Sicherungen für diese Anwendungen im Laufe ihrer Lebensdauer einige zehntausende bis einige hunderttausende von elektrisch-thermisch-mechanischen Zyklen (Bild 2). Infolge des zyklischen Betriebsstroms kommt es zu einer zyklischen Erwärmung und Abkühlung der Schmelzleiter. Aufgrund des Wärmeausdehnungskoeffizienten führen diese zyklischen Temperaturänderungen zu einer zyklischen Ausdehnung und Kontraktion der Schmelzleiter, was zu einer mechanischen Beanspruchung der Schmelzleiter führt [1].

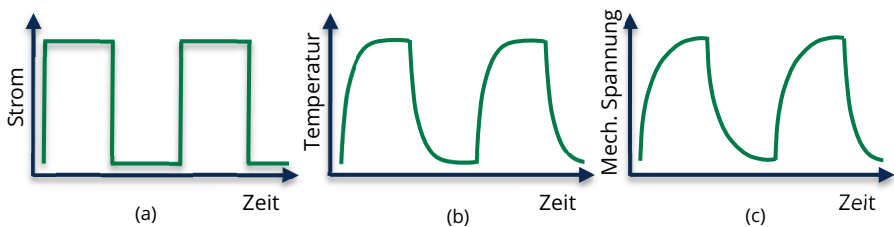


Bild 2: Kurven von Strom (a), Temperatur (b), und mechanischer Spannung (c) im Zusammenhang mit der Alterung von Sicherungen im zeitlichen Verlauf.

Die zyklischen mechanischen Belastungen, denen Sicherungen im Laufe ihrer Lebensdauer ausgesetzt sind, führen zu einer thermomechanischen Alterung der Schmelzleiter. Dies kann zur Fehlfunktion und somit zu einem vorzeitigen Ausfall der Sicherung führen.

In einem ZIM-Projekt wird diese technische Fragestellung derzeit untersucht. Neben zyklischen elektrisch-thermischen Experimenten mit Schmelzleitern werden auch thermo-mechanische Berechnungsmodelle genutzt, um die thermo-mechanische Beanspruchung der Schmelzleiter bei unterschiedlichen Strom-Zeit-Profilen zu berechnen. Die Ergebnisse sollen Aufschluss über das Ermüdungsverhalten von Schmelzleitern unter thermo-mechanischer Beanspruchung liefern, um derart belastete Schmelzleiter robuster auslegen zu können. Nachdem zunächst das zyklische thermomechanische Versagen der Schmelzleiter umfassend untersucht wurde, werden vollständige Sicherungseinsätze mit diesen untersucht. Das Verhalten des Betriebsmittels Schmelzsicherungen bei zyklischer thermischer Belastung soll damit besser verstanden werden.

Referenzen

- [1] J.-L. Gelet, "Thermal fatigue of electrical fuses," *MATEC Web of Conferences*, vol. 12, 04024, 2014.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Hochspannungstechnik“



Lena Elspaß, Dipl.-Ing.

Thermomechanische Belastung von Isoliersystemen rotierender Hochspannungsmaschinen



Der dynamische Betrieb rotierender Hochspannungsmaschinen führt zu einer thermomechanischen Belastung des globalgetränkten Isoliersystems. Die Höhe der Belastung hängt von der Länge, den Materialeigenschaften und der Temperaturänderung der Komponenten ab. Standardisierte Qualifizierungsprüfungen für dynamischen Betrieb basieren auf thermischen Zyklenversuchen [1]. Eine mögliche Degradation des Isoliersystems durch die Belastung wird durch diagnostische Trendmessungen untersucht [1]. Die standardisierten thermischen Profile leiten sich aus dem Generatorbetrieb ab. Das vernachlässigt schnelle Temperaturänderungen, wie sie zum Beispiel beim Motoranlauf auftreten können. Das Verhalten des Isoliersystems bei motortypischer schneller Temperaturänderung wird an globalgetränkten Spulen in einem geblechten Statorsegment untersucht (Bild 1).

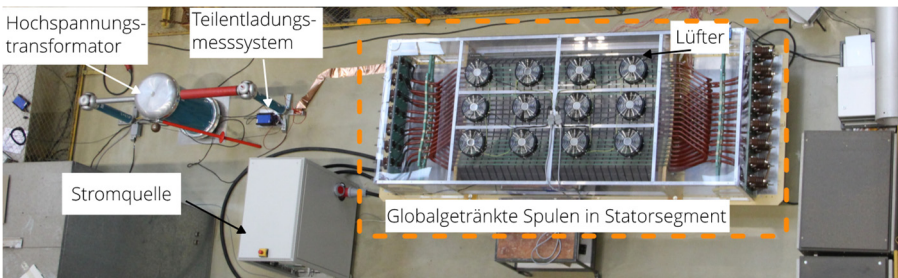


Bild 1: Versuchsaufbau zum thermischen Zyklieren globalgetränkter Spulen in einem Statorsegment mit anschließenden diagnostischen Teilladungsmessungen.

Die Spulen werden mit einer Gleichstromquelle bestromt, so dass adiabatische Temperaturänderungen des Kupferleiters zwischen (10...50) K innerhalb von (20...23) s erreicht werden können (Bild 2). Die Temperatur wird mit Thermoelementen im Kupferleiter der Spulen und am Blechpaket erfasst. Mit diesem Aufbau können mehrere aufeinanderfolgend thermische Zyklen bestehend aus einer Erwärmungs- und einer Abkühlphase durchgeführt werden.

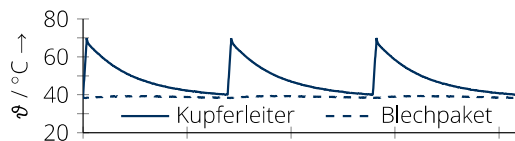


Bild 2: Drei thermische Zyklen mit einer Temperaturänderung des Kupferleiters von 30 K innerhalb von 20 s.

An drei Spulen wird die Auswirkung verschiedener adiabatischer Temperaturänderungen zwischen (10...50) K auf den Zustand des Isoliersystems untersucht. Je Temperaturänderung werden 20 thermische Zyklen durchgeführt. Jeder Zyklus beginnt bei einer Temperatur von 40 °C. Nach der avisierten Temperaturänderung wird der Prüfling wieder auf die Starttemperatur von 40 °C abgekühlt. Direkt vor der ersten Belastung und nach 1, 2, 3, 5, 10, 15 und 20 thermischen Zyklen werden Teilentladungsmessungen durchgeführt. Nach Abschluss der 20 Zyklen werden dieselben Spulen mit der nächsthöheren Temperaturänderung beansprucht.

Die Teilentladungsmessung bei $U_{\text{RMS}} = 8,8 \text{ kV}$ zeigt, dass sich das Teilentladungsverhalten von Spule 1 bereits bei der niedrigsten Temperaturänderung von 10 K stark ändert (Bild 3). Nach drei Zyklen erhöhen sich die gemessenen Werte der mittleren scheinbaren Ladung von unter 1000 pC auf über 5000 pC. Nach 20 Zyklen konnten scheinbare Ladungen von etwa 10.000 pC ermittelt werden. Das weist auf eine Schädigung des Isoliersystems hin.

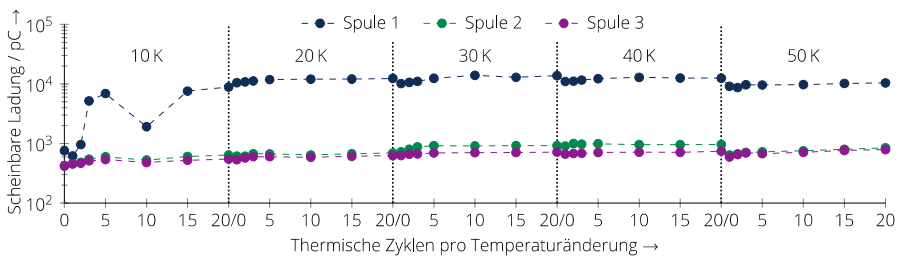


Bild 3: Mittlere scheinbare Ladung der drei Spulen nach verschiedenen Temperaturänderungen und-Zyklenzahlen gemessen bei $U_{\text{RMS}} = 8,8 \text{ kV}$.

Höhere Temperaturänderungen führen zu keiner weiteren Erhöhung der Ladungswerte von Spule 1. Im Gegensatz dazu bleibt das Teilentladungsverhalten von Spulen 2 und 3 im untersuchten Bereich näherungsweise konstant, was auf keine starke Schädigung hinweist. Ursache des unterschiedlichen Verhaltens sind verschiedene Grundzustände des Isoliersystems. Phasenaufgelöste Teilentladungsmuster vor Beginn der Untersuchung zeigen, dass die Muster von Spule 1 abweichen. Das kann auf eine leichte Vorschädigung durch die Fertigung oder den Abkühlprozess hinweisen.

Dementsprechend kann der dynamische Betrieb von globalgetränkten Spulen bei einer leichten Vorschädigung zu einer schnellen zunehmenden Schädigung des Isoliersystems führen. Liegt keine Vorschädigung vor, setzt im untersuchten Bereich keine feststellbare Schädigung des Isoliersystems durch adiabatische Temperaturänderungen von bis zu 50 K ein.

Referenzen

- [1] DIN EN 60034-18-34. Drehende elektrische Maschinen: Funktionelle Bewertung von Isoliersystemen – Prüfverfahren für Wicklungen mit vorgeformten Elementen – Thermomechanische Bewertung von Isoliersystemen. 2012.



Thomas Linde, Dr.-Ing.

Modellieren von Teilentladungen in Hohlräumen: Einfluss der Frequenz

Gefördert durch

DFG Deutsche Forschungsgemeinschaft

Projektnummer: 505291711

Teilentladungsmodelle helfen verschiedene Einflussfaktoren wie Spannungsform und Fehlstellengeometrie auf die Teilentladungsaktivität nachvollziehen zu können. Solche Modelle verbinden die Materialeigenschaften wie Permittivität und Leitfähigkeit, die Umgebungsbedingungen und die Eigenschaften von Fehlstellen, wie deren Größe und Form, mit den Teilentladungsparametern, z. B. der umgesetzten Ladung und der Wiederholrate. Die Art der Spannungsbelastung beeinflusst dabei das Teilentladungsverhalten [1]. Verzerrte Spannungen spielen durch den weit verbreiteten Einsatz von Leistungselektronik eine immer größere Rolle. Harmonisch verzerrte Spannungsformen mit höherfrequenten Wechselspannungskomponenten sowie steile Spannungspulse beanspruchen die Betriebsmittel zusätzlich und ändern das Teilentladungsverhalten.

Teilentladungsmodelle bilden die komplexen physikalischen Umstände der Entladungen in zeitabhängigen FEM-Berechnungen ab. Somit kann beispielsweise das Teilentladungsverhalten eines gasgefüllten Hohlraumes in einer Feststoffisolierung nachgebildet werden. Um den Einfluss verzerrter Spannungen auf das Teilentladungsverhalten zu analysieren, wird in einem ersten Schritt die Frequenz der angelegten Spannung variiert und deren Einfluss auf die berechneten Teilentladungsparameter, wie z. B. die Anzahl der Teilentladungsereignisse pro Periode, untersucht.

Es wurde festgestellt, dass die Modellierung der Verfügbarkeit eines Startelektrons für eine Entladung dabei eine wesentliche Rolle spielt: Neben einer ausreichend hohen elektrischen Feldstärke im gasgefüllten Hohlraum ist ein Startelektron für eine Entladung erforderlich. In einem Hohlraum, in dem keine vorherigen Teilentladungen stattfanden, können Startelektronen nur durch Volumenionisation mittels terrestrischer oder radioaktiver Strahlung entstehen (Bild 1). Je nach Hohlraumgröße nimmt dieser Prozess mehrere Minuten bis Stunden in Anspruch, da die Wahrscheinlichkeit der Generation eines Startelektrons am Ort der hohen elektrischen Feldstärke gering ist. Sobald im Hohlraum eine Teilentladung

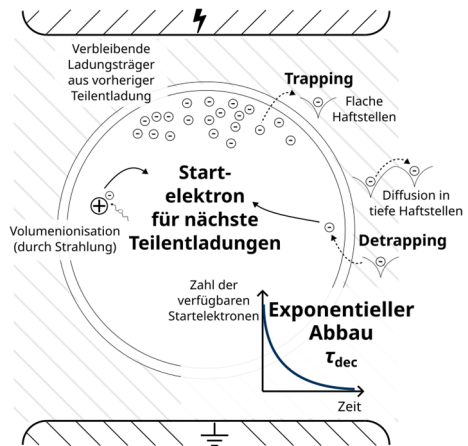


Bild 1: Entstehung und Abbau von Startelektronen für Teilentladungen im gasgefüllten Hohlraum

zündete, existieren durch die Ladungstrennung viele verbleibende Ladungsträger (Raumladungen, siehe Bild 1). Diese stehen als Startelektronen für Folge-Teilentladungen z. B. mittels *detrapping* zur Verfügung. Durch *Trappingprozesse*, Diffusion und Ladungsträgertransport ins umgebene Isoliermaterial verringert sich die Zahl der zur Verfügung stehenden Startelektronen mit der Zeit (Bild 1). Diese exponentielle Abnahme lässt sich mittels einer *decay time constant* τ_{dec} im Modell nachbilden. Vorangegangene Arbeiten nutzten Zeitkonstanten im Bereich von ein bis drei Millisekunden, d. h. etwa in der Größenordnung einer 50-Hz-Wechselspannung (Bild 2). Mit geringer werdender Startelektronenzahl verringert sich auch die Wahrscheinlichkeit, dass bei Überschreiten der kritischen elektrischen Feldstärke eine Teilentladung zündet. Als Folge kommt es zu einem Zeitverzug bis zur Zündung der nächsten Teilentladung. Dieser zeitabhängige Prozess führt dazu, dass die Frequenz der Spannung oder die Spannungsverzerrung einen Einfluss auf das Teilentladungsverhalten hat.

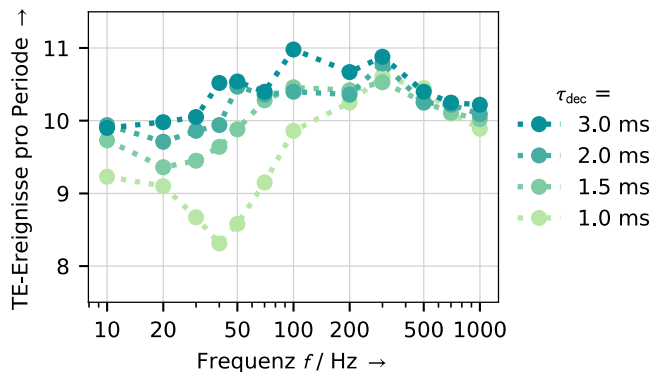


Bild 2: Einfluss der Frequenz auf die Anzahl an berechneten TE-Events bei verschiedenen Werten der *decay time constant* τ_{dec} [2]

Wertet man die Anzahl der Teilentladungsereignisse pro Periode (Bild 2) aus, wird deutlich, dass verschiedene Werte der *decay time constant* τ_{dec} die frequenzabhängigen Berechnungen stark beeinflussen. Insbesondere im Bereich der technischen Frequenzen 50 Hz / 60 Hz beeinflusst dieser Modellparameter die berechnete Anzahl der Teilentladungen deutlich [2]. Zusammen mit der noch ausstehenden experimentellen Modellverifikation ermöglichen die Berechnungen mehr über das Teilentladungsverhalten gasgefüllter Hohlräume herauszufinden.

Referenzen

- [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
- [2] T. Linde, M. Kosse, "Numerical Modeling of Internal Partial Discharges under Distorted Voltages: Study on Frequency Dependency," in *2025 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, Manchester, UK: IEEE, 2025.



Johanna Linke, Dipl.-Ing.

Teilentladungen an typischen Fehlstellen in gasisolierten Systemen mit alternativen Isoliergasen unter Wechselspannungsbelastung

HITACHI

Für eine sichere Elektroenergieversorgung sind metallgekapselte gasisolierte Systeme (GIS) aufgrund ihrer platzsparenden Bauweise und des geringen Wartungsaufwandes unabdingbar. Schwefelhexafluorid (SF_6) wird darin als gängiges Isoliergas eingesetzt, weist jedoch ein sehr hohes Treibhauspotential von 24.300 [1] auf. Hersteller und Anwender von GIS streben eine Minimierung der Emissionen an und setzen daher seit einigen Jahren auch Anlagen mit alternativen Isoliergasen ein. Eine Alternative ist ein Gasgemisch aus 86,5 % Kohlenstoffdioxid (CO_2), 10,0 % Sauerstoff (O_2) und 3,5 % Fluornitril ($\text{C}_4\text{-FN}$).

Während der Fertigung und Montage von GIS-Teilen sowie im Betrieb der Anlage können metallische Partikel entstehen, die die Zuverlässigkeit der Anlage einschränken können. Mit Hilfe der Messung von Teilentladungen (TE) können diese Partikel detektiert werden.

Zur Untersuchung der TE wird ein TE-Messkreis aufgebaut, bestehend aus einem Prüftransformator, einem kapazitiven Spannungsteiler (C_1 , C_2) zur Messung der Wechselspannung und einer Sperrinduktivität (L_S), die das Abfließen der hochfrequenten Entladungsströme verhindert (Bild 1). Der Prüfgasraum (C_{DUT}) enthält eine Elektrodenanordnung zur Modellierung des frei beweglichen metallischen Partikels (Bild 2). Innerhalb der Elektrodenanordnung ($d = 50 \text{ mm}$, $r_i = 75 \text{ mm}$, $r_o = 125 \text{ mm}$) wird ein zylinderförmiges Partikel mit einer Länge von $l = 5 \text{ mm}$ untersucht. Der Prüfgasraum wird mit der $\text{CO}_2/\text{O}_2/\text{C}_4\text{-FN}$ -Mischung und für vergleichende Messungen mit reinem CO_2 bei einem Gasdruck von $0,7 \text{ MPa}_{\text{abs}}$ gefüllt.

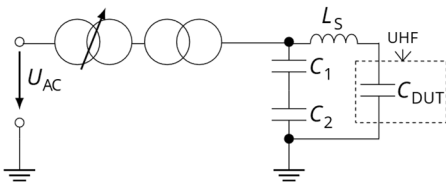


Bild 1: Hochspannungsprüfkreis

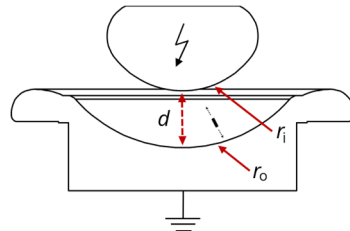


Bild 2: Elektrodenanordnung zur Modellierung des frei beweglichen Partikels [2]

Die TE-Messungen finden im ultrahochfrequenten (UHF) Bereich von bis zu 2,2 GHz statt. Dazu wird ein UHF-Sensor direkt am Prüfgasraum montiert. Die gemessenen Signale werden mit 30 dB verstärkt und mit Hilfe eines Spektrumanalysators ausgewertet. Eingestellt werden eine Abtastzeit (*sweep time*) von 10 s, eine Auflösungsbandbreite (*resolution bandwidth*) von 30 kHz, eine Messzeit von 300 s sowie der „max-hold“-Modus. Dieser erfasst die maximale Signalamplitude bei jeder Frequenz über den gesamten Frequenzbereich. Die Messungen der Frequenzspektren werden bei Vielfachen der Einsetzspannung ($1,5 \hat{U}_e$) in

der $\text{CO}_2/\text{O}_2/\text{C}_4\text{-FN}$ -Mischung und in reinem CO_2 verglichen (Bild 3 und 4). [3] Die Messung in der $\text{CO}_2/\text{O}_2/\text{C}_4\text{-FN}$ -Mischung zeigt ein breitbandiges Signal über den gesamten Frequenzbereich bis 2,2 GHz (Bild 3), ein ähnliches Frequenzspektrum tritt in reinem CO_2 auf (Bild 4). Die gemessenen TE-Signale sind charakteristisch und entstehen beim Aufprall des Partikels auf die Elektroden. Sie werden von der Partikelbewegung dominiert, die im Wesentlichen von der Gravitationskraft F_G und der Coulombkraft F_C abhängig ist. [4] Beide Größen sind nicht gasabhängig, daher sind die gemessenen Ergebnisse vergleichbar mit Erkenntnissen in SF_6 .

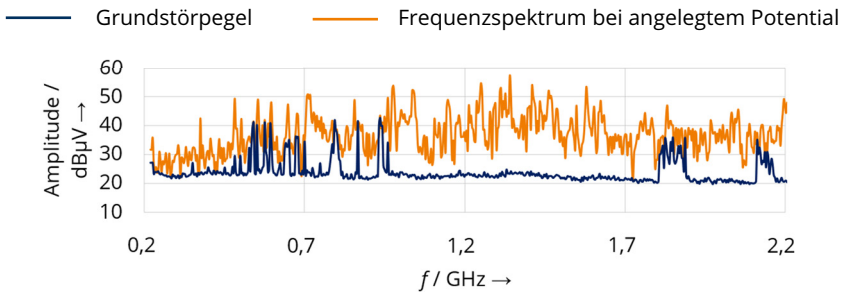


Bild 3: UHF-Spektrum eines frei beweglichen metallischen Partikels bei $1,5 \hat{U}_e$ in der $\text{C}_4\text{-FN}$ -Mischung

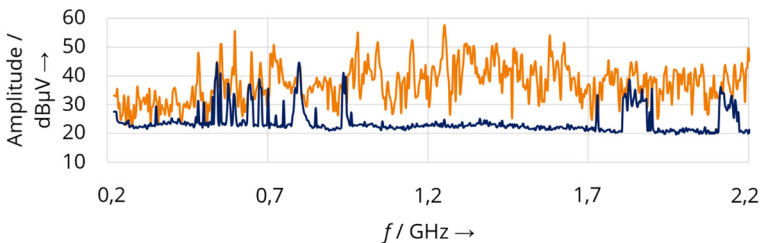


Bild 4: UHF-Spektrum eines frei beweglichen metallischen Partikels bei $1,5 \hat{U}_e$ in CO_2

Referenzen

- [1] C. Smith, Z.R.J. Nicholls et al., "The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity Supplementary Material," Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on CC, Genf 2021
- [2] J. Linke, W. Jarosczyński, U. Riechert, et al., "Partial Discharge Behaviour in GIS With $\text{C}_4\text{-FN}$ Mixtures: Comparison of Conventional and UHF Measurement Techniques", CIGRE Session, Paris 2024
- [3] J. Linke, U. Riechert, M. Kosse "Partial Discharge Behaviour in Gas-Insulated Systems with Fluoronitriles: Measurement of the UHF Spectra", VDE Hochspannungstechnik, Berlin 2024
- [4] J. Speck "Theoretische Untersuchungen zum Einfluß freibeweglicher, leitfähiger Partikeln auf Entladungserscheinungen im SF_6 ", Dissertation, TU Dresden, 1978



Johanna Pietzonka, Dipl.-Ing.

AC2DC Phase II – Zusammengesetzte Spannungen aus Gleich- und Wechselanteilen als Prüfspannung für die Teilentladungsmessung in Gleichspannungsnetzen

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutzaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen BundestagesFörderkennzeichen:
03EI6105A

Neben der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) wird zunehmend der Einsatz von Gleichspannungsnetzen für die Mittelspannungsebene diskutiert. Hierbei ist weiterhin die Gewährleistung eines zuverlässigen Betriebs der Energienetze unerlässlich.

Kabel haben in der Mittelspannung den größten Anteil an der Gesamtstromkreislänge. Aufgrund von Fertigung, Transport, Kabellegung sowie betrieblicher Alterung können jedoch Fehlstellen im Kabel entstehen. An diesen können Teilentladungen (TE) auftreten, welche die Isolierung im Betrieb beschleunigt altern und zum Durchschlag und somit zum vorzeitigen Versagen der Isolierung führen. Daher sind Teilentladungsmessungen in der Elektroenergieversorgung essenziell zur Bewertung des Zustands und der Zuverlässigkeit von Kabeln.

Unter Wechselspannung werden phasenaufgelöste TE-Muster zum Detektieren und Identifizieren von Fehlstellen (vgl. Bild 1, links) genutzt. Unter Gleichspannung ist jedoch kein Phasenbezug vorhanden (vgl. Bild 1, rechts). Zudem ist oftmals die Impulswiederholrate sehr niedrig. Folglich ist die Unterscheidung zwischen TE-Signal und externen Störimpulsen insbesondere bei Vor-Ort-Messungen (offline und online) herausfordernd. Außerdem akkumulieren bei Gleichspannung Raumladungen in der Kabelisolierung, welche auch nach Freischalten des Kabels in relevanten Anteilen in der Isolierung bestehen bleiben. Bei Polaritätswechsel am Kabel kann durch die Raumladungen die elektrische Feldstärke stark erhöht sein. Als mögliche Folge wird die elektrische Festigkeit überschritten und die Kabelisolierung versagt vorzeitig.

Derzeit existiert in der Gleichstromübertragung kein Standard für eine Vor-Ort-TE-Messung im Falle einer (Wieder-)Inbetriebnahme. Eine in der Literatur diskutierte Lösung zur Berücksichtigung der Raumladungsthematik ist das Nutzen einer zusammengesetzten Spannung (ZGS) bestehend aus Gleich- und Wechselspannungsanteilen (vgl. Bild 2) während der Vor-Ort-Prüfung an DC-Systemen. Diese zusammengesetzte Spannung ermöglicht eine TE-Messung mit Phasenbezug, allerdings ohne Polaritätswechsel am Betriebsmittel.

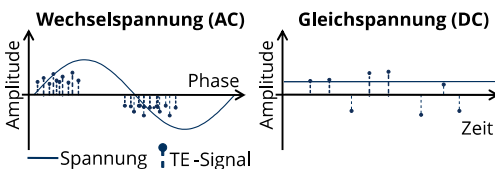


Bild 1: Prüfen auf Teilentladungen (TE) unter Wechselspannung (links) und Gleichspannung (rechts)

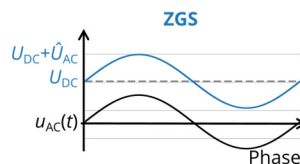


Bild 2: Zusammengesetzte Spannung (ZGS) aus Gleich- und Wechselspannungsanteilen

Erste Untersuchungen am IEEH zum TE-Verhalten einer Nadelspitze mit Hohlraum in vernetztem Polyethylen (VPE, Bild 3) erfolgten bei ± 5 kV Gleichspannung überlagert mit 3,3 kV_{peak} Wechsellspannung. Die Spannungsform wird hierbei durch additive Überlagerung (Bild 4) der Wechsellspannung (AC, gemessen am kapazitiven Teiler) mit der Gleichspannung (DC, gemessen am resistiven Teiler) erzeugt.

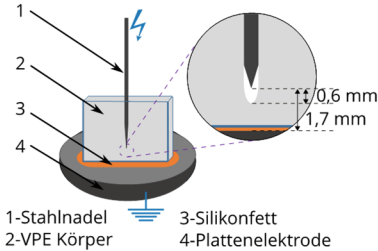


Bild 3: Nadel in VPE mit Hohlraum nach [1]

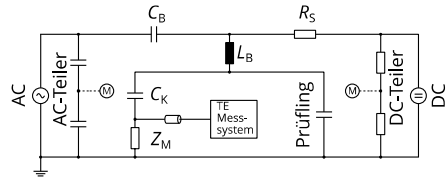


Bild 4: Schaltplan nach [1]

Die Blockelemente (C_B und R_S) koppeln dabei die Spannung in den Messkreis und schützen gleichzeitig die vorgelagerte Prüfspannungsquelle vor der jeweils anderen Spannungsform. Die Messung des Teilentladungsverhaltens am Prüfling erfolgt im TE-Messkreis nach DIN EN 60270 mit der Sperrinduktivität L_B , dem Koppelkondensator C_K sowie der Messimpedanz Z_M . Die Detektion erfolgt mittels MPD 600 der Firma Omicron. Das TE-Verhalten am Prüfling wird unter Variation der Gleichspannungspolarität und -vorbelastungszeit analysiert.

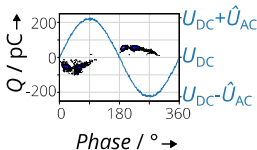
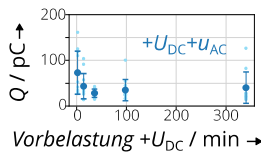
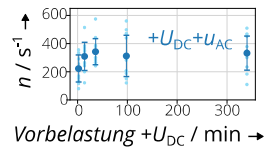


Bild 5: Phasenaufgelöstes Muster, zusammengesetzte Spannung mit positiver DC [1]

Bild 6: Scheinbare Ladung Q in Abhängigkeit der Vorbelastungszeit [1]Bild 7: Impuls wiederholrate n in Abhängigkeit der Vorbelastungszeit [1]

Mit den zusammengesetzten Spannungen können erfolgreich eindeutige phasenaufgelöste TE-Muster erzeugt werden (Bild 5). Die Messungen zeigen, dass das Teilentladungsverhalten unabhängig von der Gleichspannungspolarität ist. Mit steigender Vorbelastungszeit der Gleichspannung verringert sich die scheinbare Ladung Q (Bild 6), während die Impuls wiederholrate n steigt (Bild 7).

Zukünftig müssen zusammengesetzte Spannung mit Gleich- und Wechsellspannungsanteilen an weiteren Modellanordnungen sowie gesamten Kabelstücken untersucht werden, um diese als mögliche Vor-Ort-Prüfspannung weiterzuentwickeln.

Referenzen

- [1] J. Pietzonka, M. Kosse. „Partial Discharge Measurements at a Protrusion in XLPE under Compo-site Voltages of Alternating and Direct Voltage Components“, in 2025 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Manchester, UK: IEEE, 2025.



Alexander Schindler, Dipl.-Ing.

AC2DC Phase II – Entwicklung eines Strommesssystems zur Messung von Strömen im Pikoampere-Bereich unter hohen Spannungen

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutzaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:

03EI6105A

Im Forschungsprojekt AC2DC Phase 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 Kabelgarituren (z. B. Kabelmuffen) untersucht werden. Herausfordernd ist hierbei die Messung der elektrischen Leitfähigkeit von neuartigen, nicht-linearen festen Isolierstoffen in Abhängigkeit der elektrischen Feldstärke bei hohen Spannungen.

Aufgrund der variablen Leitfähigkeiten der nichtlinearen Isolierstoffe sind bei der Leitfähigkeitsmessung Ströme I_{Mess} im Bereich von 1 pA bis 1 μ A zu erwarten. Das einzusetzende Strommesssystem muss daher einen sehr weiten Messbereich abdecken können. Im Durchschlagfall des Prüflings fließt aufgrund der hohen Prüfspannungen von bis zu 20 kV ein sehr hoher Kurzschlussstrom, welcher das Strommessgerät zerstören kann. Trotz umfassend niederohmiger Erdung und Überspannungsschutz verbleibt ein Restrisiko der Beschädigung des hochpreisigen, kommerziellen Messsystems. Daher wird ein eigenes, günstigeres System entwickelt.

Das zu entwickelnde Messsystem (Bild 1) muss im gesamten Strommessbereich temperaturstabil Ströme messen können. Zur galvanischen Trennung sind die Messwerte per drahtloser Kommunikation zu übertragen. Die Komponenten des Strommesssystems müssen weiterhin für den Fall einer Beschädigung einfach zu reparieren sein.

Bei einer bestimmten Temperatur ϑ und einem bestimmten Strom I_{Mess} durch den Prüfling stellt sich eine entsprechende Spannung U_{Diode} über der Diode (Gate-Source-Diode eines Sperrschicht-Feldeffekttransistors, engl. JFET vom Typ BF 245C) ein, welche über eine Messschaltung ausgewertet werden kann. Gegenüber einer vergleichbaren Messung mit einem Shunt, ist bei der Messung mit der Diode die zu messende Spannung auch bei kleinen Strömen ausreichend hoch, um erfasst werden zu können. Mittels Operationsverstärker (Typ TLC272), Analog-Digital-Wandler (Typ ADS1115) und einem Mikrocontroller (Typ Arduino Nano ESP32) wird die Spannung U_{Diode} gemessen und drahtlos an die entsprechende Messsoftware übertragen. Gleichzeitig wird die Temperatur der Diode mit einem Temperatursensor (Typ DS18B20) gemessen, um die Temperaturabhängigkeit der I - U -Charakteristik der

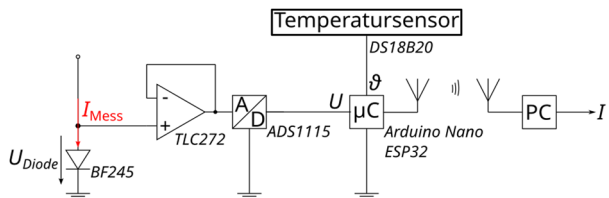


Bild 1: Schaltplan des Strommesssystems

Diode zu berücksichtigen. Der Strom durch den Prüfling wird am Rechner anhand der Temperatur ϑ und der Spannung U über die Gleichung 1 berechnet.

$$I_{\text{Mess}}(U, \vartheta) = I_0 \cdot e^{a \cdot U_{\text{Diode}} + b \cdot \vartheta} \quad (1)$$

Die Konstanten a und b werden durch eine Kalibrierungsmessung (Bild 2) bestimmt. Der Strom I_{Mess} wird mithilfe hochohmiger Präzisionswiderstände eingestellt und vom Referenzmesssystem (Typ *Keithley 6517b*) gemessen. Gleichzeitig wird die Diodenspannung U_{Diode} und die Diodentemperatur ϑ bestimmt.

Mithilfe des Strommesssystems können minimale Ströme im Bereich weniger Pikoampere (10^{-12} A) gemessen werden. Dies ermöglicht die Bestimmung der elektrischen Leitfähigkeit der nichtlinearen festen Isolierstoffe auch bei geringen elektrischen Feldstärken (Bild 3).

Die gezielte Schirmung der Elektronik des Messsystems, sowie der Betrieb mit Akku (Online-Messungen) stellen weitere Verbesserungen dar.

Die Bestimmung der elektrischen Leitfähigkeit bildet die Grundlage weitere Untersuchungen. Gegenstand der Forschung ist die Auswirkung von Dauerbeanspruchung durch hohe elektrische Feldstärken und Temperaturen auf die elektrische Leitfähigkeit und damit auf die Feldsteuerung in Kabelgarnituren. Die Untersuchungen lassen Rückschlüsse auf das elektrochemische Alterungsverhalten von Grundpolymer und Füllstoff zu. Mit der Kenntnis des Langzeitverhaltens der Materialien sollen im weiteren Projektverlauf Kabelgarnituren hinsichtlich der Verteilung der elektrischen Feldstärke optimiert werden.

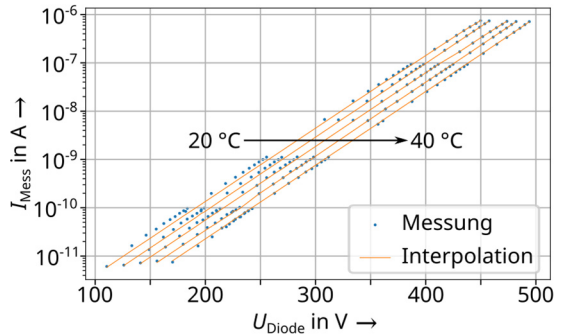


Bild 2: Kalibrierung der Strommessung in Abhängigkeit der Diodentemperatur und -spannung

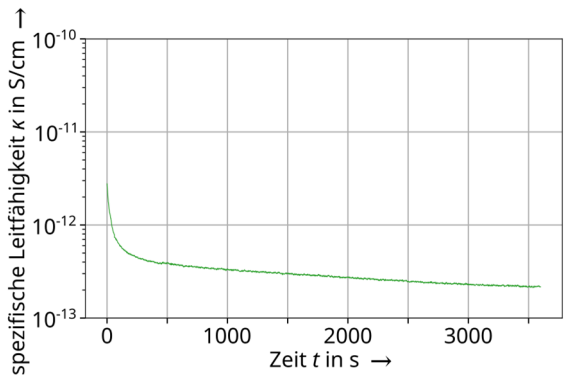


Bild 3: Messung der spezifischen elektrischen Leitfähigkeit von TiO_x -gefüllten Silikon bei einer Prüffeldstärke von 1 kV/mm



Andrés Verdugo, Dipl.-Ing.

AC2DC Phase II – Entwickeln und Aufbauen eines Versuchstandes zum Messen der Volumenleitfähigkeit von Feststoffisolationen bei hohen Temperaturen und elektrischen Feldstärken

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutzaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen BundestagesFörderkennzeichen:
03EI6105A

Im Rahmen des Projekts AC2DC Phase II müssen Messungen der elektrischen Leitfähigkeit mit Gleichstrom bei hohen Temperaturen und hohen elektrischen Feldstärken durchgeführt werden, um Kabelgarnituren für Mittelspannungsgleichstromübertragungssysteme weiterzuentwickeln [1]. Ausgehend von einer Schutzringanordnung (SRA, s. Bild 1) zur Messung der elektrischen Leitfähigkeit von plattenförmigen Prüflingen mit einer Dicke von 1 mm in einem Wärmeschrank ist das Ziel dieser Arbeit die Entwicklung, der Aufbau und die Qualifizierung eines Versuchstandes zur Messung der spezifischen elektrischen Leitfähigkeit bei hohen elektrischen Feldstärken E bis 20 kVmm^{-1} und hohen Temperaturen ϑ bis 120°C . Um genaue und reproduzierbare Messungen zu gewährleisten, müssen Störungen wie Teilentladungen (TE) und Verschiebungsströme im Prüfling aufgrund der Prüflingskapazität $C_{\text{Prüf}}$ bzw. Prüfspannungswelligkeit δU unterdrückt werden (s. Bild 1 und 2).

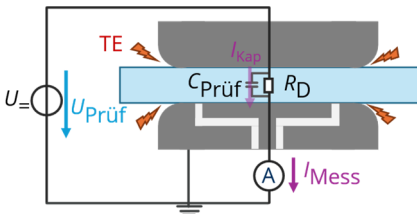


Bild 1: SRA zur Leitfähigkeitsmessung

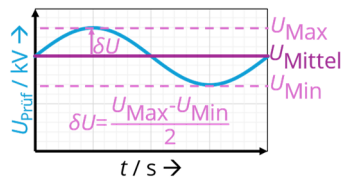


Bild 2: Welligkeit bei Gleichspannung

Sicherstellen der TE-Freiheit

An den Außenkanten der SRA entstehen Tripelpunkte (TP), da sich drei verschiedene Materialien (Edelstahl der Elektroden, Luft und das untersuchte Isoliermaterial) treffen. Die unterschiedlichen Leitfähigkeiten der Materialien führen zur Feldverdrängung (s. Bild 3). Die TP stellen Schwachstellen dar, an denen TE entstehen können. Anhand des Townsend- und Streamer-Kriteriums lässt sich die TE-Einsatzspannung U_e für atmosphärische Luft abschätzen, bei der TE in Abhängigkeit von der Leitfähigkeit des Prüflings $\kappa_{\text{Prüf}}$ auftreten können (vgl. Bild 4). Messungen mit Prüflingen mit einer Leitfähigkeit zwischen $10^{-18} \dots 10^{-11} \text{ Sm}^{-1}$ bestätigen die Ergebnisse für das Auftreten von TE. Die SRA ist TE-frei bis 20 kV für Prüflinge mit $\kappa_{\text{Prüf}} \leq 10^{-15} \text{ Sm}^{-1}$. Es treten TE bei Spannungen von 5 kV auf, wenn $\kappa_{\text{Prüf}} = 10^{-11} \text{ Sm}^{-1}$. Weitere Maßnahmen zur Unterdrückung von TE am Tripelpunkt sind notwendig.

Reduktion der Spannungswelligkeit

Um eine korrekte Messung der elektrischen Leitfähigkeit bei Gleichstrom zu gewährleisten, muss der Verschiebungsstrom durch die Messanordnung unterdrückt werden. Dazu wird

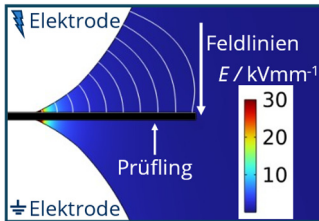


Bild 3: Feldstärke und 10 Feldlinien im Tripelpunkt der SRA mit $U_{\text{Prüf}} = 20 \text{ kV}$ und $\kappa_{\text{Prüf}} = 10^{-9} \text{ Sm}^{-1}$

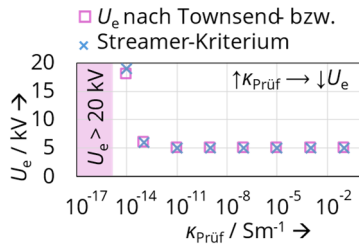


Bild 4: Berechnete U_e der fertigen SRA für verschiedene Prüflingsleitfähigkeiten

einer Filterbeschaltung aus zwei RC-Gliedern genutzt (doppelter Tiefpassfilter, s. Bild 5). Dieser Filter reduziert die Spannungswelligkeit um etwa 70 % (s. Bild. 6), ohne dass es zu einer signifikanten Spannungsreduzierung (weniger als 0,5 %) führt.

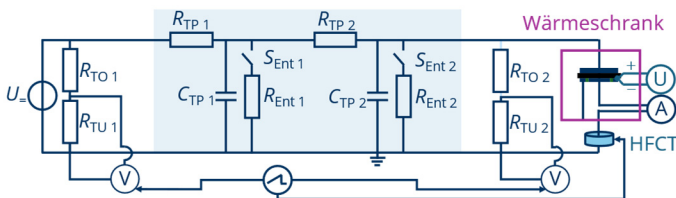


Bild 5: Allgemeiner Aufbau des Versuchsstandes

Qualifizierung des Versuchsstandes

Eine geometrische Feldsteuerung der Elektrodenränder reicht zur Unterdrückung der TE am TP nicht aus. Durch vergossene Elektrodenränder lassen sich TE bei hohen Spannungen von bis zu 20 kV am TP unterdrücken (s. Bild 7). Ein doppelter Tiefpassfilter kann die Welligkeit der Prüfspannung für Leitfähigkeitsmessungen ausreichend reduzieren.

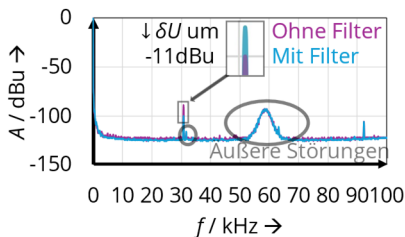


Bild 6: Frequenzspektrum der Prüfspannung bei $U_{\text{Prüf}} = 10 \text{ kV}$

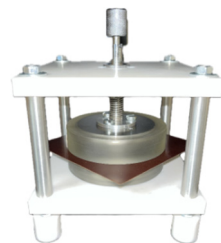


Bild 7: Schutzringanordnung mit vergossenen Elektroden

Referenzen

- [1] A. Verdugo, „Entwickeln und Aufbauen eines Versuchstandes zum Messen der Volumenleitfähigkeit von Feststoffisolationen bei hohen Temperaturen und elektrischen Feldstärken“, Diplomarbeit, Technische Universität Dresden, 2025.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Strombelastbarkeit und Erwärmung“



Robert Adam, Dr.-Ing.

Möglichkeiten zur Dimensionierung von Mittelspannungsmuffen für höhere Leitertemperaturen (110 °C)

Für Mittelspannungskabel (MS-Kabel) ermöglichen neue spezielle Polypropylenisolierungen (PP-Isolierung) dauerhafte Leitertemperaturen von 110 °C im Dauerbetrieb. Die Verbinder in den Kabelgarnituren sind jedoch nur für eine Leitertemperatur von 90 °C geprüft und zugelassen. Um eine lange Lebensdauer der Verbindung und der isolierenden Bauteile zu gewährleisten, müssen die Muffen als eine Art Wärmesenke ausgelegt werden. Anhand von Mittelspannungskabeln mit unterschiedlichen Leiterquerschnitten (95 mm², 300 mm²) und Leitermaterialien (Aluminium (Al) oder Kupfer (Cu)) wurde untersucht, unter welchen Bedingungen eine solche Wärmesenke erzeugt werden kann. Das Ziel dabei ist es, die Temperatur im Anschlussbereich der Verbindung auf 90 °C zu begrenzen, während die Temperatur des Leiters des PP-isolierten MS-Kabels, das thermisch nicht von der Verbindung beeinflusst wird, 110 °C erreichen kann. Die Strombelastbarkeit dieser MS-Kabel mit PP-Isolierung wurde mit Kabeln mit einer Isolierung aus vernetztem Polyethylen (XLPE) verglichen. Die Untersuchungen wurden anhand von Berechnungen mit einem thermischen Modell auf Basis der Wärmenetzmethode (WNM) an einer einzelnen Kabel-Muffen-Anordnung mit Mehrbereichsverbinder durchgeführt. Als Legevarianten wurden frei in Luft und Erde mit unterschiedlichen Umgebungstemperaturen und Bodenfeuchtigkeiten berücksichtigt. Die Erwärmung der Verbindung in der Muffe wird hauptsächlich durch ohmsche Leitungsverluste $P_{V_{cn}}$ verursacht. Diese ergeben sich durch den Strom I durch die Verbindung und dessen temperaturabhängigen elektrischen Widerstand R_{cn} .

$$P_{V_{cn}}(\vartheta_{cn}) = I^2 R_{cn}(\vartheta_{cn}) \quad (1)$$

Damit die Muffe gegenüber dem thermisch unbeeinflussten Kabel als Wärmesenke wirkt, müssen die Verluste der Verbindung deutlich geringer sein als im Kabelleiter. Sie können nur durch einen sehr kleinen elektrischen Widerstand R_{cn} der Verbindung realisiert werden. Als Maß kann der Widerstandsfaktor k genutzt werden, der den Widerstand R_{cn} der Verbindung zum Widerstand R_{cd} des Kabelleiters ins Verhältnis setzt.

$$k = \frac{R_{cn}}{R_{cd}} \quad (2)$$

Der zulässige Widerstandsfaktor k_{zu} gibt dann an, bis zu welchem elektrischen Widerstand der Verbindung eine maximale Temperatur von 90 °C am Verbinder in der Muffe eingehalten werden kann, während die thermisch von der Muffe unbeeinflusste Leitertemperatur des PP-isolierten Kabels 110 °C erreicht.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass PP-isolierte MS-Kabel mit einer Leitertemperatur von $\vartheta_{cd} = 110^\circ\text{C}$ mindestens 4 % bis maximal 9 % mehr Strom tragen können als XLPE-isolierte Kabel mit einer Leitertemperatur von $\vartheta_{cd} = 90^\circ\text{C}$ (Bild 1), abhängig von den Legevarianten sowie dem Leiterquerschnitt und -material. Die relativ geringe Erhöhung der Strombelastbarkeit erklärt sich dadurch, dass die ohmschen Leistungsverluste quadratisch mit dem Strom zunehmen, der elektrische Widerstand mit der Temperatur größer wird und die PP-Isolierung einen deutlich höheren spezifischen Wärmewiderstand aufweist.

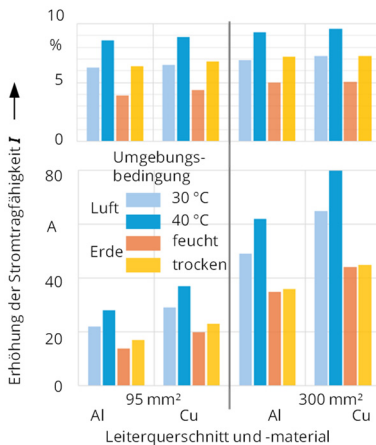


Bild 1: Erhöhung der Strombelastbarkeit von PP-isolierten MS-Kabeln mit $\vartheta_{cd} = 110^\circ\text{C}$ am Leiter im Vergleich zu XLPE-isolierten Kabeln mit $\vartheta_{cd} = 90^\circ\text{C}$ Leitertemperatur

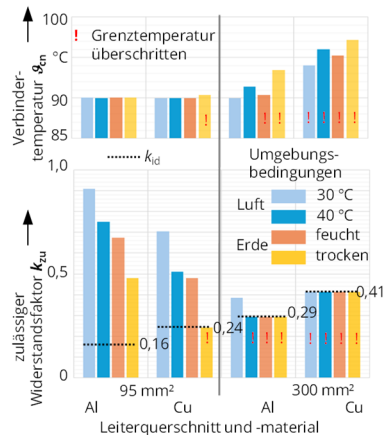


Bild 2: Zulässiger k_{zu} , idealer k_{id} Widerstandsfaktor und Temperatur ϑ_{tn} des Verbinders in der Muffe eines PP-isolierten MS-Kabels mit $\vartheta_{cd} = 110^\circ\text{C}$ Leitertemperatur

Damit der Verbinder in der Muffe als Wärmesenke wirken kann, muss der Widerstandsfaktor k sehr niedrig sein. Dies gilt insbesondere, wenn PP-isolierte MS-Kabel mit einem Kupferleiter von 300 mm^2 in trockenem Boden gelegt werden (Bild 2). In diesem Fall ist es bei keiner Legevariante möglich, eine Temperatur von $\vartheta_{cd} = 90^\circ\text{C}$ am Verbinder einzuhalten. Der ideale Widerstandsfaktor der Verbindung beträgt $k_{id} = 0,41$. Dieser Wert ergibt sich theoretisch, wenn der Verbinder aus einer Al-Legierung besteht und der Cu-Leiter und seine einzelnen Drähte ohne Kontaktwiderstand mit diesem verbunden sind. Aufgrund der tatsächlich vorhandenen Kontaktwiderstände ist jedoch mit höheren Widerstandsfaktoren und damit höheren Temperaturen zu rechnen. Dies gilt auch für einige Legevarianten der PP-isolierten MS-Kabel mit 300 mm^2 Al- und 95 mm^2 Cu-Leitern, bei denen der ideale Widerstandsfaktor k_{id} 0,29 bzw. 0,24 beträgt. In diesen Fällen ist der zulässige Widerstandsfaktor k_{zu} kleiner als der theoretisch ideale Widerstandsfaktor k_{id} . Diese Grenzwerte des Widerstandsfaktors k_{zu} des Verbinders dürfen jedoch während der gesamten Lebensdauer im Einsatz, d. h. unter Dauerbelastung bei 90°C und bei deutlich höheren Temperaturen im Falle möglicher Kurzschlüsse, nicht überschritten werden. Dies muss beim zukünftigen Einsatz von PP-isolierten MS-Kabeln und bei der weiteren Entwicklung von neuen Kabelgarnituren berücksichtigt werden.



Michal Sokolowski, Dipl.-Ing.

Bestimmen der Temperaturverteilung in Komponenten der 525-kV-Kabelsysteme mit Hilfe von *Distributed Temperature Sensing* (DTS)



Die Herausforderungen der Energiewende erfordern den Ausbau der regenerativen Energien und der dazugehörigen Infrastruktur. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die elektrische Leistung über längere Distanzen zwischen regenerativen Energieparks und großen Verbraucherzentren zu transportieren. Im Rahmen des Korridorprojekts *SuedOstLink* soll eine 2-GW-Übertragungsstrecke von mehr als 500 km mit einem ± 525 -kV-Kabelsystem realisiert werden. Bedingt durch große Querschnitte des Leiters (3000 mm^2) und der Isolierung, beträgt die zulässige Transportlänge pro Trommel weniger als 2 km, sodass für die Kabelstrecke eine hohe Anzahl an Hochspannungsmuffen eingesetzt wird. Im Normalbetrieb muss das Kabelsystem den hohen Strom von ungefähr 2 kA zuverlässig führen, ohne dass thermische, elektrische oder mechanische Grenzen überschritten werden. Um den Zustand der Kabelanlage über die geplante Lebensdauer von 40 Jahren zu erfassen, werden verschiedene Monitoringsysteme eingesetzt, darunter z. B. die ortsverteilte Temperaturüberwachung (Distributed Temperature Sensing – DTS), um potenzielle Heißstellen zu erkennen. Dazu wird die Temperatur eines entlang der Kabelstrecke eingebauten Lichtwellenleiters (LWL) faseroptisch bestimmt. Die Platzierung der LWL direkt im Leiterbereich ist selten möglich, vielmehr werden diese z. B. im Schirm oder außerhalb des Kabels parallel geführt. Um aus der gemessenen Temperatur des LWL die interessierende Temperatur im Leiterbereich zu berechnen, muss eine Korrelationsfunktion bekannt sein. Um diese zu bestimmen, ist aufgrund des teilweise komplexen geometrischen Aufbaus der Kabelanlage eine detaillierte thermische Modellierung notwendig.

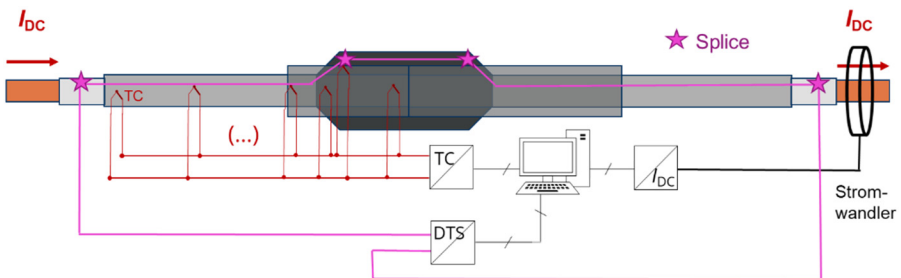


Bild 1: Versuchsaufbau zum parallelen Messen der Temperaturen mit Thermoelementen (TC) und LWL-basiertem System (DTS)

Um eine experimentell verifizierte Korrelation zwischen der mit dem DTS gemessenen und der im Leiterbereich herrschenden Temperaturen für Komponenten eines ± 525 -kV-Kabelsystems zu ermitteln, wurde eine detaillierte Temperaturverteilung im thermisch

stationären Zustand frei gelegt in Luft in einem Laborversuch (Bild 1) gemessen. Dazu wurden zwei Dummy-Muffen mit kurzen Kabelsegmenten auf beiden Seiten in Reihe geschaltet und mit Temperatursensorik für DTS sowie mit Thermoelementen versehen. Neben den typisch im Betrieb für DTS zugänglichen Schichten im Kabelschirm und Kupferschirmnetz in der Muffe, konnten auch Messstellen in leitenden Bereichen platziert werden (Bild 2). Diese Möglichkeit besteht ausschließlich unter Laborbedingungen für kleine Spannungen für Hochstromversuche, da die auf den Leiteroberflächen platzierten Sensoren die Isolationsfestigkeit beeinträchtigen.

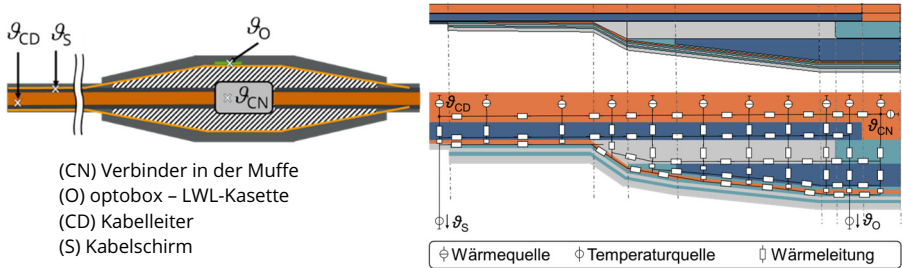


Bild 2: Übersicht relevanter Temperaturmessstellen ϑ (links) und Wärmenetzmodell zur Nachbildung der Wärmeübertragungsprozesse in der Muffe (rechts)

Bedingt durch die Konstruktion der Kabel und Muffen befinden sich die LWL relativ weit weg von den Bereichen der hohen Temperaturen am Leiter ϑ_{CD} und Verbinder ϑ_{CN} . Über den großen thermischen Widerstand der Isolierung ergibt sich ein signifikanter Temperaturabfall. Daher sind die mit dem DTS gemessenen Temperaturen für Kabel ϑ_S und insbesondere für die Muffen ϑ_O nur wenige Kelvin höher als die jeweiligen Temperaturen am Kabelmantel oder der Muffenoberfläche. Anhand der Messungen lässt sich feststellen, dass eine Über-temperatur von ca. 10 K am Verbinder lediglich durch 1 bis 2 K Temperaturänderung im DTS-Profil bemerkbar ist. Selbst bei deutlicher Überschreitung der Grenztemperatur im Leiter kann u. U. die in den äußeren Schichten gemessene Temperatur im Vergleich zu der im Normalbetrieb gemessenen Temperatur gering ausfallen. Umso wichtiger ist es, eine möglichst genaue Korrelation zwischen der mit dem DTS gemessenen und der interessierenden Temperatur an Leiter oder Verbinder für die Echtzeitüberwachung zu ermitteln. Mit den aus den Parametern der Konstruktion von Kabel und Muffe bestimmten und experimentell verifizierten thermischen Widerständen lässt sich die benötigte Temperatur im Bereich von Leiter und Verbinder mit aus den mit dem DTS im Schirm gemessenen Temperaturen berechnen. Die Korrelationen basierend auf IEC 60287 haben sich dabei als hinreichend für die Kabel erwiesen. Für die Muffen ist aufgrund der mehrdimensionalen Wärmeleitung eine spezifische und umfangreichere Modellierung (Bild 2) erforderlich. Die Modelle nach der Wärmenetzmethode (WNM) liefern sehr gute Ergebnisse mit weniger als 2 % Unterschied zwischen berechneten und gemessenen Temperaturen in Leiter- und Verbinderbereichen für alle untersuchten Lastprofile.

Publikationen

Vorträge

M. Kosse:

Die Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze – Lehre und Forschung für Isolier-, Leiter- und Kontaktsystem der Energiewende,
672. VDE-Kolloquium,
Dresden, 02.07.2025

S. Schlegel:

Betriebsverhalten von NH-Sicherungseinsätzen bei erhöhter thermischer Belastung.
4. Sicherungstag des NH/HH-Recyclingvereins,
Regensburg, 14.05.2025

S. Schlegel:

VDI 2231 - Rechnerische und konstruktive Auslegung stromführender Schraubenverbindungen.
10. VDI/VDE Fachtagung „Verschraubungstechnik im Wandel der Zeit 2025“,
Würzburg, 25.06.2025

Fachartikel

C. Plet, M. Kosse, S. Alapati, N. Lallouet, F. Jacquier, U. Riechert, T. Karmokar, F. Michon, H. He, H. Ye, C. Beverwijk, D. Boa, M. Yagi, L. Höfer, J. Stride, K. Zhou, M. Albertini, D. Cislino, G. Sun:
TB 957 - Recommendations for dielectric testing of HVDC gas-insulated cable connection assemblies,
CIGRE,
Paris, 2025.

M. Ullrich, C. Hildmann, S. Schlegel, M. Ludwig, M. Oberst, F. Ostendorf:
Alterung von DC-Ladesteckverbindungen – eine erste Bestandsaufnahme.
10. Symposium Connectors,
Lemgo, 2025.

M. Sokolowski, R. Adam, S. Schlegel, M. Kosse, M. Habel, M. Saltzer:
Characterizing Temperature Distribution in the 525 KV HVDC Cable System Components Using DTS in a Laboratory Setup.
4th Symposium on HVDC Cable System,
Turin, 2025.

M. Huter, C. Hildmann, S. Schlegel, M. Kosse:
Clinching – Creating an electrical model.
70th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,
San Antonio, 2025.

C. Hildmann, M. A. Gödicke, S. Schlegel, M. Kosse, J. Unterfinger:
Electric-thermal long-term behavior of compression connections with transmission line conductors at realistic outdoor conditions.
70th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts,
San Antonio, 2025.

M. Sokolowski, R. Adam, S. Schlegel, W. Tello:
Experimental assessment of cooling concepts for extending the current carrying capacity for future MW-rectifier systems.
28th Conference and Exhibition on Electricity Distribution,
Genf, 2025.

G. Stauch, R. Adam, K.-U. Bentowski, K.-D. Haim:
Medium voltage joint design options for higher conductor temperature (110 °C).
28th Conference and Exhibition on Electricity Distribution,
Genf, 2025.

M. A. Gödicke, M. Ullrich, C. Hildmann, S. Schlegel, M. Kosse:
Langzeitverhalten von Schraubenverbindungen für Stromschienen für Elektrolyseanlagen.
28. Albert-Keil-Kontaktseminar: Kontaktverhalten und Schalten,
Karlsruhe, 2025.

S. Schlegel, C. Hildmann, M. Kosse, R. Nienhaus, S. Nasiri:
Methoden zum Abschätzen des Material- und Kontaktwiderstands von stromführenden Schraubenverbindungen.
28. Albert-Keil-Kontaktseminar: Kontaktverhalten und Schalten,
Karlsruhe, 2025.

M. Huter, C. Hildmann, T. Schneider, J. Kalich, S. Schlegel, M. Kosse, S. U. Schettler:
Widerstandsverhalten von Clinchverbindungen unter zyklischer mechanischer Belastung.
28. Albert-Keil-Kontaktseminar: Kontaktverhalten und Schalten,
Karlsruhe, 2025.

J. Pietzonka, M. Kosse:
Partial Discharge Measurements at a Protrusion in XLPE under Composite Voltages of Alternating and Direct Voltage Components.
2025 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena,
Manchester, 2025.

T. Linde, M. Kosse:

Numerical Modeling of Internal Partial Discharges under Distorted Voltages: Study on Frequency Dependency.

2025 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Manchester, 2025.

NARC - National Arc fault Research Center



Trends bei der Forschung zu Störlichtbögen in Zeiten der Energiewende

Die Energiewende führt insbesondere zu einer zunehmenden Anzahl von Gleichstromsystemen wie z. B. Batteriespeichern, DC-Verteilnetze oder PV- und Elektrolyseanlagen und stellt den Schutz bei Störlichtbögen vor Herausforderungen. Das Ziel der Forschung am NARC des IEEH ist es, trotz dieses Trends die Sicherheit bei Störlichtbögen zu erhöhen.

Forschungstätigkeiten am NARC

Im Fokus der Arbeit steht die Entwicklung neuer Verfahren zur elektrischen Detektion von Störlichtbögen in Gleichstromsystemen. Ein weiteres Hauptanliegen ist es, die Grundlagen für eine sichere Auslegung von Störlichtbogenschutzsystemen zu legen und diese stetig weiterzuentwickeln. In diesem Zusammenhang wurde am NARC zur Gefährdung bei Störlichtbögen in batteriegespeisten DC-Anlagen [1] und zum Fehlverhalten in Elektrolyseanlagen [2] geforscht. Ein wichtiges Mittel unserer Forschung ist die kontinuierliche Verbesserung unserer Simulationsmodelle [3] für die robuste simulative Bewertung der Wirksamkeit von Störlichtbogenschutzsystemen. Darüber hinaus werden die Möglichkeiten, Störlichtbögen in unserem Versuchsfeld experimentell zu untersuchen, stetig ausgebaut. In diesem Jahr ist es uns erstmalig gelungen, DC-Störlichtbögen mit einem Thyristorgleichrichter bis 20 kA zu erzeugen (s. Beitrag von R. Herrmann). Durch die Integration von Lastwiderständen (s. Bild 1 und 2) ist es zusätzlich möglich, den Kurzschlussstrom unabhängig vom Netzimpedanzwinkel variieren zu können [4]. Die zunehmende Digitalisierung unseres Schutz- und Leitsystems wird in Zukunft die zentrale Überwachung unserer Versuchsanlage ermöglichen. Erste grundlegende Schutzkonzepte wurden zu diesem Zweck erarbeitet [5].

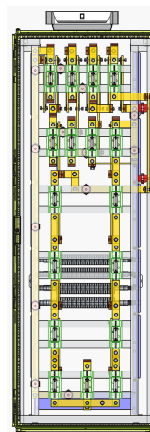


Bild 1: Zeichnung von Lastwiderständen



Bild 2: Foto von Lastwiderständen

Das neue Versuchsfeld am NARC

Besonders freuen wir uns in diesem Jahr über die Fertigstellung unseres neuen Versuchsfeldes. Eine über 500 m² große gepflasterte Versuchsfläche bietet ausreichend Platz für die Aufstellung von weiteren Containern, Betriebsmittel, Versuchsanordnungen sowie Mess- und Steuertechnik (s. Bild 3 und 4). Das neue Konzept zur Untersuchung des Einflusses von stationären Energiespeichern und leistungselektronischen Wandlern auf das

Fehlerverhalten und das Schutzsystem von Elektroenergiesystemen sieht die Integration eines neuen Batteriesystems aktueller Technologie ebenso wie eine DC-Schaltanlage, leistungsstarke Stromrichter und eine 1-MVA-Lastbank vor. Im Rahmen von Untersuchungen zum thermischen und dynamischen Verhalten von NS-Störlichtbögen in Kooperation mit dem *Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie (INP)* war das neue Versuchsfeld erstmalig zu Forschungszwecken im Einsatz (s. Bild 5 und 6).



Bild 3: Ansicht des neuen Versuchsfelds am NARC



Bild 4: Neues Versuchsfeld am NARC im Einsatz

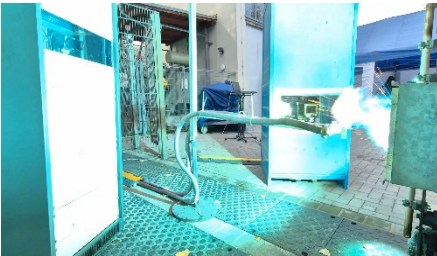


Bild 5: Störlichtbogenexperiment und Messtechnik

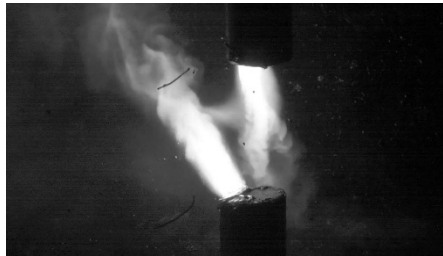


Bild 6: Highspeed-Aufnahme von Lichtbogen
(©INP Greifswald e. V.)

Referenzen

- [1] E. Henning, "Untersuchung des Einflusses der Spannungsform auf die elektrischen Eigenschaften von DC-Störlichtbögen in der Niederspannung", Dresden, 2025.
- [2] M. Bruhns, P. Schegner, et. Al. „Special Requirements on Protection Systems in Electrolysis Plants“, 19th IET Conference on Developments in Power System Protection (DPSP Europe 2025), Bilbao, April 2025, pp. 141-146
- [3] M. Bruhns, P. Schegner, „Entwurf eines hybriden Modells für stromstarke Störlichtbögen in der Niederspannung zur Entwicklung und Auslegung von Störlichtbogenschutzsystemen“, Konferenzband zum Dresdener Kreis, Dresden, März 2025.
- [4] J. Ullmer, "Erweiterung einer Versuchsanlage für stromstarke Nieder-spannungs-Störlichtbögen zur Untersuchung der Bedingungen für die Existenz von selbsterhaltenden Störlichtbögen", Dresden, 2025.
- [5] P. Fischer, „Entwurf eines zentralen Schutzsystems für eine moderne hybride Energieversorgungs-anlage“, Dresden, 2025.

Preise und Auszeichnungen

Albert-Keil-Preis

Zum diesjährigen Albert-Keil Kontaktseminar vom 24.9. bis 26.9.2025 wurde Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann mit dem Albert-Keil-Preis für besondere Verdienste in der Forschung, Lehre und Entwicklung auf dem Gebiet des Kontakt- und Langzeitverhaltens stationärer und quasi-stationärer stromführender Kontakte und Verbindungen sowie seine langjährige engagierte Mitarbeit im VDE-Fachbereich „Kontaktverhalten und Schalten“ ausgezeichnet.

Der Preis ist zu Ehren des Mitbegründers und ersten wissenschaftlichen Leiters des gleichnamigen Kontaktseminars, Professor Dr. Albert Keil, benannt und wird seit 1995 laut Statuten an Persönlichkeiten verliehen, die hervorragende Leistungen auf dem Gebiet der elektrischen Kontakte erbracht haben. Die Auszeichnung zeigt auch die besondere Bedeutung der Forschung auf dem Fachgebiet der Hochstromtechnik an der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze, die ein Alleinstellungsmerkmal im nationalen und internationalen Vergleich darstellt.



Preisträger Prof. Steffen Großmann

Foto: Stephan Schlegel

Best Student Paper Award (Oral Presentation) der IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP) 2025

Die IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP) fand vom 14.09.2025 bis 17.09.2025 in Manchester (UK) statt und brachte mit mehr als 240 internationalen Beiträgen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus Industrie, Universitäten und Fachlaboratorien zusammen. Die Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze war mit zwei Beiträgen vertreten:

- „Numerical Modeling of Internal Partial Discharges under Distorted Voltages: Study on Frequency Dependency“ (T. Linde, M. Kosse)
- „Partial Discharge Measurements at a Protrusion in XLPE under Composite Voltages of Alternating and Direct Voltage Components“ (J. Pietzonka, M. Kosse)

Johanna Pietzonka wurde hierbei auf Grundlage ihres Papers für den *Best Student Paper Award* nominiert und gewann mit ihrer Präsentation in der *Gold Session* in der Kategorie *Best Student Presentation*.

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



Preisverleihung (vlnr.): J. Pietzonka,
Prof. J. Castellon, Prof. T. Andritsch

Foto: Thomas Linde

Best Presentation Award beim IEEE Workshop AMPS 2025

Der 15. IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS) fand vom 24. bis 26. September 2025 auf dem Campus der Polytechnischen Universität Bukarest statt. Der Workshop widmet sich allen Aspekten rund um genaue und zuverlässige Messungen in modernen Energiesystemen und hat das Ziel, den fachlichen Austausch zwischen Expertinnen und Experten aus Forschung und Industrie zu fördern.

Dieses Jahr wurde Victor Khokhlov von der Professur für Vernetzte Energiesysteme mit seinem Beitrag zum Thema „Influence of Test Signal Parameters on the Frequency Response Measurement of Current Transformers“ mit dem *Best Presentation Award* ausgezeichnet.

Der Beitrag präsentiert erste praktische Ergebnisse zur Messung des Übertragungsverhaltens von Mittelspannungs-Stromwandlern im Frequenzbereich bis 20 kHz und untersucht u.a. den Einfluss der Amplitude des Messsignals auf die Messergebnisse. Die erzielten Ergebnisse leisten einen wertvollen Beitrag zu den laufenden Normungsaktivitäten im Hinblick auf die Entwicklung einer einheitlichen Messmethodik zur Charakterisierung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens von Stromwandlern.

Der Beitrag entstand in einem gemeinsamen Projekt mit *OMICRON electronics* aus Österreich. Weitere Mitautoren des Beitrages sind Robert Stiegler, Christian Jäschke, Jan Meyer, Roberto Schulze und Erik Sperling.




Urkunde des Best Presentation Awards des IEEE-Workshops AMPS 2025

Promotionen



Elias Kaufhold, Dr.-Ing.

**Messbasierte Analyse harmonischer
Instabilitäten einphasiger
Fotovoltaikinverter im öffentlichen
Niederspannungsnetz**

Gefördert durch
 Deutsche
Forschungsgemeinschaft

Um die Klimaziele zu realisieren findet ein Wandel von zentraler zu dezentraler, regenerativer Energieerzeugung statt. Regenerative Energieerzeuger werden typischerweise mittels leistungselektronischer Geräte an das öffentliche Niederspannungsnetz angeschlossen. In der Praxis findet eine nicht-ideale Interaktion zwischen den leistungselektronischen Geräten und dem Stromversorgungsnetz statt. Im Rahmen der durchgeführten Promotion wurde für die Analyse dieser Interaktion auf einphasige Inverter und das öffentliche Niederspannungsnetz fokussiert. In Bezug auf kommerzielle Inverter für Fotovoltaikanwendungen sind die Zahl verfügbarer Geräte bei einer Bemessungsleistung bis zu wenigen Kilowatt und die Zahl der Hersteller auf dem Markt groß.

Eine Herausforderung der nicht-idealen Interaktion zwischen den Invertern und dem Niederspannungsnetz besteht darin, dass der Betrieb der Inverter unter ungünstigen Bedingungen beeinträchtigt und sogar unterbrochen werden kann. Wenn die Unterbrechung des Betriebs auf die Interaktion der Regelung des Inverters in Kombination mit dem netzseitigen Filter des Inverters und der frequenzabhängigen Impedanz des Stromversorgungsnetzes zurückgeführt werden kann, wird diese eine harmonische Instabilität genannt. Durch die Bandbreite der Regelung und unter Verwendung des klassischen Netzmodells, das auf einer Hintergrundspannung und einer Netzimpedanz basiert, darf angenommen werden, dass der kritische Frequenzbereich unter 2 kHz liegt. Auf Basis der Normen und der technischen Umstände ist die harmonische Instabilität im Frequenzbereich über 50 Hz bis 2 kHz definiert. Die Leistungsbilanz bei Netzfrequenz, das heißt die Bilanz bezüglich Wirk- und Blindleistung bei 50 Hz, wird dabei als ausgeglichen angenommen und als Ursache einer harmonischen Instabilität in der Analyse ausgeschlossen.

Auf Basis der Eingangs-Ausgangssignalcharakteristika von einphasigen Invertern wurden black-box Modelle entwickelt, die auf kommerzielle Geräte angewendet werden können. Black-box Modelle sind erforderlich, da sowohl das Design kommerzieller Geräte, als auch die spezifischen Charakteristika der Netze, in denen die Geräte installiert werden sollen, unbekannt sind. Das Gerätedesign ist in der Regel ein sogenanntes Herstellergeheimnis. Die Netzcharakteristika, das heißt die Hintergrundspannung und die frequenzabhängige Netzimpedanz, variieren in Niederspannungsnetzen teilweise stark.

Um die kommerziellen Geräte zu charakterisieren und zu identifizieren wurde deshalb die bestehende Messmethodik zur Parametrisierung von black-box Kleinsignalmodellen auf die Anwendung bei einphasigen Fotovoltaikinvertern optimiert. Eingangsgrößen des black-box Modells sind einerseits die Betriebsleistung, die durch die DC-seitig angeschlossenen Fotovoltaikmodule definiert wird und die AC-seitige Spannung am Netzanschlusspunkt.

Ausgangssignal des Modells ist der Strom, den der jeweilige Inverter in das Netz speist. Die zuvor durchgeführte Linearitätsanalyse hat ergeben, dass die Kleinsignalmodelle linear zeitperiodisch sind und nichtlinear vom leistungsspezifischen Arbeitspunkt abhängen. Auf Basis des linearisierbaren Kleinsignalverhaltens der Inverter wurde eine alternative Messmethodik entwickelt, die das Prinzip der Superposition unter Berücksichtigung der linear zeitperiodischen Charakteristik und der erforderlichen Spannungskomponente bei Netzfrequenz nutzt, um die Dauer und den Aufwand der Parametrisierung der jeweiligen black-box Modelle zu verkürzen. Dies war erforderlich, da der messtechnische Zeitaufwand ansonsten zu hoch gewesen wäre, um in der Praxis angewendet werden zu können. Die arbeitspunktspezifischen Modelle wurden verwendet, um zunächst einen angepassten Ansatz der Stabilitätsanalyse nach Nyquist auf die Inverter anzuwenden. Die theoretische Erkenntnis, dass ein sehr induktives Netz mit hohen Induktivitäten besonders kritisch ist, wurde am Teststand belegt, siehe Bild 1.

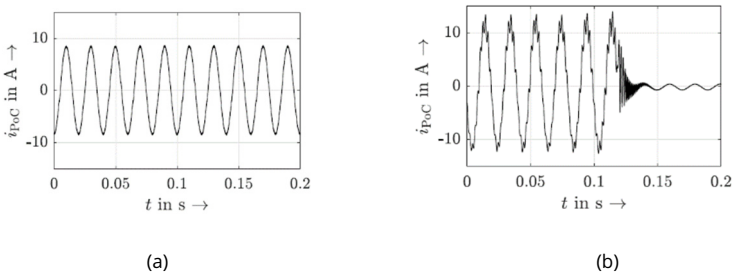


Bild 1: Gemessener Strom am Netzanschlusspunkt (point of connection PoC) i_{PoC} bei (a) keiner Netzimpedanz und stabilem Betrieb des Inverters und bei (b) einer Netzinduktivität von 3,2 mH mit instabilem Betrieb des Inverters mit Abschaltung im Labor.

Die Vereinfachung, hochinduktive Netze mit ohmsch-induktiver Charakteristik zu betrachten, die lediglich bei unrealistisch hohen Induktivitäten und geringen Resistenzen zu Instabilitäten der Inverter führt, wurde in einem weiteren Schritt angepasst, indem eine Analyse auf Basis der Theorie und der detaillierten white-box Modelle für Netzimpedanzen mit Resonanzen durchgeführt wurde. Es hat sich gezeigt, dass sich Resonanzen in der Netzimpedanz ungünstig auf die harmonische Stabilität der Inverter auswirken. Daten einer Messkampagne am Lehrstuhl zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz wurden anschließend genutzt, um reale Netzimpedanzen für eine probabilistische Analyse der harmonischen Stabilität sowohl der realen Inverter im Labor, als auch der durch das modulare Modell kreierten black-box Modelle zu nutzen. Ein neuer Index, der sogenannte grid-compatibility index (gci) wurde eingeführt, der die Netzverträglichkeit individueller Inverter in Bezug auf gemessene Netzimpedanzen angibt.

Als Schlussfolgerung der Auswertung des harmonischen Stabilitätsverhaltens der individuellen Inverter wurde beschrieben, dass bezüglich des Designs des Inverters allgemein eine hohe Inverterimpedanz im niederfrequenten Bereich und für Frequenzen über wenigen Hundert Hertz eine passive Inverterimpedanz zu empfehlen ist.



Markus Schladitz, Dr.-Ing.

Untersuchung des Wärmetransports von beheizten Weichen im Bahnverkehr zum Optimieren des Heizbetriebs

Weichenheizungen besitzen in der Bahninfrastruktur die Aufgabe, die Stellbarkeit von Weichen auch unter herausfordernden Wetterbedingungen, z. B. in der Winterzeit, zu erhalten. Elektrische Weichenheizungen mit resistiven Heizstäben sind die häufigste Anwendungsform von Weichenheizungen in Europa. Die Heizstäbe werden meist mit Klemmen am Fuß der Backenschiene installiert. Dabei zeigen die Erfahrungen der Bahnunternehmen jedoch, dass trotz arbeitender Weichenheizung die Stellbarkeit der Weichen nicht unter allen Wetterbedingungen gewährleistet werden kann. Obwohl erhebliche Energiemengen für die Beheizung von Weichen eingesetzt werden, verringert das die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Infrastruktur – und somit auch des Bahnverkehrs.

Damit mögliche Maßnahmen zum Optimieren der Beheizung von Weichen analysiert werden können, müssen der Wärmetransport und die sich daraus ergebende Temperaturverteilung in beheizten Weichen untersucht werden. Mit der Wärmenetzmethode wird hierfür ein Berechnungsmodell der Weiche erstellt. Dafür werden zunächst separate Wärmenetzmodelle der einzelnen Bauteile der Weiche erstellt (Bild 1). Diese werden anschließend miteinander verknüpft und Wetterbedingungen werden in das Wärmenetzmodell der gesamten Weiche implementiert. Ein Vergleich von berechneten Temperaturen und unter Freiluftbedingungen gemessenen Temperaturen dient der Verifikation des Wärmenetzmodells.

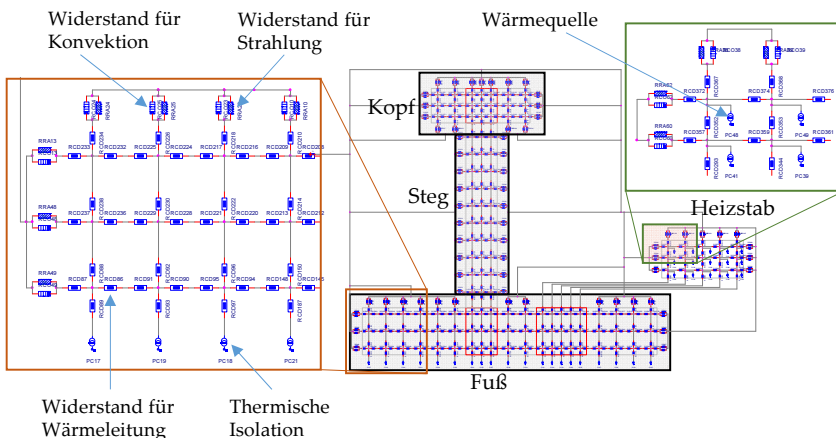


Bild 1: Wärmenetzmodell eines Segments der Backenschiene und des Heizstabs mit den Elementen für Wärmeleitung, Konvektion, Strahlung und Wärmeeintrag

Die Stellbarkeit der Weiche muss bei einem effektiven Heizbetrieb erhalten bleiben. Dafür wird eine Mindesttemperatur von 2 °C an den Schienen und dem Gleitstuhl definiert. Für verschiedene Wetterbedingungen werden mit dem erstellten Wärmenetzmodell die notwendige Heizleistung für einen effektiven Heizbetrieb bestimmt und Maßnahmen zur Reduzierung der benötigten Heizleistung untersucht (Tabelle 1). Dabei wird die benötigte Gesamtheizleistung beim Verwenden von einem Heizstab an der Backenschiene mit zwei Heizstäben an Backen- und Zungenschiene verglichen.

Tabelle 1: Mit dem Wärmenetzmodell der Weiche berechnete notwendige Heizleistung, um eine Mindesttemperatur zum Erhalten der Stellbarkeit der Weiche (effektiver Heizbetrieb) zu erreichen

Umgebungs- temperatur	Wind	Niederschlag	Heizleistung, ein Heizstab	Gesamte Heizleistung, zwei Heizstäbe
-10 °C	-	-	410 W m ⁻¹	180 W m ⁻¹
0 °C	15 km h ⁻¹	-	540 W m ⁻¹	120 W m ⁻¹
-5 °C	15 km h ⁻¹	-	2050 W m ⁻¹	440 W m ⁻¹
0 °C	-	starker Regen (5 mm h ⁻¹)	> 3000 W m ⁻¹	800 W m ⁻¹
-5 °C	-	Schneefall (2,5 cm h ⁻¹)	> 3000 W m ⁻¹	700 W m ⁻¹

In der Anwendung gebräuchliche Weichenheizstäbe besitzen eine längenbezogene Heizleistung $P' = (300 \dots 500) \text{ W m}^{-1}$. Beim Einsatz eines einzelnen Heizstabs an der Backenschiene, kann ein schnee- und eisfreier Zustand der Schienen und des Gleitstuhls bei Niederschlag oder Wind und Temperaturen unter 0 °C nicht gewährleistet werden. Wird ein zweiter Heizstab an der Zungenschiene installiert, verringert sich die benötigte Heizleistung für einen effektiven Heizbetrieb deutlich. Für alle betrachteten Umgebungsbedingungen ist eine Heizleistung von $(300 \dots 500) \text{ W m}^{-1}$ pro Heizstab ausreichend, um einen effektiven Heizbetrieb zu erzielen.

Heizstäbe werden an den Schienen mit Klemmen befestigt. Üblicherweise besitzen die Klemmen eine Breite $b = 35 \text{ mm}$ und sind mit einem Abstand von 300 mm zueinander entlang der Schiene positioniert. Berechnungen unter Nutzung der Finite-Elemente-Methode und Messungen des Wärmeübergangs an einem Modell von Schiene und Heizstab zeigen, dass die Erwärmung der Schiene hauptsächlich vom Wärmeübergang direkt an den Klemmstellen bestimmt wird. Die Wärmeübergang vom Heizstab in die Schiene in den Bereichen zwischen den Klemmen hat nur geringfügig Einfluss auf die Temperaturverteilung der Schiene. Bei einem schlechten Wärmeübergang kann die Temperatur am Heizstab jedoch sehr hohe Werte erreichen, sodass der Heizstab ausfällt oder beschleunigt altert. Um dieses Risiko zu reduzieren, können entweder breitere Klemmen verwendet werden oder die Anzahl an Klemmen zum Befestigen des Heizstabs könnte vergrößert werden.



Andreas Winter, Dr.-Ing.

Entwicklung einer hybriden Künstlichen Intelligenz für die Identifikation und Optimierung von Netzzuständen in elektrischen Verteilungsnetzen

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutzaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Energiewende und die steigende Komplexität durch volatile Einspeisungen und Verbraucher fordern zukünftig einen hohen Automatisierungsgrad in den elektrischen Verteilungsnetzen. Neben schnellen und robusten Algorithmen zur Netzzustandsschätzung richtet sich der Fokus immer stärker auf Verfahren zur Behebung und Optimierung normativ unzulässiger Netzzustände. Diese Arbeit kombiniert klassische Netzberechnung mit Methoden der Künstlichen Intelligenz (KI), um unbekannte Netzzustände mit einer hybriden KI zu schätzen, zu berechnen und zu optimieren.

Methodisches Vorgehen

Im initialen Schritt erfolgt die Generierung von Trainingsdaten für den Lernprozess der KI-Modelle (vgl. Bild 1). Basierend auf der modellierten Netztopologie sowie den simulierten Verbrauchs- und Einspeiseanlagen wird eine Netzzustandsberechnung und anschließende Optimierung durchgeführt. Die resultierenden Zustandsdaten werden in einer strukturierten Trainingsdatenbank persistiert. Für die realitätsnahe Modellierung von Verbrauchs- und Einspeiseverläufen kommen unter anderem Generative Adversarial Networks (GAN) sowie synthetisch erzeugte Messdaten zum Einsatz. Aufgrund ihrer Fähigkeit, komplexe Verteilungen mit hoher Präzision zu reproduzieren, stellen GAN eine besonders leistungsfähige Methode zur Szenariengenerierung dar.

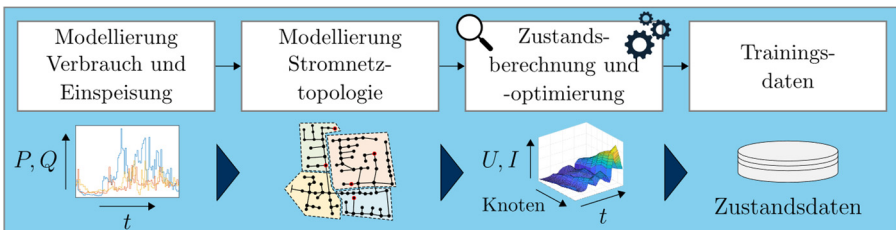


Bild 1: Methodik zur Generierung einer Trainingsdatenbank [4]

Sobald die Trainingsdaten vollständig aufbereitet und bereinigt vorliegen, beginnt die Entwicklung, das Training und die Validierung der KI-basierten Netzs simulation (KIN). Diese setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen: Die erste ist die KI-basierte Netzzustands-schätzung (KI-SE) [1], die mit einer begrenzten Anzahl verfügbarer Messdaten arbeitet. Die zweite Komponente bildet die KI-basierte Lastflussberechnung (KI-LF) [1], welche sowohl zur Detektion normativ unzulässiger Netzzustände im operativen Netzbetrieb als auch in der strategischen Netzplanung eingesetzt werden kann. Bei Auftreten eines unzulässigen Netzzustands erfolgt dessen Korrektur durch die KI-basierte Netzzustandsoptimierung (KI-OPF)

[2]. Die Trainingsdaten aller Komponenten basieren auf der zuvor entwickelten Falldatengenerierung und variieren modellabhängig in ihren Ein- und Ausgangsgrößen. Sie umfassen neben Schaltzuständen auch zeitliche Merkmale sowie exogene Faktoren wie beispielsweise die Außentemperatur.

Simulationsergebnisse

Bild 2 zeigt exemplarisch die Validierungsergebnisse der KI-SE in einem urbanen Niederspannungsnetz aus dem Simbench-Projekt [3], das lediglich in der Ortsnetzstation mit Messtechnik ausgestattet ist. Zum Vergleich der Leistungsfähigkeit dient ein gewichteter kleinsten-Quadrate-Algorithmus (WLS-SE). Teilbild a) stellt die auf die Nennspannung bezogenen relativen Fehler in der Vorbereitungsphase bei der Anwendung der KI-SE auf die Testdaten dar, während Teilbild b) die Resultate der anschließenden Ausführungsphase zeigt.

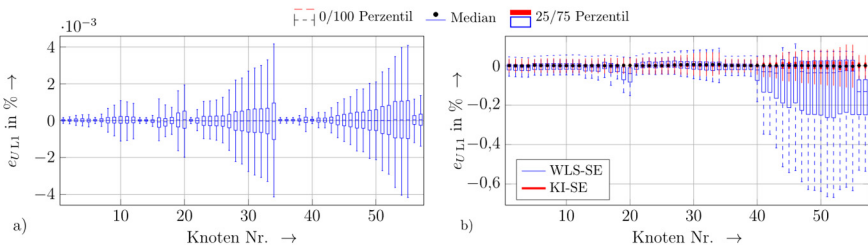


Bild 2: Boxplots der Schätzfehler in der Vorbereitungsphase (a) und in der Ausführungsphase (b)) [4]

Der Vergleich zwischen der KI-SE und der WLS-SE zeigt, dass die KI-SE die Spannungsbeträge mit einer hohen Genauigkeit ermittelt, selbst bei einer begrenzten Anzahl verfügbarer Messsysteme. Zudem weist die KI-SE geringe Anforderung an Ausstattung und Performanz der Rechenhardware auf und zeichnet sich durch eine hohe Rechengeschwindigkeit aus.

Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Entwicklung einer hybriden KI für elektrische Verteilungsnetze eine zukunftsweisende Technologie darstellt, die das Potenzial hat, die Art und Weise, wie die heutigen Stromnetze betrieben und strategisch geplant werden, grundlegend zu verändern und zu verbessern.

Referenzen

- [1] A. Winter et al., „Monitoring in Niederspannungsnetzen mit Verfahren der künstlichen Intelligenz – Validierung der Methodik in einem realen Stromnetz,“ in 17. Symposium Energieinnovation, TU Graz, 2022.
- [2] A. Winter, M. Igel, und P. Schegner, „Machine learning based grid optimization algorithm real-time applications,“ in 27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023). Institution of Engineering and Technology, 12.-15. Juni 2023, S. 226-230.
- [3] S. Meinecke et al., „SimBench – A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis,“ Energies, Vol. 13, Nr. 12, S. 3290, Juni 2020.
- [4] A. Winter, „Entwicklung einer hybriden Künstlichen Intelligenz für die Identifikation und Optimierung von Netzzuständen in elektrischen Verteilungsnetzen,“ Dissertation, TU Dresden, 2025.

Kooperationen

Kooperationen National

Wissenschaftskooperationen

BA Bautzen	HTW Dresden
Energieforschungsinstitut Dresden e.V.	HTW Saarland, Saarbrücken
Energy Saxony e.V.	HTWK Leipzig
fem Forschungsinstitut	INP Greifswald e.V.
Fraunhofer IGP	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Fraunhofer IEE	Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB
Fraunhofer IKTS	Technische Universität Braunschweig
Fraunhofer ISIT	Technische Universität Darmstadt
Fraunhofer IWS	Technische Universität Bergakademie Freiberg
Fraunhofer IWU	Technische Universität Chemnitz
Fraunhofer EMFT	Technische Universität Ilmenau
Friedrich-Alexander-Univ. Erlangen-Nürnberg	Technische Universität München
Leibniz Universität Hannover	Universität Bremen
Hochschule Bonn-Rhein-Sieg	Universität Duisburg-Essen
Hochschule Zittau/Görlitz (FH)	Universität Stuttgart

Industriekooperationen

50Hertz Transmission GmbH	BTM Europe Blechverarbeitungstechnik GmbH
Acelor Mittal Europe	Cteam Consulting & Anlagenbau
Alcunifer	Daimler AG
Amprion GmbH	Dehn & Söhne GmbH
A.Eberle GmbH & Co.KG	DlgSILENT GmbH
Avacon AG	DKE AG
Bayernwerk Netz GmbH	DNV GL Energy
BBC Cellpack GmbH	Eckold technics GmbH & Co.KG
BMW AG	Emacons consulting GmbH
bnNETZE GmbH	EnBW Energie Baden-Württemberg AG

BSD Bildungs- und Servicezentrum GmbH	EnBW Regional AG
Brehmer GmbH & Co.KG	engstKABEL GmbH & Co. KG
EFB - Europäische Forschungsgesellschaft für Blechverarbeitung e.V.	Rolls-Royce Deutschland Ltd. & Co KG
emsys grid services GmbH	Rosenberger Hochfrequenz GmbH & Co. KG
E.ON Avacon	RWE AG
E.ON edis AG	SachsenEnergie AG
Forum Netztechnik Netzbetrieb im VDE	SachsenNetze GmbH
FVA – Forschungsverein. Antriebstechnik e.V.	SachsenNetze HS.HD GmbH
F&S PROZESSAUTOMATION GmbH	Schaeffler Technologies AG & Co. KG
GBS Elektronik GmbH	Schneider Electric GmbH
FEP Fahrzeugtechnik Pirna GmbH & Co.KG	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	TenneT TSO GmbH
NetzeBW GmbH	TransnetBW GmbH
NH-HH-Recycling e.V.	VEM Sachsenwerk GmbH
ohv diagnostic	Weitkowitz GmbH
Omexom Hochspannung GmbH	Werner GmbH
Omicron electronics GmbH	Westnetz GmbH
Picon GmbH	WiE GmbH - Werk für industrielle Elektronik
PFISTERER Kontaktsysteme 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, Frankreich

METAS, Bern, Schweiz

Technical University of Liberec, Tschechische
Republik

UFPA, Brasilien

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 Port Said, Ägypten

University of Stellenbosch, Südafrika

Industriekooperationen

APG Austrian Power Grid AG

Energie AG Oberösterreich

EWZ - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Hitachi Energy, Schweiz

Hightechzentrum Aargau

Omicron electronics GmbH

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 Vernetzte Energiesysteme

Dozent Dr.-Ing. Hartmut Bauer

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

VDE Dresden Arbeitskreis *Geschichte der Elektrotechnik* (Vorsitzender)

Dr.-Ing. Ana Maria Blanco

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

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

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

CIGRE 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)

Prof. Dr.-Ing. habil. Jan Meyer

VDE Dresden Arbeitskreis: *Netzurückwirkungen*

DK CIRE und CIRE 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*

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

CIGRE 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

Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter

VDE ETG FB V1: Erzeugung, Verbrauch und Speicherung im elektrischen Energieversorgungssystem

VDE ETG FB V2: Übertragung und Verteilung

IEEE PES Germany Chapter (Chair)

IEEE PES WG on Dynamic Security (Chair)

Freunde und Förderer des IEEE PES Germany Chapter e.V. (Mitglied des Vorstands)

Lehrstuhl für Komponenten Intelligenter Energienetze

Dipl.-Ing. Lena Elspaß

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

Dr.-Ing. Christian Hildmann

IEC TC 11 JWG 13 *Overhead lines*

Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse

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 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*

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

VDE GMM FA 3.4 *Optische und Elektronische Verbindungstechnik*

VDE FA Q3 *Schalten und Kontaktverhalten*

Dipl.-Ing. Andrés Verdugo

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

Veranstaltungen

Dresdener Kreis vom 19.-21.03.2025 in Dresden

Der Dresdener Kreis bietet jungen, wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern 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.



Teilnehmerinnen und Teilnehmer des „Dresdener Kreises“ in Dresden

Foto: Jan Keller / IEEH

Das 25-jährige Jubiläum des Dresdner Kreises fand in diesem Jahr vom 19. bis zum 21. März 2025 in Dresden statt. Am Abend des ersten Tages trafen sich die Teilnehmer zu einem ersten *Get Together* am National Arc Fault Research Center, wo es spannende Einblicke in die Welt der Störlichtbögen gab. Neben Vorträgen wurde ebenfalls in Vorführungen die Gefahr von Störlichtbögen demonstriert. Der Abend wurde durch ein *BBB Catering* (Bratwurst, Bank, Bier) kulinarisch abgerundet.

Die Vorträge am zweiten Tag fanden dieses Jahr nicht an der Universität statt, sondern wurden im Bärenzwinger, einem der ältesten Studentenclubs der Stadt Dresden, vorgestellt. In

acht informativen Fachvorträgen der vier Professuren konnten die aktuellen Forschungsschwerpunkte der einzelnen Professuren vorgestellt und diskutiert werden. Hierbei wurde die Technische Universität Dresden durch Ondrej Krpiciar mit seinem Vortrag zum Thema "Messtechnische Charakterisierung der Störaussendung von DC-Lasten im Frequenzbereich 0-150 kHz" und Michael Bruhns mit seinem Vortrag zum Thema "Entwurf eines hybriden Modells für stromstarke Störlichtbögen in der Niederspannung zur Entwicklung und Auslegung von Störlichtbogenschutzsystemen" vertreten. Nach den Fachvorträgen am Vormittag ging es am Nachmittag zum Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf, wo die Teilnehmer Informationen zur Kernfusionsforschung mit Besuch des Reaktors „ELBE“ sowie Informationen zur aktuellen Batterieforschung erhielten. Der Abend des zweiten Tages wurde mit einem Jubiläumsdinner und anschließender After-Workshop-Party abgerundet. Am dritten Veranstaltungstag folgte eine interessante und geschichtsträchtige Exkursion in das Silberbergwerk „Reiche Zeche“ in der Bergstadt Freiberg. Die Teilnehmenden konnten unter Tage einfahren und erhielten Eindrücke aus den Zeiten des Silberbergbaus in Sachsen.



Impressionen vom 25. Dresdener Kreis

Fotos: Jan Keller

REWE Team Challenge am 28.05.2025

Mittlerweile zur Tradition geworden nahm das IEEH auch dieses Jahr mit vier Teams und somit 16 Läuferinnen und Läufern beim REWE Team Challenge Firmenlauf teil. Die eigentlich 5 km lange Laufstrecke wurde dieses Jahr durch unweatherbedingte Pfützenbildung und damit verbundenes Umlaufen der Hindernisse signifikant verlängert. Die entstehende Abwärme auf der Strecke wurde durch Wasserkühlung „von oben“ abgeführt. Nichtsdestotrotz kamen alle Teilnehmerinnen und Teilnehmer schnell wie die Blitzstoßspannung und energiegeladen wie ein Störlichtbogen ins Ziel im Rudolf-Harbig-Stadion.



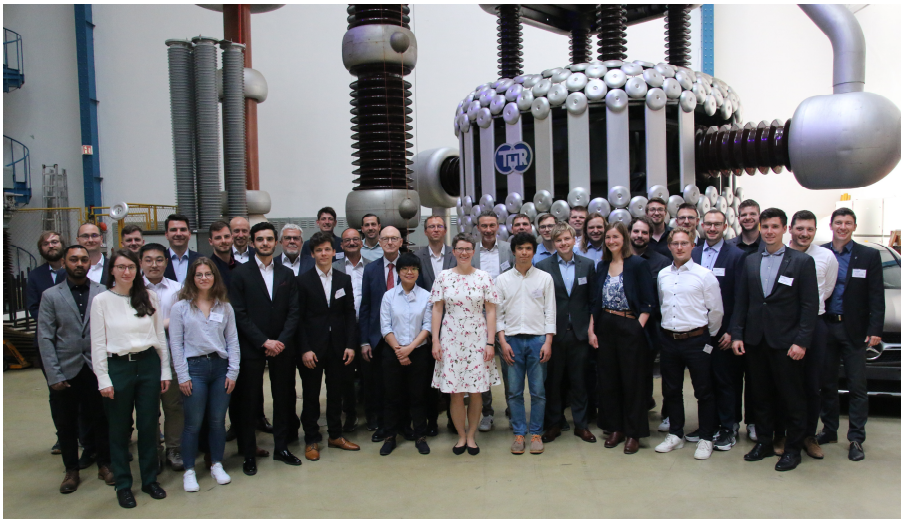
Läuferinnen und Läufer des IEEH

Fotos: Moritz Ullrich / Jan Keller

32. Kolloquium „Hochspannungs- und Anlagentechnik“ an der Technischen Universität Dresden, 02.-04.06.2025

Vor über 30 Jahren wurde in Darmstadt das Kolloquium zur Hochspannungs- und Anlagentechnik begründet mit dem Ziel, den Austausch zwischen Promovierenden verschiedener Hochschulen zu fördern. Bei den ersten Veranstaltungen ab 1993 waren die Technischen Hochschulen Darmstadt, Dresden, Ilmenau und die Hochschule Zittau/Görlitz beteiligt. Im Jahr 2002 kam die Technische Universität München hinzu. Seit diesem Jahr dürfen wir auch herzlich die Universität Stuttgart in diesem Kreis begrüßen.

Das IEEH durfte in diesem Jahr Gastgeberin sein und zeigen, dass die damalige Initiative ein Erfolgskonzept aus inzwischen langer Tradition und Kontinuität geworden ist. Von Anbeginn bietet das Kolloquium vor allem jungen Promovierenden die Möglichkeit, im „geschützten Raum“ erste Forschungsergebnisse im Konferenzcharakter vorzustellen, sich darüber auszutauschen und sich zu vernetzen.



Gruppenbild in der Hochspannungshalle

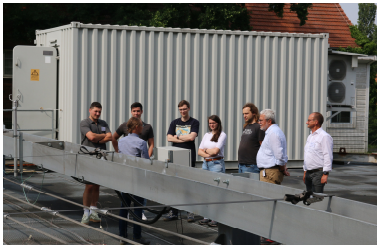
Foto: Stephan Schlegel

Am Anreisetag wurden die Teilnehmenden durch Professorin Maria Kosse und die Promovierenden der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze begrüßt. Eingeleitet wurde die Veranstaltung mit einem Vortrag zur beeindruckenden Historie der Professur und dem IEEH sowie den aktuellen Forschungsschwerpunkten. Anschließend konnten Versuchsstände im Labor besichtigt und in Vorführungen erlebt werden. Danach stand der Austausch beim gemütlichen Grillen hinter der Hochspannungshalle im Vordergrund. Der Tag klang mit einem Rundgang durch die Dresdner Altstadt in Form einer „historischen Nachtwächter Tour“ aus.

Die folgenden beiden Tage standen ganz im Sinne des wissenschaftlichen Austausches. Von den Doktorandinnen und Doktoranden wurden Vorträge und Poster zu Fragestellungen rund um die Themen elektrische Energieversorgung, Isoliergase, Teilladungen und Alterung, feste Isolierstoffe, Schalten und elektrische Kontakte präsentiert und gemeinsam ausführlich diskutiert.

Zusätzlich zum fachlichen Programm erlebten die Teilnehmenden eine Exkursion in die Stauanlagen der Talsperre Malter mit Blick in die Stau- und Hochwassermaßnahmen an der Roten Weißeritz. Die anschließende Wanderung zur Rabenauer Mühle und das darauffolgende gemeinsame Genießen der italienischen Küche im „Da Franco“ des Gästehauses der TU ermöglichte ein weiteres Kennenlernen in angenehmer Atmosphäre. Insgesamt wurde so ein gelungener Ausgleich zwischen fachlichen Diskussionen und begeisternden Aktivitäten außerhalb des Konferenzraumes gefunden.

Das IEEH freut sich Gastgeber dieser Veranstaltung gewesen zu sein und dankt den Teilnehmenden für ihre Beiträge und den fachlichen Austausch herzlich! Wir freuen uns schon sehr auf den nächsten Austausch 2026 an der TU Darmstadt.



Besichtigung des Freiluftversuchsstandes (li.o.), die Teilnehmenden während der Vorträge (re.o.) und Professorin Maria Kosse während des Eröffnungsvortrags (u.)

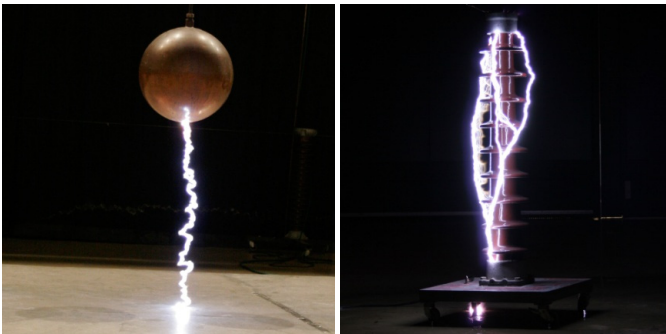
Fotos: Stephan Schlegel

Lange Nacht der Wissenschaften am 20.06.2025

Am 20.06.2025 von 17:00 Uhr bis Mitternacht öffnete die 22. Dresdner Lange Nacht der Wissenschaften unter dem Motto „Die Nacht, die schlauer macht“ die Türen zur Wissenschaft und Forschung. In über 670 Veranstaltungen konnten die 46.000 Besucher Fragen stellen, mitmachen oder sich von Ausstellungen und Vorträgen begeistern lassen.

Das Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik beteiligte sich in diesem Jahr wieder mit zwei Veranstaltungen. Es wurden spannende Versuche in der Hochspannungshalle und Störlichtbogenversuche am National Arc Fault Research Center (NARC) gezeigt.

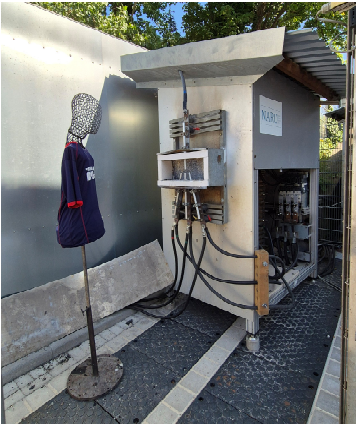
Die Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze hat in Experimentalvorträgen hochspannungstechnische Phänomene gezeigt und den Zusammenhang zwischen Versuchen an Modellanordnungen in der Forschung und Betriebsmitteln im realen Einsatz hergestellt. Dabei konnten wir über 400 Besucherinnen und Besucher in der Hochspannungshalle begrüßen.



Impressionen zum Experimentalvortrag in der Hochspannungshalle

Fotos: Hans-Peter Pampel / Martin Buschendorf

Die Professur für Elektroenergieversorgung zeigte 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 entzündete.



Impressionen zur Störlichtbogenvorführung am NARC

Fotos: Ricardo Herrmann

Exkursion für Studierende zum Freileitungsbau im Omexom Insitute in Korbußen am 11.07.2025

Am 11. Juli 2025 erhielten die Studierenden der Vorlesung „Vertiefung Hochspannungstechnik“ von Prof. Dr.-Ing. Maria Kosse im Rahmen einer Exkursion zum Omexom Institute in Korbußen die Möglichkeit, den Freileitungsbau aus nächster Nähe kennenzulernen. Nach einer kurzen Einführung in die Tätigkeitsfelder von Omexom führte das Team die Gruppe über das weitläufige Übungsgelände. Im Mittelpunkt stand dabei der praktische Umgang mit zentralen Arbeitsschritten des Freileitungsbaus. An mehreren Stationen konnten die Studierenden unter fachkundiger Anleitung selbst Freileitungen abspannen, Verbindungsstücke herstellen und deren Qualität mithilfe thermografischer Messungen überprüfen. Ein besonderes Highlight der Exkursion war der Aufstieg auf einen Übungsmast. Dabei wurden verschiedene Aufstieggssysteme vorgestellt und direkt ausprobiert. Die Exkursion ermöglichte es, theoretische Inhalte aus der Vorlesung unmittelbar praktisch anzuwenden. Wir bedanken uns herzlich beim Omexom Institute Korbußen für die Organisation und Durchführung dieser spannenden Veranstaltung.

Text: Ben Donath, Studierender am IEEH



Impressionen von der Exkursion nach Korbußen

Fotos: Johanna Linke

Assistentenfahrt der Professur für Komponenten Intelligenter Energienetze nach Main-Spessart und Würzburg, 22.-24.08.2025

Die diesjährige Assistentenfahrt führte uns nach Unterfranken, in die Landkreise Main-Spessart und Würzburg. Untergebracht waren wir in einem gemütlichen Hotel in Karlstadt, der Kreisstadt des Landkreises Main-Spessart.

Am Freitag kamen wir zunächst in Wernfeld zusammen, um bei der Kelterei Huter spannende Einblicke in die Herstellung von Apfelsaft und dessen Verarbeitung zu Apfelwein zu erhalten. Natürlich durften wir die frischen Produkte auch gleich verkosten. Nach der langen Fahrt von Dresden war das eine willkommene Stärkung. Im Anschluss besuchten wir das Wirtshausmuseum „Gasthof Hofmann“, bevor der Tag beim gemeinsamen Abendessen im Hotel und einem geselligen Ausklang „Im Eck“, einer urigen Kneipe mit Kicker, endete.

Am zweiten Tag stand eine Radtour an. Entlang des Main- und des Wernradwegs, für welche die Region bekannt ist, ging es nach Gössenheim. Dort führte uns die Familie Hack durch ihre Weinberge. Wir erfuhren Interessantes über den Weg von der Traube bis zum Wein und über den wirtschaftlichen Weinbau in der Region. Danach stärkten wir uns in der dazugehörigen Heckenwirtschaft bei einem gemütlichen Mittagessen. Wer mochte, konnte anschließend noch die nahegelegene Homburg besichtigen. Zurück in Karlstadt ließen wir den Tag beim Abendessen im Hotel und einem fröhlichen Beisammensein ausklingen.

Am Sonntagmorgen traten wir schließlich die Rückreise nach Dresden an. Ein letzter Höhepunkt war der Zwischenstopp in Würzburg mit einer Führung durch die Festung Marienberg. Beim abschließenden Mittagessen im Schützenhof ließen wir die gemeinsame Zeit noch einmal Revue passieren.

Ein herzliches Dankeschön an alle Teilnehmenden für die großartige Unterstützung, die Mitfahrgelegenheiten und die schönen gemeinsamen Tage!



Gruppenbild in den Weinbergen bei Gössenheim

Foto: Andreas Dowbysch

Projekttag des Instituts am 19.09.2025

Unser Projekttag führte uns dieses Jahr am 19.09.25 in das Innovationskraftwerk Dresden-Reick. Hier erlebten wir eine sehr interessante Führung durch die Innen- und Außenflächen auf dem Gelände der SachsenEnergie. Die Anlage besteht aus dem Heizkraftwerk, mehreren Wärmespeichern sowie einer Photovoltaikanlage und daran angeschlossen einem elektrischen Batteriespeicher. Danach fuhren wir mit der S-Bahn nach Rathen und erreichten nach einem kleinen Anstieg das Gasthaus Laasenhof, wo bereits das Mittagessen auf uns wartete. Gut gestärkt erklommen wir im Anschluss den Tafelberg Rauenstein. Dort durften wir die wunderschöne und immer wieder atemberaubende Landschaft der Sächsischen Schweiz genießen. Die Bergbaude lud zum Verweilen auf der Panoramaterrasse ein. Nach dem Gruppenfoto ging es dem zerklüfteten Felsmassiv folgenden gen Wehlen, vorbei an weiteren traumhaften Aussichten mit jeder Menge abwechslungsreicher Gespräche. Durch einen kurzen spontanen Sprint erreichten wir gerade noch rechtzeitig unseren Zug zurück nach Dresden. Gut gelaunt und im Teamgeist gestärkt fuhren wir nach Hause.



Impressionen vom Innovationskraftwerk und von der Wanderung auf den Rauenstein

Fotos: Jan Keller

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>

