



**TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DRESDEN**

Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik

# Jahresbericht 2021

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG  
UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK





# Vorwort

Sehr geehrte Mitarbeiter\*innen, Partner und Freunde des Instituts für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik,

ein spannendes und erfolgreiches Jahr geht zu Ende. Es wurden neue zukunftsorientierte Forschungsprojekte gestartet, Inhalte in der Lehre weiterentwickelt und die im nationalen Vergleich führende Leistungsfähigkeit des Instituts durch die Evaluation der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik bestätigt. Der Jahresbericht 2021 informiert Sie über die Aktivitäten und wichtigsten Ereignisse am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH).

Die Energiewende, der damit verbundene Ausbau des Elektroenergieversorgungsnetzes, die weiter zunehmend dezentrale eingespeiste elektrische Energie und neue Betriebsführungskonzepte eröffnen neue und erweitern bestehende Forschungsfelder. Verstärkt wird diese Entwicklung durch die weiterhin zunehmende Bedeutung der elektrischen Energie in der Gesellschaft, der Wirtschaft sowie der Mobilität. Durch den interdisziplinären Charakter der neuen Forschungsthemen wird das Denken in Systemen immer wichtiger und stärkt die Kooperationen zwischen den Elektroenergie-Professuren, aber auch die Zusammenarbeit innerhalb des Bereichs der Ingenieurwissenschaften, insbesondere mit den Kolleginnen und Kollegen des Maschinenwesens. Dabei steht die Sektorkopplung zwischen unterschiedlichen Energieformen im Vordergrund. In großen Verbundprojekten, wie z.B. im Leitprojekt der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung H<sub>2</sub>Giga, ist das Institut vertreten. Zentrales Ziel dieses Projektes ist es, kostengünstigere Großelektrolyseanlagen für die Serienfertigung zu entwickeln. Weiterhin wird der Betrieb von DC-Netzen und von AC-Betriebsmitteln bei DC-Belastung im Projekt AC2DC in Nieder- und Mittelspannungsnetzen untersucht, um die übertragbare Leistung vorhandener Kabeltrassen zu erhöhen. Auch im Bereich der E-Mobilität entstehen neue Projekte, die Fragen zum elektrischen Fliegen und Schnellladen von Batteriespeichern beinhalten.

Die dargestellte Entwicklung unterstreicht die zentrale Bedeutung des Fachgebiets für die Weiterentwicklung der zukünftigen, nachhaltigen Energieversorgung und der Ausbildung von dringend benötigten Fachkräften. Die neu erarbeiteten Erkenntnisse wurden in zahlreichen Beiträgen und Arbeiten veröffentlicht. Damit wird auch in diesem Jahr ein starker Technologietransfer in die Wissenschaft und Industrie gewährleistet, sowie die Lehre aktuellen Anforderungen angepasst. In den Kurzberichten zur Forschung der wissenschaftlichen Mitarbeiter\*innen können Sie sich detailliert darüber informieren. Einige Forschungsarbeiten wurden auch in diesem Jahr wieder mit hochrangigen Auszeichnungen honoriert.

Die erzielten hervorragenden wissenschaftlichen Leistungen sind Ergebnis einer ausgezeichneten, engagierten und kollegialen Zusammenarbeit der Mitarbeiter\*innen im wissenschaftlichen, administrativen und technischen Bereich. Dafür bedanken wir uns herzlich bei allen Kollegen\*innen.

Auch in diesem Jahr sind die Absolventen der Elektroenergietechnik überwiegend Studierende aus den Studiengängen „Elektrotechnik“ und „Regenerative Energiesysteme“. Leider ist ein weiterer Rückgang der Studienanfänger zu verzeichnen und erreicht einen Tiefstwert. Die Bemühungen, Schulabgänger\*innen für ein Ingenieurstudium zu begeistern, zeigen bisher bedauerlicherweise keinen Erfolg und stellen eine größere Herausforderung für die kommenden Jahre dar. Das Verbessern der Sichtbarkeit durch einen Newsletter, einen Imagefilm und der Auftritt des Instituts in online Communities wie LinkedIn sind einige Maßnahmen, um die Sichtbarkeit des Instituts und der Fachrichtung zu erhöhen.

Um aktuelle wissenschaftlich-technische Themen in der Lehre zu platzieren, konnten wir für ausgewählte Vorlesungen wieder auf die Erfahrungen und das Expertenwissen externer Fachleute zurückgreifen: Herr Hon.-Prof. Dr. Konstantin Papailiou, Herr Dipl.-Ing. Matthias Kudoke sowie Herr Dr. Winfried Fricke, Herr Dr. habil. Frank Schmuck, Herr Dr. Sergey Gortschakow, Herr Dr. Thomas Heinz, Herr Dr. Thomas Jordan, Herr Dr. Dirk Kunze, Frau Dr. Maria Kosse und Herr Dr. Frank Berger. Bedanken möchten wir uns auch bei Herrn Hon.-Prof. Dr. Gert Hentschel, Herrn Hon.-Prof. Dr. Matthias Hable, Herrn Dipl.-Ing. Jörg Schindler, Herr Dr. Philipp Stachel und Prof. Dr. Jörg Meyer für ihre Lehrangebote.

Ein besonderer Dank gilt auch den ehemaligen Mitarbeitern unseres Instituts, Dr. Hartmut Bauer, Dr. Eberhard Engelmann, Prof. Steffen Großmann, Dr. Helmut Löbl und Dr. Joachim Speck. Sie haben uns wieder mit Rat und Tat unterstützt.

Allen Forschungspartnern, mit denen wir auch in diesem Jahr wieder erfolgreich zusammenarbeiten konnten und die uns durch die herausfordernde Zeit der Pandemie begleitet haben, gilt unser besonderer herzlicher Dank.

„Wenn alle zusammen nach vorne schauen, kommt der Erfolg von selbst.“ Henry Ford

Mit diesen Worten möchten wir uns bei allen Mitarbeiter\*innen des Instituts für ihre tatkräftige Mitarbeit und Unterstützung bedanken. Wir wünschen ihnen ein gesundes, erfolgreiches und frohes Jahr 2022 und freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit.

Dresden, November 2021



Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner



PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel



## **Nachruf**

**Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler**

**1935 – 2020**

Am 5. Dezember 2020 ist Herr Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler, Professor für Elektroenergieanlagen an der Technischen Universität Dresden, verstorben. Wir nehmen Abschied von einem geachteten Wissenschaftler und Hochschullehrer.

Gert Winkler immatrikulierte sich 1953 zum Studium der Starkstromtechnik an der Fakultät Elektrotechnik der TH Dresden, der heutigen TU Dresden. Nach dem Abschluss der Promotion im Jahr 1967 zum Thema „Der Einfluss der Rückleiter auf die Nullimpedanz der Niederspannungsübertragungsleitungen“ nahm er seine Tätigkeit bei der Energieversorgung in Leipzig auf. Dort wurde er Direktor des Fachbereichs Technik und Rationalisierung und Leiter des Forschungs- und Entwicklungszentrums Anlagenbau.

Nach der Promotion B zum Dr. sc. Tech. an der Fakultät für Datenverarbeitung der TU Dresden war Gert Winkler als Dozent für Energieanlagen und Leiter des Wissenschaftsbereiches „Betrieb von Elektroenergieanlagen“ in der Sektion Elektroenergieanlagen der Ingenieurhochschule Leipzig tätig. Der Titel Dr. sc. Tech. wurde im Jahr 1991 in Dr. Ing. habil. umgewandelt. Ab 1979 lehrte und forschte Gert Winkler als Dozent für Elektrotechnik am Wissenschaftsbereich Elektroenergietechnik der TU Dresden. 1992 wurde er auf die Professur für Elektroenergieanlagen am Institut für Elektroenergieversorgung der Fakultät Elektrotechnik der TU Dresden berufen.

Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler arbeitete auf dem Gebiet der Schalterentwicklung und forschte mit seinen Mitarbeitern an der rechnergestützten Projektierung von Schaltanlagen. Darüber hinaus baute er mit den Untersuchungen zur Elektroenergiequalität einen neuen Forschungsschwerpunkt auf. Im Rahmen dieser Forschungsaktivitäten wurde das System IMEDA erstellt, welches zur Messung, Aus- und Bewertung der Qualität von Spannung und Strom genutzt wurde.

Neben seiner Lehrtätigkeit an der TU Dresden war Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler Mitautor mehrerer Fach- und Hochschullehrbücher, wie zum Beispiel „Grundlagen elektrischer Betriebsvorgänge in Elektroenergiesystemen“ und „Grundlagen, Dimensionierung und Ausführung von Hochstromanlagen“.

Parallel zu seinen Hochschulaktivitäten und bis zuletzt auch in seinem Ruhestand engagierte sich Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler in zahlreichen nationalen und internationalen Normungs- und Fachgremien mit Bezug zur Elektromagnetischen Verträglichkeit und Elektroenergiequalität. Neben seiner aktiven Mitarbeit im Expertennetzwerk „Netzurückwirkungen“ beim FNN im VDE und dem langjährigen Vorsitz des AK „Netzurückwirkungen“ im VDE BV Dresden ist insbesondere seine Arbeit im Arbeitskreis UK767.1 bei der DKE und seine Mitwirkung bei der Erarbeitung der D-A-CH-CZ Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen zu nennen.

Kolleg\*innen und Mitarbeiter\*innen haben Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler auf Grund seiner besonderen Fähigkeiten als Ingenieur und Hochschullehrer schätzen gelernt. Sie trauern mit seiner Familie und werden ihm stets ein ehrendes Andenken bewahren.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	<b>3</b>
<b>1 Personelle Besetzung</b>	<b>4</b>
1.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung.....	4
1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	6
1.3 Labor und Werkstatt.....	8
<b>2 Lehre</b>	<b>9</b>
2.1 Lehrveranstaltungen .....	9
2.1.1 Lehrveranstaltungen für das Grundstudium.....	9
2.1.2 Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium .....	9
2.1.3 Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium .....	11
2.2 Studentische Arbeiten .....	12
2.2.1 Studienarbeiten und Forschungspraktika .....	12
2.2.2 Diplom- und Masterarbeiten.....	14
2.3 Studentischer Newsletter.....	15
<b>3 Forschung</b>	<b>16</b>
3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung.....	17
3.1.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte.....	17
3.1.2 Publikationen.....	78
3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	86
3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte.....	86
3.2.2 Publikationen.....	120
3.3 National Arc fault Research Center .....	122
3.4 Preise und Auszeichnungen .....	124
3.5 Promotionen.....	128
<b>4 Kooperationen</b>	<b>134</b>
4.1 Kooperationen National.....	134
4.2 Kooperationen International.....	136
4.3 Kommissions- und Gremienarbeit .....	138
4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung .....	138
4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	139
<b>5 Veranstaltungen</b>	<b>140</b>
5.1 Dresdner Kreis.....	140
5.2 Summer School .....	141

**Titelbild:** Hochspannungsfreileitungsmast. Blick von der Mastgründung gen Himmel während einer Messung der Erdungsströme im Mast. Gespiegelt und eingefärbt.

**Foto:** Herr Dipl.-Ing. Carlo Liebermann

# 1 Personelle Besetzung

## 1.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

<b>Titel</b>	<b>Nachname</b>	<b>Vorname</b>	<b>Telefon (0351-463-)</b>
<i>Leiter der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Schegner	Peter	34374
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Dozent Dr.-Ing.	Bauer	Hartmut	
<i>Professoren, Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dr.-Ing.	Berger	Frank	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hable	Matthias	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hentschel	Gert	
PD Dr.-Ing. habil.	Meyer	Jan	35102
Prof. Dr.-Ing.	Meyer	Jörg	
Dipl.-Ing.	Schindler	Jörg	
Dr.-Ing.	Stachel	Philipp	
<i>Sekretärin</i>			
	Sprotowsky	Corinna	33202
<i>Projektkoordinator</i>			
Dipl.-Ing.	Keller	Jan	35432
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter*innen</i>			
Dr.-Ing.	Blanco	Ana Maria	32482
Dipl.-Ing.	Bruhns	Michael	35088
Dipl.-Ing. (FH)	Dabow	Jonas	36132
Dr.-Ing.	Domagk	Max	35223

<b>Titel</b>	<b>Nachname</b>	<b>Vorname</b>	<b>Telefon (0351-463-)</b>
Dipl.-Ing.	Frowein	Karla	37869
Dipl.-Ing.	Franke	Martin	bis 09/2021
Dipl.-Ing.	Gasch	Etienne	43206
Dipl.-Ing.	Herrmann	Ricardo	40764
M. Sc.	Jäschke	Christian	35353
M. Sc.	Kannan	Shrinath	36093
Dipl.-Ing.	Kaufhold	Elias	43201
M. Sc.	Khokhlov	Victor	43208
Dipl.-Ing.	Krahmer	Sebastian	39993
Dipl.-Ing.	Kreutziger	Marcus	43202
Dipl.-Ing.	Liebermann	Carlo	43204
Dipl.-Ing.	Luhnau	Deborah Tabea	33725
Dipl.-Ing.	Ma	Liya	43080
Dipl.-Ing.	Möller	Friedemann	43209
Dipl.-Ing.	Müller	Sascha	43210
M. Sc.	Nilges	Matthias	40438
Dr.-Ing.	Ossevorth	Fabian	bis 11/2021
M. Sc.	Peng	Zhiyuan	33094
Dipl.-Ing.	Potyka	Marta Sophia	43203
M. Sc.	Pourarab	Morteza	40665
Dipl.-Ing.	Rasti	Sasan Jacob	40766
Dipl.-Ing.	Schmidt	Maximilian	43081
Dipl.-Ing.	Stiegler	Robert	32217
M. Sc.	Wenzlaff	Karsten	bis 06/2021
M. Eng.	Zyabkina	Olga	40535
M. Sc.	Zhang	Yinan	seit 07/2021

---

*Technische Angestellte*

Lemke	Gunter	35272
-------	--------	-------

---

## 1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

<b>Titel</b>	<b>Nachname</b>	<b>Vorname</b>	<b>Telefon (0351-463-)</b>
<i>Kommissarischer Leiter der Professur</i>			
PD Dr.-Ing. habil.	Schlegel	Stephan	32746 Fax 37157
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Prof. Dr.-Ing. habil.	Eberhardt	Martin	
Dr.-Ing.	Engelmann	Eberhard	
Prof. Dr.-Ing.	Großmann	Steffen	
PD Dr.-Ing. habil.	Löbl	Helmut	
Dr.-Ing.	Speck	Joachim	
<i>Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dr.-Ing.	Fricke	Winfried	
Dr.	Gortschakow	Sergey	
Dipl.-Ing.	Kudoke	Matthias	
Dr.-Ing.	Kunze	Dirk	
Hon.-Prof. Dr. techn.			
Dr.-Ing. habil.	Papailiou	Konstantin	
Dr.-Ing.	Kosse	Maria	
Dr.-Ing. habil.	Schmuck	Frank	
Dr.-Ing.	Jordan	Thomas	
<i>Sekretärin</i>			
	Neubert	Carola	33428
<i>Projektkoordinatorin</i>			
M. A.	Taubeneck	Katrin	33307

*Wissenschaftliche Mitarbeiter\*innen*

Dr.-Ing.	Adam	Robert	34789
Dr.-Ing.	Backhaus	Karsten	33608
Dipl.-Ing.	Büttner	Lukas	33005
M. Sc.	Dowbysch	Andreas	40522
Dipl.-Ing.	Elspaß	Lena	40517
Dipl.-Ing.	Gödicke	Markus	seit 11/2021
Dipl.-Ing.	Götz	Thomas	40519
Dr.-Ing.	Hildmann	Christian	33917
Dr.-Ing.	Israel	Toni	34756
M. Sc.	Kiefer	Jörg	seit 04/2021
Dipl.-Ing.	Linde	Thomas	40520
Dipl.-Ing.	Linke	Johanna	40518
Dr.-Ing.	Oberst	Marcella	34756
Dipl.-Ing.	Pampel	Hans-Peter	33103
Dipl.-Ing.	Pomsel	Michelle	seit 10/2021
Dipl.-Ing.	Schladitz	Markus	33080
Dipl.-Ing.	Sokolowski	Michal	40523

*Technische Angestellte*

Dipl.-Ing (FH)	Göres	Axel	32613
----------------	-------	------	-------

### 1.3 Labor und Werkstatt

<b>Nachname</b>	<b>Vorname</b>	<b>Telefon (0351-463-)</b>
Dittrich	Ralf	34745
Dipl.-Ing. (FH) Eusewig	Falk	40608
Gläser	Michael	34757
Jaroscziński	Gerd	34745
Knorrn	Jan-Erik	34260
Knüpfel	Helge	34260
Reichelt	Eric	34745

## 2 Lehre

### 2.1 Lehrveranstaltungen

#### 2.1.1 Lehrveranstaltungen für das Grundstudium

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

#### 2.1.2 Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Modul Hochspannungs- und Hochstromtechnik</i>		
Hochspannungs- und Hochstromtechnik <i>PD Dr. Schlegel</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. Schegner</i>		2/1/0
Grundlagen der Elektroenergieanlagen <i>Prof. Schegner</i>		1/1/0
<i>Modul Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme <i>Prof. Schegner</i>	2/1/0	
Praktikum I: Elektroenergiesysteme	0/0/1	
Praktikum II: Hochspannungstechnik 2	0/0/1	
<i>Modul Oberseminar Elektrische Energieversorgung</i>		
Oberseminar Elektrische Energieversorgung <i>Prof. Schegner / PD Dr. Schlegel</i>		0/2/0

<b>Vorlesungen / Übungen / Praktika</b>	<b>SS</b>	<b>WS</b>
<i>Modul Netzintegration, Systemverhalten und Versorgungsqualität</i>		
Betriebsvorgänge in Energieversorgungssystemen <i>Prof. Schegner</i>	2/1/0	
Grundlagen der Versorgungsqualität <i>PD Dr. Jan Meyer</i>	1/1/0	
Komplexpraktikum zum Netzbetrieb	0/0/1	
<i>Modul Planung elektrischer Energieversorgungssysteme</i>		
Netzplanung <i>Prof. Schegner / Prof. Hable</i>	1/1/0	
Elektroenergieanlagenprojektierung <i>Prof. Schegner / Prof. Hentschel</i>	1/1/0	
Netzberechnung <i>Prof. Schegner</i>	2/1/0	
<i>Modul Vertiefung Hochspannungstechnik</i>		
Vertiefung Hochspannungstechnik <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Backhaus / Dipl.-Ing. Pampel</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. Schegner</i>		2/1/0
Leittechnik <i>Prof. Schegner / Dipl.-Ing. Schindler</i>		1/1/0
Praktikum Sekundärtechnik		0/0/1
<i>Modul Experimentelle Hochspannungstechnik</i>		
Experimentelle Hochspannungstechnik <i>PD Dr. Schlegel / Dipl.-Ing. Pampel</i>		4/0/0
Praktikum Experimentelle Hochspannungstechnik		0/0/2

<b>Vorlesungen / Übungen / Praktika</b>	<b>SS</b>	<b>WS</b>
<i>Weitere Vertiefungsfächer</i>		
Elektrische Lasten und Lastmanagement <i>Prof. Schegner</i>		1/1/0
<i>Ausgewählte Kapitel der Elektrischen Energietechnik</i>		
Freileitungsbau Hochspannungsgeräteentwicklung <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Papailiou / Gastdozenten</i>	2/1/0	
Projekte im Übertragungsnetz Artificial Intelligence Applied to Smart Grids <i>Dr. Berger / Dr. Domagk / Gastdozenten</i>		2/1/0

### 2.1.3 Lehreexport an andere Fakultäten – Grundstudium

<b>Vorlesungen / Übungen / Praktika</b>	<b>SS</b>	<b>WS</b>
Hochspannungs- und Hochstromtechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>PD Dr. Schlegel</i>		2/1/1
Elektrotechnische Systeme im Maschinenbau bis SS20 <i>Prof. Großmann</i>		2/1/0
Elektrotechnik (VNT und WW) bis WS19/20 (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>Prof. Großmann</i>		2/2/0
Grundlagen der Elektrotechnik (VNT und WW) ab WS20/21 (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>PD Dr. Schlegel</i>		2/2/0/1
Praktikum Grundlagen der Elektrotechnik (VNT) ab WS20/21 (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>PD Dr. Schlegel</i>		0/0/2/0
Elektroenergietechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Schegner</i>	0/0/1	3/1/0
Elektroenergietechnik (für Lehramt an berufsbildenden Schulen) <i>Prof. Schegner</i>	0/0/1	3/1/0
Elektroenergietechnik (für Lehramt an Oberschulen WTH) <i>Prof. Schegner</i>		1/1/1

## 2.2 Studentische Arbeiten

### 2.2.1 Studienarbeiten und Forschungspraktika

Melkowski, Fabian

*Randbedingungen und Potentialbewertung von DC-Netzen auf Basis umgenutzter AC-Kabelstrecken*

05/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Dobrohlaw, Max

*Grundlagen eines mathematischen Modells von Flexibilitäten auf Haushaltsebene*

07/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Rasti)

Beer, Hauke

*Flexibilitätpotenzial von Speicheranlagen für das elektrische System*

08/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Rasti)

Wittkemper, Eva

*Analyse und Bewertung von relevanten Regelungsstrukturen zur Spannungsregelung im Netz*

11/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Hofmann, Rebecca

*Integration eines probabilistischen Ansatzes in ein allgemeingültiges Verfahren zur Kennlinienoptimierung Q(U)-geregelter Erzeugungsanlagen*

12/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Vogel, Anika

*Modifikation numerischer Detektionsalgorithmen zur Erkennung von Störlichtbögen in stromstarken DC-Anlagen*

13/20 (Betreuer: M.Sc. Wenzlaff)

Domianus, Oliver

*Analyse und Bewertung der Oberschwingungsemission von Kundenanlagen mittels Feldmessungen*

14/20 (Betreuer: M.Sc. Pourarab)

Schilling, Maximilian

*Schaltverhalten von NH-Sicherungseinsätzen zur Anwendung in PV-Anlagen*

15/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Büttner)

Sun, Xiaowen

*Untersuchungen zum dynamisch thermischen Verhalten von Schmelzsicherungen*

17/20 (Betreuer: Dipl.-Ing. Büttner)

Wu, Jiajing

*Simulationsmodell für Niederspannungs-Schmelzsicherungen zur Schutzauslegung in Niederspannungsnetzen*

01/21 (Betreuer: Dipl.-Ing. Franke)

Palmstedt, Josua

*Verfahren zur automatischen Parameteridentifikation von Speichern*

02/21 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heß)

Jaroszinsky, Willy

*Untersuchung von Kräfteinflüssen auf das mechanische und elektrische Verhalten des Isoliersystems elektrischer Maschinen*

03/21 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Elspaß)

Yu, Yong

*Untersuchungen zum Kontakt- und Langzeitverhalten stromführender Verbindungen für Nieder- und Mittelspannungskabel bei Belastung mit Gleichstrom*

04/21 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

Santana Riesco, Gonzalo

*Coupling of mechanical and electrical contact behavior of current-carrying connections in finite element models*

05/21 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

Scholtz, Stephan

*Impact of unbalance in harmonic impedance on resonances in public LV network*

06/21 (Betreuer: M.Sc. Kannan)

Hewelt, Florian

*Vorbereitung des Neuaufbaus des Praktikumsstands „Sternpunktbehandlung“*

07/21 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Frowein)

Seefluth, Hannes

*Erstellung eines adaptierbaren Prognosemodells einer PV-Anlage basierend auf Machine-Learning-Verfahren*

08/21 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Potyka)

Strunz, Elias

*Application of Machine Learning Methods for Pattern Recognition to Power Quality Time Series Data*

09/21 (Betreuerin: M.Eng. Zybalkina)

Schindler, Alexander

*Konstruktion eines Mittelfrequenz-Mittelspannungstransformators*

10/21 (Betreuer: Dipl.-Ing. Linde)

Matthes, Erik Ole

*Entwicklung eines Schnittstellengerätes für die Ladekommunikation eines Elektrofahrzeuges im Smart Grid Lab*

11/21 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kreuziger)

Curlik, Zdenko

*Erwärmung von geschlossenen Kontakten in Schaltgeräten im Elektrofahrzeug*

13/21 (Betreuerin: Dr.-Ing. Oberst)

## **2.2.2 Diplom- und Masterarbeiten**

Herrmann, Ricardo

*Fehlerortung von stromstarken Störlichtbögen in NS-Schaltanlagen*

07/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Bruhns/M.Sc. Wenzlaff)

Terzan, Rolf

*Bestimmung der Durchschlagspannung von Epoxidharz bei verzerrter Spannungsbelastung*

08/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Linde)

Zimmermann, Nicole

*Entwicklung einer Strategie zur Ladekoordination für die netzdienliche Integration von E-Fahrzeugen*

09/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schmidt)

Seidler, Lydia Kristi-Maria

*Analyse der Auswirkungen einer verteilten Erdschlusskompensation auf das Schutzsystem*

10/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Frowein/Dr.-Ing. Palm)

Linke, Johanna

*Zum Einfluss einer alternierenden Belastung mit hoher Wechsel- und Gleichspannung auf das Teilentladungsverhalten von XLPE*

11/2020 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Qi, Ronghzen

*Anomaly detection in time series of PQ parameters using machine learning methods*

01/2021 (Betreuerin: M.Eng. Zyabkina)

Dong, Qingping

*Untersuchung des Einflusses der elektrischen Distanz leistungselektronischer Geräte auf die Frequenzkopplungen im Niederspannungsnetz*

02/2021 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kaufhold)

Pomsel, Michelle

*Untersuchen der Stromdichteverteilung von Steck- und Gleitverbindungen in Drehstromsystemen*

04/2021 (Betreuer: Dr.-Ing. Israel)

Hu, Dongyang

*Modellieren des elektrischen Eigenfrequenz- und Wanderwellenverhaltens in drehenden Maschinen*

05/2021 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Guo, Zefan

*Simulative Analyse der Einsatzgrenzen einer Methode zur nichtinvasiven Parameteridentifikation von Oberschwingungsmodellen*

07/2021 (Betreuer: Dipl.-Ing. Müller)

Gödicke, Markus Andreas

*Untersuchungen zum elektrischen und thermischen Verhalten stromführender Verbindungen mit mehrdrähtigen Leitern*

08/2021 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

## **2.3 Studentischer Newsletter**

Der Studentische Newsletter richtet sich an Studierende der Elektroenergie-technik sowie alle anderen Interessierten.

Der Newsletter erscheint monatlich und informiert über interessante Veranstaltungen sowohl am IEEH, an der Fakultät E&I, des VDE Dresden und energy Saxony. Seit diesem Jahr wird auch vermehrt über online-Angebote informiert.

Pro Newsletter werden einzelne der am Institut ausgearbeiteten Studien- und Diplomarbeiten näher beschrieben, während alle Aufgabenstellungen 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 Elektroenergie-technik vorgestellt.

Bei Interesse können sich an der TU Dresden immatrikulierte Studierende in die OPAL-Gruppe „Studierende am IEEH“ einschreiben. Externe wenden sich dahingehend bitte per Email an [yinan.zhang@tu-dresden.de](mailto:yinan.zhang@tu-dresden.de).

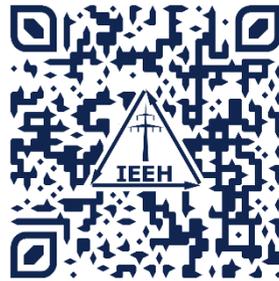
### 3 Forschung

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.

Über die Forschungsinfo der TU Dresden erhalten Sie u. a. umfassende Kurzinformationen über Publikationen, Abschlussarbeiten und Forschungsprojekte. Auf unserer neuen IEEH-Repräsentanz auf LinkedIn informieren wir zukünftig ganzjährig über neue Projektstarts, Konferenzteilnahmen, Forschungsdienstleistungen und relevante Ereignisse. Eine weitere Möglichkeit detaillierte Informationen zu ausgewählten Publikationen zu erhalten, bietet sich unter den beiden Professurseiten auf dem alternativen Dokumentenserver ResearchGate.



Forschungsinfo der TU Dresden  
<https://tud.link/o6ys>



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



<https://www.researchgate.net/lab/Peter-Schegner-Lab-3>



<https://www.researchgate.net/lab/High-Voltage-Laboratory-at-Technische-Universitaet-Dresden-Steffen-Grossmann>

## 3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

### 3.1.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Die elektrische Energieversorgung verändert sich zurzeit grundlegend. 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.

#### Energie- und Messwandler

- 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

#### Planung und Betrieb von Netzen

- Stochastische bottom-up Modellierung von Niederspannungsnetzlasten
- Netzausbauplanung in Verteilnetzen unter veränderten und unscharfen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Energiewende Sachsen im transnationalen Kontext - Strategien und Lösungsansätze für ein nachhaltigeres Energieversorgungssystem
- Entwicklung zellular organisierter Energiesysteme mit fraktaler Struktur
- Stabilitätsbetrachtung für dezentrale Energiewandlungsanlagen in Verteilnetzen
- Systemdienstleistungen in Flächenverteilnetzen
- Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen
- Einbindung von DC-Leitungen in Verteilnetze und Auslegung hybrider AC-DC-Netze
- Digitalisierung der Energietechnik durch Einsatz funkbasierter Technologien – Strategien und Anforderungsanalyse für die Ausgestaltung der Kommunikationsarchitektur

#### **Power Quality**

- Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Wechselrichtern 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 (Harmonische, Zwischenharmonische, Supraharmonische und Unsymmetrie)
- Modellierung der Ausbreitung von Harmonischen im 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 Spannungsqualität bei großen Datenmengen
- Automatisierte Algorithmen zur Erkennung von Netzzrückwirkungen
- Internetbasierte Austauschplattform für gemessene Oberschwingungsspektren von Haushaltsgeräten; PANDA (equiPment hArmoNic Database)

#### **Schutz- und Leittechnik**

- Untersuchung stromstarker Niederspannungsstörlichtbögen am National Arc fault Research Center (NARC)
- Algorithmenentwurf 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 Systemverhaltens 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

- Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom, Gas, Wärme und Kälte
- Combined Energy Lab - thermisch und elektrischer Versuchsstand zur Analyse von Prosumern
- Planungs- und Betriebsalgorithmen für zellulare Energieversorgungssysteme
- Netzzustandsidentifikation und Phasenerkennung in Verteilnetzen
- Planwertbasiertes und operatives Engpassmanagement in Verteilnetzen
- Netzdienliche Integration von Elektrofahrzeugen in das Niederspannungsnetz
- Automatisierte Analyse von Lasten und Lastgruppen in Niederspannungsnetzen
- Automatisierte Parameteridentifikation, energetische Bewertung und Optimierung des Betriebs von dezentralen Energieanlagen
- Prognosealgorithmen für Energieerzeugung und -verbrauch mittels Maschinelles Lernen

**Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Energie- und Messwandler“**



**Christian Jäschke, M. Sc.**

**Entwicklung eines Kalibriersystems für Stromsensoren bis 150 kHz**

Gefördert durch:  
  
 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
 aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojektes mit den Unternehmen Condensator Dominit, QMK und Spitzenberger & Spies, sowie der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) wird ein Kalibriersystem für Stromsensoren entwickelt. Dabei soll der Übertragungsfehler von Stromsensoren, vor allem bei höherfrequenten Stromanteilen mit Frequenzen bis zu 150 kHz, bestimmt werden. Bild 1 zeigt schematisch den geplanten Aufbau des geplanten Kalibriersystems.

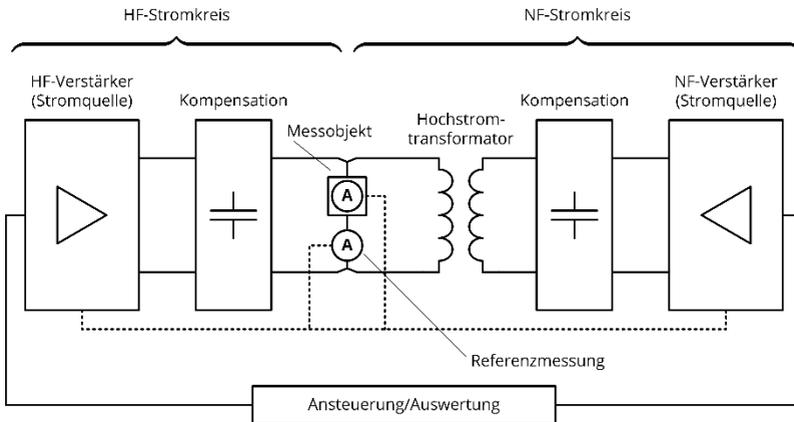


Bild 1: Aufbau des Kalibriersystems.

Um hierbei in Energieversorgungsnetzen eingesetzte Stromsensoren unter realitätsnahen Bedingungen zu kalibrieren, soll einerseits ein Leistungsverstärker einen niederfrequenten (NF) Strom von bis zu 1,5 kA bei einer Netznennfrequenz von 16,7 Hz, 50 Hz, 60 Hz oder 400 Hz erzeugen. Andererseits erzeugt parallel dazu ein zweiter Verstärker den eigentlichen höherfrequenten (HF) Prüfstrom von bis zu 50 A bei Frequenzen bis zu 150 kHz.

Die zusätzliche Aussteuerung mit einem netzfrequenten Strom dient vornehmlich der Berücksichtigung aussteuerungsabhängiger Übertragungsfehler, die beispielsweise in konventionellen Stromwandlern durch die Kernmagnetisierungskurve und in shuntbasierten Stromsensoren durch Eigenerwärmung hervorgerufen werden können. Wie Bild 1 zeigt, werden der NF- und HF-Strom in separaten Stromkreisen erzeugt. Am zu prüfenden Stromsensor werden sie derart verbunden, dass durch diesen und einem Referenzsensor die Überlagerung beider Ströme fließt.

Die Erzeugung der NF- und HF-Signale, sowie die Auswertung der Messsignale von Messobjekt und Referenzwandler erfolgt über eine Auswerteelektronik, die in den Verstärkern integriert wird. Über eine externe Schnittstelle soll die Vorgabe der Kalibrierparameter und die Ausgabe der Ergebnisse erfolgen.

### Herausforderungen bei der Erzeugung der Prüfströme

Aufgrund seiner parasitären Induktivität nimmt der HF-Stromkreis eine hohe Blindleistung auf. Bei den angestrebten Frequenzen der Prüfströme ist die maximale Blindleistungsaufnahme des HF-Kreises um mehr als 3-mal höher als bei einem 30-mal geringen NF-Strom mit 50 Hz. Um die Belastung des HF-Leistungsverstärkers gering zu halten, wird daher eine adaptive Blindleistungskompensation durchgeführt, die kontinuierlich an die Messkreisinduktivität und die jeweilige Prüffrequenz angepasst wird.

Eine weitere Herausforderung stellt die galvanische und induktive Kopplung beider Messkreise dar, die ein Übersprechen der HF- und NF-Signale hervorruft. Bild 1 zeigt die geometrieabhängige Kopplungsinduktivität der Messkreise, die anhand der Messkrisanordnung gemäß Bild 2 abgeschätzt wird.

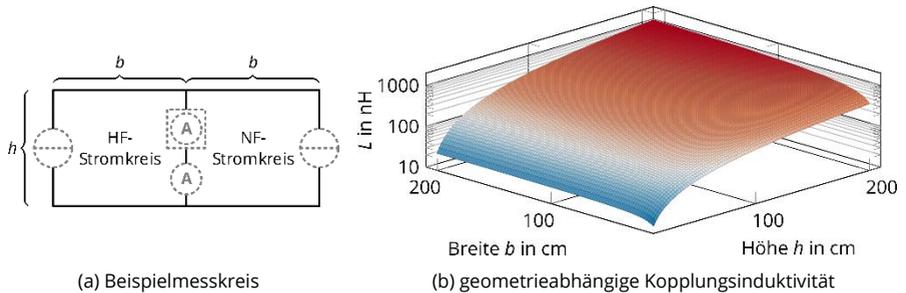


Bild 2: Abschätzung der geometrieabhängigen Kopplungsinduktivität beider Messkreise.

Bei einer Stromkreisgröße von  $b = h = 1$  m wird durch die berechnete Kopplungsinduktivität nach Bild 2b beispielsweise eine HF-Spannung von bis zu 12 V in den NF-Stromkreis induziert. Diese Störspannung belastet zum einen den in Bild 1 dargestellten Hochstromtransformator und NF-Verstärker, zum anderen entsteht dadurch im NF-Stromkreis ein entgegengesetzter HF-Kreisstrom, der an der Überlagerungsstelle und somit innerhalb des Prüflings den wirksamen HF-Strom verringert.

Aufgrund dieser Beeinflussung müssen bei der Entwicklung des Kalibriersystems die Stromkreise so aufgebaut werden, dass die Kopplungsinduktivität möglichst gering ist. Sollte dies nicht gelingen, müssen geeignete Gegenmaßnahmen ergriffen werden um die Auswirkungen durch die induzierten Störspannungen gering zu halten.

**Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Planung und Betrieb von Netzen“**



**Jonas Dabow, Dipl.-Ing. (FH)**

**Ordnungsreduktion von Systemen im Zustandsraum mittels Approximation nicht-dominanter Eigenwerte**

Der Ausgangspunkt ist ein System, das durch die Transformation des Zustandsvektors  $x(t) = V \cdot z(t)$  mittels Modaltransformation im Zustandsraum dargestellt wird. Die Systemmatrix  $A$  ist eine Diagonalmatrix der  $n$  Eigenwerte des Systems. Mithilfe des Dominanzmaßes nach Litz [1] werden  $m$  dominante und  $n - m$  nicht-dominante Eigenwerte bestimmt. Folgend lässt sich die Zustandsdifferentialgleichung in zwei Teile gemäß Gl. (1) zerlegen:

$$\begin{aligned} \dot{z}_1(t) &= A_1 \cdot z_1(t) + \tilde{B}_1 \cdot u(t) && \text{dominanter Anteil} \\ \dot{z}_2(t) &= A_2 \cdot z_2(t) + \tilde{B}_2 \cdot u(t) && \text{nicht-dominanter Anteil} \end{aligned} \tag{1}$$

Wobei

- $A_1 = \text{diag}(\lambda_1, \dots, \lambda_m)$  Diagonalmatrix;  $m$  dominante Eigenwerte
- $A_2 = \text{diag}(\lambda_{m+1}, \dots, \lambda_n)$  Diagonalmatrix;  $n - m$  nicht-dominante Eigenwerte
- $\tilde{B}_1, \tilde{B}_2$  aufgeteilte, transformierte Eingangsmatrix
- $u(t)$  Eingangsvektor
- $z_1(t), z_2(t)$  aufgeteilter Zustandsvektor im Modalraum

Im nächsten Schritt beschreibt Litz einen Ansatz zur Approximation der nicht-dominanten Modalkoordinaten ( $\tilde{z}_2(t)$ ) über eine Linearkombination dominanter Modalkoordinaten (siehe Gl. (2)). Ziel ist es, sowohl die Ordnung des resultierenden Systems, als auch den Rechenaufwand der darauffolgenden Modellierungsschritte zu reduzieren. Dabei ist eine stationäre und dynamische Genauigkeit zu gewährleisten.

$$\tilde{z}_2(t) = E \cdot z_1(t) \tag{2}$$

$E$  ist eine konstante  $(n - m, m)$ -Matrix, die mithilfe der dominanten und nicht-dominanten Eigenwerte sowie den aufgeteilten, transformierten Eingangsmatrizen geschlossen angegeben werden kann (siehe dazu [1, 2]). Um die Zustandsdifferentialgleichung des reduzierten Modells zu erhalten, wird Gl. (3) zur näherungsweisen Rekonstruktion herangezogen.

$$z_1(t) = F^{-1} \cdot x_r(t) \tag{3}$$

Mit

$$F = V_{11} + V_{12} \cdot E,$$

wobei

- $V_{11}, V_{12}$  Teile der Transformationsmatrix  $\begin{pmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} V_{11} & V_{12} \\ V_{21} & V_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \end{pmatrix}$
- $x_r(t)$  Zustandsvariablen des reduzierten Modells

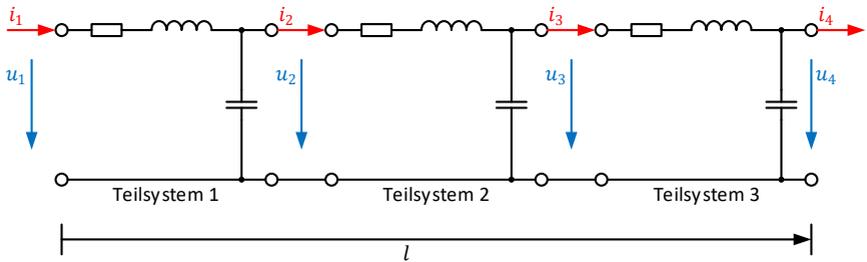


Bild 1: Leitungsabschnitt, bestehend aus verkoppelten, einphasigen  $\Gamma$ -Ersatzschaltbildern.

Die Transformation des Modells aus Bild 1 in den Modalraum liefert drei konjugiert komplexe Eigenwertpaare, wobei ein Paar als dominant zu bewerten ist. Mithilfe des beschriebenen Verfahrens ist es möglich, die Ordnung von sechs auf zwei zu reduzieren. Das Ergebnis ist in Bild 2 dargestellt. Das Gesamtsystem (blau) wird durch das reduzierte System (schwarz) gut approximiert. Insbesondere die Resonanzstelle, die durch den dominanten Eigenwert bestimmt ist, bleibt erhalten.

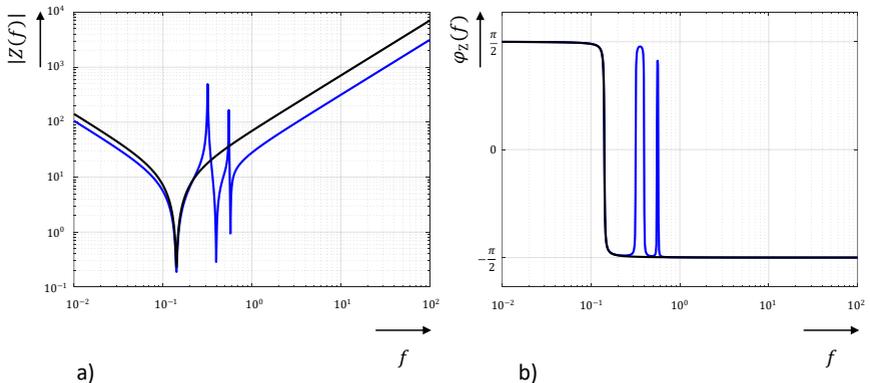


Bild 2: Frequenzverlauf der komplexen Impedanz am Leitungsanfang; a) Betrag der Eingangsimpedanz; b) Impedanzwinkel jeweils blau – Gesamtsystem und schwarz – reduziertes System.

Darauf aufbauend folgt ein Ansatz zur Bestimmung der notwendigen Anzahl der Teilsysteme des Modells. Darüber hinaus wird eine Erweiterung vom einphasigen zum dreiphasigen System angestrebt.

- [1] L. Litz: *Dezentrale Regelung – Methoden der Regelungstechnik*. R. Oldenbourg Verlag GmbH, München/Wien, 1983.
- [2] O. Föllinger: *Regelungstechnik – Einführung in die Methoden und ihre Anwendung*. Hüthig Buch Verlag, 7. Auflage, Heidelberg, 1992.



**Sebastian Kraemer, Dipl.-Ing.**

**STABEEL – Reglerstabilität von  
Energiewandlungsanlagen in  
Verteilnetzen**



Die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber liegt in der Gewährleistung einer robusten und zuverlässigen Energieverteilung, insbesondere vor dem Hintergrund des fortschreitenden Ausbaus dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEAs). Im deutschen Mittel- und Hochspannungsnetz ist die installierte Leistung von DEAs von 27 GW im Jahr 2008 auf 83 GW im Jahr 2019 gestiegen. Dieser Trend bleibt bestehen, so wird für die Jahre 2021-2025 in Europa ein weiterer Zubau von 105 GW windbasierter und 142 GW solarbasierter DEA-Leistung prognostiziert [1, 2]. Damit geht ein Bedarf an Systemdienstleistungen einher, der von DEAs u.a. Beiträge zur Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung fordert. Werden dazu  $Q(U)$ -Regelungen eingesetzt, besteht die Gefahr der gegenseitigen Reglerbeeinflussung über die Netzimpedanzkopplung, Bild 1. Gegenstand des Projektes STABEEL ist diesbezüglich die Erarbeitung anwendungsbezogener Entwurfsrichtlinien zur Bewertung der Stabilität/Interaktionen von dezentralen  $Q(U)$ -Anlagenregelungen in Elektroenergieversorgungsnetzen. Dazu wurden im ersten Projektjahr bestehende Ansätze [3, 5] automatisiert und ein neuer Bewertungsansatz basierend auf dem Kreiskriterium [6] gemäß Bild 2 implementiert.

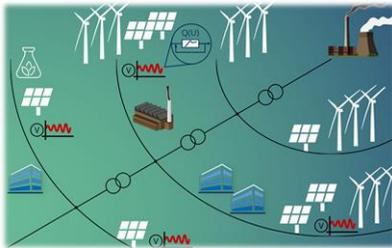


Bild 1: Prinzipielle Darstellung der Struktur zukünftiger Verteilnetze.

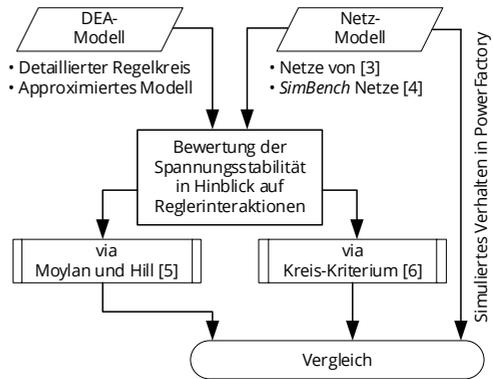


Bild 2: Geplantes Vorgehen im Projekt.

Mit Hilfe einer entwickelten Toolbox können Netze aus Netzberechnungsprogrammen exportiert und für die Netzberechnung und Stabilitätsbewertung weiterverarbeitet werden. Als Untersuchungsgegenstand wurden dafür vier 110-kV-Benchmarknetze mit unterschiedlicher DEA-Durchdringung gewählt: zwei realitätsnahe und ein synthetisches Netz aus [3] sowie ein synthetisches Verteilnetz für Deutschland aus dem *SimBench*-Projekt [4]. Um eine Charakterisierung der Netze zu ermöglichen, wird der Bewertungsfaktor  $\rho$  eingeführt.

$$\rho = \frac{\sum P_{\text{DEA inst}}}{\ell_{\text{Netz}}} \quad (1)$$

Tabelle 1 zeigt die Charakteristiken der untersuchten Benchmarknetze. Als Vergleich fasst Bild 3 die DEA-Durchdringungsrate  $\rho$  für die Flächenverteiltznetzbetreiber der Regelzone von 50Hertz Transmission GmbH zusammen, aufgeteilt nach Zeiträumen der Inbetriebnahme.

Tabelle 1: Übersicht der Charakteristiken von ausgewählten Benchmarknetzen.

Netz	Übergabepunkte zur 380-kV-Ebene	Knotenanzahl	$\sum P_{\text{DEA}}$ in MW	$\rho$ in kW/km
Synth. Verteilnetz 1	2	50	480	1400
Synth. Verteilnetz 2	3	61	1560	1440
Real. Verteilnetz 1	2	65	135	$\approx 200^a$
Real. Verteilnetz 2	3	210	840	$\approx 600^a$

a. Angabe von  $\rho$  der zugehörigen VNB-Netzfläche, da die konkrete Länge des Teilnetzes nicht verfügbar ist.

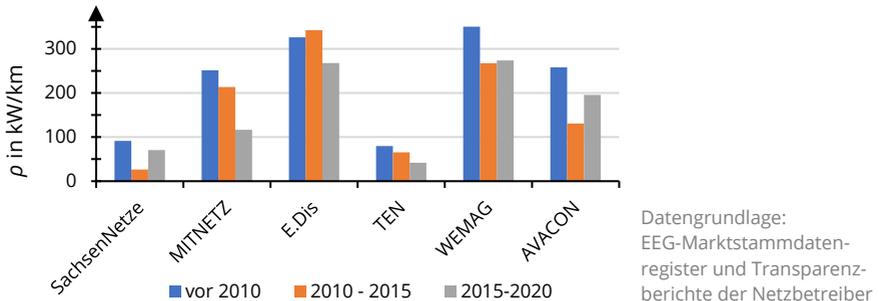


Bild 3: DEA-Durchdringungsrate  $\rho$  für die Hochspannungsnetze der Flächenverteiltznetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone, aufgeteilt nach Zeiträume (Jahresangabe) der Inbetriebnahme.

Weiterhin ist im Projekt die verbesserte regelungstechnische Abbildung der Netzkopplung von DEAs ein Untersuchungsgegenstand [7]. Darauf aufbauend wird zudem eine Erkennung von Inkonsistenzen in regelungstechnischen Systemen (Fehlerdiagnose) angestrebt.

- [1] WindEurope Business Intelligence, „Wind energy in europe – 2020 statistics and the outlook for 2021-2025“, Wind Europe, Tech. Bericht, Feb. 2021.
- [2] International Energy Agency: „Renewables2020“, Tech. Report, Nov. 2020.
- [3] S. Kraemer, A. Saciak, J. Winkler, P. Schegner und K. Röbenack, „On Robust Stability Criteria for Non-linear Voltage Controllers in Electrical Supply Networks“, in 20th Power System Computation Conference (PSCC'18), Dublin, Irland, 2018.
- [4] S. Meinecke et al., „SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis“, Energies, vol. 13, no. 12, p. 3290, Jun. 2020.
- [5] P. Moylan und D. Hill, „Stability criteria for large-scale systems“, IEEE Transactions on Automatic Control 23.2, pp. 143-149, 1978.
- [6] J. Adamy, Nichtlineare Systeme und Regelungen, 2. Ausg., Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2014.
- [7] S. Ecklebe, S. Kraemer und K. Röbenack, „A time-based approach to the modelling of power distribution grids“, in 25th International Conference on System Theory, Control and Computing (ICSTCC 2021), Iași, Rumänien, Okt. 2021.



**Matthias Nilges, M. Sc.**  
**Herausforderungen beim Aufbau von  
Gleichstrom-Niederspannungs-  
Ortsnetzen**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

In elektrischen Energieversorgungsnetzen gewinnt die Nutzung leistungselektronischer Betriebsmittel zunehmend an Bedeutung. Im Übertragungsnetz wird diese Technologie bereits seit Jahren eingesetzt, um große Leistungen über weite Entfernungen zu transportieren, z. B. für die Anbindung von Offshore-Windparks. Zunehmend steigt die Bedeutung dieser Technologie auch in der Niederspannung. So kommt diese beim Laden von Elektrofahrzeugen, zur flexiblen Steuerung elektrischer Maschinen sowie bei der Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen zum Einsatz. Zur Steigerung der Leistungsdichte im Netz und der Reduktion von Verlusten wird daher in mehreren Bereichen an dem Aufbau gekapselter Niederspannungs-Gleichstrom-Netze (NS-DC-Netze) geforscht. Hierbei liegt der größte Fokus derzeit auf dedizierten Teilnetzen in der Industrie [1]. Mit zunehmender Durchdringung der Technologie wird jedoch der Aufbau ganzer NS-DC-Ortsnetze denkbar. Der Umstieg auf ein solches Netz führt jedoch zu veränderten Rahmenbedingungen für die Netze.

Zum einen stellen Gleichspannungen im Erdreich ein enormes Gefährdungspotential dar. Sind diese vorhanden, können sie zur elektrolytischen Zersetzung der Erdungsanlagen führen. Dies kann lediglich durch eine geeignete Materialwahl der Anlagenerder verhindert werden. Insbesondere in gemischten Gebieten mit Wechselspannungsnetzen besteht das zusätzliche Problem, dass die Erdströme über benachbarte Erdungsanlagen in AC-Netzbereiche einkoppeln. Dies kann wiederum zu einer unkontrollierbaren Zersetzung der AC-Erdungsanlagen führen. Gleichzeitig können hierdurch auch bei AC-Betriebsmitteln, wie z.B. Messwandlern, Funktionsstörungen auftreten. Daher müssen in Niederspannungsnetzen DC-Erdströme vermieden werden [2].

Durch den nicht vorhandenen natürlichen Stromnulldurchgang des DC-Stromes ergeben sich bei allen Schaltgeräten zusätzliche Herausforderungen. Abhängig von der Geschwindigkeit, mit der ein Schaltkontakt geöffnet wird, kann auch bei DC-Niederspannung ein wenige bis mehrere Zentimeter langer Lichtbogen entstehen [3]. Detaillierte Informationen zu den Auswirkungen solcher DC-Niederspannungs-Lichtbögen sind im Beitrag von Frau Luhnau genauer beschrieben. Die Schlussfolgerung ist, dass der Stromnulldurchgang auf geeignete Weise erzwungen oder der Spannungsbedarf des Schaltlichtbogens erhöht werden muss.

**Resultierende Herausforderungen beim Aufbau eines NS-DC-Netzes**

Aus den veränderten Rahmenbedingungen ergeben sich insbesondere für den Netzschutz völlig neue Herausforderungen. Je nach Aufbau des Netzes kann es daher sinnvoll sein, den

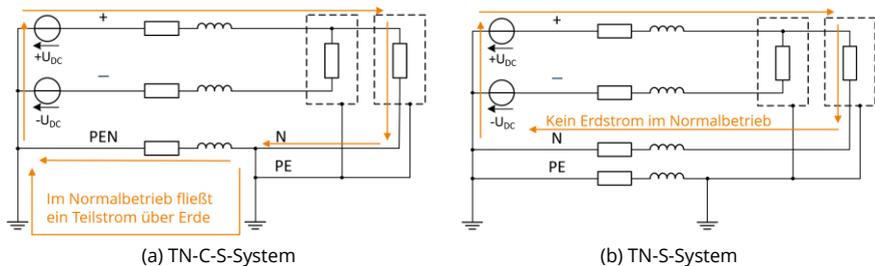


Bild 1: Nulleiterbelastung bei DC-Niederspannungsnetz-Systeme bei bipolarem Betrieb.

netzbildenden Umrichter in das Schutzkonzept zu integrieren oder mithilfe zusätzlicher leistungselektronischer Bauteile die Spannung in fehlerbetroffenen Abgängen zu reduzieren. Mit Hinblick auf die Ergebnisse zur Untersuchung von Störlichtbögen durch Frau Luhnau müssen zudem jegliche Steckverbindungen neu bedacht werden. Entsprechende Lösungen für selbstlöschende Verbinder sind bereits auf dem Markt erhältlich. Es sind jedoch auch alternative Maßnahmen, wie Lichtbogendetektionseinheiten mit automatischer Kurzzeitabschaltung der entsprechenden Abgänge denkbar.

Zur Verhinderung von Erdströmen spielt hingegen die Art, wie das NS-DC-Netz realisiert ist, eine entscheidende Rolle. Grundsätzlich bietet sich hierfür ein isoliertes IT-Netz an. Gleichzeitig muss jedoch der Netzschutz in solch einem Netz berücksichtigt werden. Im IT-Netz wird üblicherweise zur Detektion des ersten, unkritischen Fehlers ein Isolationswächter verwendet. Dies wäre auch bei einem NS-DC-Netz eine praktikable Lösung. Mit steigender Netzgröße ist die selektive Fehlerlokalisierung mit den bisherigen Methoden jedoch nicht durchführbar. Die Selektivität der Fehlerklärung in einem ausgedehnten Netz ist nur mit erheblichem Mehraufwand, z.B. durch galvanische Trennung, zu bewerkstelligen.

Basierend auf den heutigen, typischen Realisierungsarten in NS-AC-Netzen (TT-S und TN-C-S) lassen sich unter Berücksichtigung aller DC-Betriebsarten (monopolar, sowie synchron und asynchron bipolar) jedoch ebenfalls großflächige NS-DC-Netze aufbauen. Wie beispielhaft an einem TN-C-S-Netz in Bild 1a dargestellt, muss jedoch zwingend eine Verbindung zwischen N und PE bzw. Erde unterbunden werden. Durch Anschluss eines asynchronen Verbrauchers (hier zwischen + und N) stellt sich im Neutralleiter ein Strom ein. Dieser teilt sich an der Verbindungstelle des Neutral- und PE-Leiters (typischerweise die Erdungsschiene am Hausanschlusspunkt) unweigerlich auf und führt zu einem unzulässigen Erdstrom. Erst durch das Auftrennen der Verbindung zwischen PE und N im gesamten System und somit der Umstellung zu dem TN-S-Netzes in Bild 1b wird dieser Erdstrom verhindert. Beim TT-System besteht hingegen keine Verbindung zwischen N und PE, sodass sich dieses wie im AC-Betrieb einsetzen lässt.

- [1] H. Borchering, E. Fosselmann, T. Kuhlmann und H. Stammberger, Gleichstrom für die nachhaltige Fabrik, Frankfurt: ZVEI e. V., 2020.
- [2] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt und J. Liang, HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future, New York: John Wiley & Sons, 2016.
- [3] W. Rieder und H. Schneider, „Ein Beitrag zur Physik des Gleichstromlichtbogens“, ELIN-Zeitschrift 5, H. 4, S. 174 – 187, 1953.



**Fabian Ossevorth, Dr.-Ing.**

**Approximation stochastischer Lasten  
mit Hilfe des EM-Algorithmus**

Gefördert durch  
 Deutsche  
 Forschungsgemeinschaft

Die Modellierung von Energienetzen beruht in der Regel auf einer festen Hierarchie von der höchsten Spannungsebene abwärts zu niedrigeren Ebenen. Mit der Zunahme volatiler Energiewandlungsmechanismen basierend auf Wind- und Solarenergie, aber auch mit Kunden, die nicht nur Energie entnehmen, sondern auch Energie in das Gesamtsystem einspeisen, ist ein starrer Top-Down-Ansatz schwieriger aufrecht zu erhalten.

Um diese Einschränkung zu überwinden ist eine Fragmentierung des Systems vorteilhaft. Das bedeutet, dass ein flexibleres System, das z. B. aus abstrakten Zellen besteht, die hierarchische Stromverteilungstopologie ersetzt. Auf diese Weise wird jeder Teil des Energiesystems, z. B. Generatoren, Übertragungsleitungen, Transformatoren oder Windparks, als separate Zellen dargestellt. Die Zellen sind miteinander verbunden und ergeben schließlich ein komplexes dynamisches System. Dieser Ansatz wird *Loop Circle Arc Theory* (LoCA-Theorie) genannt.

Um in diesen Formalismus auch Haushalte zu integrieren bietet sich eine stochastische Modellierung an. Insbesondere werden zur Analyse gemessene Daten eines 24-h-Intervalls herangezogen, wobei die Verteilung der Leistungswerte von besonderem Interesse ist. Selten wird nur eine Verteilung zur Beschreibung eines Haushaltes ausreichen, daher wird eine Mischverteilungsdichte

$$f(\mathbf{P}_i|\boldsymbol{\theta}) = \sum_{k=1}^K \pi_k g_k(\mathbf{P}_i|\boldsymbol{\theta}) \quad (1)$$

mit

$$\mathbf{P}_i = (t_i, P_i)^T \text{ und } \sum_{k=1}^K \pi_k = 1, 0 \leq \pi_k \leq 1 \forall k$$

sowie den Gewichten  $\pi_k$ , Verteilungen  $g_k$  und Parametern  $\boldsymbol{\theta}$  angesetzt. Die einzelnen Dichten entsprechen multivariaten Gauss-Verteilungen

$$g_k \propto |\boldsymbol{\Sigma}_k|^{-\frac{n}{2}} \exp \left[ -\frac{1}{2} ((\mathbf{x} - \boldsymbol{\mu}_k) \boldsymbol{\Sigma}_k^{-1} (\mathbf{x} - \boldsymbol{\mu}_k)^T) \right], \quad (2)$$

zu denen die unbestimmten Parameter Kovarianzmatrix  $\boldsymbol{\Sigma}_k$  und Erwartungswert  $\boldsymbol{\mu}_k$  gehören. Diese Parameter fasst man mit den Gewichten zur Menge  $\boldsymbol{\theta} = \{\pi_k, \boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k\}$  zusammen. Die unbekannt Parameter der Verteilungsfunktionen werden iterativ mit Hilfe der Expectation Maximization (EM) - Algorithmus bestimmt [2, 3]. Bild 1a zeigt exemplarisch die ermittelten Mischverteilungsdichten eines Haushalts. Es wurden drei Dichten geschätzt und die zugehörigen 95%-Konfidenzellipsen eingezeichnet. In Bild 1b sind die Dichten und die zugehörigen Daten dreidimensional dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass Datenpunkte zu mehreren Dichten gehören können.

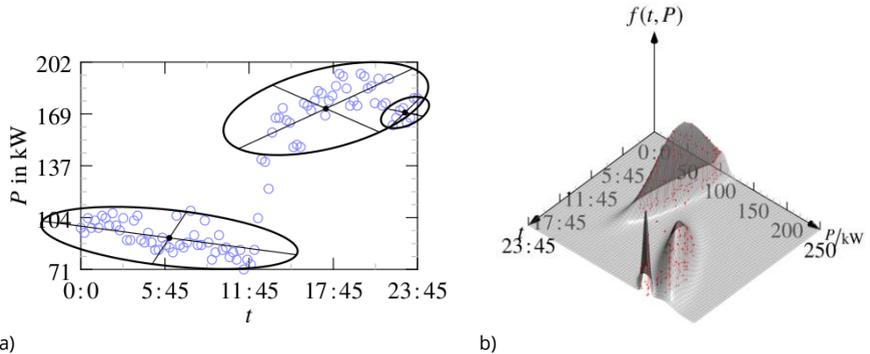


Bild 1: Leistung eines Verbrauchers; a) geschätzte Dichten mit 95% Konfidenzellipsen; b) 3D Ansicht der Datenpunkte und ihre Zuordnung zu den Mischverteilungsdichten.

Nachdem für jeden Haushalt die entsprechenden Mischverteilungsdichten bestimmt worden sind, kann die Summendichte als bedingte Wahrscheinlichkeitsdichte ermittelt werden. Der daraus gewonnene zeitlich veränderliche Erwartungswert der Haushalte ist in Bild 2 zusammen mit den überlagerten Leistungen der einzelnen Haushalte,  $P_{\Sigma}$ , dargestellt.

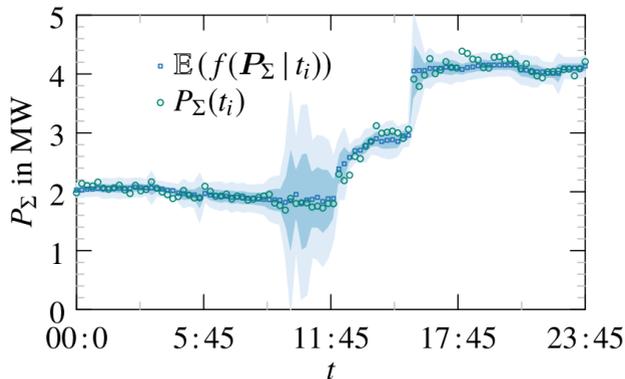


Bild 2: Erwartungswert der Summenleistung von  $N$  Haushalten. Schattierte Bereiche geben die einfache und doppelte Standardabweichung an.

Aus diesen Zeitverläufen kann anschließend ein vereinfachtes Modell aller Haushalte erstellt werden, zum Beispiel auf Basis des Vector-Fit Formalismus im Zeitbereich.

- [1] F. Ossevoorth und P. Schegner. *Approximating Stochastic Loads using the EM-Algorithm*, IFAC Journal of Systems and Control, Volume 18, Dezember 2021.
- [2] A. P. Dempster, N. M. Laird et al. *Maximum Likelihood from Incomplete Data via the EM Algorithm*. Journal of the Royal Statistical Society, Series B (Methodological), 1977.
- [3] C. Fraley, A. Raftery: *Bayesian Regularization for Normal Mixture Estimation and Model-Based Clustering*. Journal of Classification, Vol. 24, 2007.



Zhiyuan Peng, M. Sc.

**A Current Limiting Strategy to Improve behavior of voltage-controlled converters during fault conditions**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Nowadays, voltage source converters (VSC) are widely applied as grid interfaces of distributed generators. A grid-forming VSC works usually in island mode in a microgrid, where the voltage and frequency are not synchronous to the grid. During short-circuit faults and overload conditions, the output current of an inverter should be limited to prevent damage to the semiconductors [1]. After the fault has been clarified, the inverter then needs to return to normal operation mode as soon as possible and provide voltage support for the grid. This task is often carried out by a current limiting block added in the inverter control system.

In the Projekt FlexNet-EkO, a power electronic grid coupler (so-called eNK-Container) with a back-to-back converter system is designed as the voltage source for the low voltage modular grid. In addition, a simulation model is built in the Programm DigSILENT PowerFactory to study the behavior of the VSC in different grid conditions. The control system of the inverter employs typical cascaded control loops. The outer loop controls the output voltage for the modular grid, whereas the current is controlled by the inner loop. Both control loops are closed. Because of the inverter topology (three-phase, three leg), the voltage and current in each phase cannot be controlled separately. Therefore, the control system is implemented in the stationary reference frame ( $\alpha\beta$ -coordinates). Figure 1 shows the control system of the inverter, all the controlled values are calculated in p.u.

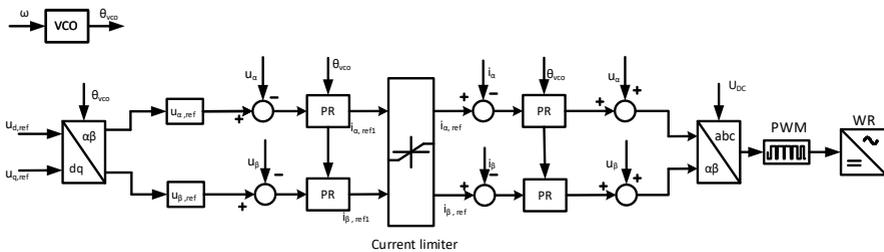


Figure 1: Structure of the inverter control system.

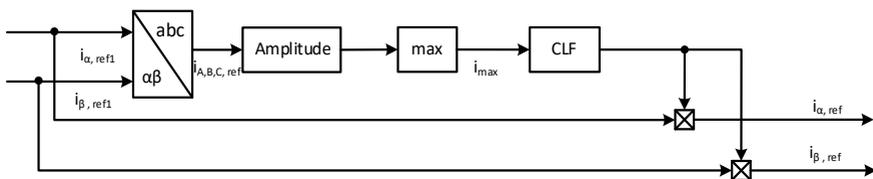


Figure 2: Proposed current limiter.

If conventional instantaneous saturation limit or latched limit [2] were applied in the control system as the current limiter, the inverter voltage and current waveforms could be distorted during asymmetrical faults due to crest clipping of the current reference value. To avoid the distortion and ensure sinusoidal inverter output voltage also in fault conditions, a new current limiting strategy is proposed to improve the VSC-behavior (Fig. 2).

A current limiting factor (CLF) in the proposed limiter is calculated based on the maximal reference current of the three phases:

$$CLF = \begin{cases} \frac{1}{i_{max}}, & i_{max} > 1 \\ 1, & i_{max} < 1 \end{cases} \quad (1)$$

As expressed in Figure 2, a pair of current references in the  $\alpha\beta$ -coordinates come out from the voltage controller. The current is re-transformed into the natural reference frame (abc-coordinates) with the help of the inverse Clarke transformation. Current amplitudes in every phase are evaluated and a CLF is calculated from (1). This CLF is then applied to prevent the reference current from exceeding its limits. Under normal conditions, the limiter is not active. Therefore, the CLF = 1 and the current from the outer loop remain to be the reference current for the inner loop. However, during overloaded and fault conditions, the CLF will limit the current of the fault phase to its threshold. Meanwhile, the reference current in healthy phase(s) would also be reduced because the CLF is applied to all axes in the  $\alpha\beta$ -coordinates. Consequently, the voltage magnitude in healthy phase(s) would decrease but in comparison to other strategies, there would be no more obvious distortion in its sinusoidal waveform (Fig. 3).

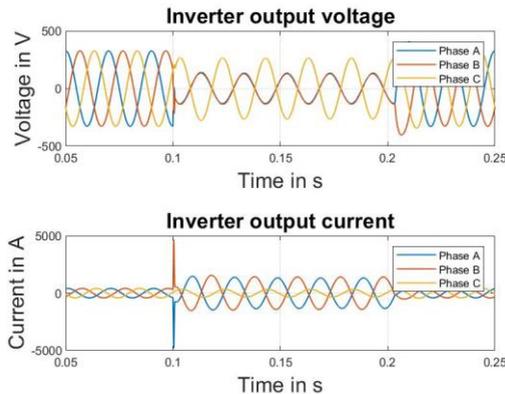


Figure 3: Output voltage and current of the three-phase inverter during a fault between phase A and B.

- [1] H. R. Baghaee, M. Mirsalim, G. B. Gharehpetian and H. A. Talebi, "A new current limiting strategy and fault model to improve fault ride-through capability of inverter interfaced DERs in autonomous microgrids," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 24, no. 5, pp. 71–81, 2017.
- [2] N. Bottrell and T. C. Green, "Comparison of current-limiting strategies during fault ride-through of inverters to prevent latch-up and wind-up," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 7, pp. 3786–3797, 2014.

### Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Power Quality“



Ana Maria Blanco, Dr.-Ing.

#### Network model for harmonic studies in transmission systems

The rising number of power electronic based devices and installations in transmission systems (e.g. Windparks, PV-parks, FACTS, HVDC, etc.) has increased the interest of network operators in the proper measurement and simulation of propagation of waveform distortion, especially harmonics, in transmission systems. Such simulation is not an easy task, as it requires detail modeling of all system components, considering positive, negative and zero sequence impedances and their variation with the frequency.

To study propagation and superposition of harmonics in transmission systems, e.g. to validate the suitability of simplified methods for calculating emission limits, a respective network model for harmonic studies has been developed and implemented in DigSilent Power Factory. Figure 1 shows the network, which is divided into three regions and has three voltage levels (380 kV, 220 kV and 110 kV). In total, this network consists of 79 nodes, 48 overhead lines, 16 generators and 34 loads (110 kV loads connected via transformers to 380 kV

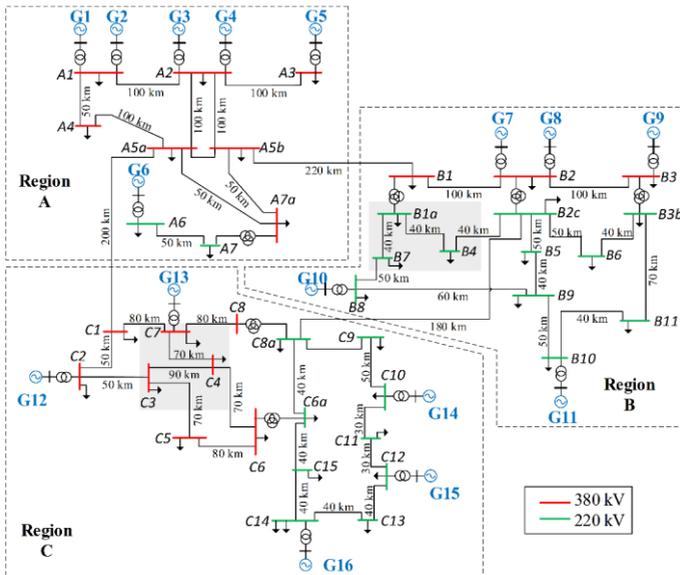


Figure 1: Network model for harmonic studies in transmission systems.

and 220 kV nodes). Models of synchronous generators as well as power electronic based generators (Modular Multilevel Converter MMCs) were implemented, and a set of generation scenarios were defined considering different penetrations of power electronic based generation. In addition, two 110 kV networks were modeled in detail in order to analyze the influence of the modeling of subordinate HV networks on the harmonic propagation in the extra-high voltage network. The first 110 kV grid is connected to the 220 kV grid (Nodes B1a, B4, B7), and the second 110 kV grid is connected to the 380 kV grid (Nodes C3, C4 C7).

It was ensured that fundamental load flow and voltage band at all busbars as well as the utilization of transformers, generators and lines is plausible. The realistic replication of the zero-sequence system at fundamental frequency was validated using the single- and three-phase short-circuit currents. The frequency-dependent network impedances of the 380 kV and 110 kV nodes were compared with existing measurements and simulations.

The network model has been used for different analysis related to the propagation of harmonic currents and the influence of different system components on the resulting harmonic levels. For example, the propagation of harmonics has been studied using the influence coefficients between any two nodes. A voltage  $\underline{U}_{kk}^{(\lambda)}$  applied at a node  $k$  results in a voltage  $\underline{U}_{kj}^{(\lambda)}$  at any other node  $j$  within the network. The ratio of the two voltages forms the complex influence coefficient  $\underline{c}_{kj}^{(\lambda)} = \underline{U}_{kj}^{(\lambda)} / \underline{U}_{kk}^{(\lambda)}$ . It indicates, whether and to what extent the harmonic level caused at node  $j$  by node  $k$  is damped ( $c < 1$ ) or amplified ( $c > 1$ ). Figure 2 shows an example of the magnitude of the influence coefficients for the 5<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> harmonics. All influence coefficients are smaller than 1 for the 5<sup>th</sup> harmonic, and the propagation is thus characterized by attenuations. For the 11<sup>th</sup> harmonic, there is harmonic amplification between some nodes in the 380 kV network. In both cases, the influence coefficients between the 380 kV nodes are greater than between the 220 kV nodes, and there is a low coupling between both voltage levels.

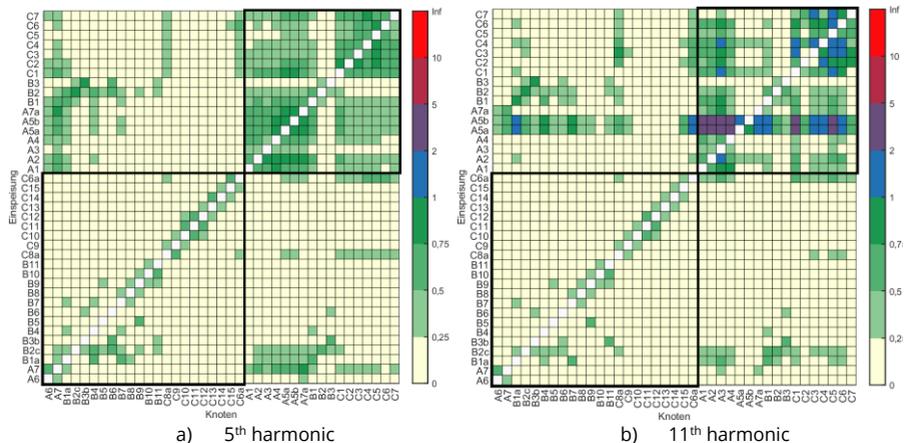


Figure 2: Color matrix of the magnitudes of the influence coefficients for the 220 kV nodes (A6 to C6a) and 380 kV nodes (A1 to C7).



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

**Identifikation von Korrelationen  
in Langzeitmessungen der  
Elektroenergiequalität**

In den letzten Jahrzehnten sind die Verteilungsnetze neuen und grundlegenden Veränderungen ausgesetzt. Aufgrund von Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zusammen mit dem Bedürfnis der Kunden nach betrieblicher Flexibilität ist die Anzahl an leistungselektronischen Geräten und Anlagen, die in den Verteilungsnetzen angeschlossen werden, stetig gewachsen. Diese Entwicklung gilt in ähnlicher Weise für verbrauchende Geräte und Anlagen (z.B. Ladegeräte für Elektrofahrzeuge oder LED-Lampen), Erzeugungsanlagen (z.B. PV-Wechselrichter, Windturbinen) und Speicheranwendungen. Die nichtlineare Charakteristik dieser Geräte beeinflusst die Elektroenergiequalität (EEQ) im Netz und wirkt sich u.a. auf die Spannungs- und Stromverzerrungen im Frequenzbereich bis 2 kHz (Oberschwingungen, Zwischenharmonische) und bis 150 kHz (Supraharmonische) aus.

Insbesondere moderne Großstädte zeichnen sich durch eine hohe Dichte und eine schnell wachsende Zahl von Privat- und Industriekunden und folglich auch durch eine rasche Zunahme der Anzahl von leistungselektronischen Geräten aus, was zu steigenden Störpegeln führen kann. Um einen Überblick über Veränderungen zu erhalten und mögliche Zusammenhänge zwischen EEQ-Kenngrößen und/oder Messorten zu identifizieren, wird die Langzeitüberwachung von EEQ-Kenngrößen immer wichtiger. Viele Netzbetreiber auf der ganzen Welt führen entsprechende Messkampagnen zur Überwachung der EEQ durch, wobei die Anzahl der installierten Messgeräte von einigen hundert bis zu mehreren zehntausend reicht. Die EEQ-Messkampagnen erzeugen große Datenmengen, die effiziente und automatisierbare Methoden zur Datenanalyse erfordern.

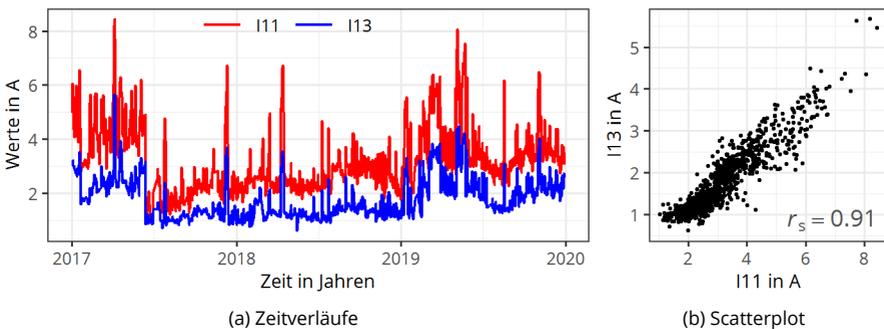


Bild 1: Stromharmonische der Ordnung 11 und 13 eines Messortes als Zeitverlauf und Scatterplot.

Mit Hilfe von Korrelationen lassen sich bspw. Abhängigkeiten zwischen mehreren EEQ-Kenngrößen eines Messortes sowie einzelnen EEQ-Kenngrößen an mehreren Messorten identifizieren [1]. Beispielhaft sind die 11. und 13. Stromharmonische an einem Messort in Bild 1 als Zeitverlauf sowie als Scatterplot dargestellt. Anhand des Zeitverlaufs ist zu erkennen, dass beide Kenngrößen über die gesamte Messdauer deutlich miteinander korrelieren bzw. zeitgleich ansteigen oder fallen. Entsprechend zeigt sich im Scatterplot ein nahezu linearer Zusammenhang mit einem hohem Korrelationskoeffizienten von  $r_s = 0,91$ .

Die Korrelationen zwischen EEQ-Kenngrößen sind beispielhaft für eine Messung in Bild 2 zu sehen. Hierbei ist zu erkennen, dass typischerweise hohe Korrelationen zwischen gleichen EEQ-Kenngrößen verschiedener Phasen auftreten. Zusätzlich ist für diesen Messort eine hohe Korrelation zwischen der Spannungsverzerrung (Uthd) und der 5. Spannungsharmonischen (U05) zu beobachten. Für die zusammengefasste Auswertung mehrerer Messungen kann die Anzahl der Messorte mit stark korrelierter EEQ-Kenngrößen (Korrelationskoeffizient  $r_s > 0,7$ ) bestimmt werden. Das Ergebnis in Bild 3 zeigt, dass die Spannungsverzerrung für insgesamt 15 von insgesamt 21 Messungen wesentlich durch die 5. Spannungsharmonische bestimmt wird. Vereinzelt sind signifikante Korrelationen zwischen den Spannungs- und Stromharmonischen gleicher Ordnung (z.B. U05~I05 und U07~I07) zu beobachten. Dies kann ein Indikator dafür sein, dass die verzerrte Spannung für die entsprechende Oberschwingungsordnung von Störquellen stammt, die an diesem Messort angeschlossen sind.

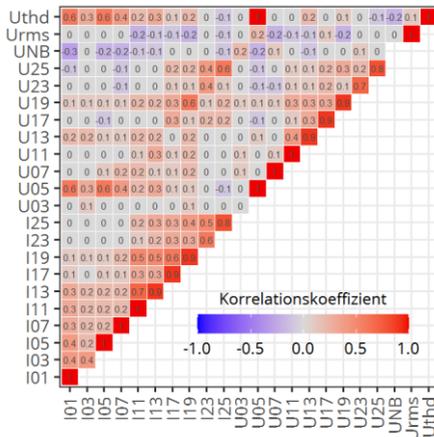


Bild 2: Korrelationskoeffizienten zwischen den EEQ-Kenngrößen eines Messortes.

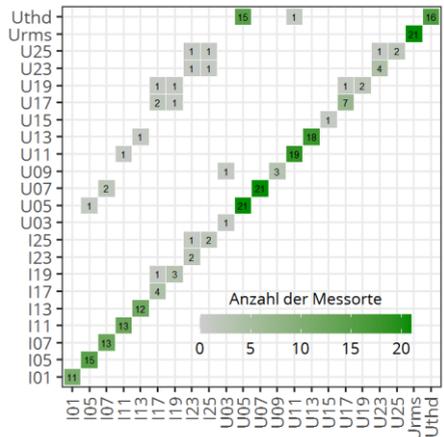


Bild 3: Anzahl der Messorte mit signifikanten Korrelationen zwischen EEQ-Kenngrößen.

[1] M. Domagk, J. Meyer, T. Wang, D. Feng, und W. Huang, „Automatic Identification of Correlations in Large Amounts of Power Quality Data from Long-Term Measurement Campaigns“, 26th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Online, 20.-23.09.2021.



**Etienne Gasch, Dipl.-Ing.**

**Strategien zur Plausibilisierung von Messdaten großer Power Quality Messprogramme**

Die Überwachung der Spannungsqualität stellt den Netzbetreiber vor verschiedene Herausforderungen. Eine davon ist die erhebliche Datenmenge, welche analysiert werden muss. Erfahrungen haben gezeigt, dass die Messdaten vor der Analyse unbedingt zu plausibilisieren sind. Bei der Plausibilisierung werden ungültige Messdaten aussortiert. Diese entstehen durch

- systematische und zufällige Fehler der Messgeräte,
- Fehler in der Datenübertragung,
- Fehler bei der Datenablage.

Die Fehler können entweder durch das System oder das Messgerät selbst entstehen oder durch den Nutzer (z.B. bei Messgeräteeinstellungen oder der manuellen Datenübertragung) verursacht sein.

Die Plausibilisierung der Messdaten ist insbesondere ein wichtiger Aspekt zu Beginn einer Messkampagne, um die fehlerfreie Installation und Funktionsweise des Messsystems zu überprüfen. Die Plausibilisierung folgt dabei einer Strategie aus mehreren Schritten, welche auf Basis der langjährigen Erfahrung des Institutes bei Begleitung und Durchführung von Messkampagnen entstanden ist. Dabei werden neben häufig wiederkehrenden Fehlern auch mögliche neue Fehlerquellen betrachtet. Für neue Fehlerquellen ist insbesondere der letzte Arbeitsschritt gedacht.

Im *ersten Schritt* wird der vorhandene Messdatenumfang untersucht. Hierbei wird auf zeitliche Vollständigkeit und auf die Vollständigkeit aller notwendigen Messgrößen geprüft, wobei sich die Sollgrößen dafür aus der Zielstellung der Auswertung ergeben. Für eine Auswertung nach DIN EN 50160 ist bspw. darauf zu achten, dass jede Messwoche die erforderlichen 1008 10-Minuten-Werte hat und dass alle notwendigen Messgrößen aufgezeichnet wurden.

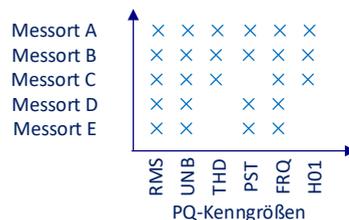
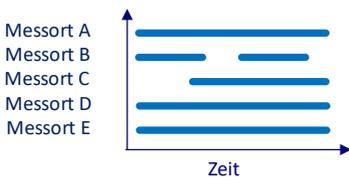


Bild 1: Überprüfung der zeitlichen Vollständigkeit der Messdaten.

Bild 2: Überprüfung der Vollständigkeit der Messgrößen.

Bild 1 zeigt beispielhaft in einem Gantt-Diagramm die Vollständigkeit der Messdaten für fünf Messorte. Messort B und C haben in dem Fall Messdatenlücken. Bild 2 zeigt die Messgrößen je Messort. Auch hier sind Lücken erkennbar.

Im zweiten Schritt wird das Markierungskonzept entsprechend IEC 61000-4-30 geprüft oder angewendet. Dabei sind alle Messdaten, bei deren Aufzeichnung gleichzeitig ein Ereignis (Spannungseinbruch, -überhöhung oder -unterbrechung) auftrat, zu markieren und bei der Auswertung nicht zu berücksichtigen. Stichprobenhaft werden dabei bereits von dem Messgerät markierte Daten geprüft. Dabei können auch Informationen aus anderen Systemen (z.B. Schutzgeräte) berücksichtigt werden. Andererseits kann auch die Häufigkeit von Ereignissen ein Indiz auf Messgerätefehler oder fehlerhafte Einstellung sein, wenn diese sehr häufig auftreten. Einzelne, sehr hohe Flickerpegel deuten ebenfalls auf ein Spannungsereignis hin und sollten in der Regel markiert sein. Insbesondere falls das Messgerät kein solches Ereignis aufgezeichnet hat, ist ein Abgleich mit anderen Systemen des Netzbetriebes empfehlenswert.

Im dritten Schritt werden die Messdaten selbst auf Plausibilität überprüft. Abschaltungen oder auch Softwarefehler können Messwerte verursachen, welche entweder Null sind oder nicht der erwarteten Größenordnung entsprechen. In Bild 3 sind bspw. alle Messwerte des THD für die Spannung  $U_{L12}$  an einem Messort wochenweise übereinander dargestellt, wobei die größten und kleinsten Werte blau gezeichnet sind. Es gibt Bereiche mit Nullwerten etwa zur Wochenmitte, welche ungewöhnlich sind. Im oberen Bereich gibt es keine signifikanten Ausreißer, Messwerte bis zu 2 % hier im erwarteten Bereich liegen. Für die Nullwerte können die Ursachen bspw. mit Hilfe anderer Systeme des Netzbetriebes gefunden werden.

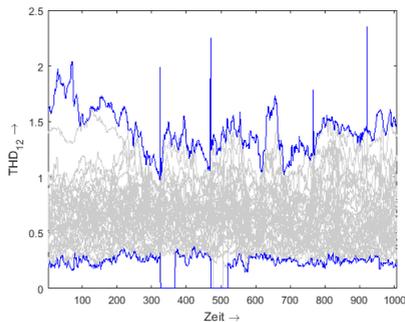


Bild 3: Zeitverlauf aller Wochenmessungen (grau) mit den Einhüllenden (blau).

Im vierten Schritt (letzter Schritt) erfolgt eine manuelle explorative Sichtung der Messdaten, um mögliche weitere, nicht plausible Messdaten zu erkennen, welche in den vorherigen Schritten noch nicht identifiziert wurden. Während die ersten drei Schritte teilautomatisiert durchgeführt werden können, soll der vierte Schritt vor allem Fehler entdecken, die mit den ersten drei Arbeitsschritten nicht entdeckt werden konnten. Da dies auch bislang unbekannte Fehlertypen abdecken soll, existiert für diesen Schritt keine generelle Vorgehensweise. Manchmal ergibt sich erst bei der Analyse bzw. Protokollerstellung der Messdaten, dass hier Messdatenfehler vorliegen.



**Shrinath Kannan, M.Sc.**  
**Impact Of Modern Power Electronics Household Equipment On Harmonic Resonance In Residential LV Networks**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

The proliferation of modern power-electronic (PE) based household equipment has been increasing ever since its inception. This has majorly affected the residential low-voltage (LV) network in terms of increased harmonics levels and change in network harmonic impedance. The changes in the network harmonic impedance can result in parallel harmonic resonance, as seen from the LV-side of the distribution transformer, originating from the interaction between the capacitive nature of PE-based households and transformer/line inductances. Analyzing the impact of this increasing trend on harmonic resonances needs realistic harmonic models of all components in a residential LV network of which load models of households play a crucial role. The state of the art generally proposes only generic load models, for which the accuracy of the obtained results is questionable.

The set of devices referred to as load mixture are dependent on the power demand at the fundamental frequency and on the evolution of devices' front-end topology: passive, non-power factor corrected (n-pfc), passive-pfc, and active-pfc. According to the power demand, three loading conditions are chosen: low, average, and peak. According to the evolution of devices, three stages are chosen: past, present, and future. In total, 9 different load scenarios are formulated according to Table 1.

The devices in the past load scenarios are composed of mainly passive devices. In present load scenarios, the load mixtures are composed of n-pfc, p-pfc, and a-pfc based devices. In future load scenarios, the devices are mostly a-pfc based. It is important to note that these are representative load scenarios, which are subjected to variation depending on the manufacturers as well as device tolerances. Upon measurement of the input impedance of the load scenarios, equivalent RLC circuits are parametrized for the simulation studies. A suitable general assumption is that each of the measured load scenarios can be fitted into an RL | RLC equivalent circuit. The vector fitting approach is used to identify the circuit parameters of the measured input impedances. The total error in the harmonic frequency range between the measured  $Z_{mes}^{(h)}$  and fitted  $Z_{fit}^{(h)}$  is always lesser than 21%, which is aimed to be improved further by resorting to optimization technique.

Table 1: Load scenario depending on the evolution stages and loading conditions.

Evolution stage (k)	Set of devices		
	I (low)	II (average)	III (peak)
Past (A)	2 devices	3 devices	4 devices
Present (B)	4 devices	5 devices	7 devices
Future (C)	3 devices	4 devices	5 devices

Simulations have been performed for an urban and a rural reference LV network. In Fig. 1, the magnitude and phase angle of network harmonic impedances simulated at the busbar  $\underline{Z}_{B,DK}$  and customer-side harmonic impedances  $\underline{Z}_{C,DK}$  for the various load scenarios in the urban LV network are shown. The presence of the resonance can be identified if the simulated magnitude of the nodal impedance curve for the load scenario is above the extrapolated line  $\underline{Z}_{B,ext}$ . The resonance does not exist for all “past” scenarios. This can be attributed to the lower/absence of capacitances and higher damping provided by the passive devices in the respective load scenarios (IA, IIA, IIIA).

As these devices are equi-proportionately replaced by PE-based, the possibility of resonance increases for the present and future evolution stages. All load scenarios in both evolution stages show such pronounced resonances irrespective of the type of the network. As mentioned earlier, the cause of such resonance characteristics can be attributed to the capacitive behavior of the customer-side conclusively.

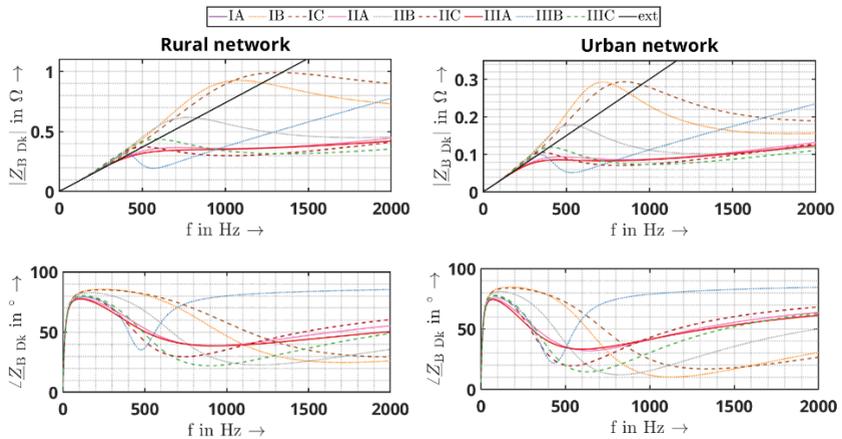


Figure 1: Impedance characteristics of an urban and rural LV network at busbar both magnitude and phase angle.



**Elias Kaufhold, Dipl.-Ing.**

**Eignung von künstlichen neuronalen Netzen für die Modellierung einphasiger Photovoltaikinverter**

Gefördert durch  
 Deutsche  
 Forschungsgemeinschaft

Mit der zunehmenden Installation von regenerativen Energiesystemen kleinerer Leistungen nimmt die Anzahl leistungselektronischer Geräte im Niederspannungsnetz ebenfalls zu. Eine relevante Komponente in Bezug auf Photovoltaikanlagen ist der Inverter, der das Photovoltaiksystem mit dem Niederspannungsnetz verbindet. Die multifrequente Stromantwort des Inverters auf die Netzspannung am Netzanschlusspunkt kann als zeitperiodisches Verhalten im Kleinsignalbereich linearisiert werden.

Die große Zahl an Herstellern mit individuellen Designansätzen für die Hardware und Software der Inverter stellt eine große Herausforderung für die Modellierung dar. Ein möglicher Ansatz besteht darin, den Inverter als "Black-Box" aufzufassen und lediglich generisches Wissen vorauszusetzen. Die Parametrierung eines entsprechenden Modells erfolgt anhand einer etablierten Messmethodik in Form eines Frequenzsweeps, der sich für die Identifikation linear zeitperiodischer Systeme eignet.

Ausgehend von einer Referenzspannung an den netzseitigen Geräteklemmen wird zusätzlich zum Spannungsspektrum des Referenzpunktes eine weitere, einfrequente Verzerrungskomponente angelegt. Wird die Frequenz mit Ordnungszahl  $\nu$  und bei Bedarf auch die Amplitude und Phasenlage dieser weiteren Verzerrungskomponente systematisch für jede  $i$ -te Messung verändert, kann durch Subtraktion des Referenzpunktes (Index  $ref$ ) die multifrequente Stromantwort des Inverters bei allen Stromfrequenzen mit Ordnung  $\mu$  in Proportion zur Spannungsanregung gesetzt werden. Diese Proportion lässt sich durch eine Frequenzkopplungsmatrix (engl. *frequency coupling matrix* (FCM)) abbilden. Die Elemente der FCM lassen sich in Form von

$$y_{\mu\nu} = \frac{I_{AC\ i\ \mu} - I_{AC\ ref\ \mu}}{U_{AC\ i\ \nu} - U_{AC\ ref\ \nu}} \quad (1)$$

berechnen, wobei die Ordnungszahl des Stromes  $\mu$  als Zeilenindex und die Ordnungszahl der Spannungsharmonischen  $\nu$  als Spaltenindex der FCM aufgefasst werden können.

Eine allgemeine Änderung des Arbeitspunktes und die damit resultierende Änderung in der Stromantwort kann im Frequenzbereich nicht berechnet oder modelliert werden, ohne das Spannungsspektrum nach der Änderung zu kennen, oder zumindest davon auszugehen, dass die Systemantwort konvergiert, d.h. das System erreicht einen stabilen neuen Betriebspunkt. Dies stellt eine Herausforderung für zukünftige Simulationen von Instabilitäten von Invertern im Niederspannungsnetz im Bereich harmonischer Frequenzen dar.

Als Zeitbereichsmodell, welches dem „Black-Box“ Ansatz folgt, wird deshalb ein neuronales Netz mit den Daten des Frequenzsweeps trainiert [1]. In einem weiteren Schritt wird der

Übergang zwischen zwei verschiedenen Spannungsverzerrungen betrachtet, um die Eignung des neuronalen Netzes für dynamische Untersuchungen (z.B. zu harmonischen Instabilitäten) zu bewerten.

In Bild 1 sind die Zeitverläufe der Ströme des Inverters für zwei Messungen und die dazugehörigen Simulationsergebnisse mit dem neuronalen Netz dargestellt. Das neuronale Netz liefert sinnvolle Ergebnisse und ist in der Lage, den Übergang zwischen zwei Spannungsverzerrungen abzubilden.

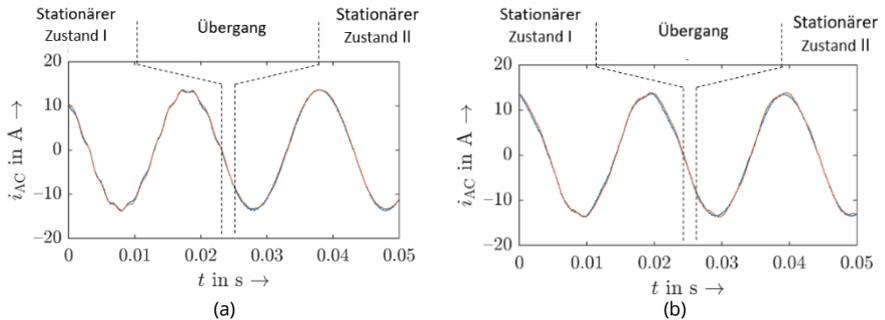


Bild 1: Gemessener (rot) und mit neuronalem Netz simulierter (blau) Strom für zwei verschiedene Spannungsverzerrungen, (a) und (b), mit anschließendem Übergang in eine sinusförmige Spannung an den netzseitigen Geräteklammern.

In Zukunft ist anzustreben, die Simulationsumgebung auf eine allgemeine Repräsentation des Inverters zu erweitern, sodass das neuronale Netz alle Betriebspunkte des Inverters, z.B. bei versch. Leistungen und bei Leistungsänderungen abbilden kann. Das aktuelle Modell berücksichtigt nur eine konstante DC-Leistung. Diese Erweiterung wird ebenso eine allgemeinere Messmethodik erfordern, die alle Gerätezustände ermittelt und sich nicht ausschließlich auf ein Kleinsignalmodell bezieht.

- [1] E. Kaufhold, S. Grandl, J. Meyer, P. Schegner, "Feasibility of Black-Box Time Domain Modeling of Single-Phase Photovoltaic Inverters Using Artificial Neural Networks, *Energies* 2021.



**Victor Khokhlov, M. Sc.**

**Application of measurement methods  
for the frequency range 2-150 kHz  
to long-term measurements  
in public low voltage networks**

Gefördert durch



The increasing penetration of renewable energy sources and modern energy-efficient technologies affects Power Quality in the electrical network. In addition to harmonic distortion, increasing challenges for both end-users and network operators are observed with disturbances in the frequency range 2-150 kHz, also referred to as supraharmonic emission. There is an increasing interest in this topic from the research community and standardization committees.

An essential part of electromagnetic compatibility coordination is a credible measurement framework. While a normative method to measure supraharmonic emission of equipment under laboratory conditions is defined in CISPR 16 standard, a normative method for measuring disturbance levels in this frequency range in the network is still lacking.

Currently, several methods are under discussion at IEC SC77A WG9. The decision for a method should be based on the preferred objectives of the measurements. It includes assessing of disturbance levels against compatibility levels and properly reflecting relevant interference mechanisms (i.e. additional thermal impact or malfunction). While the first one would require a method compatible with the CISPR 16 standard, the method specified in the informative annex of the standard IEC 61000-4-7 for the frequency range 2-9 kHz represents the second aspect.

The study [1], carried out within the 18NRM05 *SupraEMI* research project, addresses the suitability of considered methods for both use cases. It evaluates the methods focusing on their ability to reflect relevant interference mechanisms and enable the comparison with compatibility levels simultaneously.

For the purposes of the study, the measurement methods are implemented in parallel on a suitable hardware platform. The prototype instrument is installed at two low voltage sites in Germany with typical disturbance sources connected: the terminal of a single-phase PV inverter and the transformer busbar supplying several EV charging points. Measurements have been carried out for a week and a day, respectively. Fig. 1 (a) shows exemplarily the RMS spectra with distinct disturbances around switching frequencies of PV inverter and EV chargers as well as around its harmonics. The variation of disturbance magnitude during an exemplarily chosen day is seen in Fig. 1 (b).

The results of the CISPR 16 method are evaluated in terms of the maximum quasi-peak values ( $U_{QP}$ ) observed during the entire measurement period. For the IEC 61000-4-7 method, selected percentiles of aggregated RMS ( $U_{RMS}$ ) and maximum ( $U_{max}$ ) values are reported. The latter are presented in Table 1 for disturbances around 16 kHz and 36 kHz as relative deviation from the respective  $U_{QP}$  values in percent.

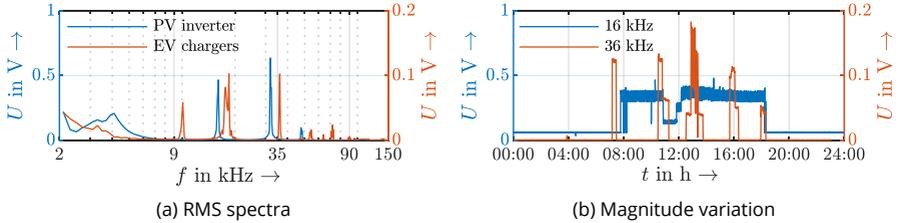


Figure 1: Measured network disturbances.

Table 1: Relative deviation of results of IEC 61000-4-7 method from  $U_{QP}$  in percent.

Interval	Value	PV inverter (16 kHz)			EV charger (36 kHz)		
		95 %	99 %	100 %	95 %	99 %	100 %
200 ms	$U_{RMS}$	-3	-1	19	-38	-22	10
	$U_{max}$	2	5	29	-37	-21	22
3 s	$U_{RMS}$	-4	-2	10	-37	-24	9
	$U_{max}$	6	9	29	-33	-12	22
10 min	$U_{RMS}$	-5	-4	-3	-41	-25	-19
	$U_{max}$	14	19	29	-14	6	22

The  $U_{QP}$  values at 16 kHz and 36 kHz frequencies are 0.579 V and 0.166 V, respectively.

As seen in Table 1, the  $U_{QP}$  values exceed the 95<sup>th</sup> percentile of  $U_{RMS}$  values for any aggregation interval and are reliably lower only for the 100<sup>th</sup> percentile of aggregated  $U_{max}$  values. Thus, the  $U_{QP}$  value overestimates the possible impact of disturbances on additional thermal stress (represented by  $U_{RMS}$  values) and underestimates possible malfunctions of electronic equipment (represented by  $U_{max}$  values). On the other hand, the 100<sup>th</sup> percentile of  $U_{max}$  values can be considered as a conservative and robust estimate of the  $U_{QP}$  values.

Although none of the methods can cover all indicated objectives of disturbance measurements, the IEC 61000-4-7 method can be used for a wide range of applications, where accurate measurement of quasi-peak values is not required. It ensures comparability between multiple instruments and reflects the common disturbance phenomena properly. It can also be applied for an initial assessment of disturbance levels against compatibility levels. Furthermore, the computational requirements for implementing the CISPR 16 method are much higher compared to the IEC 61000-4-7 method.

The presented results shall contribute to the ongoing discussion towards a normative grid measurement method for the frequency range 2-150 kHz for the next edition of the standard IEC 61000-4-30. The next steps include the analysis of further long-term measurements, mainly including narrowband PLC signals. In addition, detailed research on characteristics of network disturbance in the time domain and advanced procedures for more accurate estimation of the quasi-peak values are further ongoing activities.

- [1] V. Khokhlov, J. Meyer, D. Ritzmann, S. Lodetti, P. Wright, D. de la Vega, "Application of measurements methods for the frequency range 2-150 kHz to long-term measurements in public low voltage networks," 26<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Online, Sep. 2021.



**Jan Meyer, PD Dr.-Ing. habil.**

**Konzepte für die Berücksichtigung technologiespezifischer Emissionscharakteristika bei der Berechnung von Oberschwingungsgrenzwerten für Kundenanlagen**

Aktuelle Methoden zur Allokation von Emissionsgrenzen, u.a. auch in den aktuellen VDE Anwennderregeln VDE AR-N 41xx, gehen von einer Gleichbehandlung aller Kundenanlagen aus und bestimmen die Oberschwingungsgrenzwerte ausschließlich auf Basis ihrer vertraglich vereinbarten Anschlussleistung. Dabei wird nicht berücksichtigt, ob die Kundenanlage aufgrund ihrer verwendeten Technologie überhaupt bzw. nur bestimmte Oberschwingungen emittiert. Obwohl der Ableitung der Proportionalitätsfaktoren in VDE AR-N 41xx bereits allgemeine Annahmen in Bezug auf die Gleichzeitigkeit der Emission einer bestimmten Oberschwingungsordnung zugrunde liegen, kann eine solche „pauschale Allokation“ zu einer weniger effizienten Ausnutzung der Planungspegel führen.

Während bestimmte Arten von Kundenanlagen, wie Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren oder MSCDN-Anlagen kaum oder keine Oberschwingungen emittieren, sind signifikante Unterschiede im emittierten Oberschwingungsspektrum insbesondere zwischen klassischen, netzgeführten und modernen, selbstgeführten Schaltungstechnologien zu erwarten. Netzgeführte Technologien emittieren hauptsächlich ungeradzahlige, nicht durch Drei teilbare Harmonische emittieren (z.B. 5., 7., 11., 13. bei 6-Puls-Schaltungen). Selbstgeführte Technologien unterscheiden nicht zwischen geradzahligem und ungeradzahligem Harmonischen und haben insbesondere bei den „charakteristischen“ Harmonischen netzgeführter Schaltungen tendenziell niedrigere Emissionen. Dies ist anhand schematischer Spektren, für die Ausnutzung vorgegebener Grenzwerte  $u_h$  lim in Bild 1 illustriert.

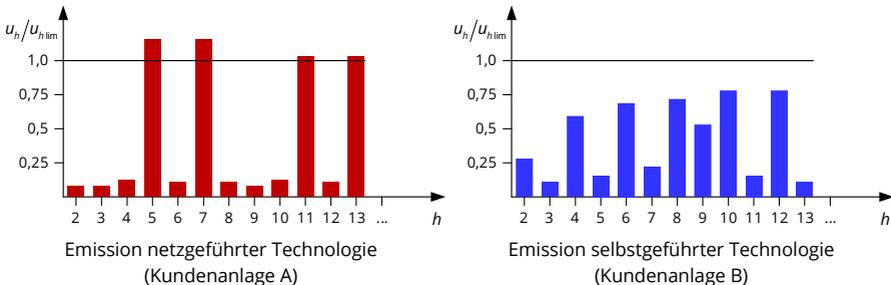


Bild 3-1: Schematische Beispiele möglicher Oberschwingungsspektren verschiedener Technologien bezogen auf den Emissionsgrenzwert.

Gemäß aktuellem Ansatz wird bei der Berechnung der Oberschwingungsgrenzwerte die Emissionscharakteristik nicht berücksichtigt, was je nach Technologie der Kundenanlage eine teilweise deutliche Unterausnutzung entweder einzelner oder aller zugeteilten Oberschwingungen erwarten lässt.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes wurden zwei Methoden unterschiedlicher Komplexität entwickelt, welche eine Berücksichtigung der technologiespezifischen Emissionscharakteristik bei der Berechnung von Oberschwingungsgrenzwerten ermöglichen: ordnungsunabhängige Wichtung auf Basis von Emissionsklassen und ordnungsabhängige Wichtung auf Basis von Oberschwingungskategorien. Die Standardmethode lässt sich aus beiden Methoden einfach herleiten, wenn sämtlichen Wichtungsfaktoren der Wert Eins zugewiesen wird.

Für die Anwendung der ordnungsunabhängigen Methode werden die Kundenanlagen nach der zu erwartenden Höhe ihrer Emission in Klassen eingeteilt. Dies ermöglicht es, Anteile von Kundenanlagen mit niedriger oder mittlerer Emission hin zu Kundenanlagen mit hoher Emission zu verschieben. Die prinzipielle Vorgehensweise dafür gliedert sich in 5 Schritte:

1. Einführung von  $K$  Emissionsklassen
2. Definition eines Wichtungsfaktors  $\lambda_k \leq 1$  je Emissionsklasse  $k$
3. Zuordnung der Anschlussleistung aller angeschlossenen und geplanten Kundenanlagen  $i$  zu den Emissionsklassen und Berechnung der Gesamtanschlussleistung je Emissionsklasse  $k$
4. Bestimmung der gewichteten maximal anschließbaren Scheinleistung
5. Berechnung des Emissionsgrenzwertes einer Kundenanlage  $i$  in Abhängigkeit ihrer zugeordneten Emissionsklasse  $k$

Werden bspw. drei Emissionsklassen (hoch, mittel, niedrig) eingeführt, könnte sich daraus für die in Bild 1 gezeigten Kundenanlagen eine resultierende Umverteilung wie in Bild 2 ergeben.

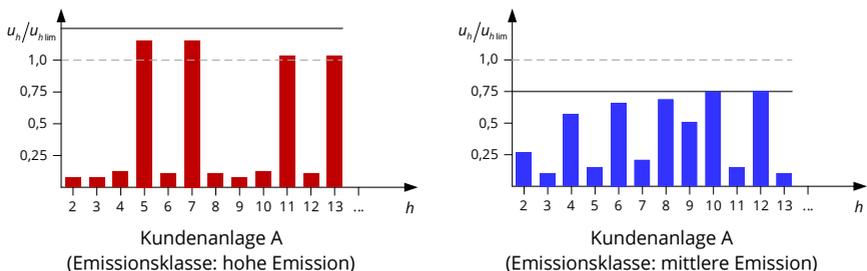


Bild 3-2: Schematische Darstellung der Umverteilung der Grenzwerte mittels Emissionsklassen.

Die erforderlichen Annahmen und Kenntnisse und damit die Komplexität der Anwendung ist größer als für die Standardmethode und steigt mit der Anzahl der eingeführten Emissionsklassen. Dies gilt insbesondere für die erforderliche Abschätzung der zukünftig noch anzuschließenden Kundenanlagen hinsichtlich ihrer Zuordnung zu den Emissionsklassen bzw. Technologiegruppen. Die Methoden verstehen sich deshalb als Konzeptstudien, um das Potential einer kundenspezifischeren Festlegung von Oberschwingungsgrenzwerten abschätzen zu können. Sie können in erster Instanz insbesondere für interne Zwecke beim Netzbetreiber eingesetzt werden, um die Koordination der Oberschwingungsemissionen zwischen den angeschlossenen Kundenanlagen zu flexibilisieren.



**Friedemann Möller, Dipl.-Ing.**

**Feldstudie zur Beeinflussung der Spannungsqualität durch zentrales und verteiltes Laden von Elektrofahrzeugen**

Gefördert durch



Die zunehmende Durchdringung öffentlicher Niederspannungsnetze mit (privaten) Ladepunkten (LP) und den daran zu erwartenden Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen (EV) führt zu einer Vielzahl an Herausforderungen aus Sicht der Netzbetreiber. Um Erfahrungen beim Betrieb von Niederspannungsnetzen mit einer hohen Durchdringung von EV zu gewinnen, wurden im Netzgebiet der Netze BW zwei Netzlabore messtechnisch begleitet und hinsichtlich der Auswirkung von EV-Ladevorgängen auf die Spannungsqualität ausgewertet. Netzlabor 1 repräsentiert dabei eine zentrale Ladeinfrastruktur mit 58 LP mit einem 3-phasigen Anschluss und einem maximalen Ladestrom von 16 A, welche in einer Tiefgarage installiert ist. Insgesamt standen 45 EV (24 EV mit 2x1-phasigem und 21 EV mit 3-phasigem internen Ladegerät) zur Verfügung. Die maximale Anzahl gleichzeitig ladender EV betrug 11. Die zentrale Ladeinfrastruktur wurde über einen separaten Transformatorabgang versorgt. Die in Tabelle 1 aufgeführten Ergebnisse basieren auf einer fünfwöchigen Messung an der Unterverteilung, an welche alle LP angeschlossen sind (Kurzschlussleistung  $S_{KV} = 5,5$  MVA). Für das verteilte Laden wurde ein Niederspannungsnetz in einer ländlichen Region ausgewählt und mit acht LP, welche über einen 3-phasigen Anschluss und eine Ladestrombegrenzung auf 32 A verfügen, ausgestattet. Jedem Haushalt mit einem LP wurde ein EV zur Verfügung gestellt. Bei der Verteilung der EV wurde darauf geachtet, dass alle 3-phasig ladenden EV über den gleichen Kabelabschnitt und alle 1-phasig ladenden EV über einen anderen Kabelabschnitt versorgt werden. Um eine möglichst kritisches Szenario bei der Installation der LP nachzubilden, wurden die LP für die 1-phasig ladenden EV so installiert, dass alle 1-phasigen EV über den gleichen Außenleiter des Niederspannungsnetzes versorgt werden. Tabelle 1 zeigt die Messergebnisse für vier Wochen ohne EV-Ladevorgänge und vier Wochen mit EV-Ladevorgängen in Netzkonfiguration gemäß Bild 1 (Normalschaltzustand). Die EV wurden im betrachteten Zeitraum entsprechend den Bedürfnissen der Anwohner geladen. Die Messwerte beziehen sich auf den durch ein Volt- und Amperemeter gekennzeichneten Messort (Kurzschlussleistung  $S_{KV} = 1,9$  MVA).

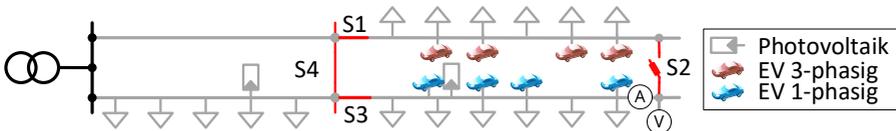


Bild 1: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für verteiltes Laden (Normalschaltzustand).

Um eine hohe Gleichzeitigkeit an ladenden EV und deren Auswirkungen bei unterschiedlichen Netzverhältnissen zu untersuchen, wurde an einem Tag ein „Stresstest“ durchgeführt.

Dafür wurden für verschiedene Netzkonfigurationen alle EV sequentiell zu und wieder abgeschaltet. Bild 2 zeigt eine ausgewählte Netzkonfiguration, bei der alle 1-phasig ladenden EV am Abgangsende angeschlossen sind. Die Kurzschlussleistung am Messort beträgt 1,5 MVA.

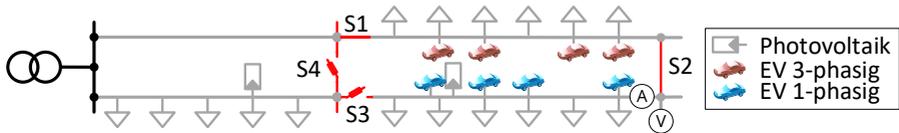


Bild 2: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für verteiltes Laden (ungünstiger Schaltzustand).

Tabelle 1 führt die Messergebnisse ausgewählter Spannungsqualitätskenngrößen für beide Netzlabore auf. Die Spannungsverzerrung wird durch den THDu bewertet. Details zur Auswertung der Einzelharmonischen sind in [1] zu finden.

Für das verteilte Laden ist kein signifikanter Unterschied zwischen den Messungen mit und ohne EV sowie dem Stresstest zu erkennen. Ein deutlicher Einfluss der EV-Ladevorgänge lässt sich jedoch hinsichtlich des Effektivwertes ( $U_{\min}$ ,  $U_{\max}$ ) und der Spannungsunsymmetrie ( $k_{u2}$ ), insbesondere bei gleichzeitigem Laden und ungünstiger Netzkonfiguration beobachten.

Für das zentrale Laden ist aufgrund der hohen Kurzschlussleistung und der verhältnismäßig geringen Gleichzeitigkeit ladender EV der Einfluss der EV-Ladevorgänge auf die Spannungsqualität gering.

Tabelle 1: Ausgewählte Spannungskenngößen am Messort.

Kenngröße	Quantil	Zentrales Laden	Verteiltes Laden		
			Ohne EV	Mit EV	Stresstest
$U_{\min}$ in V	Min	226,2	226,2	227,5	211,0
	5%-Quantil	227,9	231,7	231,8	214,1
$U_{\max}$ in V	95%-Quantil	235,9	238,9	239,0	242,1
	Max	237,3	243,4	242,3	244,4
$k_{u2}$ in %	95%-Quantil	0,42	0,38	0,54	1,58
	Max	0,56	0,67	0,96	1,90
THDu in %	95%-Quantil	1,87	3,83	3,98	4,03
	Max	2,05	4,19	4,51	4,09

Die Auswertung der Supraharmonischen (Frequenzanteile größer 2 kHz) zeigt signifikante Emissionen, die zu Pegeln größer 1 V im Netz führen. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer zukünftigen, sachgerechten Grenzwertsetzung in diesem Frequenzbereich. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass eine Flexibilisierung der Grenzwertsetzung für die Unsymmetrie in AR-N 4100 zu einer verbesserten Ausnutzung der zulässigen Pegel führen kann.

[1] F. Möller, J. Meyer, M. Klatt, C. Lakenbrink, P. Vasile, R. Holder *Impact of high penetration of battery electric vehicles on power quality in central and distributed charging infrastructure*, CIRED 2021, Sept. 2021.



**Sascha Müller, Dipl.-Ing.**

**Überblick über die Oberschwingungs-emission von Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Mit der Zunahme der Anzahl elektrisch betriebener Fahrzeuge (EV) steigt auch der Bedarf an entsprechender Ladeinfrastruktur. Dabei sind das „Wechselstromladen“, bei welchem sich der Ladegleichrichter innerhalb des Fahrzeugs befindet, und das „Gleichstromladen“, bei welchem die Gleichrichtung außerhalb des Fahrzeugs stattfindet, zu unterscheiden. Vorteile des Gleichstromladens sind, dass der erforderliche Ladegleichrichter deutlich größer dimensioniert werden kann, wodurch höhere Ladeleistungen und dadurch kürzere Ladezeiten realisierbar sind. Diese Art des Ladens wird daher auch als Schnellladen bezeichnet. Während zum klassischen Wechselstromladen bereits viele Studien existieren, wurden bislang nur wenige Untersuchungen zum Verhalten von Schnellladesäulen durchgeführt. Im Folgenden wird insbesondere die Oberschwingungsemission näher betrachtet.

Gemessen wurden insgesamt sechs Schnelllader (SL) mit einer Bemessungsleistung zwischen 100 kW und 300 kW, wobei die Schnelllader SL 1a und SL 1b sowie SL 4a und SL 4b jeweils vom gleichen Hersteller waren und die gleiche Bemessungsleistung aufwiesen. Während die Exemplare SL 1a, SL 1b, SL 2 und SL 3 am gleichen Netzanschlusspunkt gemessen wurden, befanden sich die Schnelllader SL 4a und SL 4b jeweils in verschiedenen Netzen. Um einen ersten Überblick über das Oberschwingungsspektrum der Schnelllader zu bekommen, sind in Bild 1 die gemessenen, auf den Bemessungsstrom bezogenen Stromharmonischen von der 2. bis zur 19. Ordnung für die sechs Schnelllader dargestellt. Daraus lässt sich erkennen, dass die höchsten Pegel bei der 5., 7., 11. und 13. Harmonischen auftreten. Beim Vergleich von SL 4a mit SL 4b, welche vom gleichen Typ sind und mit gleicher Leistung betrieben wurden, kann aufgrund der unterschiedlichen Spektren, vor allem in Bezug auf die 7., 11. und 13. Harmonische, auf eine deutliche Abhängigkeit der Emission von der Spannungsverzerrung am Anschlusspunkt geschlossen werden.

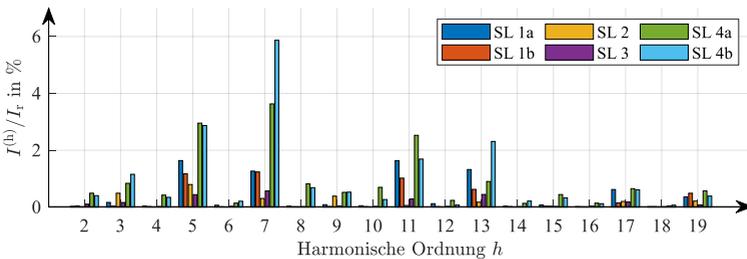


Bild 1: Relative Oberschwingungsströme von sechs verschiedenen Schnellladern.

Um das Potential für eine mögliche Kompensation von Oberschwingungsströmen bei einem kombinierten Betrieb von mehreren der untersuchten Schnelllader zu untersuchen, wird die Phasenlage der komplexen Zeiger für die 5. und 7. Stromharmonische näher betrachtet (Bild 2). Dabei ist zu erwähnen, dass die entsprechenden Spannungszeiger am Anschlusspunkt der Schnellladesäulen mit Ausnahme von SL 4a eine sehr ähnliche Phasenlage aufweisen. Während es für die 5. Stromharmonische nur wenig Potential für eine Kompensation gibt, ist für die 7. Stromharmonische aufgrund einer deutlich größeren Streuung der Phasenwinkel bei einem kombinierten Betrieb von bestimmten Schnellladern ein merklicher Kompensationseffekt zu erwarten.

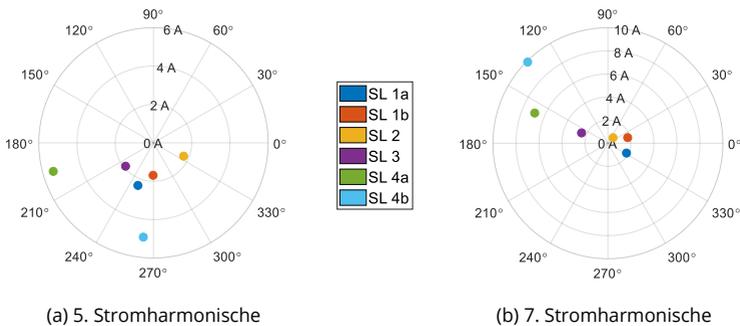


Bild 2: Gemittelte Werte der 5. und 7. Stromharmonischen in der komplexen Ebene.

Die Emission von Oberschwingungsströmen muss jedoch nicht zwangsweise zu einer Erhöhung der Oberschwingungsspannungen im Netz führen. Inwieweit es zu einer Erhöhung oder Absenkung der entsprechenden Pegel kommt, ist abhängig von der Spannungsvorverzerrung und der Netzimpedanz, wobei es vor allem auf die Phasenwinkel dieser Größen bei den Oberschwingungsfrequenzen ankommt. Bild 3 zeigt beispielhaft die Auswirkungen einer Schnellladeinfrastruktur mit Schnellladern vom Typ SL 4a auf die Oberschwingungsspannungen im Netz. Dabei lässt sich erkennen, dass es z.B. für die 7., 11. und 13. Harmonische zu einer Erhöhung der Pegel kommt, während die Pegel der 17. und 19. Harmonischen leicht reduziert werden.

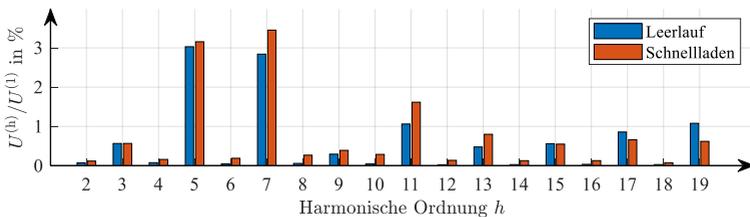


Bild 3: Einfluss des Schnellladers SL 4a auf die relativen Oberschwingungsspannungen.

[1] F. Chen, Q. Zhong, S. Müller, J. Meyer et al., "Survey of Harmonic and Supraharmonic Emission of Fast Charging Stations for Electric Vehicles in China and Germany," CIRED Conf., 2021.



**Morteza Pourarab, M. Sc.**

**A practical framework for harmonic compliance assessment of customer installations**

Gefördert durch



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

The quantification of network disturbances caused by individual customer installations becomes more and more important to ensure Electromagnetic Compatibility (EMC) and to fairly allocate possible costs for mitigation measures. Today, the disturbances of customer installations are usually calculated and assessed as currents only. Due to complex interactions, these currents do usually not reflect the “true” contribution of a customer installation to the voltage disturbance levels, which are the relevant parameters for EMC coordination. In this research, a generic and step-by-step guideline is developed to determine the “true” emission of an operating customer installation based on field measurements. This provides a significant improvement for the network operators to assess, if a particular customer installation complies with the limits calculated in the planning stage. The research is part of the project “iREF-Grid”, which aims to implement the developed framework into a commercial PQ instrument.

The developed assessment procedure consists of two stages. The first stage assesses the harmonic current emission and the second stage the harmonic voltage contribution, which is mandatory to be applied if the first stage fails with specific conditions.

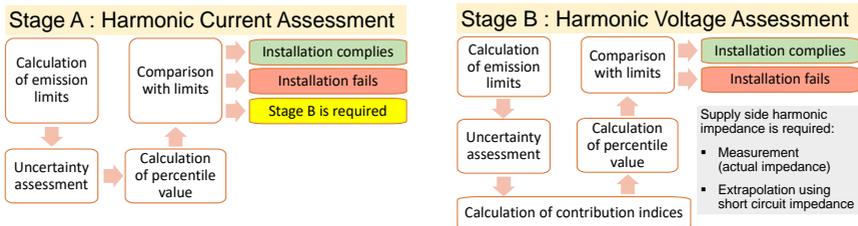


Figure 1: Stages of harmonic compliance assessment.

In the first step of both stages, harmonic emission limits have to be calculated following the respective guidelines and standards. This research applies the 3<sup>rd</sup> edition of D-A-CH-CZ technical rule for the assessment of network disturbances, which applies in Switzerland.

In stage A the harmonic current emission is assessed for 10-minute aggregated data based on the weekly 95<sup>th</sup> percentile and for 3-sec aggregated data (if available) based on the daily 99<sup>th</sup> percentile. If the respective percentile value is below the corresponding current harmonic emission limit, customer installation complies for that harmonic order. If the respective percentile value exceeds the current harmonic emission limit by a factor (2 for this project), the customer installation does not comply in that harmonic order. In all other cases, voltage harmonic emission has to be assessed in stage B. However, it might be useful to

perform the assessment of voltage harmonic emission also if the customer installation complies or fails in stage A.

In stage B the voltage harmonic emission is assessed. It is important to note that the measured voltage harmonics at the POC contain both the harmonic voltage emission of all other customer installations (background distortion) and the considered customer installation. Therefore, the measured voltage harmonics cannot be directly compared with voltage harmonic emission limits. To determine the harmonic voltage emission of the considered customer installation, information on the supply-side harmonic impedance is required.

In general two indices for harmonic voltage compliance assessment can be applied. The first index is conservative and does not consider any possible (unintentional) compensation between the voltage harmonic emission of the considered customer installation and the background distortion. The second index takes such compensation into account and is consequently less conservative. The network operator has to decide, which of the indices is applied. Similar to stage A, the percentile values of the voltage harmonic emission indices are calculated and compared with the corresponding voltage harmonic emission limit. Based on the comparison, the decision on the compliance of customer installation is made for each harmonic order.

To test the applicability of the developed framework in the field, measurements have been performed at 27 customer installations in Switzerland. In Table 1, the results for the assessment of one low voltage (LV) customer installation is shown as utilization of harmonic current and voltage limits. As it can be seen, harmonic current emissions in triplen orders are much greater than the emission limits and consequently the installation is failed in these harmonic orders (indicated in red), inspite of lower voltage emission in the 3<sup>rd</sup> harmonic order. The harmonic current emissions in 7<sup>th</sup>, 13<sup>th</sup> and 17<sup>th</sup> orders (indicated in yellow) suggest that the assessment in stage B is required. Final decision is made after the assessment of harmonic voltage contributions in stage B.

Table 1: Harmonic levels (CP95) normalized on the basis of emission limits.

Harmonic	3	5	7	9	11	13	15	17
Current (%)	213	54	113	524	95	104	1038	162
Voltage (%)	56	54	98	162	82	89	312	138
Result	Failed	Passed	Passed	Failed	Passed	Passed	Failed	Failed

Finally, it should be noted that the uncertainty, especially for low values can significantly impact the assessment process. Therefore, a careful uncertainty assessment should be performed for the specific measurement chain including all the external sensors and the PQ instrument prior to the measurements.

[1] M. Pourarab, J. Meyer, O. Domianus, T. Naef, M. Ulrich and R. Rölli, "Assessment of harmonic contribution of customer installations based on field measurements," 26<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2021.



**Robert Stiegler, Dipl.-Ing.**

**Identifikation der Anwendungsbandbreite von Spannungswandlern durch Bürdenvariation**

Die Messung von harmonischen und zwischenharmonischen Spannungen ist für die Beurteilung der Spannungsqualität in elektrischen Netzen von wesentlicher Bedeutung. Da die Zahl der emittierenden Kundenanlagen in den höheren Spannungsebenen zunimmt, steigt auch das Interesse der Netzbetreiber an einer genauen Kenntnis der Pegel im Netz. In vielen Fällen werden zur Messung herkömmliche induktive Spannungswandler verwendet, deren Genauigkeit nur für Nennfrequenz spezifiziert sind. Dies stellt eine Herausforderung für die Messgenauigkeit und dementsprechend die Zuverlässigkeit einer Konformitätsbewertung dar. Eine direkte invasive Messung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens eines bereits im Feld vorhandenen Spannungswandlers ist meistens nur mit größerem Aufwand möglich, da für die Messung der Wandler primärseitig vom Netz getrennt und isoliert werden muss. Aus diesem Grund werden nichtinvasive Messverfahren untersucht, bei denen die vorhandene Spannung im Netz als Anregequelle genutzt wird.

Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten kann nichtinvasiv bestimmt werden, wenn auf der Primärseite des untersuchten Wandlers Referenzsensoren wie z.B. RC-Teiler oder optische Spannungswandler eingebracht werden. Da für diese Arbeiten meist zumindest kurzzeitig die Primärspannung freigeschalten werden muss, stellen sie Einschränkungen für den Netzbetrieb und somit die Durchführbarkeit der Messungen dar. Um zumindest eine erste Abschätzung der Einsetzbarkeit eines vorhandenen induktiven Spannungswandlers für die Messung von Harmonischen durchzuführen, wurde eine Methode zur nichtinvasiven Messung der Anwendungsbandbreite durch Bürdenvariation entwickelt. Die Anwendungsbandbreite gibt den Frequenzbereich an, bis zu dem ein Wandler mit einer bestimmten Genauigkeit (z.B. 5 % oder 10 %) genutzt werden kann.

Bild 1 zeigt exemplarisch den Einfluss verschiedener ohmscher Bürden auf den Betragsfehler eines 20-kV-Spannungswandlers basierend auf invasive Messungen. Die Bürde hat einen Einfluss auf den gesamten Frequenzbereich, der Einfluss ist jedoch kurz vor dem Resonanzmaximum am größten. Diese Eigenschaft lässt sich nutzen um die Resonanzfrequenz des Spannungswandlers ohne Eingriffe auf der Primärseite zu bestimmen. Hierzu wird der Messaufbau nach Bild 2 genutzt: der Spannungswandler ist primärseitig an der Netzspannung angeschlossen, während sekundärseitig parallel zur normal vorhandenen Bürde eine Messeinrichtung angeschlossen wird. Der Wandler wird kurzzeitig durch eine zusätzliche ohmsche Bürde belastet, wodurch sich sein frequenzabhängiges Übertragungsverhalten ändert. Dadurch verändert sich auch die Höhe der sekundärseitig gemessenen Harmonischen der Netzspannung.

Um die Eignung der Methode im Feld zu validieren, wurde ein zuvor invasiv charakterisierter Spannungswandler an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Bild 3 zeigt die relative Änderung der sekundärseitig gemessenen Harmonischen am 20 kV Spannungswandler nach

100 Bürdenänderungen. Die Änderung bei einer einzelnen Bürdenänderung (graue Punkte) sind aufgrund der geringen Höhe der Harmonischen im Netz relativ stark von Messrauschen beeinflusst. Durch die Glättung der relativen Änderung über viele Bürdenänderungen kann das Maximum und somit die Resonanzfrequenz bestimmt werden.

Um die Anwendungsbandbreite aus der Resonanzfrequenz abzuleiten wird ein empirischer Faktor genutzt der durch invasive Messungen an 105 gießharzisolierten MS-Spannungswandlern bestimmt wurde. Für jeden Wandler wird dabei die 1 %-, 5 %- und 10 %-Anwendungsbandbreite sowie die Frequenz des ersten Resonanzmaximums bestimmt. Es zeigt sich, dass das Verhältnis von Anwendungsbandbreite und Resonanzfrequenz  $f_{app} / f_{res}$  unabhängig von der primärseitigen Bemessungsspannung des Wandlers und auch von der Resonanzfrequenz ist (Bild 4). Daher kann aus der Verteilung des Verhältnisses ein fester Faktor zur Multiplikation mit der durch Bürdenvariation bestimmten Resonanzfrequenz abgeleitet werden. Hierfür wird zweckmäßig das 5 %-Quantil genutzt, d.h. für 95 % der Wandler wird die Anwendungsbandbreite konservativer abgeschätzt als sie tatsächlich ist. Bei der Erprobung dieses Verfahrens an zwei Spannungswandlern wurde die Anwendungsbandbreite ca. 20 % geringer geschätzt als durch die invasive Vergleichsmessung.

Das entwickelte Verfahren gibt dem Anwender die Möglichkeit die Einsatzgrenzen bereits im Netz vorhandener gießharz-isolierter MS-Spannungswandler nur durch den zusätzlichen Anschluss eines Messgerätes an der Sekundärseite des Wandlers zuverlässig abzuschätzen. Sollte sich dabei zeigen, dass die geschätzte Anwendungsbandbreite kleiner als benötigt ist, kann in einem zweiten Schritt, z.B. mit einem Referenzwandler, das frequenzabhängige Übertragungsverhalten genauer bestimmt werden [1].

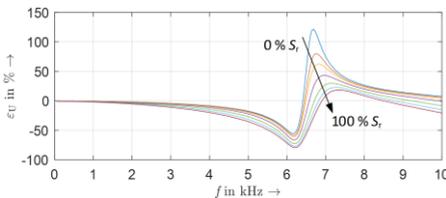


Bild 1: Einfluss der Bürde auf das frequenzabhängige Übertragungsverhalten.

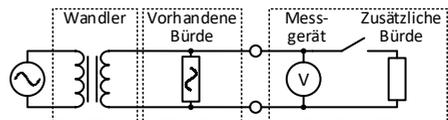


Bild 2: Messaufbau zur Bestimmung der Resonanzfrequenz.

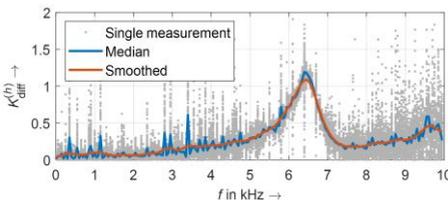


Bild 3: Änderung der Harmonischen über 100 Bürdenänderungen.

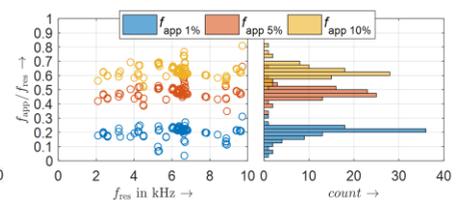


Bild 4: Abhängigkeit von  $f_{app}/f_{res}$  von der Resonanzfrequenz und Häufigkeitsverteilung.

[1] R. Stiegler, M. Freiburg, J. van Zyl, J. Meyer, F. Feustel und C. German, "Methods for on-site qualification and calibration of inductive instrument voltage transformers for harmonic measurements" In: International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2021.



**Olga Zyabkina, M. Eng.**

**Method for detection and characterization of anomalies using context-based feature sets**



TRÄNSNET BW



The increasing demand on power quality monitoring results in a rapidly growing amount of PQ data. In order to facilitate fast analysis of big amounts of PQ measurement data and extract useful information, automatic data analysis methods are required.

Beside the typical variations observed in PQ data caused by electrical and non-electrical influence factors, “atypical” behavior can occur as well. Such “atypical” behavior is also referred to as anomaly. Examples of normal and abnormal daily behavior are presented in Fig. 1 - 3 in grey and red colors respectively. In order to address aforementioned issues, an automatic anomaly detection method has been developed. The method includes *three main stages*: data transformation, anomaly detection and anomaly characterization.

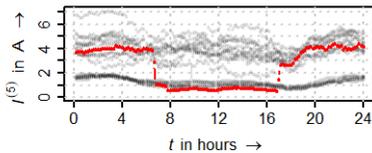


Figure1: Daily profiles of 5<sup>th</sup> current harmonics for normal days (in *grey*) and abnormal day (in *red*) with  $S_a=0.15$ , low SC and VC type.

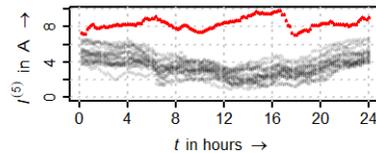


Figure 2: Daily profiles of 5<sup>th</sup> current harmonics for normal days (in *grey*) and abnormal day (in *red*) with  $S_a=0.45$ , medium SC and ECD type.

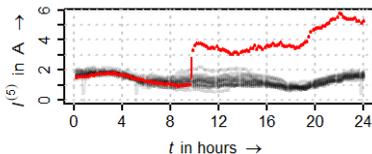


Figure 3: Daily profiles of 5<sup>th</sup> current harmonics for normal days (in *grey*) and abnormal day (in *red*) with  $S_a=1.77$ , high SC and EVCD type.

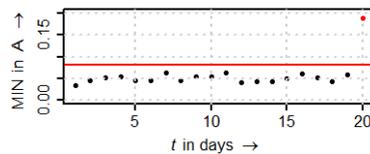


Figure 4: MIN feature values calculated for 20 days and a threshold (in *red*) with detected abnormal day (*red circle*) and comparison days (*black circles*).

At the *first stage*, the raw data are transformed into a feature time series (daily values) using a set of context-based features. A feature is defined as attribute or numeric value, which is used to quantify and characterize a specific data property and to distinguish normal and abnormal days. Based on the explorative analysis of measurement data, 19 features have been developed based on four data property classes: centrality, variability, dispersion and extrema. *Centrality* (C) refers to the central value of the data distribution and is quantified with two features, i.e. mean value (MN) and variation of interval means (VIM). The class *variability* (V) is quantified with level of fluctuation (LOF) and variance of interval variances (VIV). Another class is introduced to quantify data *dispersion* (D). Therefore, 13 percentiles are

used, namely 1 %, 5 %, 15 %, 25 %, 35 %, 45 %, 50 %, 55 %, 65 %, 75 %, 85 %, 95 %, and 99 %. The fourth data property class *extrema* (E) is related to the typical range of daily variation and quantified with maximum (MAX) and minimum (MIN) features.

At the *second stage*, the identification of abnormal days is accomplished for each feature time series by applying two statistical thresholds based on median value and median absolute deviation (MAD). The thresholds are calculated over a sliding window of 20 days and updated on a one-day base. If the feature value  $f_k$  for day  $k$  exceeds one of the thresholds, the day  $k$  is marked as abnormal. Fig. 4 exemplarily presents the time series of MIN feature for 20 days. The MIN feature for the 20<sup>th</sup> day (red circle) is noticeably higher than the threshold (red line) and detected as abnormal.

At the *third stage*, all detected abnormal days can be characterized using a significance category (SC) and anomaly type. The SC presents a qualitative estimate of resultant degree of deviation of abnormal day from threshold and calculated as aggregated anomaly score of the 19 introduced features  $F$  using (1).

$$S_{\alpha k} = \frac{1}{F} (\sum_{j=1}^F S_{j k}), \quad (1)$$

where  $S_{j k}$  is anomaly score for a single feature  $j$  for a day  $k$ . The higher the aggregated score value the more significant the abnormal day is. Based on aggregated anomaly score  $S_{\alpha}$ , three SC with respective ranges are introduced: low ( $S_{\alpha} \leq 0.3$ ), medium ( $0.3 < S_{\alpha} \leq 0.7$ ) and high ( $S_{\alpha} > 0.7$ ).

The SC for the three abnormal days in Fig.1 - Fig.3 have been assigned. While the abnormal day in Fig.1 only slightly deviates from normal days ( $S_{\alpha} = 0.15$ ; SC: low), the abnormal days in Fig.2 and Fig.3 deviate more strongly and are allocated to medium and high SC with  $S_{\alpha} = 0.45$  and  $S_{\alpha} = 1.77$  respectively.

Based on all possible combinations of the four classes of data properties, i.e. C, V, D and E, fifteen anomaly types can be distinguished. Exemplary, the abnormal day in Fig.1 has abnormal feature values in both V and C classes, thus this day is characterized by abnormal variability and centrality. The day in red color in Fig. 2 is indicated as abnormal by features in classes E, C and D, thus this day has ECD anomaly type. Finally, the abnormal day in Fig.3 has additional abnormal features in class V due to sharp change in data variation and classified as EVCD anomaly type. Using significance categories and anomaly types enables a ranking of abnormal days (e.g. from most significant to least significant) as well as allows e.g. a filtering according to a specific anomaly type.

## Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Schutz- und Leittechnik“



Michael Bruhns, Dipl.-Ing.

**Charakterisierung des  
Zeitbereichsverhaltens von  
Störlichtbögen in Nieder-  
spannungsanlagen**



### **Entwicklung von Schutzsystemen gegen Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen**

In stromstarken Niederspannungsanlagen stellen Störlichtbögen aufgrund ihrer Reduktionswirkung auf den Fehlerstrom eine besonders hohe Anforderung an den Schutz entsprechender Anlagen dar. Durch die Klassifizierung der Auswirkung von Störlichtbögen und die Ermittlung der wesentlichen Einflussfaktoren soll die Auswahl geeigneter Schutzsysteme gegen Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen erleichtert werden. [1, 2]

Das hochstochastische Verhalten des Lichtbogens, vor allem in Bereichen an denen sich das Lichtbogenplasma im Raum ausbreiten kann, macht die Durchführung von Messungen zur Charakterisierung von Störlichtbögen und deren Einflussfaktoren unverzichtbar. Die Messungen wiederum bilden die Grundlage für die Auswahl, Parametrierung, Weiterentwicklung, Validierung und Bewertung von Modellen zur Beschreibung des Brennverhaltens. Mit Hilfe der Modelle lassen sich die Ergebnisse der Untersuchung auf andere Anlagenkonfigurationen übertragen. Außerdem werden sie zur Entwicklung von Algorithmen zur Detektion von Störlichtbögen benötigt. Die Modellierung des Brennverhaltens und die dazu notwendige Durchführung umfangreicher Messungen sind demzufolge eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung von Schutzkonzepten und -systemen gegen Störlichtbögen. [3]

### **Experimentelle Untersuchung von Störlichtbögen**

Im Freiluftversuchsfeld des IEEH wurden zur Charakterisierung von Störlichtbögen über 350 Messungen bei einer Netznominalspannung von 400V und 690V bei Speisung mit einem 630-kVA-Ordnungsnetztrafo durchgeführt. Über Luftspulen, die in den Kurzschlusskreis eingebunden werden können, ließ sich der Kurzschlussstrom zwischen 1 und 12 kA sowie das X/R-Verhältnis variieren. Um realistische Bedingungen zu erhalten, wurde eine dreiphasige Sammelschienenanordnung mit horizontal verlegten, übereinander angeordneten Schienen innerhalb einer offenen Brennkammer gewählt. Die Schienenanordnung ist in einen Schaltschrank integriert. Die metallischen Wände der Brennkammer können entweder eine niederohmige Verbindung zur Erde aufweisen oder mit Kunststoff ausgekleidet sein, um eine isolierte Brennkammer zu erhalten.

Weitere Messungen wurden mit den Projektpartnern der RWTH Aachen zur Druckentwicklung und am Institut Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik GmbH (IPH) im Hochstrombereich durchgeführt. Die Zündung und Ausbreitung der Störlichtbögen wurde z.T. mit einer Hochgeschwindigkeitskamera (Bildfrequenz bis 15 kHz) aufgezeichnet.

### Charakterisierung des Zeitbereichsverhaltens von Störlichtbögen bei unterschiedlichen elektrischen und geometrischen Randbedingungen

Die Verläufe der dreiphasigen Lichtbogenströme und -spannungen bei einem Störlichtbogenexperiment mit der zuvor beschriebenen Anordnung sind in Bild 1 exemplarisch dargestellt. Typisch für stabil brennende Lichtbögen zeigt die Lichtbogenspannung einen intervallweise, annähernd konstanten Verlauf. Der Lichtbogenstrom weist stattdessen eine geringe Verzerrung auf. Bei diesem Versuch wurde der Störlichtbogen zwischen den Leitern L1 und L2 durch einen Zünddraht eingeleitet. Anhand des Stromverlaufs wird deutlich, dass der Fehler nach nur wenigen Millisekunden in einen dreipoligen Störlichtbogen übergeht. Der Wechsel der Leiterbeteiligung während der Brenndauer ist ein weiteres, typisches Phänomen stabil brennender Lichtbögen, ebenso wie die damit einhergehende Änderung der Lichtbogenlänge und Lösch- und Neuzündvorgänge, die anhand der optischen Aufzeichnungen nachgewiesen werden können. Weiterhin lässt sich die Wanderung der Fußpunkte weg vom Entstehungsort beobachten. [1, 3]

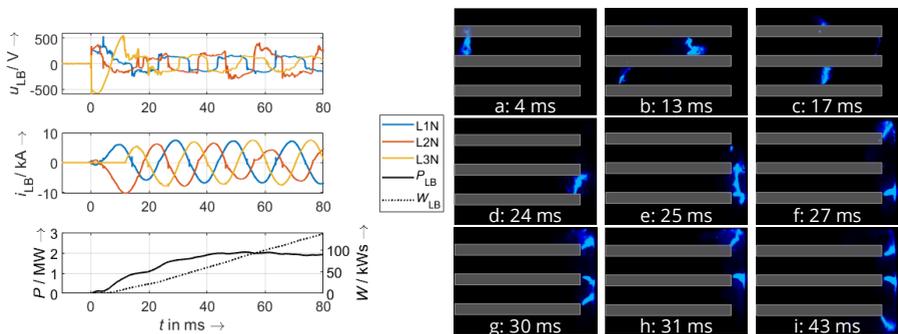


Bild 1: Zeitverlauf von Lichtbogenspannung, -strom, -leistung und -energie bei einer offenen dreiphasigen Sammelschienenanordnung ( $U_N = 690\text{ V}$ ,  $X/R = 6,2$ ,  $I''_k = 6\text{ kA}$ ) mit Hochgeschwindigkeitsaufnahmen der Störlichtbögen.

Bei ansonsten identischen elektrischen Parametern bewirkt die Vergrößerung der Abstände zwischen den Sammelschienen und den Seitenwänden von 55 mm auf 215 mm eine Steigerung der mittleren Lichtbogenleistung um 37% auf 2,6 MW. Die Gefährdung der Anlage steigt somit an. Neben einer Vielzahl elektrischer Einflussgrößen sind demzufolge auch die geometrischen Gegebenheiten des Fehlerortes beim Schutz gegen Störlichtbögen zu berücksichtigen. [1, 3]

- [1] P.L. Könen, H. Schäfer: *Störlichtbogenschutz in der Niederspannung – eine Herausforderung in der Schutztechnik*. Bonn, 1998.
- [2] H. Schau, A. Halinka, W. Winkler: *Elektrische Schutzeinrichtungen in Industrienetzen und -anlagen: Grundlagen und Anwendungen*. Heidelberg, 2008.
- [3] H. Schau, H. Schäfer: *Lichtbogenenergie - Ein Maß für die Personengefährdung und Zerstörung von Schaltanlagen*. In: 40. Internationales Wissenschaftliches Kolloquium der TU Ilmenau. Ilmenau/Deutschland, 1995.



**Ricardo Herrmann, Dipl.-Ing.**

#### **Grundlagenuntersuchung von physikalischen Größen stromstarker Störlichtbögen**

Störlichtbögen stellen für Mensch und Anlage, aufgrund der in sehr kurzer Zeit umgesetzten, großen Energiemenge, ein hohes Gefährdungspotential dar. Ursachen für Störlichtbögen können technische Defekte, wie gealterte Verbindungen und Isolierungen sein. Weiterhin können Kleintiere oder menschliches Versagen, wie vergessenes Werkzeug in einer Schaltanlage zu einem Störlichtbogen führen.

#### **Physikalische Größen eines Störlichtbogens**

Bei parallelen Störlichtbögen tritt zunächst ein hoher Kurzschlussstrom auf, welcher von einem hohen magnetischen Fluss umgeben ist. Der magnetische Fluss des Lichtbogens und der metallischen Leiter in einer Schaltanlage führt zu einer Kraftwirkung auf den Lichtbogen, welche ihn von der Einspeisung wegtreibt. Weiterhin tritt eine hohe Verlustleistung auf, die das Lichtbogenplasma in wenigen Millisekunden auf Temperaturen von 5 000 K bis 30 000 K aufheizt. [1] Die hohen Temperaturen des Plasmas führen nach dem Planckschen Strahlungsgesetz zur Abgabe elektromagnetischer Strahlung. Es wird Energie im Infrarotbereich, sowie als sichtbares Licht abgegeben, der größte Anteil liegt jedoch im UV-Bereich.

Durch den steilen Temperaturanstieg kommt es außerdem zu einer plötzlichen Ausdehnung der umliegenden Luft, welche einen Druckanstieg in einer geschlossenen Anlage nach sich zieht. Zum anderen werden dadurch hohe Schalldrücke im hörbaren Bereich und im Ultraschallbereich abgegeben. Die physikalischen Größen können demnach im Wesentlichen in mechanische (Stromkräfte, Druck, Schall) und elektromagnetische (IR-, Licht-, UV-Strahlung) Größen klassifiziert werden.

#### **Messung und Bewertung der Größen**

Die oben genannten Größen können zur Erkennung von Störlichtbögen eingesetzt werden. Um die Größen zu klassifizieren und zu bewerten, ist eine Messbox entwickelt worden, welche mit Sensoren gemäß Bild 1 ausgestattet ist. Mit dieser wurden die zeitlichen Verläufe von Störlichtbögen am National Arc fault Research Center (NARC) mit verschiedenen Variationen, wie Strom, Fehlerart, Elektroden- und Sensoranordnung, an einer Stromschienenanordnung aufgezeichnet.

Die Messung des magnetischen Flusses mittels Hallsensoren zeigte, dass die Unterscheidung zwischen Leiter- und Lichtbogenstrom möglich ist und damit nicht als Detektionskriterium dient. Aufgrund des offenen Aufbaus zeigte der Drucksensor in der verwendeten Anordnung keinen nennenswerten Ausschlag. Weiterhin stellte sich der Körperschall als ungeeignet heraus, da kein markantes Signal gefunden werden konnte, welches eindeutig auf den Störlichtbogen zurückzuführen war. Die Kategorie „sonstige“ fasst Sensoren zusammen, die für eine vollständige Betrachtung mit aufgenommen worden. Diese waren zu langsam oder lieferten kein verwertbares Signal.

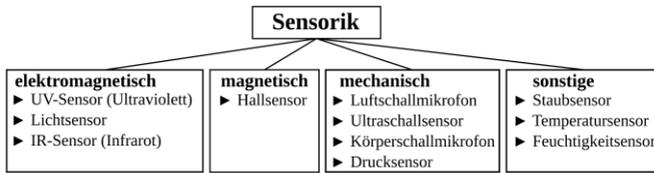


Bild 1: Klassifizierung der verwendeten Sensorik.

In Bild 2 wurde der Verlauf der Sensoren mit hoher Eignung zusammengefasst. Es ist ein markanter, steiler Anstieg zum Zeitpunkt der Zündung in Schall und Strahlung sichtbar. Der Schall weist aufgrund der vergleichsweise geringen Schallgeschwindigkeit von 34,3 cm/ms eine signifikante Laufzeitverschiebung auf, welche im Diagramm über die gemessene Entfernung zwischen Sensor und Störlichtbogen zurückgerechnet wurde. Diese verursacht eine entfernungsabhängige Detektionsgeschwindigkeit, die bei typischen Anlagengrößen um einige Millisekunden abnehmen kann. IR-Strahlung und Licht weisen durch die Umgebungsbedingungen tendenziell einen höheren Grundpegel auf, sodass der UV-Sensor als zuverlässiger zu betrachten ist.

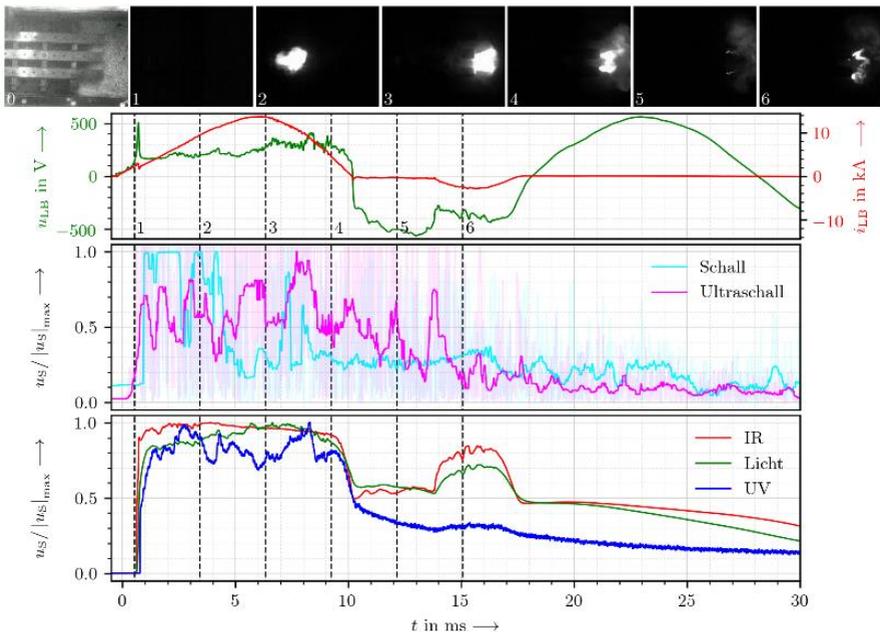


Bild 2: Zeitverlauf von Spannung, Strom, Strahlung und Schall eines zweipoligen Störlichtbogens an einer Schienenanordnung mit optischer Aufzeichnung.

[1] Valentin Crastan, "Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik," Springer-VerlagBerlin Heidelberg, Kap. 13, 2015.



**Carlo Liebermann, Dipl.-Ing.**

**Berechnung von Erdseil- und Mastströmen auf 400-kV-Freileitungen**

Bedingt durch die Energiewende und dem damit verbundenen Netzausbau müssen zunehmend größere Energiemengen über weite Distanzen transportiert werden. Dies hat zur Folge, dass elektrische Übertragungsleitungen zukünftig stärker ausgelastet sein werden. Damit einhergehend kommt es zu einer erhöhten magnetischen Feldexposition in der unmittelbaren Umgebung - dem Beeinflussungsbereich - der Leitungen. In elektrischen Leitern, welche sich in diesem Bereich befinden, werden in Folge des strom- bzw. auslastungs-abhängigen Magnetfelds Längsspannungen induziert. Derartige Induktionsspannungen treten bei Telekommunikationsleitungen, aber auch beispielsweise in Schutzplanken, Rohrleitungen, Pipelines sowie in Erd- und LWL-Seilen (ES, LWL) entlang der Übertragungsleitung auf. Damit Längsspannungen keine unzulässig hohen Werte annehmen, wird ein abschnittsweiser Potentialausgleich geschaffen, indem die Leiter mehrfach geerdet werden. Bei einer Freileitung erfolgt die Erdung der ES und LWL an jedem Mast der Leitung. Damit ergibt sich aus elektrischer Sicht ein Kettenleiternetzwerk, in welchem in Abhängigkeit der Netzwerkimpedanzen Ausgleichsströme auftreten. Ein Teil des elektrischen Ersatzschaltbildes (ESB) für zwei Erdseile und ein LWL-Seil zeigt Bild 1 beispielhaft für ein Spannfeld:

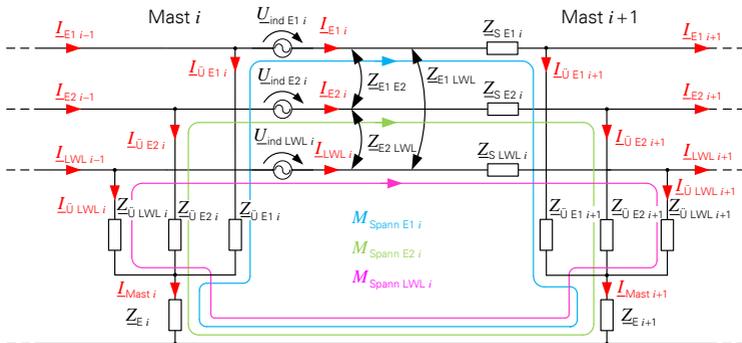


Bild 1: Schaltung zur Berechnung von Erd- u. LWL-Seil-Strömen - Darstellung eines Spannfeldes.

Mit dem Netzwerk kann die Längsstromverteilung (ES/LWL-Seil-Ströme) sowie die Quersstromverteilung (Ströme in Verbindern zum Mast, Summenstrom in das Erdreich) entlang einer Leitung berechnet werden. Dazu wird eine verdrehte 400-kV-Leitung mit einem Horizontalmastbild nach Bild 2 betrachtet. Bei der Studie wird von einer Neubauleitung mit niederohmigen Verbindungs- und Ausbreitungswiderständen ausgegangen. Damit ist eine Worst-Case-Betrachtung hinsichtlich der in den Seilen und Verbindern fließenden Ströme möglich, was wiederum Rückschlüsse über die elektrische Belastung der verbauten Komponenten zulässt.

Bei der Simulation wird auch deshalb die maximal übertragbare Leistung im n-1-Fall von etwa 4 GW angesetzt. Bild 3 zeigt das Verdrillungsschema sowie die berechneten Längs- und Querströme entlang der Leitung.

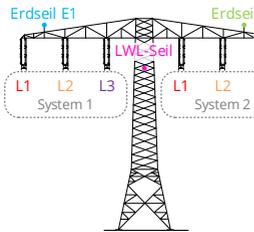


Bild 2: Horizontalmastbild.

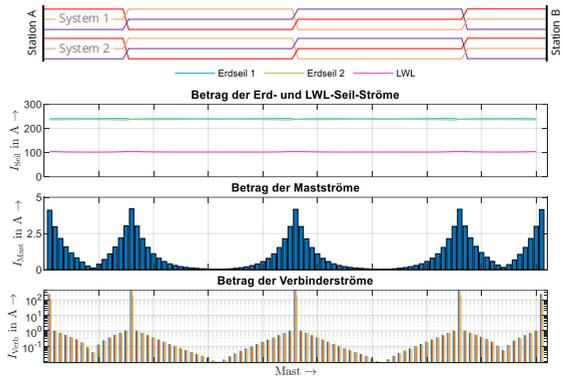


Bild 3: Verdrillung, Beträge der Längs- und Querströme.

Die Ergebnisse zeigen eine weitestgehend homogene Stromverteilung in den ES/ LWL. Dies lässt sich vorrangig auf Delta2-Verdrillung (gleichläufige Verdrillung) zurückzuführen. Eine derartige Verdrillung ist für die in Bild 2 dargestellte Phasenfolge die zu bevorzugende Variante und bewirkt in allen Verdrillungsabschnitten (VAS) eine betragsmäßig äquivalente Induktionsspannung. Durch den Phasentausch an einem Verdrillungsmast werden deshalb in den einzelnen VAS Spannungen mit gleicher Amplitude aber abweichenden Winkel gegenüber den angrenzenden VAS induziert. Diese bewirken, dass im Kettenleiternetzwerk Längs- bzw. Seilströme fließen, die eine annähernd gleiche Amplitude aufweisen. Geringe Abweichungen treten in der Nähe der Verdrillungsmaste sowie am Anfang und Ende der Leitung auf. In diesen Bereichen kommt es zu Querströmen, welche zum einen in das Erdreich abfließen und sich zum anderen über die parallel liegenden ES und LWL ausbilden können. Dabei zeigt sich, dass die Ströme, die über die Erdungsanlage der Maste in das Erdreich fließen, sehr viel kleiner gegenüber den Strömen in den einzelnen ES- und LWL-Verbindungen zum Mast sind. Aus diesen Ergebnissen lässt sich rückschließen, dass bei Leitungen mit mehreren ES/LWL die Verbindungsarmaturen einen zum Teil größeren Strom führen müssen als die ES/LWL selbst (im Beispiel ca. 400 A). Deshalb müssen die Armaturen neben den mechanischen Kriterien besonders auch unter elektrischen Gesichtspunkten dimensioniert werden.

Betriebserfahrungen haben zudem gezeigt, dass es unter Umständen zu erhöhten Temperaturen an Verbindungsarmaturen kommen kann, was im schlimmsten Fall die Verbindung ausfallen lässt und damit die Funktion des ES/LWL beeinträchtigen kann. Aus diesem Grund, gilt es um so mehr zukünftig bei der Projektierung von Neubauleitungen sowie Ersatzneubauten die elektrische Belastung derartiger Komponenten zu untersuchen.

Mit dem Leitungsmodell können alle Längs- und Querströme in Abhängigkeit der Geometrie der Leitung, aller Seilparameter und Verbindungswiderstände sowie der Verdrillung und der elektrischen Auslastung berechnet und analysiert werden.



**Deborah Luhnau, Dipl.-Ing.**

**Untersuchung von DC-Lichtbogen  
verschiedener Leistung**

Mit der zunehmenden Anzahl an DC-Verbrauchern, aber auch ganzen DC-Netzen, drängt sich die Frage nach Sicherheit, Schutzkonzepten und damit einhergehend Schaltvorgängen immer mehr auf. Gleichrichter werden meist AC-seitig getrennt, was bei DC-Netzen nicht mehr zielführend ist. Im Niederspannungsbereich, wo der Endverbraucher als elektrotechnischer Laie Schalthandlungen durchführt, besteht die Anforderung an ein sicheres Schalten von DC-Verbrauchern. Auch die Betrachtung von Fehlerfällen, insbesondere Kurzschlüssen und Lichtbogenfehlern, sowie deren Klärung muss gewährleistet sein.

Das Schalten von Gleichströmen ist eine technische Herausforderung, da es im Gegensatz zu Wechselspannung keinen natürlichen Nulldurchgang gibt. Der Nulldurchgang wird aber benötigt, damit der Schaltlichtbogen erlischt. Auch Fehler- oder Störlichtbogen können sehr lange anstehen, was mit einem immensen Gefährdungs- und Zerstörungspotential einhergeht.

Untersuchungen zu stromstarken Störlichtbogen im AC-Bereich gibt es zahlreiche [1]. Auch der Schaltlichtbogen ist ein vielfach untersuchtes Phänomen. Im Hausinstallationsbereich spielt er für AC allerdings keine Rolle. Für stromschwache Störlichtbogen wird das AFDD (arc fault detection device) eingesetzt.

Die Untersuchung von DC-Lichtbögen ist ein derzeitiger Forschungsschwerpunkt. Dabei ist das Zünd- und Brennverhalten sehr stark von der Quelle abhängig, insbesondere von der Kurzschlussspannung. Diese ist maßgeblich dafür, ob der Spannungsbedarf des Lichtbogens im Zündmoment gedeckt werden kann.

In Bild 1 und 2 sind die Strom- und Spannungsverläufe von zwei unterschiedlich gespeisten DC-Lichtbögen dargestellt.

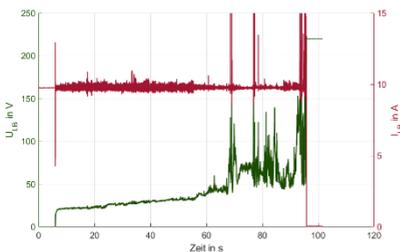


Bild 1: Lichtbogen an einer Konstantspannungsquelle.

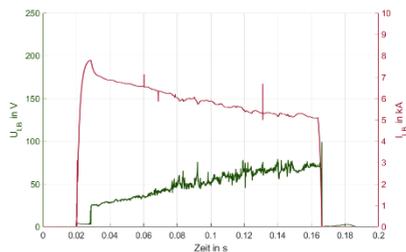
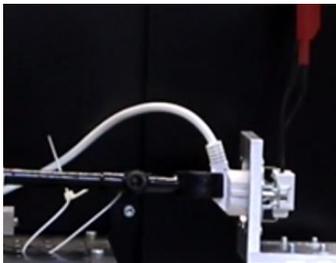


Bild 2: Lichtbogen an einer Batterieanlage.

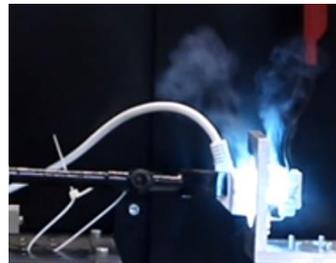
Bild 1 zeigt den Spannungs-Zeitverlauf eines Lichtbogens, der beispielsweise in einer Photovoltaik-Anlage auftreten würde. Der Strom ist durch die strombegrenzende Wirkung der speisenden Zellen über die gesamte Fehlerzeit konstant, wobei ein zeitlich zunehmender Rauschanteil überlagert ist. Dieser ist auf die Verlängerung des Lichtbogens und die damit verbundene stärkere Bogenbewegung zurück zu führen. Der Elektrodenabstand wurde kontinuierlich vergrößert, weshalb die Spannung entsprechend ansteigt. Maßgebend für das Verlöschen ist die Leistungsbegrenzung der speisenden Quelle, die ein weiteres Ansteigen der Spannung verhindert.

Bild 2 zeigt einen Lichtbogen als Folge eines Kurzschlusses – gespeist von einer leistungsstarken Batteriebank. Der Lichtbogenstrom (ca. 7,7 kA im Strommaximum nach dem Einschalten) sinkt mit der Vergrößerung des Elektrodenabstands deutlich ab, während die Spannung ansteigt. Auch hier verlischt der Lichtbogen erst dann, wenn der Spannungsbedarf nicht mehr gedeckt werden kann.

Bei den Untersuchungen ist aufgefallen, dass bei Abschaltung eines sehr niederohmigen Kurzschlusses hinter der Konstantstromquelle kein Lichtbogen entsteht. Die Kurzschluss-Spannung von wenigen Volt kann nicht sprunghaft auf den Spannungsbedarf des Lichtbogens von ca. 30 V (Anoden- und Kathodenfall) ansteigen. Dies führt zu der Frage, ob die induktiven bzw. kapazitiven Eigenschaften von leistungselektronischen Quellen das Entstehen eines quellnahen Lichtbogens unterbinden können – durch die geringe Kurzschlussrestspannung und die begrenzte Spannungsanstiegsgeschwindigkeit.



(a) vor Lichtbogenzündung



(b) in Steckdose brennender Lichtbogen

Bild 3: Ziehen eines Steckers unter Last im 230 V DC-Netz.

Trennt man belastete Stromkreise auf, entstehen signifikante Schaltlichtbögen. Während in AC-Kreisen das Ziehen eines Steckers unter Last kein Problem darstellt, zeigt Bild 3, dass dies für DC-Netze nicht gilt. Beispielhaft für eine Hausinstallation wurde eine Last von 1,6kW mit 230V DC versorgt und die so belastete Steckverbindung getrennt. Der Lichtbogen erreicht je nach Geschwindigkeit der Kontakttrennung eine Länge von drei bis fünf Zentimetern. Für den sicheren Betrieb von DC-Netzen ist es daher zwingend erforderlich sicherzustellen, dass keine Verbindungen unter Last getrennt werden können.

[1] DGUV-I 203-077 (vormals BGI/GUV-I 5188): Thermische Gefährdung durch Störlichtbögen – Hilfe bei der Auswahl der persönlichen Schutzausrüstung, Information, Editor: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV), Edition September 2020.



**Karsten Wenzlaff, M.Sc.**

**Neue Verfahren zur phasenselektiven  
Störlichtbogenlöschung in stromstarken  
Niederspannungsanlagen**

Lichtbögen sind selbstständige Gasentladungen, die im Betriebs- und Fehlerfall auftreten können. Die im Fehlerfall entstehenden Lichtbögen werden als Störlichtbögen bezeichnet. Besonders in stromstarken Schaltanlagen kann es zu hohen Lichtbogenströmen von mehreren Kiloampere kommen. Die hohen Ströme treten auf, wenn der Störlichtbogen als Paralleler Störlichtbogen zu einem Verbraucher vorliegt. Der Lichtbogenstrom liegt dann im Bereich des Kurzschlussstroms. In diesem Fall wird der parallele Störlichtbogen auch als Stromstarker Störlichtbogen bezeichnet.

Um Personen und Anlagen bei einem Störlichtbogenfehler zu schützen, muss die Lichtbogenenergie  $W_{LB}$  begrenzt werden. Hierzu zeigen Untersuchungen nach [1] exemplarisch, dass für den Personenschutz eine maximale Lichtbogenenergie  $W_{LB\ max} = 250\text{ kJ}$  nicht überschritten werden sollte. Mit dieser Bedingung führt der Störlichtbogen außerhalb einer Schaltanlage nicht zu einer Gefährdung von Personen. Um hohe Ausfallzeiten zu vermeiden, müssen auch Anlagen so geschützt werden, dass sie nach einem Störlichtbogenfehler und Reinigung der Anlage wieder in Betrieb genommen werden können. Hierzu ist ein Störlichtbogenschutzsystem (Internal Arc-fault Mitigation System – IAMS) [2] notwendig, das entsprechend den Untersuchungen nach [1] die Lichtbogenenergie für einen Anlagenschutz auf  $W_{LB} = 100\text{ kJ}$  begrenzen sollte.

Ein IAMS besteht aus einer Störlichtbogenerkennungseinheit (Internal Arc-Fault Control Device – IACD) und einer Störlichtbogenlöschereinheit (Internal Arc Reduction Device – IARD) [2]. Auf Grundlage einer definierten, maximalen Lichtbogenenergie lässt sich die zeitliche Anforderung an die Fehlerklärung für ein IAMS ableiten. Für die Erfassung von Störlichtbögen werden für ein IACD bisher meist optische Systeme eingesetzt, die durch eine Auswertung der optischen Strahlung Störlichtbögen erfassen können. Zudem zeigen aktuelle Untersuchungen, dass eine Störlichtbogenerkennung zukünftig auch durch eine numerische Auswertung von Strom und Spannung möglich ist [3]. Eine wesentliche Abgrenzung zu den optischen Erkennungssystemen besteht durch die Möglichkeit einer fehlerschleifenselektive Störlichtbogenerkennung mit den neuen, numerischen Verfahren [3].

Die Löschung des Lichtbogens erfolgt in der Regel mit einem Kurzschließer, der bei Ansteuerung, z.B. durch eine intern installierte Sprengladung, einen dreipoligen Kurzschluss erzeugt. Somit kann sich am Lichtbogen keine Lichtbogenspannung mehr aufbauen und der Lichtbogen verlöscht. Für die Wiederinbetriebnahme der Anlage muss der Kurzschließer meist erneuert werden.

Mit einem neuen Verfahren ist eine fehlerschleifenselektive Lichtbogenlöschung durch einen Thyristorkurzschließer möglich, der die fehlerbetroffenen Leiter bei einem erkannten Störlichtbogenfehler kurzschließt. Somit kommt es nicht zu einer allpoligen Abschaltung der Anlage, sondern lediglich zu einer Kurzunterbrechung der Versorgung mit einem Spannungseinbruch in den fehlerbetroffenen Leitern, da der gezielte Kurzschluss nur für eine kurze Zeit von etwa 4 – 8 ms eingelegt wird. Durch die direkte und schnelle Lichtbogenlöschung kann die Anlage nach der Fehlerklärung direkt wieder betrieben werden. Für zukünftige Verfahren mit dem Kurzunterbrecher bedarf es jedoch weiterer Untersuchungen zu den Existenz- und Widerzündbedingungen von Stromstarken Störlichtbögen in Schaltanlagen. Bild 1 zeigt eine Gegenüberstellung der Verfahren zur Lichtbogenlöschung.

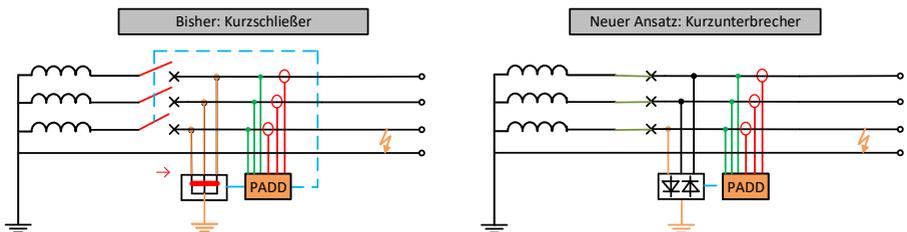


Bild 1: Funktionsprinzipien konventioneller Kurzschließer und des Kurzunterbrechers.

Für den Kurzunterbrecher eignet sich beispielsweise ein Thyristorkurzschließer, der durch drei einzeln ansteuerbare Thyristoren aufgebaut ist. Die fehlerschleifenselektive Ansteuerung erfolgt durch einen IACD. Nach der fehlerschleifenselektiven Störlichtbogenerkennung wird der Thyristor des fehlerbetroffenen Leiters einmalig angesteuert, sodass der Thyristor zündet. Im darauffolgenden Stromnulldurchgang sperrt der Thyristor, wenn er nicht erneut angesteuert wird. Dadurch muss der Thyristorschalter nicht für den Dauerstrom dimensioniert werden, sondern lediglich für den Stoßkurzschlussstrom.

Falls es zu einer Wiederzündung des Lichtbogens kommt, wird der Thyristorschalter erneut angesteuert. Zusätzlich bekommt der vorgelagerte Leistungsschalter ein Ausschaltsignal. Somit übernimmt der Leistungsschalter einen Rückfallschutz, um den Thyristorschalter vor einer thermischen Überlastung durch einen andauernden Kurzschlussstrom bei mehrmaliger Ansteuerung zu schützen. Das vorgestellte Verfahren für eine thyristorbasierte Lichtbogenlöschung ohne Abschaltung der Einspeiseschalter ist sowohl für bestehende optische Systeme, als auch für die neuen Verfahren zur Störlichtbogenerkennung, einsetzbar [3].

- [1] H. Schau und H. Schäfer. "Lichtbogenenergie – ein Maß für die Personengefährdung und Zerstörung von Schaltanlagen". In: Tagungsband. 40. Internationales Wissenschaftliches Kolloquium. TU Ilmenau, 1995, S. 283–288.
- [2] IEC TS 63107:2020. Integration of internal arc-fault mitigation systems in power switchgear and controlgear assemblies (PSC-Assemblies) according to IEC 61439-2.
- [3] Karsten Wenzlaff et al. "Neue Verfahren zur Detektion von stromstarken Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen". In: VDE-Fachbericht 73. 24. Albert-Keil-Kontaktseminar. Berlin, Offenbach: VDE, 2017.



Yinan Zhang, M. Sc.

**Power system protection for electrical grids with bulk penetration of inverter based energy resources**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Renewable energy resources (RES) are the most important electricity sources in Germany. The contribution percentage of RES to electricity consumption in Germany has continuously increased from 6 % in 2000 to 46 % in 2020 [1]. The massive integration of RES has a substantial impact on the power system protection, especially at the distribution level. One of the problems is the limited contribution of fault current (1.1 to 2 times of rated current) from inverter based RES [2]. Other problems are like the distortion of measured current and voltage signals due to harmonics, deviation of fault frequency etc. Thus, some typical issues for protections due to RES penetration can be summarized as follows,

- Protection blinding
- Sympathetic tripping
- Cascading loss of coordination
- Unintentional islanding
- Auto recloser [3]

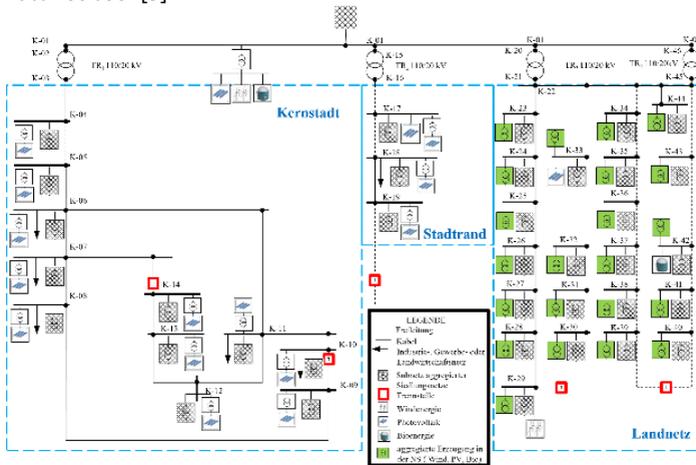


Figure 1: MV test grid model (OVGU-IESY-LENA).

In the UMZUG project, the conventional protection concepts for grids with high RES penetration in form of Virtual Synchronous Machine (VSM) shall be analyzed and evaluated through simulation studies. In the first phase, a short circuit current study will be carried out in Matlab/Simulink. In the test grid (consists of CIGRE MV benchmark grid and a rural grid) as in Figure 1, 3-phase short circuit faults on different busbars will be simulated. In

addition, the penetration level of RES and the degree of meshing are also to be varied. Similar to the analysis in [4] for LV fuses, the results shall provide a first insight if the short circuit current level in MV grids with RES penetration is sufficient for tripping HH fuses in the desired time frame.

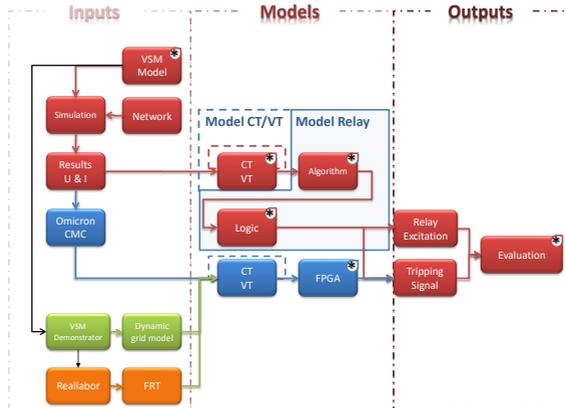


Figure 2: Digital twin simulation and prototype field-test.

In the next phase, a digital twin of a protection prototype with adjusted protection algorithms is modelled in Matlab, as shown with the red blocks in Figure 2, which includes the model of current/voltage transformer, low-pass filter, A-D converter, protection algorithm and the logic. The test of the protection prototype is executed in the following procedure. Firstly, the prototype is tested with the signals from the digital twin simulation, which can be generated with Omicron CMC as shown with the blue blocks in Figure 2. Then the protection prototype is tested in the dynamic grid model of IEEH with integration of the VSM demonstrator. In the end, the protection prototype will be implemented in the high power laboratory, where Fault Ride Through (FRT) experiments and other complicated faults can be performed and the results can then be analyzed for the iterative improvement of the protection algorithms.

- [1] BMWi. (2021, October 21). *Erneuerbare Energien*. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>.
- [2] J. Keller, B. Kroposki, Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Technical Report REL/TP-550-46698, 2010.
- [3] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh and S.G. Srivani, Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review. In: CSEE Journal of Power and Energy Systems Bd. 3, Nr. 4, S. 365–379, 2017.
- [4] M. Franke, S. Palm and P. Schegner, Basic considerations for operation and protection of modular grids with grounding transformer. In: PESS 2020 - IEEE Power and Energy Student Summit, Conference Proceedings, S. 100–105, 2020.

## Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Smart Grid“



**Marcus Kreuziger, Dipl.-Ing.**

### **Konzipierung einer Fahrzeugemulation für das Combined Energy Lab**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Begründet durch politische Zielstellungen wird sich die Verbraucher- und Erzeugerstruktur im Niederspannungsnetz zunehmend verändern. Folgen daraus sind eine steigende dezentrale Energieerzeugung sowie eine verstärkte Durchdringung leistungsintensiver Verbrauchsanlagen, wie z.B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge.

Durch diese Weiterentwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur werden neue Ansätze der Netzbetriebsführung zukünftig auch im Niederspannungsnetz benötigt. Weiterhin ist eine Abgrenzung der Netzteilnehmer als reine Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage zunehmend nicht mehr möglich. Diese s.g. „Prosumer“ können dabei sowohl elektrische Energie erzeugen (z.B. eine PV-Anlage), lokal speichern oder klassisch verbrauchen. Die Veränderungen bieten allerdings auch die Chance, zunehmend Flexibilitäten dieser Prosumer in die Netzbetriebsführungsstrategien einzubinden.

Mit dem neu konzipierten Combined Energy Lab am IEEH soll das Zusammenwirken einzelner Komponenten eines Prosumers als auch die Wechselwirkung mit dem Niederspannungsnetz untersucht werden. Neben typischen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen eines Einfamilienhauses soll hier auch die Nachbildung eines Elektrofahrzeuges realisiert werden. Dieses Fahrzeug wird dabei mit Hilfe von Leistungsverstärkern emuliert. Als Ladegerät wird eine handelsübliche Wallbox eingesetzt. Für die Nachbildung des Ladevorgangs mit Hilfe von Leistungsverstärkern ist neben dem obligatorischen Ladekabel mit Typ 2 Steckverbindung nach IEC 62196-2 [1], ein Echtzeitrechensystem zur Steuerung der Leistungsverstärker sowie ein Schnittstellengerät für die Ladekommunikation mit der Wallbox notwendig. Die benötigten Geräte sowie der funktionelle Zusammenhang der Komponenten ist in Bild 1 dargestellt.

Zur Kommunikation zwischen der Wallbox und dem Leistungsverstärker galt es zunächst ein Schnittstellengerät zu entwerfen. Dieses muss hierbei die Funktion der normalerweise im realen Fahrzeug integrierten Kommunikationseinheit übernehmen. Das Schnittstellengerät besteht in erster Linie aus einer standardisierten Schaltung nach IEC61851-1 [2], entsprechenden Anschlüssen für die Kommunikationskanäle und einem Gehäuse. Es ermöglicht neben der Erkennung der Ladebereitschaft und anschließendem Start des Ladevorgangs auch die Übertragung des maximalen Ladestromes, sowie die Erkennung von Fehlern und dem daraus folgenden Abbruch des Ladevorgangs.

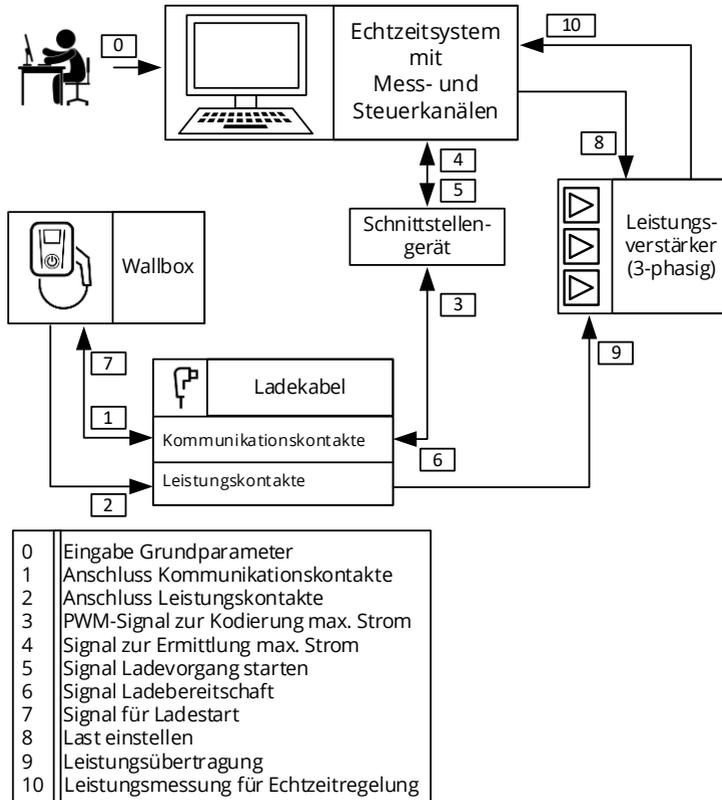
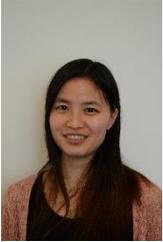


Bild 1: Funktionsstruktur der Fahrzeugemulation (nach [3]).

In den nächsten Schritten gilt es, die programmiertechnische Umsetzung zu realisieren. Hierfür gilt es, die „Echtzeitsteuerung“ der Leistungsverstärker, die Umsetzung von Ladekennlinien unterschiedlicher Fahrzeugtypen, sowie die Überwachung aller Randbedingungen (fehlerfreie Kommunikation, maximaler Strom, State of Charge) zu implementieren. Weiterhin muss eine Nutzeroberfläche zur Eingabe bzw. Auswahl der Basis-Daten erstellt werden.

- [1] Norm, DIN EN IEC 62196-2: Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen, 2020.
- [2] Norm, DIN IEC 61851-1, Konduktive Ladesystem für Elektrofahrzeuge, 2019.
- [3] E. O. Matthes, Studienarbeit: „Entwicklung eines Schnittstellengerätes für die Ladekommunikation eines Elektrofahrzeuges im Smart Grid Lab“, Dresden, 2021.



**Liya Ma, Dipl.-Ing.**

#### **Konzeption eines Combined Energy Labs**

In den vergangenen Jahren änderte sich in Deutschland die Erzeuger- und Verbraucherstruktur des Niederspannungsnetzes in Folge der Energiewende. Herkömmliche Verbraucher werden zunehmend zum Prosumer („produce“ and „consumer“) erweitert, wobei die elektrische Energie nicht nur verbraucht, sondern auch erzeugt und ggf. gespeichert wird (z. B. mit Hilfe einer Batterie). Darüber hinaus steigt der Anteil der leistungsintensiven Verbraucher an. Dazu zählen beispielweise Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Diese Veränderungen bürden sowohl neue Chancen als auch Herausforderungen für einen weiterhin zuverlässigen Netzbetrieb.

Mit dem Combined Energy Lab (CEL) am IEEH sollen die Untersuchungen des Prosumers aus energetischer und kommunikationstechnischer Perspektive ermöglicht werden. Dabei wird das Zusammenspiel einzelner Komponenten untereinander und mit dem Niederspannungsnetz betrachtet. Neben der Analyse des Betriebsverhaltens sind netzdienliche Steuerung/Regelung, wie z. B. Spitzenglättung und Engpassmanagement zu testen. Weiterhin können Maßnahmen zur energetischen Optimierung, beispielsweise die Eigenbedarfsoptimierung des Haushalts, implementiert werden.

Im Bild 1 wird das Konzept vom CEL dargestellt. Das CEL emuliert ein modernes Einfamilienhaus, ausgestattet mit einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) inklusive Batterie, einem Elektrofahrzeug (EV) und einer modernen thermischen Anlage. Die Nachbildungen der PV-Anlage, des EVs und der sonstigen elektrischen Allgemeinverbraucher (ELAV) erfolgen durch mehrere Leistungsverstärker (LV). Es sind ebenso Steckdosen zur direkten Anbindung von realen Haushaltsgeräten vorgesehen. Mit Unterstützung der Professur für Gebäudeenergie-technik und Wärmeversorgung der TU Dresden, stehen unterschiedliche Typen von Wärmepumpen und KWK-Anlagen zur Verfügung, so dass die Integration von thermischen Anlagen realisiert werden kann. Das emulierte Haus wird im normalen Fall entweder vom öffentlichen Niederspannungsnetz oder Netzemulator versorgt. Somit ist eine Untersuchung mit definierten Randbedingungen möglich. Zusätzlich dazu ist ein Betrieb des Systems allein durch PV-Anlage und Batterie vorgesehen, womit der Betrieb des Systems als Inselnetz untersucht werden kann.

Neben den obengenannten Hauptkomponenten sind Datenerfassung- und Regelungssysteme ebenfalls im Bild 1 dargestellt. Das RT-PXIe-System ist ein *Realtime-Controller* und hat die Hauptaufgabe, eine schnelle und stabile Regelung zu gewährleisten [1]. Dies betrifft hierbei hauptsächlich die Ansteuerung und Regelung der LV. Das RT-PXIe-System erfasst die Spannungs- sowie Strommesssignale auf Geräteseite der LV und gibt die Sollwerte für diese wieder vor. Darüber hinaus ist eine realitätsnahe Emulation von dem Niederspannungsnetz, der PV-Anlage, dem EV und dem ELAV in Echtzeit anvisiert.

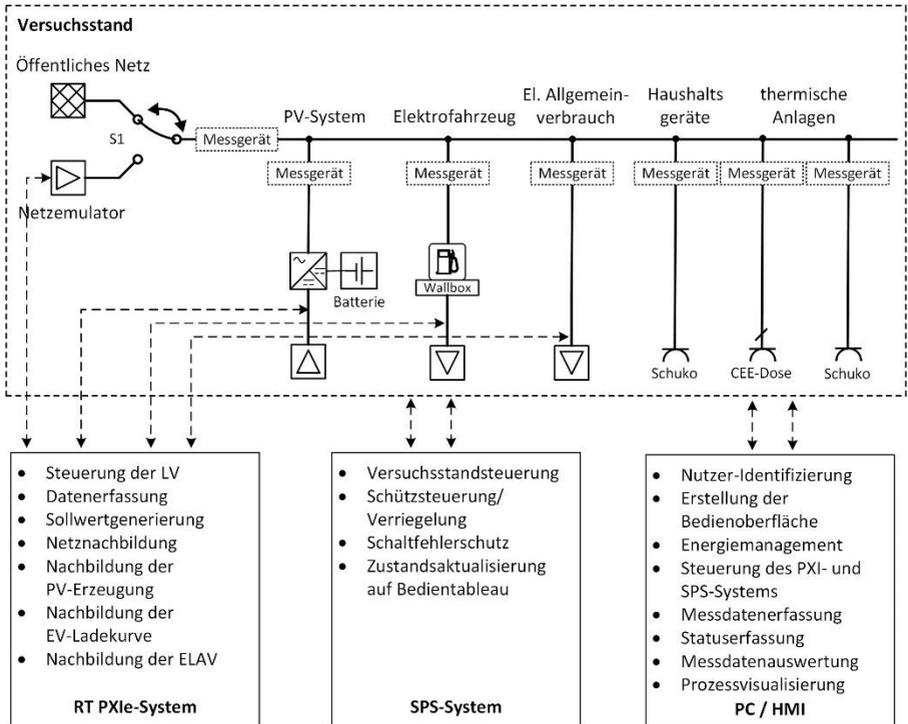


Bild 1: Konzept des CELs.

Der eigentlich automatisierte Anlauf des Versuchsstands ist in einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) integriert. Die SPS ist die Hauptkomponente zur Steuerung des Versuchsstandes und zur Gewährleistung der Versuchssicherheit, d.h. die SPS steuert Schaltgeräte unter Betrachtung der Schaltfehler. Für kritische Schaltvorgänge, welche zu Person- oder Sachschäden führen können, sind hardwaremäßige Verriegelungen zu integrieren. Zusätzlich aktualisiert die SPS den Betriebszustand auf dem Bedientableau.

Die Bedienung der Anlage erfolgt durch einen PC (Fernsteuerung) oder über das Bedientableau (Vorort), welche auf das RT-PXIe-System und die SPS zugreifen. Verschiedene Testszenarien bzw. Maßnahmen des Energiemanagements werden auf dem PC implementiert. Der PC hat außerdem die Aufgabe, die Mess- und Statusdaten zu erfassen und die Daten auszuwerten. Sowohl am „Hausanschluss“ als auch an jedem Abgang sind die Spannungen und Ströme zu erfassen. Diese Daten dienen hauptsächlich zur energetischen Analyse des Systems. Weiterhin ist eine Visualisierung des Betriebszustands und der Energieflüsse vorgesehen.

[1] A. Meinenbach, J. Haupt, P. Seidel, L. Schink, T. Heß, J. Werner, J. Seifert, P. Schegner.: Regionales Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK Technologie – Abschlussbericht, TU Dresden, 2015.



**Marta Sophia Potyka, Dipl.-Ing.**

**Plausibilisierung und Analyse von Messdaten thermisch-elektrischer Anlagen**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Durch den steigenden Einsatz regenerativer Energiequellen erfolgt die Energieerzeugung zunehmend dezentral. Um weiterhin eine hohe Versorgungszuverlässigkeit durch den Netzbetreiber zu gewährleisten, werden zukünftig Lastgangprognosen thermisch-elektrischer Anlagen benötigt. Des Weiteren ist es für das Energiemanagement von Gebäuden und Liegenschaften von Vorteil, voraussagen zu können, zu welchem Zeitpunkt welche Alternativenergiequellen optimaler Weise eingesetzt werden sollten. In dem Projekt TEK-EKG werden von verschiedenen Liegenschaften und Anlagen Daten für Lastgangprognosen und zur Anlagenoptimierung aufgenommen.

Damit die Daten richtig ausgewertet werden können, muss bekannt sein, welchem maximalen Fehler sie unterliegen. Beispielsweise werden für elektrische Größen Messgeräte der Firma Janitza in Verbindung mit Kabelumbaustrumwandlern verwendet. Von Janitza sind die internen Messungenauigkeiten bekannt und liegen für die Spannung bei 0,2 %, für den Leiterstrom bei 0,25 % und für die Leistung bei 0,4 % jeweils bezogen auf den Bemessungswert. [1] Beim Kabelumbaustrumwandler hingegen hängt der Fehler maßgeblich von der vorhandenen Stromstärke und der Bürde ab. Daher ist eine Untersuchung für verschiedene Stromstärken von 0,3 A bis 220 A vorgenommen worden. Die verwendeten Stromwandler haben ihren Bemessungswert bei 100 A und ein Übersetzungsverhältnis von 100:1. Die Nennscheinleistung beträgt 0,3 VA und die Güteklasse ist die Klasse 1. Aus diesem resultiert, dass der Stromwandler für eine Bürde von 0,3  $\Omega$  ausgelegt ist. Das Janitza an sich besitzt einen Innenwiderstand von 5 m $\Omega$ . Durch diese Unterbündung können größere Messungenauigkeiten auftreten.

Zur Berechnung des Leistungsfehlers werden folgende Gleichungen verwendet:

$$\epsilon_P = \frac{\epsilon_I + 1}{\cos(\Delta\varphi) + \tan(\varphi_M) \cdot \sin(\Delta\varphi)} - 1 = \frac{\epsilon_I + 1}{\cos(\Delta\varphi) + \frac{Q_M}{P_M} \cdot \sin(\Delta\varphi)} \quad (1)$$

$$\text{Mit} \quad \epsilon_I = \frac{I_M}{I} - 1 \quad (2) \quad \Delta\varphi = \varphi - \varphi_M \quad (3)$$

$\epsilon_P$  stellt dabei den relativen Leistungsfehler,  $\epsilon_I$  den relativen Stromfehler,  $Q$  die Blind-,  $P$  die Wirkleistung,  $I$  die Stromstärke und  $\varphi$  den Phasenwinkel dar. Der Index  $M$  steht für die gemessene Größe. Ohne Index ist die wahre Größe gemeint.

Das Ergebnis der Untersuchung war, dass ein maximaler relativer Stromfehler von ca. 16 % und ein maximaler Wirkleistungsfehler von ca. 15 % bei einer Aussteuerung von 0,3 % bzw. 10 % auftritt. Beide Fehler werden mit steigender Stromstärke geringer. Wenn eine zusätzliche Last verwendet wird, sodass in Summe die Bemessungsbürde anliegt, senkt sich der Leistungsfehler um bis zu 10 %.

Ein zentraler Punkt des Projektes beinhaltet die Untersuchung der optimalen Betriebsweise von Anlagen. Beispielsweise sind Messdaten von einem Blockheizkraftwerk (BHKW) aufgenommen worden. Da es wärmegeführt ist, wird es vorrangig im Winter genutzt und im Sommer nur für die Trinkwassererwärmung eingeschaltet. Das Ergebnis der Untersuchung war, dass es im Winter und in der Übergangszeit lange Betriebszeiten von mehreren Stunden oder Tagen aufweist und im Sommer nur kurze von durchschnittlich 9 Minuten. Wenn ein BHKW längere Zeit mit Betriebsdauern unter 120 Minuten gefahren wird, können Schäden auftreten. Daher ist der Lösungsvorschlag, entweder im Sommer auf eine andere Wärmequelle zurückzugreifen oder das BHKW für 120 Minuten einzuschalten und die erzeugte Wärme in einem Speicher zu speichern. Ist die gespeicherte Wärme aufgebraucht, kann das BHKW wieder für 120 Minuten betrieben werden. Dies erfordert im vorliegenden Fall allerdings den Neubau eines Speichers, da der vorhandene eine zu geringe Speicherkapazität aufweist. Die Liegenschaft hat sich dafür entschieden, das BHKW im Sommer ausgeschaltet zu lassen und für die Trinkwassererwärmung die Fernwärme zu nutzen. Bild 1 zeigt die elektrische Leistung des BHKWs in der Übergangszeit und Bild 2 im Sommer.

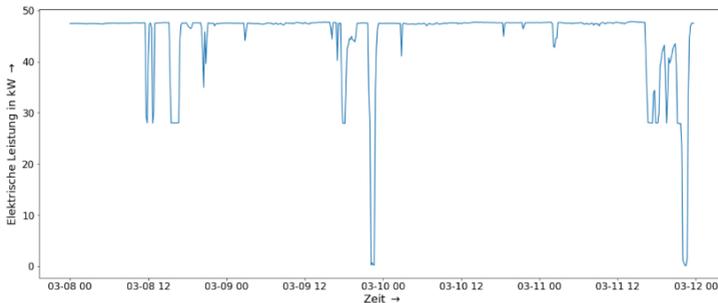


Bild 1: Elektrische Leistung des BHKWS vom 08.-11.03.2020 (Erzeugerzählpeilsystem).

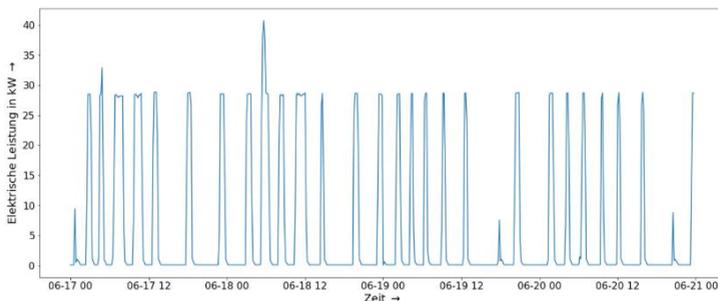


Bild 2: Elektrische Leistung des BHKWS vom 17.-21.06.2021 (Erzeugerzählpeilsystem).

[1] Janitza, Power Analyser UMG 604 – Betriebsanleitung und technische Daten.



**Sasan Jacob Rasti, Dipl.-Ing.**

**Generisches Modell für zellulare Energiesysteme zur Beschreibung sektorübergreifender Flexibilität**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Der zellulare Ansatz [1] bezeichnet ein Konzept zur Strukturierung der Energieinfrastruktur als zellulare Energiesysteme (ZES). Das ZES im vorgestellten Ansatz hat das wesentliche Ziel, die Herausforderungen, die aktuell in der Energieversorgung auftreten (volatile Erzeugung, Integration von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen), zu bewältigen. Es ist in der Lage, eine große Menge an kleinen Flexibilitäten, die üblicherweise in Haushalten oder Kleingewerben zu verorten sind, nutzbar zu machen. Dafür werden Anlagen und Netzkomponenten aus den Sektoren Elektrizität, Gas und Wärme virtuellen Zellen zugeordnet, die in ihrer Gesamtheit das ZES ergeben. Das ZES ist streng hierarchisch angeordnet, d.h. eine Zelle kann mit untergeordneten Zellen sowie mit einer ihr übergeordneten Zelle kommunizieren. Aufgrund der physikalischen Netzinfrastruktur (elektrisches Netz, Gasnetz, Wärmenetz etc.) bestehen Verbindungen zu diesen Zellen, worüber Leistung übertragen werden kann. Die einzelnen Zellen besitzen weiterhin einen Zellcontroller, der eine Reihe von Funktionalitäten bereitstellt, die einen ordnungsgemäßen Betrieb aller in der Zelle verorteten Ressourcen sicherstellen.

Anlagen, die inherente Flexibilität besitzen, stellen gemeinsam mit einem Anlagencontroller die elementare Zelle – die L0-Zelle (Zellniveau 0) – des vorgestellten ZES dar (Bild 1a).

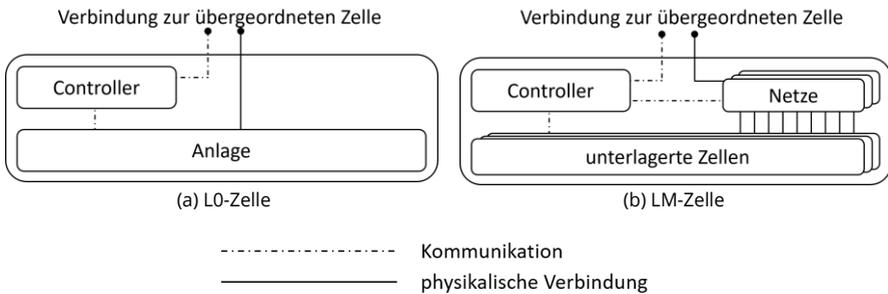


Bild 1: Aufbau der L0- sowie LM-Zelle.

In der Zellebene über L0-Zellen befinden sich LM-Zellen (mittleres Zellniveau), welche neben ihren unterlagerten Zellen (L0- und weitere LM-Zellen) auch Komponenten der Netzinfrastruktur besitzen können (Bild 1b). Innerhalb von LM-Zellen sind die unterlagerten Zellen den Knoten der Netzinfrastruktur fest zugeordnet, um Netzrestriktionen knotscharf abbilden und einhalten zu können.

Das höchste Zellniveau (Superniveau) bildet die LS-Zelle, welche im Wesentlichen wie eine LM-Zelle aufgebaut ist, aber keine Verbindung zu einer überlagerten Zelle besitzt.

In Bild 3 ist ein Ausschnitt aus einem ZES zu sehen, in dem man den Aufbau inkl. Netzinfrastruktur sowie die hierarchische Struktur des ZES erkennen kann.

Auf reale Energiesysteme übertragen, entsprechen die Zellniveaus folgenden Strukturen:

LO: PV-, Wind-, KWK-Anlagen, Wärmepumpen, Batterien, Elektrofahrzeuge etc.

LM: einzelne Gebäude, Wohn-/Gewerbegebiete, Gemeinden, Städte, Regionen

LS: höchste betrachtete Region, z.B. Verbundnetzgebiet

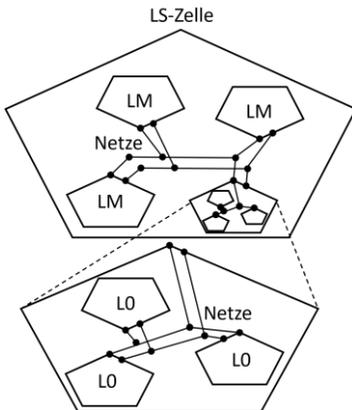


Bild 2: Übersicht der Struktur von ZES.

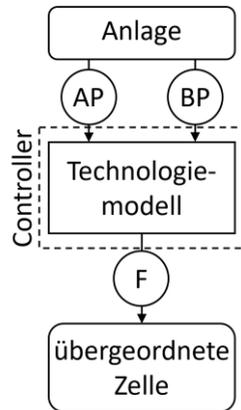


Bild 3: Generierung Flexibilitätsinstanz (F) in LO-Zelle.

Um die Flexibilität in höheren Zellen verfügbar zu machen, wird in der Phase der Betriebsplanung eine Flexibilitätsfeststellung durchgeführt. Diese wird für jeden betrachteten Zeitschritt (üblicherweise alle 15 min) rollierend bestimmt. Allerdings wird ein erweiterter Planungshorizont (z.B. 24 h) angesetzt, um Einschränkungen, die später auftreten, berücksichtigen zu können. Die Flexibilitätsfeststellung beginnt in den LO-Zellen: Dort werden die Anlagen- (AP) und Betriebsparameter (BP) der jeweils zugeordneten Anlage an den Zellcontroller gesendet, der diese in ein standardisiertes, generisches Technologiemodell überführt. Anhand des parametrisierten Technologiemodells kann anschließend die im betrachteten Zeitschritt verfügbare Flexibilität bestimmt und an die überlagerte Zelle als Flexibilitätsinstanz weitergegeben werden.

In LM-Zellen werden die Flexibilitätsinstanzen der unterlagerten Zellen gesammelt und anschließend zu einer neuen Instanz aggregiert. Hierbei können Netzrestriktionen der in der Zelle vorhandenen Netzinfrastruktur mitberücksichtigt werden. Die aggregierte Flexibilitätsinstanz der LM-Zelle wird wiederum an ihre überlagerte Zelle weitergegeben. Der Prozess endet, wenn in der LS-Zelle die Flexibilitätsinstanzen aller unterlagerten Zellen vorliegen. Dann kann die verfügbare Flexibilität je nach gewünschter Anwendung ausgewertet und den unterlagerten Zellen Arbeitpunkte vorgegeben werden, bis diese in die LO-Zellen propagiert und in den entsprechenden Anlagen eingestellt sind.

[1] T. Benz u. a., „Der Zellulare Ansatz“, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Studie, Juni 2015.



**Maximilian Schmidt, Dipl.-Ing.**

**Transinformation elektrischer Größen  
in einem Netzwerk**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Elektrische Größen stehen in einem elektrischen Netzwerk in permanenter Wechselwirkung. Die Erhöhung des Wirkleistungsbezuges einer elektrischen Last im Niederspannungsnetz bewirkt beispielsweise einen Spannungsfall im gesamten Netzabgang und erhöht gleichzeitig die aus dem Mittelspannungsnetz übertragene Wirkleistung.

Bei der Zustandsidentifikation in Nieder- und Mittelspannungsnetzen wird der Zusammenhang ausgenutzt, dass gemessene elektrische Größen ebenfalls Informationen über nicht gemessene Größen beinhalten [1]. Beispielsweise kann über die Kenntnis der aktuellen Spannung an einem Netzknoten in Verbindung mit einem Netzmodell der mögliche Wertebereich einer nicht gemessenen Last in elektrische Nähe signifikant eingeschränkt werden. Je kleiner der resultierende Wertebereich ist, desto genauer kann folgend der Netzstatus bestimmt werden. Die Effektivität der dazu eingesetzten Algorithmen ist maßgeblich vom Informationsgehalt der verfügbaren Messgrößen abhängig. Zur Beschreibung des Informationsgewinns, der aus einer zusätzlich erhobenen Messgröße resultiert, werden Methoden aus der Informationstheorie herangezogen.

In der Informationstheorie wird die Stärke des statistischen Zusammenhangs zweier Zufallsgrößen über die *Transinformation*  $T$  definiert. Lässt sich eine Größe vollständig aus der anderen bestimmen, ist die Transinformation maximal. In dem Fall, dass beide Zufallsgrößen statistisch unabhängig sind, wird die Transinformation zu null.

Die Transinformation von zwei kontinuierlichen Zufallsgrößen  $X$  und  $Y$  wird über die nachfolgende Differenz definiert:

$$T(X, Y) = \eta(X) - \eta(X|Y) \quad (1)$$

Dabei ist  $\eta$  die differentielle Entropie, die ein Maß für den Informationsgehalt kontinuierlicher Zufallsgrößen darstellt. Die bedingte Entropie  $\eta(X|Y)$  charakterisiert die verbleibende Unsicherheit der Zufallsgröße  $X$  bei Kenntnis der Zufallsgröße  $Y$ .

Für normalverteilte Zufallsgrößen wird die differentielle Entropie in der Einheit *bit* aus der Varianz  $\sigma^2$  wie folgt berechnet:

$$\eta(X) = \frac{1}{2} \log_2(2\pi e\sigma^2) \quad (2)$$

Durch Basiswechsel des Logarithmus sind weitere Einheiten wählbar.

Im Kontext der Zustandsidentifikation soll der Informationsgewinn durch einen zusätzlichen Messwert  $z_{\text{zus}}$  in Bezug auf eine bestimmte elektrische Größe  $z_{\text{Fokus}}$  beim Vorliegen eines aktuellen Messvektors  $z_{\text{akt}}$  betrachtet werden.

Es lässt sich zeigen, dass sich die Transinformation  $T(z_{\text{Fokus}}, z_{\text{zus}})$  in diesem Fall aus nachfolgender Differenz ermitteln lässt:

$$T(z_{\text{Fokus}}, z_{\text{zus}}) = \frac{1}{2} \log_2(\sigma_z^2 \text{Fokus}(z_{\text{akt}})) - \frac{1}{2} \log_2(\sigma_z^2 \text{Fokus}([z_{\text{akt}} z_{\text{zus}}])) \quad (3)$$

Dabei ist  $\sigma_z^2 \text{Fokus}(z_{\text{akt}})$  die Varianz von  $z_{\text{Fokus}}$ , die aus einem aktuellen Messvektor  $z_{\text{akt}}$  resultiert und  $\sigma_z^2 \text{Fokus}([z_{\text{akt}} z_{\text{zus}}])$  die Varianz, die sich aus dem um  $z_{\text{zus}}$  erweiterten Messvektor  $[z_{\text{akt}} z_{\text{zus}}]$  ergibt. Die Varianzen folgen aus der Gauß-Newton-Ausgleichsrechnung.

Bild 1 zeigt ein vereinfachtes Beispielnetzwerk mit 4 Netzknoten und einer Netzennspannung  $U_{\text{NN}} = 400 \text{ V}$ . Weiterhin sind in Bild 1 die im Messvektor enthaltenen Messgrößen eingezeichnet. In Klammern sind mögliche zusätzliche Messgrößen angegeben. Für alle Messgrößen wird angenommen, dass deren Messfehler einer Normalverteilung mit  $\mu = 0$  folgt. Als Standardabweichung wird bei allen Spannungsmessungen  $\sigma_U = 0,1 \%$  und bei den Leistungsmessungen  $\sigma_P = \sigma_Q = 1 \%$  angenommen. Lediglich am Netzknoten 3 wird eine sehr große Streubreite der Leistungsmessung mit  $\sigma_P = \sigma_Q = 100 \%$  modelliert, wie sie beispielsweise durch einen Pseudo-Messwert resultiert. Pseudo-Messwerte sind synthetische Ersatzwerte für nicht direkt gemessene elektrische Größen und werden bei der Zustandsidentifikation zum Erreichen einer rechnerischen Beobachtbarkeit benötigt.

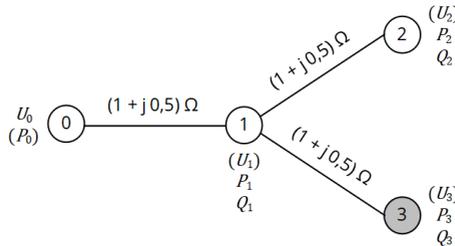


Bild 1: Beispielnetzwerk mit vier Netzknoten.

Tabelle 1 zeigt die Transinformation  $T(P_3, z_{\text{zus}})$  bei Variation der zusätzlichen Messgröße.

Tabelle 1: Transinformation  $T(P_3, z_{\text{zus}})$  bei Variation der zusätzlichen Messgröße.

$z_{\text{Fokus}} \backslash z_{\text{zus}}$	$U_1$	$U_2$	$U_3$	$P_0$
$P_3$	3,28 bit	3,26 bit	3,31 bit	5,88 bit

Wie aus Tabelle 1 zu erkennen ist, liegt der Informationsgewinn in Bezug auf die Wirkleistung am Netzknoten 3 durch Messung einer zusätzlichen Spannung im Bereich von ca. 3 bit. Dabei ist der Informationsgewinn durch die Spannungsmessung am Netzknoten 3 selbst am höchsten. Signifikante Unterschiede treten aufgrund des wenig ausgedehnten Beispielnetzwerkes nicht auf. Im Vergleich zu einer Spannungsmessung liegt der Informationsgewinn durch Messung der Wirkleistung am Bilanzknoten 0 um ca. das 1,8-fache höher. Die Auswertung der Transinformation kann z. B. bei der Ausbringung von zusätzlicher Messtechnik unterstützen.

[1] Schmidt, M., Schegner, P.: Deriving Power Uncertainty Intervals for Low Voltage Grid State Estimation Using Affine Arithmetic. ELSEVIER Electric Power Systems Research, Volume 189, 2020.

### 3.1.2 Publikationen

#### Vorträge

Blanco, A.M.:

*Workshop Power Quality issues in islanded microgrids - Harmonic distortion in a laboratory microgrid.*

SICEL 2021, Online, 12.10.2021.

Domagk, M.:

*Analyse von Langzeitmessungen der Elektroenergiequalität zur Charakterisierung öffentlicher Niederspannungsnetze.*

637. Elektrotechnisches Kolloquium (VDE), Online, 05.05.2021.

Frowein, K.; Schmidt, M.; Schegner, P.:

*Mit Energie Zukunft gestalten.*

MINT-Ec Special digital: Energietechnik, 10.06.2021.

Kannan, S.:

*Workshop Power Quality issues in islanded microgrids - Overview on microgrids.*

SICEL 2021, Online, 12.10.2021.

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

*Impact of harmonic distortion on the supraharmonic mission of pulse-width modulated single-phase power electronic devices.*

19th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'21), Online / Spain, Almeria, 28.-30.07.2021.

Krahmer, S.:

*Umnutzung bestehender AC-Kabelstrecken zu DC-Betrieb in Verteilnetzen: Vorteile und Herausforderungen.*

VDE Dresden Arbeitskreis Verteilnetze, Dresden, 15.-16.11.2021.

Liebermann, C.:

*Abschätzung der Symmetrie von elektrischen Übertragungsleitungen.*

BIM in der Infrastruktur Verkehr & Energie 2021, Online, 23.02.2021.

Meyer, J.:

*Workshop Power Quality issues in islanded microgrids - Introduction to Power Quality and Electromagnetic Compatibility.*

SICEL 2021, Online, 12.10.2021.

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

*Überlagerung und Ausbreitung von Supraharmonischen im Niederspannungsnetz (Messbeispiele aus der Praxis).*

59. Beratung AK Netzurückwirkungen im VDE BV Dresden, Online, 06.05.2021.

Meyer, J., Pourarab, M.:

*Panel on Results of Cigre Working Group C4.42 – Interpretation of contribution indices and implementation issues.*

IEEE PES GM 2021, Online, 28.07.2021.

Meyer, J., Stiegler, R.:

*Interaction and grid impact of EV charging in the frequency range 2-150 kHz (supraharmonics).*

Smart Charging Webinar, Newcastle University, Online, 26.05.2021.

Meyer, J., Stiegler, R., Möller, F., Müller, S.:

*Energy Efficiency versus Power Quality - Challenges Related to Modern Power Electronics in Low Voltage Networks.*

SICEL 2021, Online, 12.10.2021.

Müller, S.:

*Panel Session Impact of electric vehicle charging on distortion levels in distribution networks - Emission characteristics of chargers.*

IEEE PES GM 2021, Online, 28.07.2021.

Stiegler, R.:

*Frequency dependent network impedance in the frequency range up to 150 kHz.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Schegner, P.:

*Einführungsvortrag - Technische Herausforderungen an zellulare Energiesysteme.*

Oberlausitzer Energiesymposium 2021 & Zittauer Energieseminar. 4.-5.11.2021.

Wright, P.; de la Vega, D.; Ritzmann, D.; Lodetti, S.; Khokhlov, V.; Meyer, J.:

*Measurement methods for the frequency range 2-150 kHz (Supraharmonics).*

European Metrology project 18NRM05 SupraEMI, Workshop, Online, November 2020.

## **Veröffentlichungen**

Abdelsamad, A. S., Myrzik, J. M. A., Kaufhold, E., Meyer, J., Schegner, P.:

*Voltage-Source Converter Harmonic Characteristic Modeling Using Hammerstein-Wiener Approach - Modélisation des caractéristiques harmoniques d'un convertisseur tension-source à l'aide de l'approche Hammerstein-Wiener.*

IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, 2021.

Blanco, A. M.; Kannan, S.; Meinck, M.; Garzón, C.; Romero, M.f.; Quintero, V.; Pavas, A.; Meyer, J.:

*Harmonic characteristic of an islanded microgrid with residential loads.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Blanco, A. M.; Meyer, J.; Pavas, A.; Schegner, P.:

*Daily Pattern recognition of Harmonic Currents of Residential Low Voltage Networks.*

SICEL 2021, Online, 12.-15.10.2021.

Chen, F.; Zhong, Q.; Zhang, H.; Zhu, M.; Müller, S.; Klatt, M.; Meyer, J.; Huang, W.:

*Survey of Harmonic and Supraharmonic Emission of Fast Charging Stations for Electric Vehicles in China and Germany.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Crotti, G., Meyer, J., van de Brom, H., Mohns, E., Chen, Y., Tinarelli, R., Luiso, M.:

*Assessment Of Instrument Transformer Accuracy For Power Quality Measurements In Distribution Grids: Recent Activities And First Results From 19NRM05 IT4PQ Project.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Domagk, M.; Gu, I. Y.-H.; Meyer, J.; Schegner, P.:

*Automatic Identification of Different Types of Consumer Configurations by Using Harmonic Current Measurements.*

Journal of Applied Sciences, Volume 11, April 2021.

Domagk, M.; Meyer, J.; Wang, T.; Feng, D.; Huang, W.:

*Automatic Identification of Correlations in Large Amounts of Power Quality Data from Long-Term Measurement Campaigns.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Drapela, J., Halpin, M., Langella, R., Meyer, J., Mueller, D., Sharma, H., Testa, A., Watson, N., Zech, D.:

*New Interharmonic Subgroup Definitions For Quantifying And Limiting Distortion In Distribution Networks.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Ecklebe, S.; Krahmer, S.; Röbenack, K.:

*A time-based approach to the modelling of power distribution grids.*

ICSTCC 2021 (Joint Conference of SINTES 25, SACCS 21, SIMSIS 25, CONTI 14), Iasi, Rumänien, 20.-23.10.2021.

Flatter, F.; Mohammadi, S.; Wellssow W.; Schinke-Nendza, A.; Blumberg, G.; Weber, C.; Rasti, S.; Schegner, P.; Uhlemeyer, B.; Zdrallek, M.; Spanel, U.; Dickert, J.:

*ZellNetz2050 – Structure, Planning and Operation of a Cellular Energy System in 2050.*

ETG Congress 2021, Online, 18.-19.05.2021.

Garzón, C; Kannan, S.; Romero, M.; Blanco, A.M.; Pavas, A.; Meyer, J.:  
*Power Quality Issues in AC Islanded Microgrids: Mitigation and Commonly Used Control Strategies.*

SICEL 2021, Online, 12.-15.10.2021.

Garzón, C; Pavas, A.; Romero, M.; Quintero, V.; Kannan, S.; Blanco, A. M.; Meyer, J.:  
*Assignment of Responsibilities for Power Quality Stationary Disturbances in an Islanded Microgrids.*

SICEL 2021, Online, 12.-15.10.2021.

Gopp, D.; Freiburg, M.; Bischof, T.; Stiegler, R.; Meyer, J.:  
*Frequency response analysis to assess the application bandwidth of inductive voltage transformers.*

CIREN 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Hable, M.; Knoll, R.; Darda, T.; Hähnchen, H.; Schmidt, M.; Kreutziger, K.; Schegner, P.; Lässig, J.:

*Combined Market and Grid oriented Operation of Distributed Flexibilities - Results of a Pilot Project.*

CIREN 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Haider, S.; Schegner, P.; Schönberg, J.; Shahmoradi-Moghadam, H.:  
*Algorithm and Optimization Model for Energy Storage Using Vertically Stacked Blocks.*

IEEE Access, 10.1109/ACCESS.2020.3041944, 02.12.2020.

Haider, S.; Schegner, P.:  
*Heuristic Optimization of Overloading Due to Electric Vehicles in a Low Voltage Grid.*

Energies 2020, 13, 6069; doi:10.3390/en13226069. 13.10.2020

Kannan, S.; Blanco, A. M.; Garzon, C.; Pavas, A.; Meyer, J.:  
*Harmonic Impedance Characteristics in an Islanded Microgrid and its impact on Voltage and Current Harmonics.*

Powertech 2021, Online, 07.2021.

Kannan, S.; Meyer, J; Blanco, A. M.:  
*Impact of Modern Power Electronics Household Equipment on Harmonic Resonance in Residential LV Networks.*

CIREN 2021, Online, 09.2021.

Kannan, S.; Meyer, J; Rens, J.; Schegner, P.:  
*A Novel Non-invasive Harmonic Resonance Detection in Public LV networks.*

AMPS 2021, Online, 09.2021.

Kaufhold, E.; Grandl, S.; Meyer, J.; Schegner, P.:

*Feasibility of black-box time domain modeling of single-phase photovoltaic inverters using artificial neural networks.*

Energies, 2021.

Kaufhold, E.; Meyer, J.; Duque, C. J.; Schegner, P.:

*Simplified method for measurement-based black-box harmonic stability assessment of single-phase power electronic devices.*

AMPS 2021 11th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, Online, 29.09.-01.10.2021.

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

*Black-box identification of grid-side filter circuit for improved modelling of single-phase power electronic devices for harmonic studies.*

Electric Power Systems Research, 2021.

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

*Impact of harmonic distortion on the supraharmonic emission of pulse-width modulated single-phase power electronic devices.*

Renewable Energy and Power Quality Journal, 2021.

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

*Fast measurement-based identification of small signal behaviour of commercial single-phase inverters.*

AMPS 2021 11th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, Online, 29.09.-01.10.2021.

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

*Research needs for harmonic stability analysis of power electronic devices in low voltage networks.*

IECON 2021 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IES), Online, 13.10.-16.10.2021.

Khokhlov, V.; Meyer, J.; Ritzmann, D.; Lodetti, S.; Wright, P.; de la Vega, D.:

*Application of Measurement Methods for the Frequency Range 2-150 kHz to Long-term Measurements in Public Low Voltage Networks.*

CIREN International Conference on Electricity Distribution, Online, 20.-23.09.2021.

Krahmer, S.; Rupp, S.; Adam, R.; Backhaus, K.; Hildmann, C.; Nilges, M.; Schegner, P.:

*Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges.*

ETG Congress 2021, Online, 18.-19.05.2021.

Krahmer, S.; Wiemann, S.; Schmidt, M.; Knorr, M.; Williams, F.; Farac, R.; Maier, F.; Schegner, P.; Seifert, J.:

*Benefits and Challenges of Radio-Based Communication Architecture in Distribution Systems and Buildings – an Evaluation from the Perspective of the National 5G Energy Hub.*

ETG Congress 2021, Online, 18.-19.05.2021.

Kukačka, L.; Stiegler, R.; Drápela, J.; Meyer, J.; Halpin, M.; Mombauer, W.:

*Comparison of Algorithms for Flicker Irritation Assessment.*

CIREC 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Meinck, M.; Blanco, A.M.; Kannan, S.; Pavas, A.; Meyer, J.:

*Harmonic interaction of LED lamps in islanded microgrids.*

SICEL 2021, Online, 12.-15.10.2021.

Mendes, T.; Ferreira, D.; Silva, L.; Khosravy, M.; Meyer, J.; Duque, C.:

*Supraharmonic estimation by polyphase DFT filter bank.*

Elservier Computers and Electrical Engineering, Volume 92, 2021.

Mendes, T.; Ferreira, D.; Silva, L.; Ribeiro, P.; Meyer, J.; Duque, C.:

*PLL Based Method for Supraharmonics Emission Assessment.*

IEEE Transactions on Power Delivery, 2021.

Mexis, I.; Todeschini, G.; Möller, F.; Meyer, J.:

*Mitigation of voltage unbalance in rural low voltage networks using single-phase BESS inverters.*

CIREC 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Meyer, J.; Mombauer, W.; Höckel, M.:

*The Third Edition of The Austrian-Czechswiss-German (D-A-CH-CZ) Technical Rule For Assessment Of Network Disturbances.*

CIREC 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Möller, F.; Meyer, J.; Klatt, M.; Lakenbrink, C.; Vasile, P.; Holder, R.:

*Impact of high penetration of battery electric vehicles on power quality in central and distributed charging infrastructure.*

CIREC 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Möller, F.; Meyer, J.; Linke, J.:

*D-A-CH-CZ survey on MV grid characteristics for the improvement of emission limit-allocation for large customer installations.*

CIREC 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Nourani, N.; Meyer, J.; Wang, H.; Blaabjerg, F.; Davari, P.:

*Differential mode noise prediction and analysis in single and three phase grid-tied inverters for the frequency range of 9-150 kHz.*

EPE 2021 ECCE Europe, Online, 6.-10.09.2021.

Ossevorth, F.; Schegner P.:

*Approximating stochastic loads using the EM-Algorithm.*

IFAC Journal of Systems and Control, Volume 18, 2021.

Ossevorth, F.; Seidel, P.; Krahmer, S.; Seifert, J.; Schegner, P.; Lochmann, P.; Oehm, L.; Maurermann, M.:

*Resilience in Supply Systems – What the Food Industry Can Learn from Energy Sector.*

Journal of Safety Science and Resilience, 2021.

Pourarab, M., Meyer, J., Domianus, O., Naef, T., Ulrich, M., Rölli, R.:

*Assessment Of Harmonic Contribution Of Customer Installations Based On Field Measurements.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Qi, R.; Zybalkina, O.; Agudelo Martinez, D.; Meyer, J.:

*Automatic Detection of Voltage Notches using Support Vector Machine.*

*19th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'21),*

Online / Spain, Almeria, 28.-30.07.2021.

Rasti, S. J.; Schegner, P.:

*A Novel Approach to describe and aggregate Multi-Energy Flexibility in Cellular Energy Systems using Affine Arithmetic.*

ETG Congress 2021, Online, 18.-19.05.2021.

Ritzmann, D.; Lodetti, S.; de la Vega, D.; Khokhlov, V.; Gallarreta, A.; Wright, P.; Meyer, J.; Fernandez, I.; Klingbeil, D.:

*Comparison of Measurement Methods for 2-150-kHz Conducted Emissions in Power Networks.*

IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume 70, November 2020.

Roggo, D.; Braun, J.; Meyer, J.; de la Vega, D.; Evequoz, B.; Blaser, C.; Stiegler, R.; Fernandez, I.:

*Pre-normalisation of grid impedance measurement in the power line communication frequency band.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Schegner, P.; Druml, G.; Leitner, W.; Abart, A., Steinbichler, R.; Schöffner, W.:

*New Knowledge of the Extinguishing of the Freely Burning Arc in Compensated and Isolated Networks.*

CIRE2021, Online, 20.-23.09.2021.

Schegner, P.; Druml, G.; Stachel, P.; Gebhard, S.; Leitner, W.; Skrbinjek, O.; Schmidt, U.:  
*New Method for Measuring the Earthfault-Distance in Compensated and Isolated Networks.*  
CIRED 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Schegner, P.; Druml, G.; Leitner, W.; Zeller, M.; Schmidt, U.:  
*New Method for Tuning Petersen Coils.*  
CIRED 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Seifert, J.; Knorr, M.; Wiemann, S.; Krahmer, S.; Schegner, P.:  
*National 5G Energy Hub - Einführung moderner Kommunikationsstrukturen in der Energietechnik.*  
Moderne Gebäudetechnik 04/2021.

Singh, G.; Meyer, J.; Howe, B.; Grappe, J.:  
*A Comparison Of Methods For Calculating Harmonic Emission Limits For Customer Installations Connected To MV/LV Systems Used In Germany And United States.*  
CIRED 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Stiegler, R.; Freiburg, M.; van Zyl, J.; Meyer, J.; Feustel, F.; German, C.:  
*Methods for on-site qualification and calibration of inductive instrument voltage transformers for harmonic measurements.*  
CIRED 2021, Online, 20.-23.09.2021.

Wenzlaff, K.; Luhnau D.; Schegner P.; Anheuser, M.:  
*Fast Numerical Algorithms for Arc Fault Detection.*  
HOLM 2021, Online / San Antonio, Texas, 24.-27.10.2021.

## 3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

### 3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

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

### Elektrische Kontakte und Verbindungen

Untersuchen der Alterung von ruhenden, stromführenden Verbindungen in der Elektrotechnik seit über 40 Jahren:

#### *Grundlagenforschung*

- Untersuchen der physikalischen Vorgänge der Alterung stromführender Verbindungen
- Bestimmen der elektrischen und thermischen Material- und Kontaktwiderstände
- Wirkung von Beschichtungen auf das Kontakt- und Langzeitverhalten
- Modellieren und Berechnen der Alterung stromführender Kontakte und Verbindungen
- Erarbeiten von Grundlagen zur Lebensdauerprognose

#### *Angewandte Forschung*

- Qualifizieren neuer Werkstoffe für die Konstruktion von Verbindungen
- Weiterentwickeln, Betriebs- und Langzeitverhalten von Sicherungen
- Kontakt- und Langzeitverhalten von Verbindungen für konventionelle und Hochtemperatur-Freileitungsseilen sowie Kabelgarnituren
- Betriebs- und Langzeitverhalten von Steckverbindungen mit federnden Kontaktelementen für Elektroenergieanlagen und die Ladeinfrastruktur
- Elektrische Eigenschaften umformtechnischer Verbindungen insbesondere für die Anwendung in der E-Mobilität
- Elektrisch-thermisches Verhalten von Verbindungen bei Belastung mit einem Kurzzeitstrom
- Weiterentwickeln von Konstruktionsrichtlinien und Verfahren für elektrische Alterungsprüfungen

## Hochspannungstechnik

Untersuchen von flüssigen, festen und gasförmigen Isolierstoffen:

### *Grundlagenforschung*

- Durch- und Überschlagsspannung von Isolierstoffen & deren Systemen
- Strom-Zeit-Verhalten von Isolierwerkstoffen und Systemen als Antwort auf impulsförmige, harmonische oder stete Spannungsbelastung
- Prüf- und Messtechnik zur experimentellen Erfassung der physikalischen Größen
- Statistische Bewertung der physikalischen Prozesse
- Elektrische Feldstärkeverteilung unter Berücksichtigung von Raumladungen

### *Angewandte Forschung*

- Weiterentwickeln von Prüfanforderungen für Betriebsmittel der HGÜ
- Bewerten des Zustandes isolierender Seile für AuS
- Bohren harter Gesteine mit Impulsspannung
- Teilentladungsmessung bei Gleich- und Wechselspannung an gasisolierten Systemen und Kabelsystemen
- Untersuchung der Lebensdauer von Isoliersystemen rotierender Hochspannungsmaschinen
- Einfluss hoher Frequenzen auf das dielektrische Verhalten

## Strombelastbarkeit und Erwärmung

Untersuchen der Strombelastbarkeit und Erwärmung elektrischer Betriebsmittel:

### *Grundlagenforschung*

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

### *Angewandte Forschung*

- Berechnen des thermischen Verhaltens von Betriebsmitteln der Elektrotechnik
- Dimensionieren der Leiterquerschnitte von Hochstromanlagen
- Optimieren der Anordnung von Leitern z. B. in Armaturen
- Rechnerischer Nachweis der Erwärmung von Energieverteileranlagen
- Koppeln der Methoden und Werkzeuge zum Berechnen der Wärmeübertragung und Optimieren von Wärmefläüssen

## Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Elektrische Kontakte und Verbindungen“



Lukas Büttner, Dipl.-Ing.

**Entwicklung eines Ganzbereichs-Sicherungseinsatzes mit erhöhter Zuverlässigkeit für den Einsatz im Energieversorgungsnetz der Zukunft**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: ZF427280LT9

Sicherungen bieten bereits seit Jahrzehnten einen kostengünstigen und effizienten Schutz von elektrischen Anlagen und Bauteilen vor Fehlerströmen. Beispielsweise in Photovoltaik-Anlagen kann es im Fehlerfall zu Rückströmen in den unterschiedlichen Strängen kommen, welche die PV-Module zerstören können. Daher sind höhere Anforderungen an das Betriebs- und Schaltverhalten für NH-Sicherungen erforderlich. Um den aufwendigen und kostenintensiven Entwicklungsprozess zu vereinfachen, sind angepasste Methoden zum Weiterentwickeln der Konstruktion der Schmelzleiter erforderlich.

In NH-Sicherungseinsätzen befindet sich der Schmelzleiter innerhalb des Keramikgehäuses in Sand gebettet. Der Schmelzleiter einer Sicherung für PV-Anwendung (gPV) beispielsweise hat zum Abschalten von Fehlerströmen mehrere Engstellen in Reihe (Bild 1). Treten Fehlerströme auf, Schmelzen die Engstellen auf und der entstehende Lichtbogen wird vom umgebenden Sand gelöscht. Der Stromkreis wird somit galvanisch unterbrochen. Beim Kurzschluss schmelzen alle Engstellen nahezu gleichzeitig auf. In der Mitte des Schmelzleiters befindet sich bei Ganzbereichssicherungen meist ein Lotdepot nahe einer Engstelle, welches im Bereich kleiner Überströme durch Diffusionsprozesse an der Engstelle zum Schalten führt. [1]

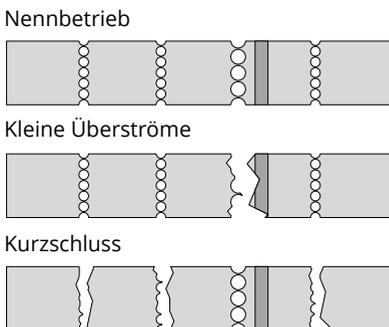


Bild 1: Betriebs- und Schaltverhalten von Schmelzleitern.

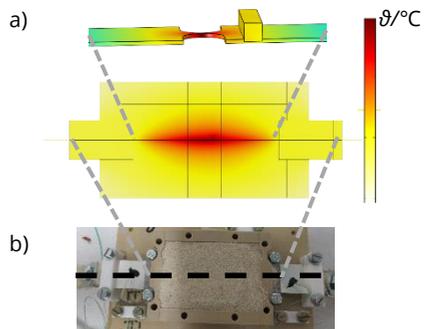


Bild 2: Schaltversuche; a) Aufbau und b) FEM-Berechnung.

Schmelzleiter können im Bereich hoher Kurzschlussströme aufgrund der näherungsweise adiabaten Erwärmung hinreichend mit dem  $I^2t$ -Kriterium ausgelegt werden. Im Bereich kleiner Überströme erwärmt sich der Schmelzleiter deutlich langsamer als beim Kurzschluss, weshalb diese Näherung nicht mehr gültig ist. Dieser Erwärmungsprozess kann durch seine Komplexität selbst unterhalb der Solidustemperatur des Lots nur iterativ gelöst werden. Hierfür werden die Schmelzleiter mit der Finite-Elemente-Methode (FEM) thermisch ausgelegt (Bild 2a). Um daraus Aussagen über deren Schaltverhalten treffen zu können, werden die thermischen Randbedingungen in Schaltversuchen abgeglichen (Bild 2.b). Mit den konkreten thermischen Kriterien soll es möglich sein Schmelzleiter an die jeweilig geforderten Belastungs- und Umgebungsbedingungen anzupassen.

Für die Untersuchungen werden Schmelzleiter unter anderem mit Gleichstrom belastet (Bild 3). Die Ergebnisse der unterschiedlichen Langzeitversuche werden anschließend miteinander verglichen und ausgewertet. Abhängig von der Belastungsart und -dauer entstehen zwischen dem Zinnlot und dem Silberschmelzleiter intermetallische Phasen (IMP), welche das Schaltverhalten von Schmelzleitern verändern können (Bild 4). Der Einfluss der IMP auf das Schaltverhalten nach der jeweiligen thermischen Beanspruchung wird untersucht.

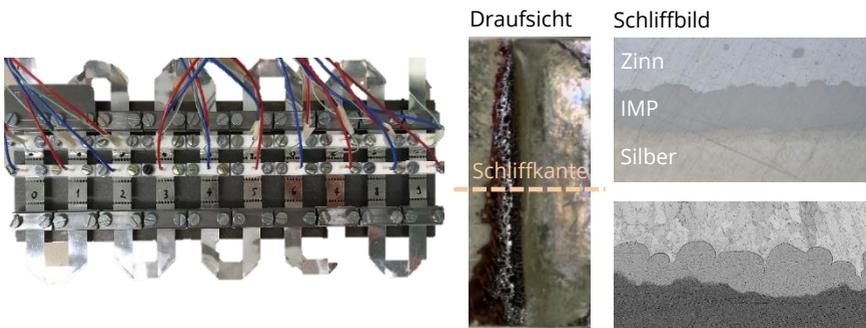


Bild 3: Aufbau Langzeitversuche bei Gleichstrombelastung.

Bild 4: Draufsicht und Schliffbilder nach unterschiedlichen Vorbelastungen.

Mit den Langzeitversuchen sollen die Wirkung der Diffusion und der Elektromigration bei hohen Temperaturen am Schmelzleiter untersucht werden. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sollen in die Optimierung der Schmelzleiter einfließen. Die aus diesem Forschungsprojekt entstandenen Ergebnisse sollen dazu beitragen Sicherungen langzeitstabil und zuverlässig zu dimensionieren. Die bisherige empirische experimentelle Vorgehensweise soll um ein weiteres Werkzeug ergänzt werden. Mithilfe der optimierten Schmelzleiter können die Sicherungen an die zukünftigen Marktanforderungen angepasst werden.

[1] Johann, H. *Elektrische Schmelzsicherungen für Niederspannung*. Berlin, Heidelberg: Springer, 1982



**Christian Hildmann, Dr.-Ing.**  
**Betriebsverhalten stromführender  
 Verbindungen für Mittelspannungskabel  
 bei Belastung mit Wechsel- und  
 Gleichstrom**



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
 des Deutschen Bundestages

FKZ: 03EI6027A

Die Art der Belastung sowie die tatsächliche Auslastung von Betriebsmitteln der Elektrotechnik werden sich zukünftig gegenüber bisherigen verändern. Dies betrifft gleichermaßen bestehende Systeme und erfordert entsprechend innovative Konzepte für Weiter- oder Neuentwicklungen, um deren übertragbare Leistung zu steigern. Im Projekt AC2DC wird die mögliche Umnutzung von Drehstrom-Kabelsystemen für den Betrieb mit Gleichstrom geprüft. Im Fokus steht dabei die Spannungs- und die Strombelastbarkeit von Nieder- und Mittelspannungskabelsystemen sowie das Langzeitverhalten der Verbindungstechnik in den Garnituren bei Belastung mit DC [1]. Um letzteres zu untersuchen, wurde u. a. ein Langzeitversuch mit Garnituren für Mittelspannungskabel und einem 240-mm<sup>2</sup>-Hauptleiter aus Aluminium aufgebaut (Bild 1). Die Prüflinge waren Kabelschuhe und Schraubverbinder in den Endverschlüssen bzw. den Muffen, die in vier Strängen angeordnet wurden. Diese Stränge waren zu einem Stromkreis in Reihe geschaltet. Die stromführenden Verbindungen wurden abweichend von den Vorgaben des gültigen Standards DIN EN 61238-1-3:2020 eingebaut und in der jeweiligen Garnitur untersucht, damit insbesondere der Einfluss der veränderten Betriebsbedingungen realitätsnah betrachtet und bewertet werden konnte. Thermoelemente waren in den Garnituren an den stromführenden Verbindungen mit dem Haupt- und dem Schirmleiter sowie am Hauptleiter des Kabels selbst angebracht.

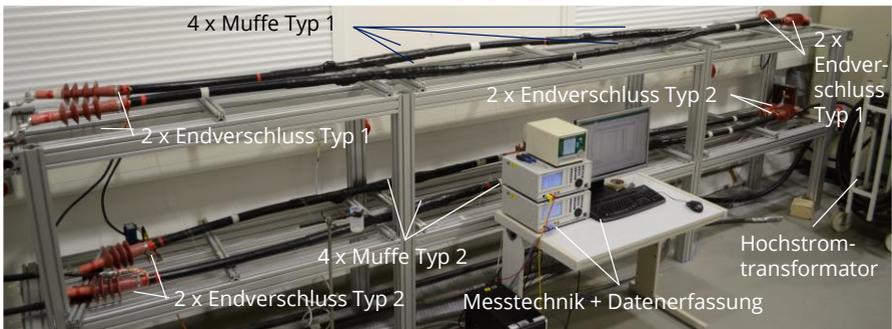


Bild 1: Stromkreis mit Garnituren für Mittelspannungskabel.

Zunächst wurden Erwärmungsversuche mit AC- und DC-Belastung durchgeführt. Für die Versuche mit Wechselstrom wurde der Stromkreis von einem Hochstromtransformator und für die mit Gleichstrom von einem Hochstromgleichrichter gespeist. Die Schirmleiter der vier Stränge waren in Reihe geschaltet und am Ende kurzgeschlossen. Bei AC-Belastung war der Schirmleiter entsprechend aufgrund der Induktion stromdurchflossen.

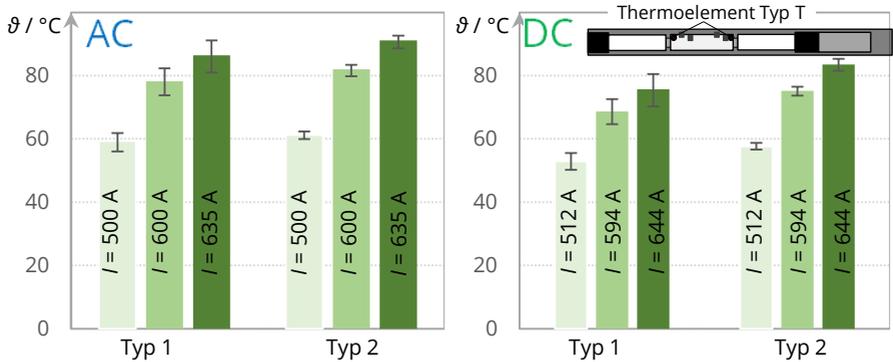


Bild 2: Stationäre Temperaturen der Schraubverbinder für den Hauptleiter in den zwei untersuchten Typen von Muffen im AC- und DC-Erwärmungsversuch.

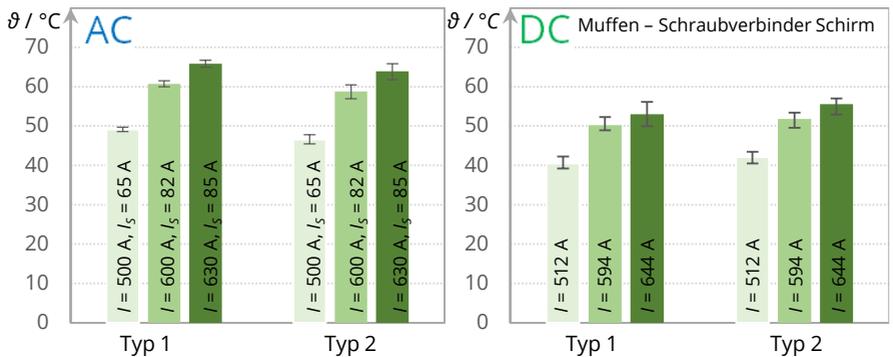


Bild 3: Stationäre Temperaturen der Schraubverbinder für den Schirmleiter in den zwei untersuchten Typen von Muffen im AC- und DC-Erwärmungsversuch.

Die thermische Beanspruchung der Verbinder für den Hauptleiter beider Typen von Muffen war im Rahmen der Streuung vergleichbar (Bild 2). Bei DC sind die Temperaturen der Verbindungen für den Hauptleiter gegenüber denen bei AC-Belastung geringer. Da im DC-Fall kein Schirmstrom  $I_s$  fließt und entsprechend keine zusätzliche Verlustleistung im Schirmleiter entsteht, werden auch die Verbindungen für den Hauptleiter thermisch entlastet. Werden die stromführenden Verbindungen folglich in DC-Kabelsystemen eingesetzt und der bisherige Bemessungsstrom beibehalten, ist die Alterung durch alle thermisch aktivierten Mechanismen wie den Kraftabbau und die chemischen Reaktionen als unkritischer einzuschätzen.

[1] S. Kraemer et al., "Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges" in Tagungsbd. ETG-Kongress 2021, pp. 685-690, 18.05-19.05.2021.



**Toni Israel, Dr.-Ing.**  
**Zustandsbewertung von**  
**Ladesteckverbindungen**

Für die Ladesteckverbindungen von elektrisch angetriebenen PKW hat sich in Europa der CCS-Standard etabliert, der ein Laden mit dauerhaft 43 kW (AC, Bild 1) bzw. 200 kW (DC) ermöglicht. Um die Ladeleistung zu erhöhen, werden mittlerweile flüssigkeitsgekühlte Kabel an Ladesäulen eingesetzt, die ein Laden mit kurzzeitig bis zu 500 kW ermöglichen. Die Kontakte zwischen Fahrzeug und Ladesäule sind dabei Engstellen, so dass insbesondere bei hohen Ladeleistungen die Temperatur der Kontakte die Ladeleistung begrenzen kann. Selbst bei ideal guter Kühlung von Stecker und Buchse erwärmen sich die Kontakte, da diese nicht direkt gekühlt werden können. Daher ist, vor allem bei flüssigkeitsgekühlten Ladesteckverbindungen, ein niedriger Kontaktwiderstand zwingend notwendig.

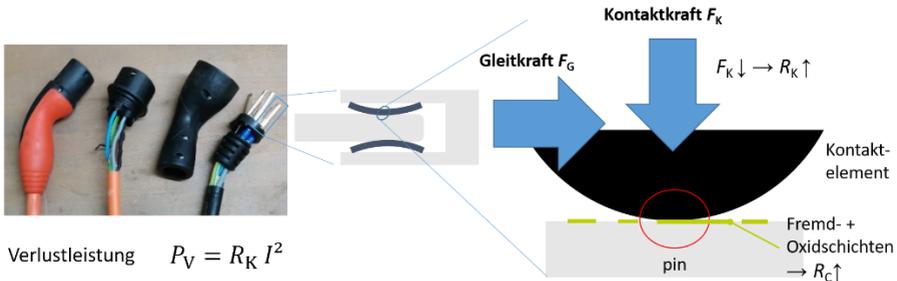


Bild 1: Schematische Darstellung der Wechselstrom-Ladesteckverbindung.

Dem gegenüber stehen neue Anforderungen an die Steckverbindungen, indem diese zwischen verschiedenen Herstellern kompatibel sein müssen sowie Schmutz, Feuchtigkeit und bis zu 10.000 Steckzyklen ausgesetzt werden. Fremd- und Oxidschichten, die in den Steckverbindungen vorhanden sind, können sich beispielsweise auf neue, technisch gute Kontakte übertragen und deren Kontaktwiderstand erhöhen.

Zunächst wurden AC-Ladesteckverbindungen untersucht, da diese in größerer Zahl verfügbar sind. Es wurden Untersuchungen im Labor an ausgebauten Steckverbindungen und Untersuchungen an Verbindungen im realen Einsatz durchgeführt. Zunächst wurden die einzelnen Pole der Steckverbindungen optisch mit Endoskopen und einem mobilen Mikroskop geprüft. Anschließend fand eine Messung der Einsteck- und Auszugskräfte sowie – im Fall der Laboruntersuchungen – elektrische Messungen statt. Bei einigen Proben wurden deutliche Spuren von Fremdschichten und starker Reibverschleiß, zum Teil bis zum Durchrieb des Beschichtungsmaterials, beobachtet (Bild 2). Dies trat auch bei einigen im realen Einsatz befindlichen Steckverbindungen auf.



Bild 2: Im realen Einsatz vorgefundene Fremdschichten und Reibverschleiß an AC-Ladesteckern.

Es konnte gezeigt werden, dass die Einsteckkraft der Ladesteckverbindungen mit dem Kontaktwiderstand korreliert. Je geringer die Einsteckkraft ist, desto höher ist der Kontaktwiderstand (Bild 3). Dies kann sich mit vorhandenen Fremdschichten ungünstig überlagern. Je nach Bewertungskriterium (mechanisch und optisch) zeigten 10 % beziehungsweise 32 % der untersuchten Steckverbindungen im realen Einsatz einen kritischen Zustand. Dies ist insbesondere bemerkenswert, da die Steckverbindungen mit deutlich weniger als 10 % der nach Norm spezifizierten Steckzyklen belastet wurden.

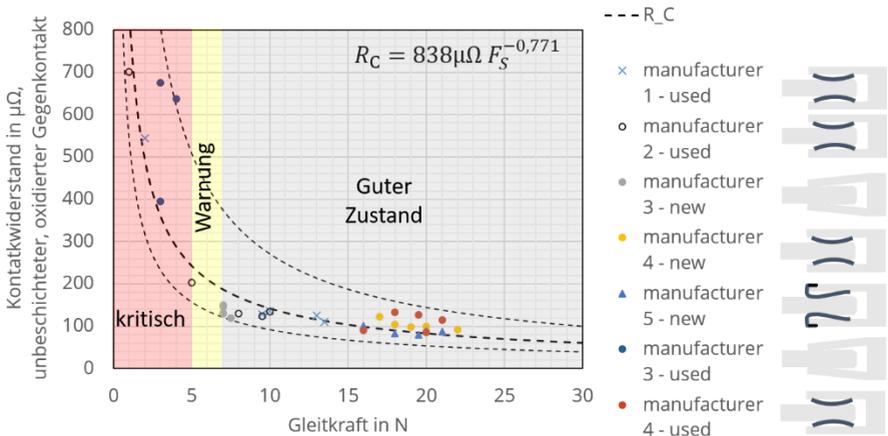


Bild 3: Korrelation von gemessenen Gleitkräften und Kontaktwiderstand.

In weiteren Untersuchungen werden nun größere Felduntersuchungen durchgeführt, um vor allem den Zustand von im Einsatz befindlichen DC-Ladesteckverbindungen zu untersuchen. Bei diesen Ladesteckverbindungen findet durch die wesentlich höheren Belastungsströme ein Drosseln der maximal möglichen Ladeleistung statt, wenn das Kontaktverhalten schlecht ist. Es sollen Maßnahmen für das zuverlässige Design und die Prüfung von interkompatiblen, hochleistungsfähigen Ladestecksteckverbindungen abgeleitet werden.

[1] T. Israel, S. Schlegel, C. Hildmann, H. Schmidt, M. Ludwig: Zustandsbewertung von Ladesteckverbindungen. Internationaler Kongress Bordnetze im Automobil 2021.



**Jörg Kiefer, M. Sc.**  
**Elektrisches Kontaktverhalten**  
**umformtechnischer Fügeverbindungen**  
**bei Fehlerströmen**



Im Rahmen der Energiewende und der Elektrifizierung des Individualverkehrs steigt der Bedarf verschiedene Kontaktwerkstoffe stromtragfähig miteinander zu verbinden. Der Einsatz von gleichartigen oder unterschiedlichen Werkstoffkombinationen nimmt dabei zu. An Bedeutung gewinnen zunehmend umformtechnische Fügeverfahren wie z.B. das Clinchen (Bild 1) und das Herstellen einer Verbindung über Funktionselemente (Bild 2).

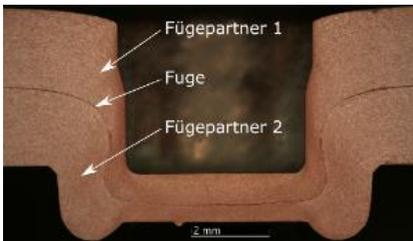


Bild 1: Schliffbild einer Clinchverbindung.



Bild 2: Schliffbild durch ein Funktionselement (Einnietmutter).

Diese Verbindungsarten wurden in der Vergangenheit hinsichtlich der Dauerstrombelastbarkeit und der zyklischen Strombelastung untersucht [1]. Das Verhalten der Verbindung bei der Belastung mit Fehlerströmen ist noch weitgehend unbekannt und die Wirkung der Vorgänge an den Kontakten sowie die Wechselwirkung der Fügepartner nicht betrachtet worden. In Kooperation mit der Professur für Fügetechnik und Montage wird deshalb dieses Verhalten näher untersucht. Durch den Stromfluss im Kurzschlussfall kann es zu einer lokalen Erwärmung im Kontakt kommen. Betrachtet wird hierbei ein Zeitraum ms- bis s-Bereich, wie er für Kurzschlussdauern üblich ist. In diesem Fall kann nahezu eine adiabatische Erwärmung angenommen werden und die Wärmeleitung entlang des Leiters und die Wärmeabgabe über Konvektion und Strahlung vernachlässigt werden.

In Bild 3 ist der Versuchsaufbau und der zugehörige Schaltplan dargestellt. Die Anlage ist mit dem 400-V-Drehstromnetz verbunden. Über das Hauptschütz- und das Solid-State-Relais (a) kann die Stromflussdauer eingestellt werden. Mit einem Stelltransformator (b) lässt sich die Spannung und darüber der Strom im Prüfkreis nach dem Hochstromtransformator (c) einstellen. Die Prüflinge sind in einer coaxialen Leiteranordnung eingesetzt, um die Kraftwirkung des Kurzzeitstroms zu minimieren und damit die rein thermische Wirkung betrachten zu können. Der Strom wird über einen Hochstromshunt (d) gemessen. Weiterhin wird die Temperatur in der Clinchverbindung erfasst. Zur Evaluierung des Temperaturmesssystems wurden Versuche mit Thermoelementen und einer Infrarotkamera durchgeführt.

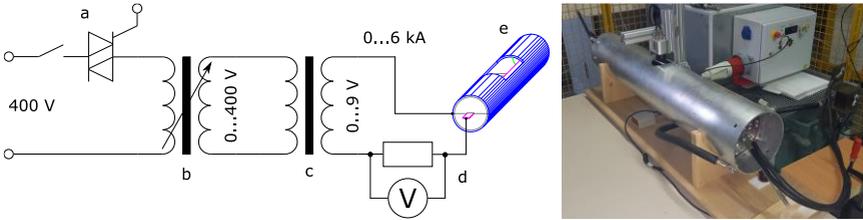


Bild 3: Schaltplan und Gesamtansicht des Versuchsaufbaus.

In Bild 4 ist die Infrarotaufnahme einer Clinchverbindung während der Belastung mit einem Strom von 5 kA nach einer Zeit von 300 ms dargestellt. Bild 5 zeigt den Verlauf der Temperatur über einen Zeitraum von 1 s im Bereich der Verbindung bei gleicher Belastung.

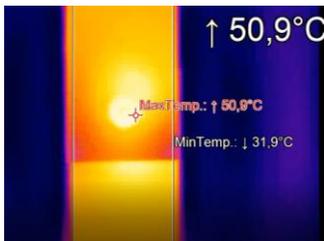


Bild 4: Temperaturverteilung einer Clinchverbindung während eines Kurzzeitstroms.

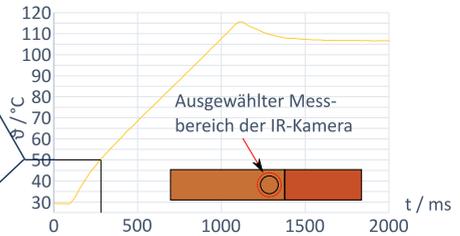


Bild 5: Temperaturverlauf im Bereich einer Clinchverbindung.

Weiterhin wurde für die Versuchsdurchführung ein Ablaufplan erarbeitet, der vergleichbare Ergebnisse für unterschiedliche Verbindungsarten gewährleisten soll (Bild 6).

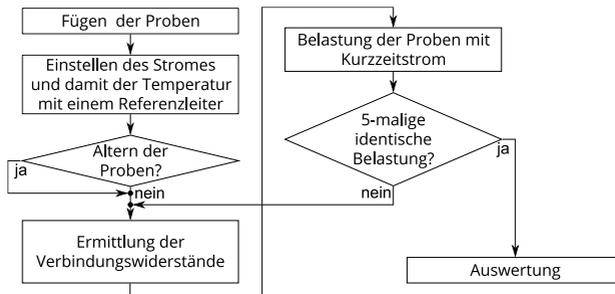


Bild 6: Ablaufplan der Versuche.

Im weiteren Projektverlauf wird der Zusammenhang zwischen hohen Kurzzeitströmen und der Veränderung der elektrischen Eigenschaften von Clinchverbindungen und Verbindungen mit Funktionselementen untersucht.

[1] U. Füssel, S. Großmann, J. Kalich, S. Schlegel, A. Ramonat, „Optimierung umformtechnischer Fügeverfahren zur Kontaktierung elektrischer Leiter“, Schlussbericht, TU Dresden 2018.



**Marcella Oberst, Dr.-Ing.**

**Kontakt- und Langzeitverhalten selbstschmierender Beschichtungen in stromtragenden Verbindungen der Elektroenergie-technik**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EI6011A

Steckverbindungen werden sowohl in der Elektromobilität als auch in der Elektroenergieversorgung eingesetzt, um Betriebsmittel mit geringem Aufwand demontierbar stromführend miteinander zu verbinden. Für ein stabiles Kontakt- und Langzeitverhalten ist es Stand der Technik die Kontaktpartner zu beschichten und gegebenenfalls zusätzlich Kontaktschmiermittel einzusetzen. Da sich der Verbindungswiderstand durch die Alterung des Kontaktschmiermittels oder dessen ungenaue Dosierung unzulässig erhöhen kann, werden als Alternative in dem Projekt *seBeEl* selbstschmierende Silberschichten untersucht. Durch das Einbringen von Dispersionspartikeln in eine Silbermatrix sollen die tribologischen Eigenschaften der Schicht verbessert werden. Nachdem in der ersten Phase des Projekts die grundlegenden Eigenschaften der Schichten mit unterschiedlichen Partikelarten und -gehalten untersucht wurden, werden in der zweiten Phase industrielle Probekörper mit ausgewählten Schichten untersucht. Dabei wird u. a. das Reibverschleißverhalten (Bild 1) von Schraubenfedern mit unterschiedlichen Beschichtungen gegen versilberte Leiterrohre ermittelt.

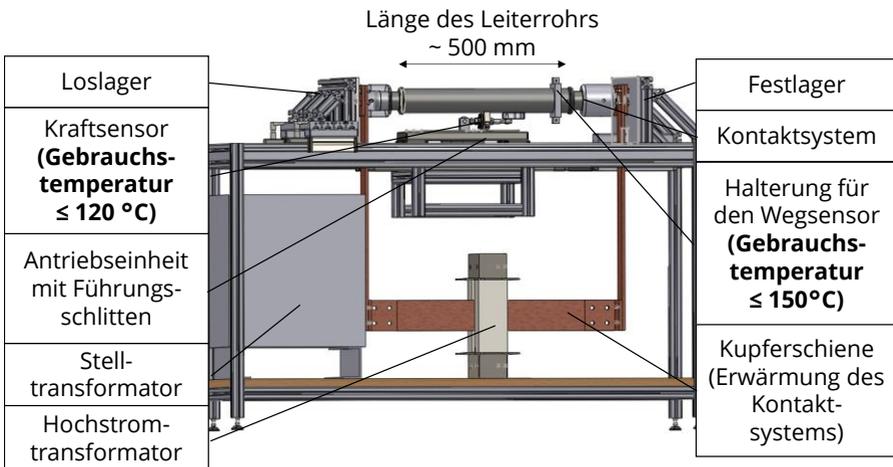


Bild 1: Versuchsaufbau zum Untersuchen des Reibverschleißes.

In den Versuchen wird der Einfluss der Relativbewegung zwischen Rohr und Feder auf die Gleitkraft und den Verbindungswiderstand untersucht. Je Reibzyklus wird dabei ein Weg von 120 mm zurückgelegt. Die Versuche werden bei Raumtemperatur durchgeführt. Um die

Schichten für den praktischen Einsatz zu qualifizieren, sollen bis zu 20.000 Zyklen je Prüfling durchgeführt werden. Sollte es bereits vorher zu einem Schichtdurchrieb kommen, wird der jeweilige Versuch abgebrochen. Über die gemessene Gleitkraft kann der jeweils aktuelle Reibkoeffizient des tribologischen Systems bestimmt werden. Die ersten Ergebnisse an geschmierten und ungeschmierten Silberproben, sowie einer Ag-C-Dispersionsschicht sind in Bild 2 dargestellt. Während bei einer ungeschmierten Silberschicht der Reibkoeffizient nach 50 Zyklen bereits deutlich angestiegen ist, bleibt er bei der geschmierten Probe ebenso wie bei der Ag-C-Schicht stabil auf einem niedrigen Niveau.

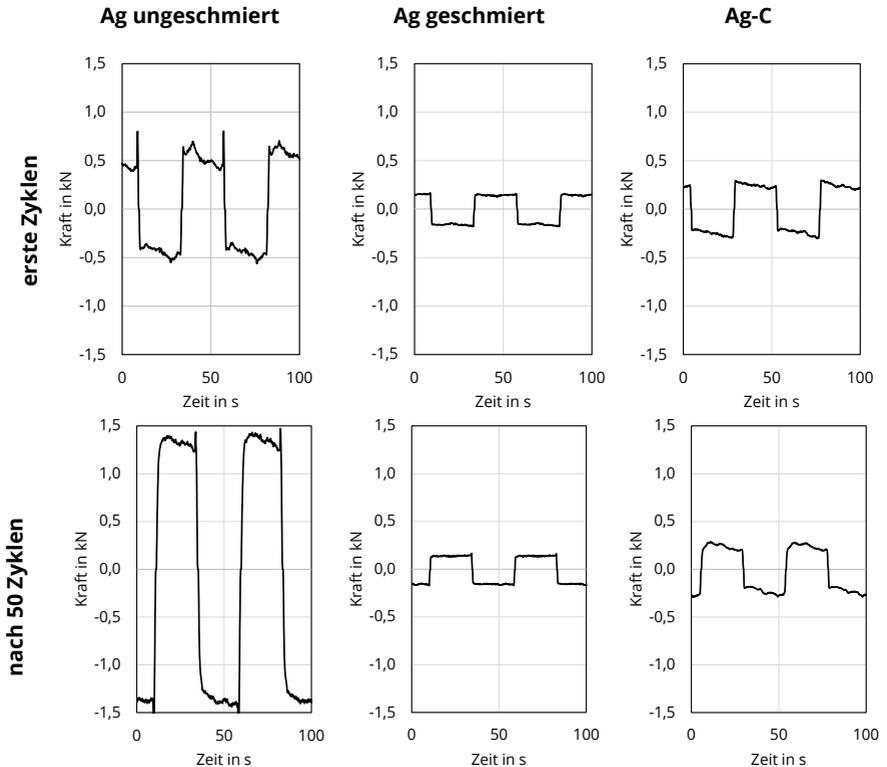


Bild 2: Ergebnisse der Reibverschleißversuche an geschmierten und ungeschmierten Ag-Schichten sowie einer Ag-C-Schicht.

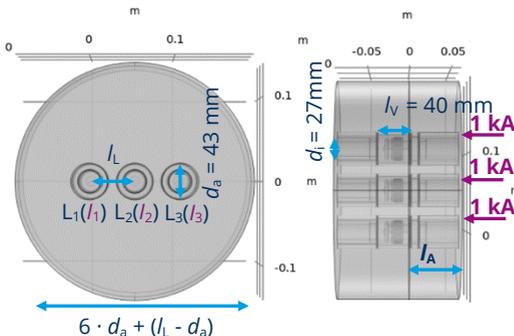
Ziel der Versuche ist es, durch die Dispersionsschichten eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Verhalten einer ungeschmierten Silberschicht zu erreichen. Neben den tribologischen Eigenschaften muss dabei auch der Verbindungswiderstand dauerhaft auf einem niedrigen Niveau bleiben. Zusätzlich zu den Reibverschleißversuchen werden Langzeitversuche im Wärmeschrank durchgeführt.



**Michelle Pomsel, Dipl.-Ing.**

**Berechnungsmodelle für das elektrische Verhalten von Steck- und Gleitverbindungen in Drehstromsystemen**

Der notwendige Ausbau des Energieversorgungsnetzes, der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energiequellen sowie die E-Mobilität stellen neue Anforderungen an elektrische Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Be- und Auslastung. Dadurch müssen Steckverbindungen für Hochstromanwendungen steigende Bemessungs- und Kurzschlussströme tragen. Die Leistungsdichten erhöhen sich aufgrund der kompakteren Anlagen und Systeme. Bei diesen Betriebsbedingungen sollen Steckverbindungen über Jahre hinweg zuverlässig funktionieren. Innerhalb der Schaltanlage herrschen in dem Kontaktelement aufgrund der kleinen Querschnittsflächen die mit Abstand höchsten Strom- und Verlustleistungsdichten, welche auch im Kontaktelement inhomogen verteilt sein können. Diese können zu lokaler Erwärmung und mechanischer Beanspruchung führen, welche im Extremfall den Ausfall der Verbindung bewirken können. Bislang wurde bei Erwärmungs- und Kurzschlussberechnungen in Drehstromsystemen von einer symmetrischen Verteilung der Stromdichte in den Kontakten ausgegangen. Verschiedene Effekte wie beispielsweise die elektromagnetische Kraftwirkung bei Kurzschluss oder ein Schrägstecken der Verbindung können jedoch dazu führen, dass die Verlustleistung über den Umfang der Steckverbindung inhomogen verteilt ist. Damit kann diese nicht mehr analytisch berechnet werden. Um Steckverbindungen optimal auszulegen, wurde ein FE-Modell erarbeitet, das die Stromdichteverteilung von Hochstrom-Steckverbindungen im Dauerlast- und Fehlerfall für Drehstromsysteme numerisch berechnen kann. Damit wurden stationäre, frequenz- und zeitabhängige Studien durchgeführt. Es wurde untersucht, wie sich die Stromdichteverteilung in Abhängigkeit des Zeitverlaufs des Belastungsstromes, der Anordnung der Leiter, des Verbindungswiderstandes der Kontaktstege, des Leitermittenabstandes und der Anschlussleiterlängen verhält.



**Einflussparameter:**

- Zeitverlauf des Belastungsstromes
- Leiteranordnung
- Verbindungswiderstand der Kontaktelemente
- Leitermittenabstand
- Anschlussleiterlänge

Bild 1: Modell des Drehstromsystems mit Kontaktelementen in COMSOL 5.6 und Einflussparameter der Berechnung.

Die Stromdichteverteilung im Kontaktelement der Steckverbindung bei Gleichstrombelastung ist erwartungsgemäß homogen. Bei Drehstrombelastung beeinflussen Skin- und Proximity-Effekt die Stromdichteverteilung, so dass die Stromaufteilung zwischen den einzelnen Kontaktstegen generell inhomogen ist (Bild 2).

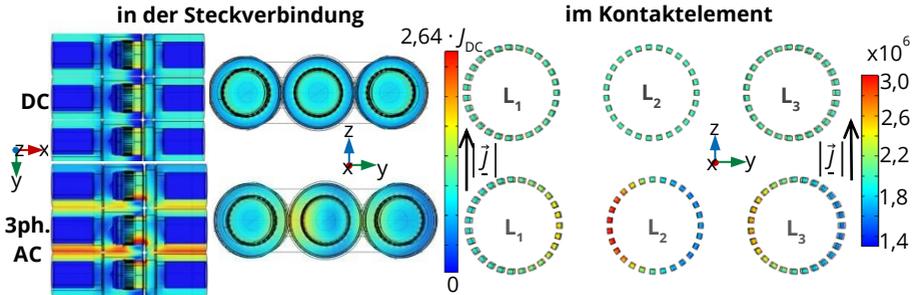


Bild 2: Stromdichteverteilung in  $A/m^2$  mit Kontaktstegen aus Kupfer,  $R_K = 0$ ,  $l_L = 44$  mm und  $I_A = 50$  mm.

Mit einem Ersatzkörper aus Kupfer und vernachlässigten Kontaktwiderständen (Bild 2), ist für den am stärksten belasteten Steg eine relative Abweichung zur homogenen Stromaufteilung von maximal 41 % zu erwarten. Ein höherer Leitermittabstand führt auch bei geringen Verbindungswiderständen zu einer nahezu gleichmäßigen Stromverteilung im Kontaktelement.

Generell ist die Stromdichteverteilung im Kontaktelement der Steckverbindung bei Anordnung der Leiter im Dreieck gleichmäßiger als bei ebener Anordnung. Die Anschlussleiterlänge hat unabhängig vom Verbindungswiderstand der Kontaktstege keinen wesentlichen Einfluss auf die Stromaufteilung im Kontaktelement der Steckverbindung. Die Stromaufteilung im Kontaktelement ist maßgeblich bestimmt durch die Verbindungswiderstände der Kontaktstege. Damit ist die Stromdichteverteilung für die vom Hersteller spezifizierten Verbindungswiderstände selbst bei Drehstrombelastung annähernd gleichmäßig. Der Leitermittabstand hat in diesem Fall keinen wesentlichen Einfluss auf die Stromaufteilung. Das Modellieren eines dreipoligen Kurzschlusses ( $\alpha = 0$ ,  $\tau_{DC} = 45$  ms) hat gezeigt, dass die Kontaktelemente insbesondere durch den Gleichanteil des Stoßstromes deutlich höher belastet werden. Die relative Abweichung des Stroms in den Kontaktelementen zur homogenen Stromaufteilung ist vergleichbar zu jener bei rein sinusförmiger Belastung.

Möglichkeiten zur messtechnischen Verifikation des Berechnungsmodells mit elektrischen, thermischen und mechanischen Verfahren wurden in [1] diskutiert. Versuchsstände für Dauerstrom- und Kurzschlussversuche wurden ausgelegt. Es ist geplant das Modell durch eine mechanisch-thermische Kopplung zu erweitern und kritische Belastungsfälle der Kontaktelemente zu identifizieren.

[1] M. Pomsel, "Untersuchen der Stromdichteverteilung von Steck- und Gleitverbindungen in Drehstromsystemen", Diplomarbeit, TU Dresden, Sep. 2021.



**Franck Stephane Djuimeni Poudeu,**  
**Dipl.-Ing.**

**Einfluss der Vibration auf das  
 Langzeitverhalten von stromführenden  
 Schraubenverbindungen**

Projekt gefördert durch:  
 Daimler AG  
 (Industriepromotion)

Im Fahrzeug werden stromführende Schraubenverbindungen permanent mit thermischen und mechanischen Dauer- bzw. Wechsellasten beaufschlagt. Diese Belastungen können abhängig von den Konstruktions- und den Montageparametern sowie vom Leiter- und Beschichtungswerkstoff zu einer signifikanten Erhöhung des Verbindungswiderstands und damit zu einem Ausfall der Verbindung führen. Insbesondere bei Schraubenverbindungen mit niedriger Vorspannkraft können Vibrationen Relativbewegungen in der Verbindung und damit einen Vorspannkraftabbau durch partielles Losdrehen verursachen [1]. Abhängig vom Einbauort der Fahrzeugkomponenten können verschiedene Vibrationsprofile auftreten. Die meisten Komponenten, in denen stromführende Schraubenverbindungen eingesetzt werden, sind nach MBN 10384 mit dem Vibrationsprofil des Schärfegrads 3 (aggregate-nahe Anwendungen) ausgelegt (Tabelle 1). Die MBN 10384 bezieht sich auf die DIN EN 60068-2-64 für breitbandförmige Schwingungsanregung (Rauschen).

Tabelle 1: Vibrationsprofil mit dem Schärfegrad 3 nach MBN 10384.  
 Rauschen; 22 h/Achse; Effektivwert der Beschleunigung 105,5 m/s<sup>2</sup>.

Frequenz in Hz	PSD in $\left(\frac{m}{s^2}\right)^2 / Hz$
20	10
95	10
100	0,1
380	0,1
410	20
800	20
1500	5

Das Vibrationsprofil an der Verbindungsstelle ist unter anderem von der Federsteifigkeit der Verbindung und von deren Kopplung zur Komponente abhängig und ist daher schwer zu bestimmen. Der Einfluss der Vibration auf das Langzeitverhalten von Verbindungen mit zwei verzinnnten bzw. vernickelten Leitern wurde untersucht. Des Weiteren wurde der Einfluss der Vibration auf das Langzeitverhalten von Verbindungen, die zuvor thermisch belastet wurden, untersucht. Dabei wurde die Vorspannkraft variiert, um den Einfluss der Flächenpressung auf das Langzeitverhalten zu bestimmen. Für die Bewertung wurde der Gütefaktor verwendet [2]. Für Schraubenverbindungen mit zwei vernickelten Leitern, die nur mit Vibration belastet wurden, konnte kaum ein Einfluss der Vibration auf den Gütefaktor beobachtet werden (Bild 1a). Bei Verbindungen gleicher Materialpaarung, die zuvor mit thermischer Dauer- und Wechsellast belastet wurden, konnte nach der Vibration beobachtet werden, dass sich der Gütefaktor signifikant verringert. Dies trat auf, obwohl

sich die Verbindungen während des Temperaturschocks signifikant verschlechtert hatten (Bild 1b). Für diese Materialpaarung liegt die mittlere Mindestflächenpressung zwischen (32...53) N/mm<sup>2</sup>. Die Vibration ruft Relativbewegungen in den Trennfugen hervor, die vermutlich zum Aufbrechen der Oxidschichten und zur Bildung neuer a-Spots führen. Für Schraubenverbindungen mit zwei verzinnten Leitern, die nach der Montage eine mittlere Flächenpressung im Bereich von (11...19) N/mm<sup>2</sup> hatten, wurde eine signifikante Erhöhung des Gütefaktors nach der Vibration beobachtet, obwohl diese Verbindungen während der thermischen Belastungen stabil waren. Die Gütefaktoren der Verbindungen gleicher Materialpaarung, die nach der Montage eine mittlere Flächenpressung im Bereich (27...34) N/mm<sup>2</sup> hatten, hatten sich nicht geändert. Dies deutet darauf hin, dass eine mittlere Mindestflächenpressung bei der Werkstoffpaarung von Sn/Sn im Bereich (19...27) N/mm<sup>2</sup> für eine dynamische Belastung notwendig ist.

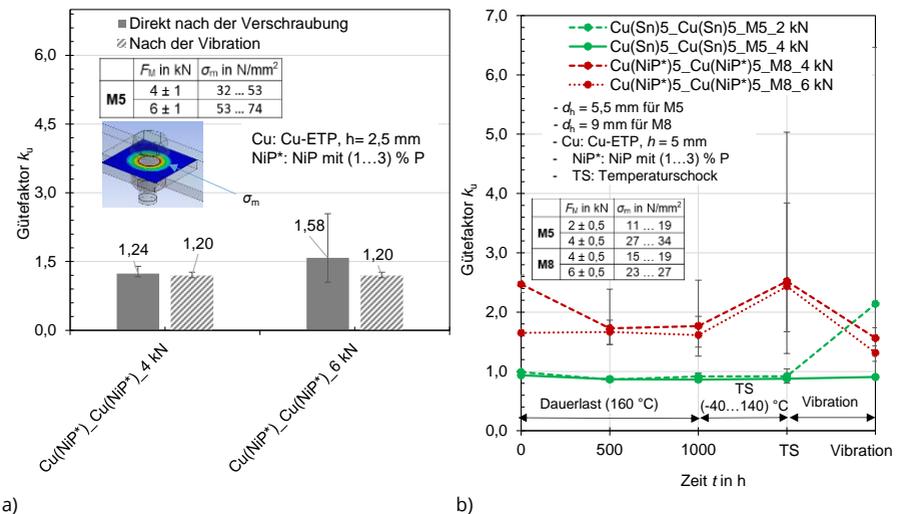


Bild 1: Langzeitverhalten stromführender Schraubenverbindungen abhängig von der Umweltbelastung.

Diese Ergebnisse zeigen, dass der Einfluss der Vibration auf das Langzeitverhalten von stromführenden Schraubenverbindungen stark von der Materialpaarung und der Flächenpressung abhängig ist. Solange die Flächenpressung ausreichend hoch ist, wird sich der Gütefaktor kaum erhöhen. Wird der Einfluss der Vibration mit dem des Temperaturschocks auf das Langzeitverhalten verglichen, zeigt sich, dass der Temperaturschock bei der Materialpaarung NiP\*-NiP\* die dominierende Wirkung hat.

[1] K.-H. Kloos und W. Thomala, Schraubenverbindungen: Grundlagen, Berechnung, Eigenschaften, Handhabung, 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2007.  
 [2] H. Böhme, Mittelspannungstechnik: Schaltanlagen berechnen und Entwerfen, Huss-Medien, Verlag Technik, 2005.

## Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Hochspannungstechnik“



Karsten Backhaus, Dr.-Ing.

### Eignungsuntersuchung von Wechselspannungskabeln für den Betrieb mit Gleichspannung



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EI6027A

Die mit der Energiewende einhergehende Steigerung eingespeister regenerativer elektrischer Energie und der zukünftig wachsende elektrische Energiebedarf durch E-Mobilität und Wärmepumpen für Gebäude erhöht den Bedarf an Übertragungsleistung in den elektrischen Verteilnetzen. Eine mögliche technische Lösung ist die Transition von Wechselspannung auf Gleichspannung für den Betrieb von Kabelstrecken. Aufgrund der Ausnutzung verschiedener physikalischer Effekte wie der blindleistungslose Stromfluss und eine höhere Spannungsfestigkeit des XLPE bei Gleichspannung ist so eine Vervielfachung der Übertragungsleistung für vorhandene Mittelspannungsleitung möglich [1].

Zur Verifikation eines sicheren Betriebs führt das IEEH Versuche durch, um die grundlegende Machbarkeit zu bestätigen. Diese beinhalten Stehspannungs-Dauerversuche und Teilentladungsmessungen an MS- und NS-Kabeln und deren Garnituren. Hinzu kommen die numerische Modellierung und experimentelle Charakterisierung des elektrischen Verhaltens.

### Stehspannungsversuche

Zum Nachweis der Machbarkeit werden sowohl neuwertige Kabel mit und ohne Garnituren als auch nach VDE 0276-620 [2] gealterte Kabel einem Stehspannungsversuch bei jeweils 60 kV positiver und negativer Gleichspannung unterzogen. Nach derzeit 7000 h Versuchslaufzeit, zeigen alle Prüflinge ein positives Ergebnis ohne Alterungserscheinungen, verstärktes Teilentladungsverhalten oder gar Entladungspuren.

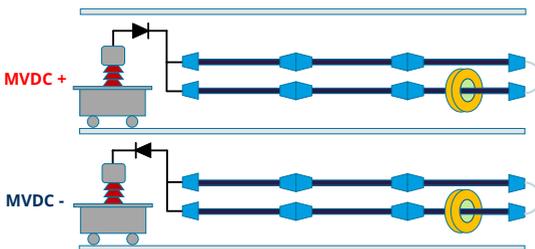


Bild 1: Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus zur Belastung mit hoher Gleichspannung und induktiver Bestromung der Kabel.

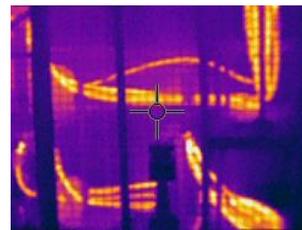


Bild 2: Thermographie-Aufnahme der Kabel bei Stehspannung und EVU-Laststromprofil.

Schrittweise werden die Kabel mit einem Strom gemäß des bekannten EVU-Lastprofils [3] belastet.

### Teilentladungsmessung

Zur Charakterisierung des Teilentladungsverhaltens werden sowohl künstliche Defekte als auch geometrisch und resistiv gesteuerte Garnituren untersucht. Bei hoher Gleichspannung zeigt sich eine signifikant geringere Teilentladungswiederholrate als bei Wechselspannung wie die Versuche einer Spitze-Platte Anordnung in XLPE zeigen (Bild 3). Eine hohe Temperatur, die beispielsweise aus einer Bestromung resultiert, verstärkt dabei die Teilentladungsaktivität leicht [4].

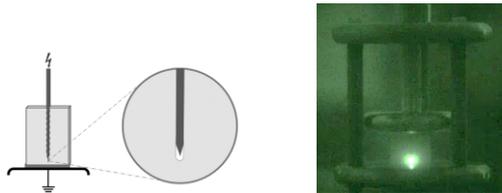


Bild 3: XLPE-Prüfling mit künstlicher Fehlstelle, Aufnahme des optischen Teilentladungsverhalten mit UV-Kamera.

### Feldstärkeverteilung am Kabelende

Um die Mechanismen des Teilentladungsverhalten und damit der elektrischen Alterung besser zu verstehen, bedarf es einer genaueren Vorstellung über die physikalischen Vorgänge insbesondere an den Grenzschichten der Garnituren in Hinblick der sich bildenden Raumladungszone und der temperaturabhängigen Eigenschaften. Mit Hilfe einer Feldmühlensonde, kann der Zustand entlang der Oberfläche eines Kabelendes messtechnisch charakterisiert werden. Ausgehend von einer Kalibrierung mit einer Platten- und Zylinderelektrode, wird die durch die Feldmühle beeinflusste Feldstärke am Kabelende via der FEM rückgerechnet.

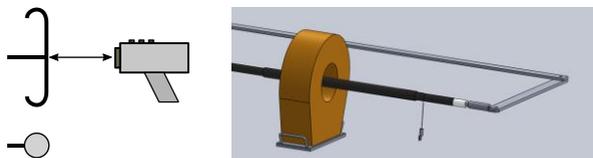


Bild 4: Schematischer Versuchsaufbau zur Messung der Raumladungsdichte auf einem abgesetzten Kabelende für grundlegenden Untersuchungen.

- [1] S. Krahmer, K. Backhaus et al., "Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges," ETG-Congress, 2021
- [2] VDE 0276-620, „Starkstromkabel - Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV,“ 2018
- [3] VDE 0276-1000, „Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren,“ 1995.
- [4] J. Linke, K. Backhaus, et al., "PD Behaviour of XLPE with Successive Stress of MVAC and MVDC," Jicable HVDC 21, Liege, 2021.



**Andreas Dowbysch, M.Sc.**

**PaBmE - Prüfanforderungen für die Betriebsmittel der Energiewende**

Gefördert durch:

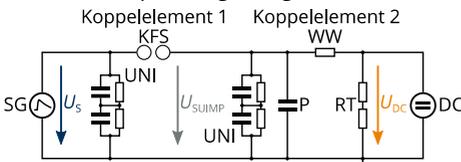


aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EI6010

Die Dekarbonisierung der elektrischen Energieversorgung erfordert den umfassenden Ausbau und eine teilweise Erneuerung des bestehenden Energieversorgungsnetzes. Dabei hat man sich aufgrund der höheren Übertragungskapazität und auch aus wirtschaftlichen Gründen auf einigen Leitungsstrecken gegen die konventionelle Drehstromübertragung und für die sogenannte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) entschieden. Mit dieser Technologie ziehen gleichzeitig neue Komponenten wie z.B. Gleichspannungskabel, Konverterstationen oder gasisolierte Gleichspannungsschaltanlagen in das Netz ein. [1]

Um ihren zuverlässigen Betrieb über Dekaden sicherzustellen, werden sie elektrischen Prüfungen unterzogen. Teilweise fehlen jedoch noch entsprechende Prüfstandards für diese HGÜ-Komponenten. Daher werden die HGÜ-Betriebsmittel ähnlich wie die Betriebsmittel der konventionellen Drehstromübertragung geprüft. Bei Gleichspannungsbelastung kann es jedoch zur Akkumulation von Raumladungen kommen. Zusätzlich kommt es bei gleichspannungsbelasteten Isolierstrecken zu einem kapazitiv-resistiven Feldübergang. Beide Effekte können bei Überspannungseignissen zu einer Schädigung der Isolierstrecke und somit zum Ausfall der HGÜ-Komponenten führen. [2-4] Dies macht eine zusätzliche Prüfung mit zusammengesetzten Spannungen  $U_{SUIMP}$  aus Gleich-  $U_{DC}$  und Stoßspannungen  $U_S$  notwendig [2]. Zur Erzeugung dieser zusammengesetzten Spannungen werden zwei Hochspannungsanlagen über Koppel- und Schutzelemente (im Folgenden Koppellemente) zusammenschaltet (Bild 1). Dabei schützen die Koppellemente die eine Hochspannungsanlage vor der Spannungsart der jeweils anderen und verbinden gleichzeitig den Prüfling (P) mit beiden Hochspannungsanlagen (Bild 1).



DC	Gleichspannungsanlage		
KFS	Kugelfunkenstrecke	UNI	Universalteiler
P	Prüflingsnachbildung	RT	Resistiver Teiler
WW	Wasserwiderstand	SG	Stoßgenerator

Bild 1: Prüfkreis zur Erzeugung zusammengesetzter Spannungen.

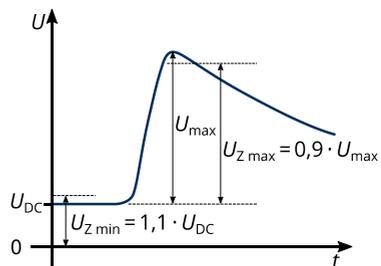


Bild 2: Charakteristische Zündspannungen  $U_Z$  der Kugelfunkenstrecke.

Für die Untersuchungen zum Einfluss der Koppellemente auf den Spannungsverlauf der zusammengesetzten Spannung dient auf der Gleichspannungsseite ein hochohmiger Widerstand (WW) und auf der Stoßgeneratorseite eine Kugelfunkenstrecke (KFS) als Koppel- und Schutzelement. Die KFS kann zudem auf verschiedene Zündspannungen  $U_Z$  eingestellt

werden, wobei sich zwei charakteristische Einstelleckpunkte bestimmen lassen (Bild 2). Dabei gibt die Gleichspannung die minimale Zündspannung  $U_{Z\min}$  vor. Die maximale Zündspannung  $U_{Z\max}$  ergibt sich aus der Differenz aus der Gleich- und dem Spitzenwert der Stoßspannung. Damit die KFS nicht bereits beim Anlegen der Gleichspannung bzw. noch sicher beim Erreichen des Stoßspannungsscheitels durchzündet, werden die Einstellwerte jeweils mit einer Sicherheit von 10 % versehen.

Das Bild 3 zeigt exemplarisch die Spannungsverläufe für die Überlagerung von Gleich- und Blitzstoßspannung für die beiden Einstelleckpunkte der KFS  $U_{Z\min}$  und  $U_{Z\max}$ .

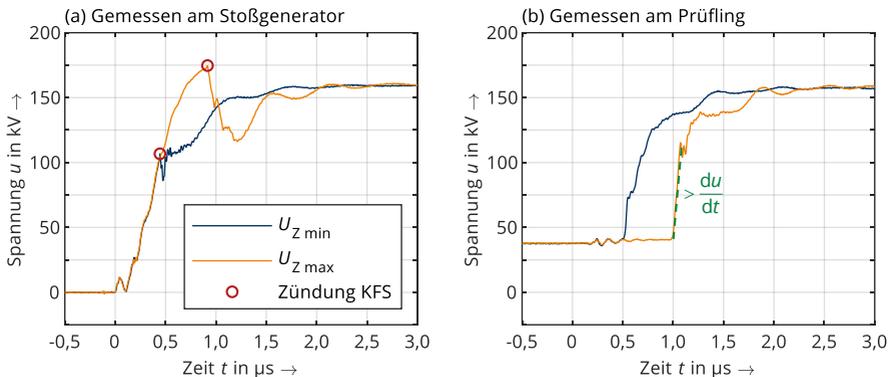


Bild 3: Vergleich der Spannungsverläufe in der Stern bei Überlagerung von Gleich- und Blitzstoßspannung für die Einstelleckpunkte der Kugelfunkenstrecke (KFS).

Anhand der Spannungseinbrüche im Verlauf der Stoßspannung stoßgeneratorseitig ist der Zeitpunkt des Durchzündens der KFS ersichtlich. Dabei zeigt sich mit großer Zündspannung  $U_{Z\max}$  ein deutlicher Einfluss der KFS auf den Spannungsverlauf am Stoßgenerator. Auch am Prüfling lässt sich dieser Einfluss auf den Spannungsverlauf erkennen. Während für die kleine Zündspannung  $U_{Z\min}$  der Spannungsverlauf am Prüfling nahezu unverändert einer Blitzstoßspannung gleicht, ergibt sich für die große Zündspannung  $U_{Z\max}$  kurz nach dem Durchzünden der KFS ein Bereich mit größerer Spannungssteilheit  $du/dt$  als es für die Blitzstoßspannung üblich ist.

Die Untersuchungen mit überlagerter Schaltstoßspannung zeigten ähnlich steile Spannungsanstiege bei großer Zündspannung  $U_{Z\max}$  der KFS. In weiteren Untersuchungen ist zu klären inwieweit dieser erste steile Spannungsanstieg einen Einfluss auf das Durchschlagverhalten einer gasisolierten Anordnung hat.

- [1] R. Ryndzinek, L. Sienkiewicz: Evolution of the HVDC Link Connecting Offshore Wind Farms to Onshore Power Systems. In: *Energies* 2020, 13, 1914, DOI: 10.3390/en13081914.
- [2] F. Blumenroth, U. Riechert et al. Prüfverfahren für gasisolierte HGÜ-Komponenten und Schaltgeräte. In: VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin 2016.
- [3] M. Hering, J. Speck et al.: Field Transition in Gas-Insulated HVDC Systems. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24 (3), 2017.
- [4] R. Gremaud, C. B. Doiron, et al.: Solid-gas insulation in HVDC gas-insulated system: Measurement, modelling and experimental validation for reliable operation. In: CIGRE Session, Paris, 2016.



**Lena Elspaß, Dipl.-Ing.**  
**Untersuchung der thermomechanischen**  
**Alterung langer globalgetränkter**  
**Formspulen bei zyklischem Betrieb**



Rotierende Hochspannungsmaschinen stellen nicht nur eine wichtige Komponente in der elektrischen Energieversorgung dar, sondern spielen auch eine große Rolle im Antriebssektor. Eine Möglichkeit die hohen Fertigungskosten der komplexen Maschinen zu reduzieren, ist das Imprägnieren der Maschine mithilfe der Ganztränktechnik (engl.: global vacuum pressure impregnation – GVPI) anstatt der aufwendigeren Technologie alle Spulen einzeln zu imprägnieren und zu montieren [1]. Bei der Ganztränktechnik wird der mit Spulen vormontierte Stator unter Vakuum mit Epoxidharz imprägniert. Neben den günstigeren Herstellungskosten bietet diese Fertigungsverfahren den Vorteil einer erhöhten mechanischen Stabilität und besserer Wärmeleitfähigkeit. Nachteilig wirkt die aus der Imprägnierung resultierende mechanische Verklebung der Spulen mit der Nut, besonders bei zyklischem Betrieb. Das gilt insbesondere für Maschinen mit großer Aktiveillänge ( $l > 1,5 \text{ m}$ ) [1].

Im Betrieb führen Stromwärmeverluste zu einer Erwärmung und folglich einer Ausdehnung des Kupfers der Spulen. Auch die Isolierung und der Stator erwärmen sich. Aufgrund von Wärmeleitung geschieht das jedoch verzögert [2]. Die Kühlung des Stators wirkt der Erwärmung entgegen. Dadurch stellen sich unterschiedliche Temperaturen in der Maschine ein. Die resultierenden Temperaturdifferenzen werden durch schnelle Lastwechsel verstärkt. Da die einzelnen Komponenten verschiedene Wärmeausdehnungskoeffizienten haben, dehnen diese sich unterschiedlich stark aus. Durch den GVPI-Prozess sind die Komponenten jedoch mechanisch fest miteinander gekoppelt. Die Folge sind thermo-mechanische Spannungen in der Isolierung, die Delaminationen innerhalb der Isolierung oder den Abriss der Isolierung am Nutaustritt herbeiführen können. Weiterhin wird zwischen unterschiedlichen Stellen, an denen die Delamination in der Isolierung auftritt, unterschieden. [2]

Um diesen Alterungsmechanismus zu untersuchen, wird im Rahmen eines Forschungsprojektes ermittelt, an welcher Stelle innerhalb der Isolierung Fehlstellen bei Krafteinwirkung auftreten. In einem zweiten Schritt gilt es festzustellen, wie diese Fehlstellen elektrisch detektiert werden können.

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird ein Prüfling und ein Prüfverfahren entwickelt, mithilfe dessen die Folgen thermo-mechanischer Spannungen nachgestellt werden. Als Prüfling dient ein Teil einer realen Spule bestehend aus Teileleitern samt Teileleiter-, Hauptisolierung und dem Nutteilglimmenschutz (NGS). Dieser Spulenabschnitt ist in eine Nutnachbildung aus Stahl eingelegt und mit dieser ganzheitlich getränkt (Bild 1).

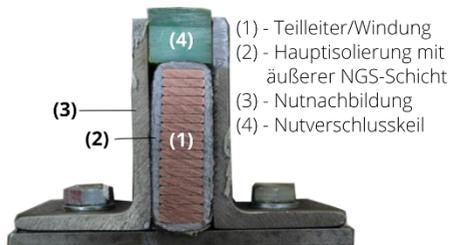


Bild 1: Prüfling – Spulenschnitt in Nutnachbildung.

Die im Betrieb auftretende thermische Ausdehnungskraft des Kupfers wird im Rahmen der Versuche durch eine mechanische Kraft repliziert (Bild 2). Dafür wird mit einem Druckstempel eine Kraft auf die Teileiter ausgeübt, während die Nutnachbildung fest auf einer Druckauflage positioniert ist.

Durch die Kraft auf die Teileiter, bildet sich eine mechanische Spannung über der Isolierung, die sowohl mit den Teileitern als auch mit der Nutnachbildung durch das Epoxidharz festverklebt ist, aus. Die Kraft wird solange gesteigert, bis ein Aufreißen der Isolierung eintritt. Anschließend wird die Fehlstelle optisch ermittelt und begutachtet.

Die Untersuchungen zeigen, dass die Delamination in allen Fällen innerhalb der Hauptisolierung und nicht zwischen den Kupferleitern und der Hauptisolierung oder der Nutnachbildung und dem NGS auftritt (Bild 3). Das Ausmaß der Delamination korreliert dabei mit der Größe der Klebfläche zwischen NGS und Nutnachbildung.

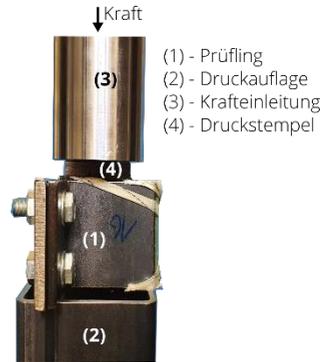
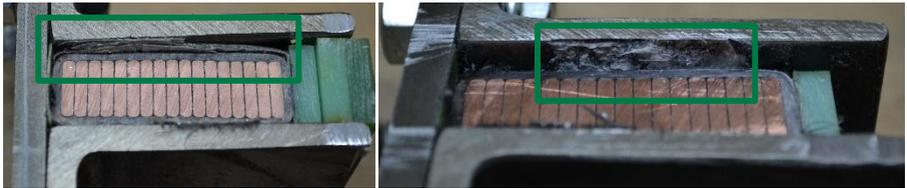


Bild 2: Versuchsaufbau – Prüfung in Druckmaschine.



(a) Flächige Delamination in den äußeren Lagen der Hauptisolierung

(b) Delamination in den äußeren Lagen der Isolierung im Bereich guter Verklebung von NGS und Nut

Bild 3: Schadensbilder an Prüflingen infolge von mechanischer Druckbeanspruchung.

In weiteren Schritten gilt es elektrische Messmethoden zu verifizieren, die eine derartige Delamination detektieren und von andersartigen Fehlstellen separieren können, um perspektivisch die Folgen an realgroßen Spulenmodellen und unter realitätsnahen Bedingungen erkennen zu können.

[1] G.C. Stone, E. A. Boulter, I. Culbert and H. Dhirani, *Electrical Insulation for Rotating Machines*, Wiley, 2004

[2] M. Istad, M. Runde and A. Nysveen, "A Review of Results from Thermal Cycling Tests of Hydrogenerator Stator Windings," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 26, Sep. 2011.



**Johanna Linke, Dipl.-Ing.**

**Untersuchung des  
Teilentladungsverhaltens typischer  
Fehlstellen in gasisolierten Systemen  
mit alternativen Isoliergasen bei  
Wechselspannung**



Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 bekennen sich die Vereinten Nationen zu einer Reduktion des Ausstoßes von treibhauswirksamen Gasen [1]. Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ) ist mit einem  $\text{CO}_2$ -Äquivalent von 23.900 das stärkste bekannte Treibhausgas [1]. Heutzutage wird  $\text{SF}_6$  insbesondere in elektrischen Betriebsmitteln und Anlagen als Schalt- bzw. Isoliergas eingesetzt. Vorteile des Gases sind die dreifach höhere Isolierfähigkeit als Luft, die Langzeitstabilität und eine gute Recyclingfähigkeit [2].  $\text{SF}_6$  ist außerdem nicht brennbar, nicht giftig und in gasisolierten Anlagen besonders wartungsarm [2]. Trotz geringer Leckageraten und strenger Auflagen entweichen beispielsweise in Großbritannien jährlich mehr als 1000 kg  $\text{SF}_6$  in die Atmosphäre [3].

Um den klimaschädigenden Einfluss der Elektroenergieanlagen zu vermindern, werden Schaltanlagen und Betriebsmittel mit alternativen Isoliergasen entwickelt. Das Fluornitril  $\text{C}_4\text{-FN}$  in Verbindung mit Hintergrundgasen wie  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$  oder synthetischer Luft sind vielversprechende Gasmischungen, die die konventionelle  $\text{SF}_6$ -Technik ersetzen kann.  $\text{C}_4\text{-FN}$  weist ein geringeres Treibhauspotential von 2100 auf, welches sich aufgrund der anteiligen Nutzung in einer Gasmischung weiter reduziert. Wesentlicher Vorteil ist eine vergleichbare elektrische Festigkeit mit  $\text{SF}_6$  bei Gasmischungen mit 15 bis 20 %  $\text{C}_4\text{-FN}$  mit  $\text{CO}_2$  bei üblichen Isoliergasdrücken [4]. Fluornitrile können außerdem je nach Anteil in der Gasmischung bei sehr geringen Temperaturen von bis zu  $-30\text{ }^\circ\text{C}$  eingesetzt werden [5].

In gasisolierten Anlagen können verschiedene Störstellen auftreten, die den ordnungsgemäßen Betrieb beeinträchtigen oder zum Ausfall führen (Bild 1). Im Gasraum können feste, metallische Störstellen auf dem Isolator, metallische Teile auf freiem Potential, feste Störstellen auf Erdpotential bzw. Hochspannungspotential und frei im Gasraum bewegliche, metallische Partikel vorkommen. Außerdem können in festen Isolatorbauteilen Hohlräume auftreten.

Metallpartikel entstehen beispielsweise bei der Montage gasisolierter Anlagen oder durch Abrieb der Leitermaterialien bei Schalthandlungen.

Die Messung von Teilentladungen ist ein typisches Vorgehen, um die beschriebenen Störstellen im Gasraum zu detektieren. Für die Erforschung des isoliertechnischen Verhaltens von Gasen, Flüssigkeiten und Feststoffen sind Teilentladungsmessungen ein wesentliches Hilfsmittel. Für die Untersuchungen werden bei 50-Hz-Wechselspannung verschiedene Teilentladungsmessmethoden wie die direkte Strommessung, die leitungsgebundene Messung nach Norm DIN EN 60270 [6] und die feldgebundene Messung im UHF (ultra-high frequency) – Bereich genutzt.

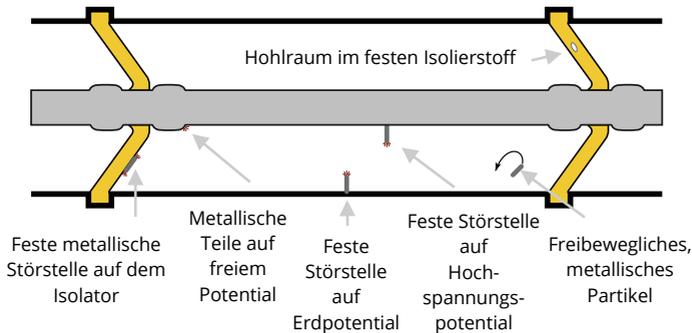


Bild 1: Auswahl möglicher Störstellen in gasisolierten Anlagen [7].

Die direkte Strommessung ist sehr genau, breitbandig möglich und erfolgt über einen Messwiderstand. Bei Messungen nach DIN EN 60270 muss das Messsystem zunächst kalibriert werden, da mit der Messimpedanz eine Spannung gemessen wird, welche proportional zur umgesetzten scheinbaren Ladung der Teilentladungsimpulse ist. Die feldgebundene Messung wird mit Hilfe eines UHF-Sensors durchgeführt. Dieser misst die Änderung des elektrischen Feldes im Gasraum als Wirkung der Teilentladungen. Mithilfe eines Verstärkers kann das Messsignal schließlich z. B. auf einem Oszilloskop angezeigt und ausgewertet werden.

Das Ziel des aktuellen Projektes ist die Untersuchung des Einflusses alternativer Isoliergase auf das Teilentladungsverhalten typischer Störstellen in gasisolierten Schaltanlagen bei Wechselspannungsbelastung. Es werden verschiedene Elektrodenanordnungen zur Modellierung der Störstellen genutzt. Die drei beschriebenen Teilentladungsmessmethoden werden hingehend ihrer Eignung für die Detektion von Fehlstellen analysiert. Wichtige Einflussparameter wie der Anteil des  $C_4$ -FN am Gasgemisch, der Isoliergasdruck und die elektrische Feldstärke werden variiert und Schlussfolgerungen bezüglich der Empfindlichkeit gasisolierter Anlagen bei vorhandenen Störstellen ermittelt. Zur Verifizierung werden experimentell bestimmte Teilentladungsparameter wie Ein- und Aussetzspannung mit Hilfe von Berechnungsmodellen überprüft.

- [1] United Nations: Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change, 1997.
- [2] H. Koch: Gas-Insulated Substations, Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2014.
- [3] P- Widger und A. Haddad, „Evaluation of SF<sub>6</sub> Leakage from Gas Insulated Equipment on Electricity Networks in Great Britain,“ in Energies, vol. 11, p. 2037, 2018.
- [4] 3M Novec 4710 Insulating Gas – Technical Data (2021).  
Available: <https://multimedia.3m.com/mws/media/11321240/3m-novec-4710-insulating-gas.pdf>
- [5] Y. Kieffel, „Characteristics of g<sub>3</sub> - An Alternative to SF<sub>6</sub>,“ in 2016 IEEE International Conference on Dielectrics, vol. 2, p. 880-884, 2016.
- [6] DIN EN 60270:2016 Hochspannungs-Prüftechnik – Teilentladungsmessung.
- [7] T. Götz: „Teilentladungsverhalten von Gas-Feststoff-Isoliertsystemen unter Gleichspannungsbelastung“, eingereichte Dissertation, Dresden, 2021.



**Thomas Götz, Dipl.-Ing.**

**Grundlegende Untersuchungen zum  
Teilentladungsverhalten von Gas-Fest-  
stoff-Isoliersystemen unter  
Gleichspannungsbelastung**

Gefördert durch:



Die Versorgung mit umweltfreundlich erzeugter Elektroenergie bedingt den Ausbau erneuerbarer Energiequellen. Der Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erfolgt zumeist fernab der Verbrauchszentren, wodurch ein Ausbau des Hochspannungsnetzes notwendig wird. Aufgrund der zunehmenden Länge der Übertragungsleitungen wird der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) wirtschaftlich sinnvoll. Zudem ist der Einsatz der HGÜ mitunter die einzige technisch sinnvolle Lösung für bestimmte Herausforderungen der Elektroenergieversorgung, zum Beispiel dem Anschluss von Offshore-Windparks an das bestehende Netz. Dabei können auch die Vorteile von gasisolierten Anlagen genutzt werden, welche unter Wechselspannungsbelastung seit Jahrzehnten im Einsatz sind. Gasisolierte Systeme zeichnen sich durch eine kompakte Bauform, eine weitgehende Unabhängigkeit des Betriebsverhaltens gegenüber Umgebungsbedingungen und die daraus folgende hohe Anlagenzuverlässigkeit aus. Diese Vorteile können auch unter Gleichspannungsbelastung genutzt werden. Bisher bestehen aber nur geringe Erfahrungen beim Betrieb von gasisolierten Systemen in HGÜ-Anlagen. Allerdings darf der Einsatz neuer Technologien in der Energieübertragungsinfrastruktur das hohe Maß an Versorgungszuverlässigkeit nicht beeinträchtigen. Eine wichtige Methode, um den sicheren Betrieb der Anlagen über die geplante Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten sicherzustellen sind sensitive Teilentladungsmessungen (TE-Messungen) und deren Interpretation durch Fachexperten. Aufgrund des fehlenden phasenbezuges, der dauerhaft gerichteten Bewegung von Ladungsträgern und der Bildung von Raum- und Oberflächenladungen können die weitgehenden Erfahrungen mit TE-Messungen bei Wechselspannungsbelastung nicht direkt auf den Betrieb bei Gleichspannung übertragen werden. Ziel des Projektes ist es daher, grundlegende Untersuchungen zum TE-Verhalten von typischen Störstellen in gasisolierten Systemen bei Gleichspannungsbelastung durchzuführen und hinsichtlich des physikalischen Verhaltens der Entladungsprozesse detailliert zu analysieren [1, 2]. In diesem Zusammenhang wurde unter anderem eine an der Gas-Feststoff-Grenzfläche anhaftende metallische Störstelle untersucht. Diese Fehlerstelle kann in realen Systemen entstehen, wenn sich zuvor freie Metallpartikel durch die dynamische Bewegung im elektrischen Feld an Grenzflächen anlagern.

Für die Untersuchungen wurde das schwach-inhomogene elektrische Feld eines gasisolierten Systems mit einer Elektrodenanordnung nachgestellt (Bild 1). Die Gas-Feststoff-Grenzfläche wird an einem zwischen den Elektroden eingebrachten Epoxidharzisolator ausgebildet. Die feste Störstelle mit Grenzflächenkontakt ist auf Erdpotential angebracht, um eine sensitive Messung des TE-Stroms zu ermöglichen. Der impulsbehaftete TE-Strom wird als Indikator für die Bestimmung der TE-Einsetzspannung  $U_i$  in drei unabhängigen Versuchsreihen mit jeweils zehn Spannungssteigerungsversuchen (SSV) genutzt.

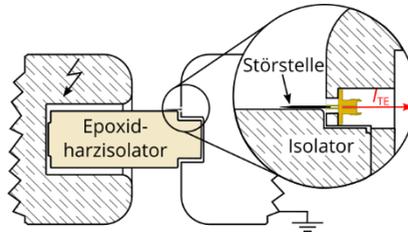


Bild 1: Elektrodenanordnung zur Untersuchung des TE-Verhaltens einer festen Störstelle an der Gas-Feststoff-Grenzfläche [2].

Anhand der Ergebnisse wird deutlich, dass der Entladungseinsatz mit zunehmender Anzahl der Realisierungen bei unabhängigen SSV bei höheren Spannungen erfolgt (Bild 2 und 3). Ursache dafür ist, dass die Entladungsimpulse an der festen Störstelle Ladungsträger generieren, welche sich an der Gas-Feststoff-Grenzfläche anlagern. Die Bildung dieser Oberflächenladungen hat zur Folge, dass die elektrische Feldstärke an der Spitze der Störstelle reduziert wird und daher der Entladungseinsatz bei höheren Spannungen erfolgt. Nach etwa fünf Realisierungen bildet sich ein stationärer Zustand. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Ansammlung von Ladungsträgern an der Gas-Feststoff-Grenzfläche einen stationären Wert erreicht hat.

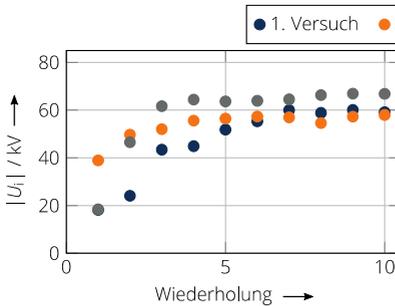


Bild 2: TE-Einsatzspannung  $U_i$  an einer negativen Störstelle [2].

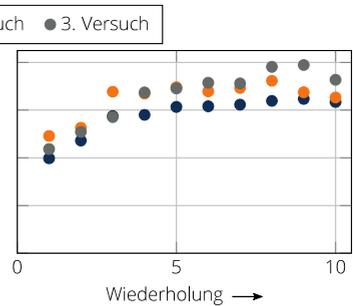


Bild 3: TE-Einsatzspannung  $U_i$  an einer positiven Störstelle [2].

Für praktische Untersuchungen an realen Anlagen ist daher zu empfehlen bereits während des ersten Anlegens einer Gleichspannung an das Testobjekt eine sensitive TE-Messung vorzunehmen und die Ergebnisse entsprechend zu interpretieren.

- [1] T. Götz, H. Kirchner, K. Backhaus: „Partial Discharge Behaviour of a Protrusion in Gas-Insulated Systems under DC Voltage Stress“, *Energies*, Vol. 13, Nr. 12, 2020.
- [2] T. Götz: „Teilentladungsverhalten von Gas-Feststoff-Isoliersystemen unter Gleichspannungsbelastung“, eingereichte Dissertation, Dresden, 2021.



**Thomas Linde, Dipl.-Ing.**

**Wärmedurchschlag fester Isolierstoffe durch harmonisch verzerrte Spannungen**



Europäische Union

Seit einigen Jahren werden zunehmend Ausfälle durch thermische Überlastung fester Isolierwerkstoffe oder -systeme registriert [1]. Viele Ausfälle können auf harmonisch verzerrte Spannung zurückgeführt werden, bei denen mittelfrequente Komponenten bis ca. 15 kHz der eigentlichen Netzspannung überlagert sind. Diese treten vorwiegend in der Nähe von Umrichtern mit leistungselektronischen Komponenten auf, welche harmonisch verzerrte Spannungen hervorrufen können. Bekannt ist weiterhin, dass die harmonische Verzerrung der Spannung zusätzliche dielektrische Verluste in Isolierwerkstoffen hervorruft. Die daraus resultierende dielektrische Erwärmung kann die Eigenschaften der Isolierwerkstoffe derart verändern, dass wiederum zusätzliche Verluste entstehen. Letztlich kann diese selbstverstärkende Rückkopplung eine lokale thermische Zerstörung der Isolierung zur Folge haben, was zum Ausfall des Betriebsmittels führt.

In diesem Kontext wird untersucht, in welchem Umfang harmonische Verzerrung zur Erwärmung von Modellisolieranordnungen führen kann und ob diese einen Einfluss auf die (Wärme-)Durchschlagspannung hat.

Auf der Grundlage umfangreicher Voruntersuchungen zu den dielektrischen Eigenschaften fester Isolierwerkstoffe wird ein multifrequentes thermo-elektrisches Berechnungsmodell erstellt und experimentell verifiziert. Das Modell kann die dielektrischen Verluste mehrerer Frequenzanteile der Spannung einbeziehen und durch thermische Leitungs- und Speicherungsprozesse eine resultierende Temperaturerhöhung ableiten.

Exemplarisch wird Hartpapier als Material für die Berechnung gewählt. Im Vergleich zu modernen Isolierwerkstoffen wie Epoxidharz weist Hartpapier einen ca. 30-fachen dielektrischen Verlustfaktor bei 50 Hz auf.

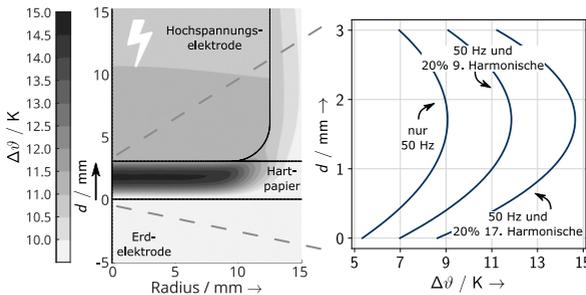


Bild 1: Temperaturverteilung im Hartpapier, Berechnungsergebnisse bei verschiedenen harmonisch verzerrten Spannungen.

Die Berechnung der Temperaturverteilung in der untersuchten Anordnung zeigt, dass Temperaturerhöhungen bis 15 K im Hartpapier zu erwarten sind (Bild 1). Dabei kommt es zu signifikant höheren Temperaturen in der Mitte des Hartpapierprüflings, wenn die Spannung durch Harmonische verzerrt wird im Vergleich zu reiner 50 Hz Wechselspannung. In einem zweiten Schritt wird die Durchschlagfeldstärke experimentell bestimmt, um die Berechnungen qualitativ zu verifizieren. Dabei werden die Umgebungsbedingungen derart gewählt, dass ein Wärmedurchschlag wahrscheinlich ist. Für die Hartpapierprüflinge können Wärmedurchschläge durch den Stromanstieg vor dem Durchschlag und die mikroskopische Untersuchung der Durchschlagstelle nachgewiesen werden. Die dafür nötige Feldstärke ist geringer, wenn Harmonische die Spannung verzerren (Bild 2). Es ist zu beachten, dass die Varianz der ermittelten Durchschlagfeldstärken  $E_d$  hoch ist und sich zwischen den einzelnen Versuchsreihen überschneidet. Ein Grund dafür können Unterschiede in der Materialqualität der einzelnen Prüflinge sein.

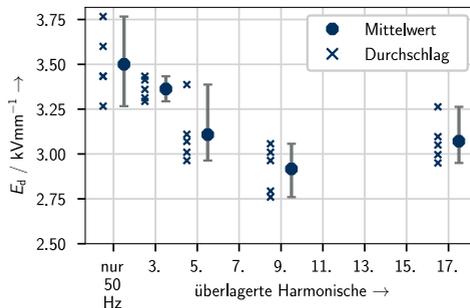


Bild 2: Durchschlagfeldstärken der Hartpapierprüflinge berechnet aus dem Effektivwert der Durchschlagspannung.

In einem anderen Versuch wird eine ähnliche Anordnung mit Epoxidharz als Isolierwerkstoff berechnet und untersucht. Bedingt durch die sehr geringen dielektrischen Verluste im Vergleich zu Hartpapier, erwärmt sich Epoxidharz nur marginal. Wärmedurchschläge können in den Experimenten nicht registriert werden und dementsprechend wird auch qualitativ kein Einfluss auf die Durchschlagfeldstärke ermittelt (siehe auch [2]).

In Zukunft ist das Berechnungsmodell auf feldsteuernde Isolierwerkstoffe zu erweitern, da diese Materialien in der Vergangenheit bereits thermische Probleme bei harmonisch verzerrten Spannungen gezeigt haben, sodass deren dielektrisches Verhalten genauer untersucht werden sollte.

- [1] Á. Espin-Delgado, S. S. Letha, S. K. Rönnerberg, and M. H. J. Bollen, "Failure of MV Cable Terminations Due to Supraharmonic Voltages: A Risk Indicator," IEEE Open Journal of Industry Applications, vol. 1, 2020, doi: 10.1109/ojia.2020.2998000.
- [2] T. Linde, K. Backhaus, R. Terzan, and S. Schlegel, "Dielectric Heating of Polymers as a Consequence of High Harmonic Voltage Distortion," IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Vancouver, Canada, 2021. Unveröffentlicht, akzeptierter Konferenzbeitrag.

## Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Strombelastbarkeit und Erwärmung“



Robert Adam, Dr.-Ing.



**Thermische Untersuchungen zur Wandlung existierender AC- in neue DC-Kabelstrecken**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Im Forschungsprojekt AC<sup>2</sup>DC sollen bestehende AC-Kabelstrecken in der Mittel- und Niederspannungsebene in Punkt-zu-Punkt-DC-Verbindungen umgewandelt werden. Die Optimierung des Netzes hat das Ziel, größere Leistung als mit AC-Kabelstrecken zu übertragen und den Blindleistungsbedarf besser regeln zu können. Neben den Aufgaben für diese DC-Kabelstrecken Systemkonzepte für deren Betrieb, die entsprechenden Technologien der Umrichter sowie die Konzepte für den Schutz und Netzbetrieb zu entwickeln, ist es eine Teilaufgabe zu prüfen, inwieweit die AC-Kabel und Muffen den veränderten Beanspruchungen durch DC-Belastungen standhalten können.

Eine der wesentlichen Eigenschaften für die übertragbare Leistung der DC-Kabelstrecken ist die Strombelastbarkeit. Die Strombelastbarkeit von Kabeln wird maßgeblich durch deren Erwärmung im Betrieb bestimmt. Es ist zu ermitteln, mit welchen Strömen AC-Kabel bei DC-Betrieb dauerhaft belastet werden können, ohne dass deren zulässige Grenztemperaturen überschritten werden.

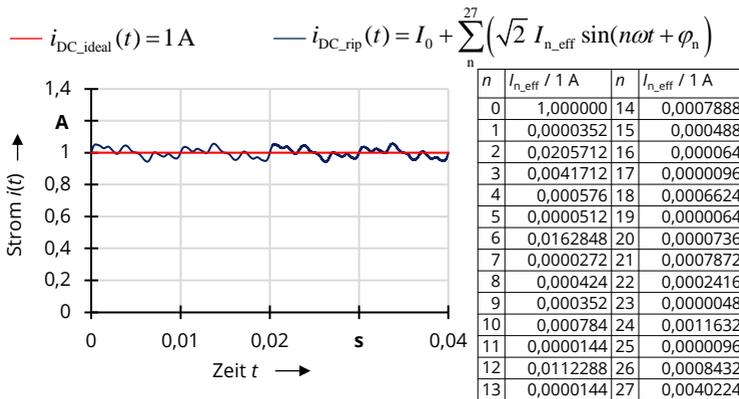


Bild 1: Beispiel Stromverläufe idealer Gleichstrom  $i_{DC\_ideal}$  und Gleichstrom  $i_{DC\_rip}$  mit überlagerten Wechselströmen verschiedener Frequenzen und Amplituden.

Ein maßgeblicher Parameter der Erwärmung sind die erzeugten Wärmeleistungen bzw. Verlustleistungen in den Kabelsystemen. Dabei unterscheiden sich die Verlustleistungen in den

AC-Kabelsystemen bei DC-Belastung in verschiedenen Punkten deutlich gegenüber einer AC-Belastung. Der durch leistungselektronische Umrichter erzeugte Gleichstrom ist nicht ideal, sondern je nach Technologie mit Wechselströmen unterschiedlicher Frequenz und Amplituden (Rippelstrom) behaftet (Bild 1). Dieser Rippelstrom kann die Stromaufteilung in den Leitern der DC-Kabelsysteme durch den Skin- und Proximity-Effekt beeinflussen und Ströme in den durch das System nicht belasteten Leitern und Schirmen treiben.

Die in den Kabelsystemen entstehenden Verlustleistungen müssen daher zunächst berechnet werden. Dafür wurden für die ausgewählten Kabelsysteme FEM-Modelle aufgebaut. Die erzeugten Verlustleistungen wurden dann abhängig von einer idealen Gleichstrombelastung und einer beispielhaften Gleichstrombelastung mit Rippelströmen (Bild 1) mit den FEM-Modellen berechnet. Zum Vergleich wurden die Verlustleistungen bei einer symmetrischen Belastung mit Drehstrom ebenfalls mit den FEM-Modellen berechnet. Die Ergebnisse am Beispiel eines 20-kV-Kabelsystems mit drei flach gelegten NA2XS(F)2Y 1 x 150 RM/25 Kabeln zeigen keine signifikante Veränderung der Verlustleistungen in den voll belasteten Leitern des Kabelsystems verglichen zur Drehstrombelastung (Bild 2). Wird einer der Gleichströme jedoch auf zwei der Leiter aufgeteilt sind deutliche reduzierte Verlustleistungen zu erkennen. Die Verlustleistungen in den Schirmen sind auch bei der Gleichstrombelastung mit Rippelströmen deutlich kleiner als bei Drehstrombelastung.

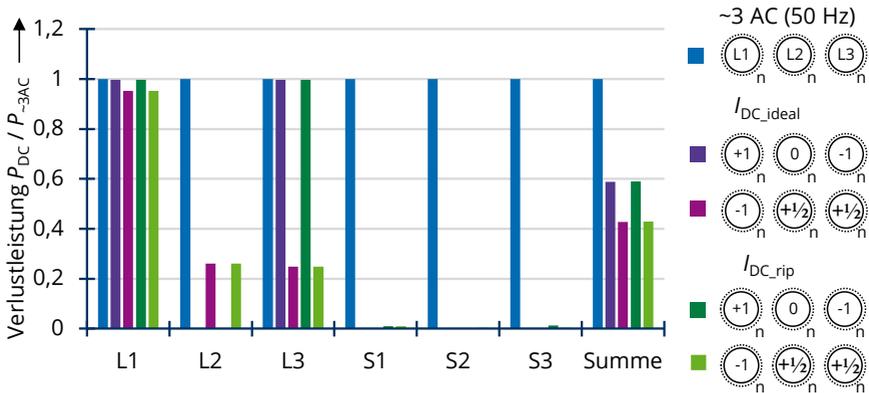


Bild 2: Verlustleistung  $P_{DC}$  in den Leitern L und Schirmen S eines Kabelsystems

NA2XS(F)2Y 1 x 150 RM/25, berechnet bei Belastung mit idealem Gleichstrom  $I_{DC\_ideal}$  und Gleichstrom  $I_{DC\_rip}$  mit überlagerten Wechselströmen verschiedener Frequenzen und Amplituden, bezogen auf die Verlustleistung  $P_{-3AC}$  bei Belastung mit 50-Hz-Drehstrom.



**Markus Schladitz, Dipl.-Ing.**

**Thermische Untersuchungen von selbstregulierenden Heizstäben für Weichen im Bahnverkehr**

In der Winterzeit können sich Schnee und Eis an den beweglichen Komponenten einer Weiche anlagern. Wird dadurch der Stellvorgang der Weiche beeinträchtigt, kann diese Weiche nicht mehr von Zügen befahren werden. Um Verspätungen und Ausfälle von Zugverbindungen zu verhindern, werden Weichenheizungen eingesetzt. Die in die Weiche eingebrachte, thermische Energie soll Schnee und Eis aufschmelzen und somit einen störungsfreien Stellvorgang der Weiche gewährleisten. Weichenheizstäbe sind eine mögliche, technische Realisierung von Weichenheizungen. Sie werden mit Klemmbügeln an den Schienen befestigt und transportieren die Wärme über Wärmeleitung in die jeweilige Schiene.

Abhängig von den Umgebungsbedingungen (genereller Aufbau der Weiche und Wetterereignisse) müssen zum Teil große elektrische Leistungen zum Beheizen der Weichen installiert werden. Die längenbezogene elektrische Leistung liegt meist zwischen  $300 \text{ W m}^{-1}$  und  $500 \text{ W m}^{-1}$  pro Schiene. Die maximale Wärmeleistung ist bei mildereren Bedingungen jedoch nicht immer notwendig, um einen thermisch bedingten Ausfall der Weiche zu vermeiden. Eine bedarfsorientierte Generierung von Wärme würde dazu beitragen, den Energieverbrauch von Weichenheizungen deutlich zu reduzieren, ohne dass dabei die Funktionstüchtigkeit eingeschränkt wird.

Weichenheizstäbe aus einem PTC-Material (positive temperature coefficient) besitzen diese gewünschten Eigenschaften. Während bei einem konventionellen Heizstab die erzeugte Wärme nur geringfügig von der Temperatur des Widerstandsdrahts abhängt, ist die Menge an erzeugter Wärme in einem selbstregulierenden Heizstab dominant durch die Temperatur beeinflusst. Je höher die Temperatur des Heizmaterials ist, desto höher ist der elektrische Widerstand und damit fließt weniger Strom, sodass weniger Wärme generiert wird. Umgekehrt nimmt die Menge erzeugter Wärme bei kleiner werdenden Temperaturen zu. Um eine Aussage treffen zu können, ob selbstregulierende Heizstäbe die Effizienz von Weichenheizungen erhöhen, ohne deren Effektivität zu verringern, müssen vergleichende thermische Untersuchungen von konventionellen und selbstregulierenden Heizstäben durchgeführt werden.

Dafür wurden ein konventioneller Heizstab und ein selbstregulierender Heizstab an jeweils einer Schiene befestigt und die Temperaturen am Heizstab und an der Schiene gemessen. Der Versuchsaufbau befand sich in einer Klimakammer, die eine Umgebungstemperatur zwischen  $40 \text{ °C}$  und  $-30 \text{ °C}$  bereitstellte. Die Umgebungstemperatur wurde jeweils in 10-K-Stufen reduziert und so lange konstant gehalten, bis das System thermisch stationär war.

Es konnte in den Untersuchungen bestätigt werden, dass die elektrische Leistung des konventionellen Heizstabs annähernd konstant blieb, wohingegen die elektrische Leistung des selbstregulierenden Heizstabs mit kleiner werdenden Temperaturen größer wurde (Bild 1).

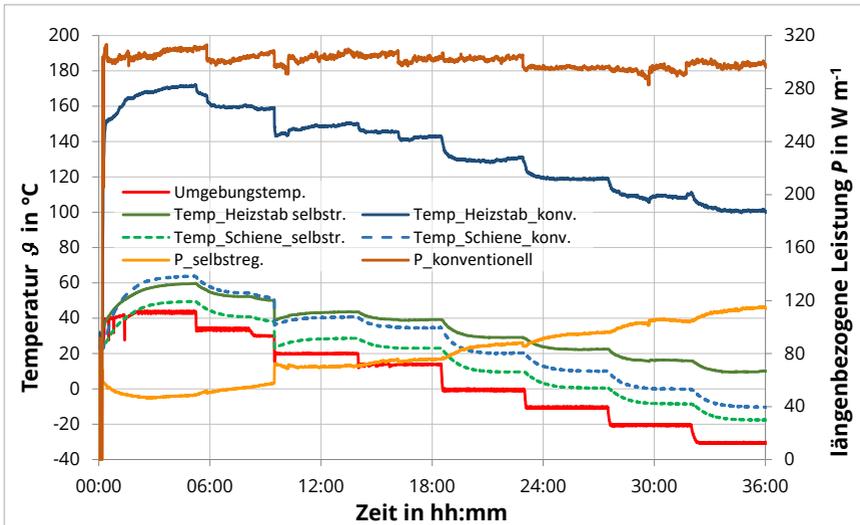


Bild 1: Temperaturen an Schiene und Heizstab, sowie aufgenommene elektrische Leistung von konventionellen und selbstregulierenden Heizstäben bei verschiedenen Umgebungstemperaturen.

Allerdings ist auch für die niedrigste untersuchte Umgebungstemperatur  $\vartheta_u = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$  die längenbezogene Leistung des selbstregulierenden Heizstabs mit  $P' = 118\text{ W m}^{-1}$  deutlich geringer als die bezogene Leistung des konventionellen Heizstabs ( $P' = 300\text{ W m}^{-1}$ ). Die deutliche Differenz der elektrischen Leistungen spiegelt sich auch in den gemessenen Temperaturen am Heizstab und an der Schiene wider. Je niedriger die Umgebungstemperatur wird, desto geringer ist auch die Differenz zwischen den Temperaturen am konventionellen und am selbstregulierenden System. Jedoch beträgt auch bei  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  Umgebungstemperatur die Differenz zwischen den Temperaturen der Heizstäbe noch  $90\text{ K}$  und zwischen den Temperaturen an den Schienen etwa  $8\text{ K}$ .

Die Untersuchungen zeigen, dass der selbstregulierende Heizstab einen niedrigeren Leistungsbedarf als ein konventionelles Modell besitzt. Allerdings ist das nicht nur für hohe Umgebungstemperaturen der Fall, sondern auch für Temperaturen unter  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Für niedrige Umgebungstemperaturen sollte die Leistungsaufnahme des selbstregulierenden Heizstabs jedoch deutlich größer werden, um eine gleiche Effektivität für das Schmelzen von Schnee und Eis wie ein konventioneller Heizstab zu besitzen. Mit dem untersuchten Produkt ist es somit nicht möglich, konventionelle Heizstäbe zu ersetzen, da bei härteren Umgebungsbedingungen weniger Wärme als bei konventionellen Heizstäben generiert wird. Ein Heizstab mit einem Widerstandsmaterial, das eine stärkere PTC-Eigenschaft besitzt, könnte jedoch eine gleiche oder höhere Effektivität wie konventionelle Heizstäbe besitzen und sollte zukünftig als Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz von Weichenheizungen untersucht werden.



**Michal Sokolowski,**  
**Dipl.-Ing.**



**Kontakt-, Langzeitverhalten und Stromtragfähigkeit  
stromführender Leiter und Verbindungen in Systemem für die  
Erzeugung von grünem Wasserstoff**

Um den Bedarf an Grünem Wasserstoff decken zu können, soll in Deutschland im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie 5 Gigawatt Elektrolyse-Kapazität bis 2030 aufgebaut werden. Technologien zu Erzeugung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff werden über vier Jahre in durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Wasserstoff-Leitprojekten *H<sub>2</sub>Giga*, *H<sub>2</sub>Mare* und *TransHyDE* umfassend weiterentwickelt. Das Leitprojekt *H<sub>2</sub>Giga* mit 26 Verbänden mit insgesamt über 130 Projektpartnern aus Forschung und Industrie widmet sich der Technologieentwicklung zur serienmäßigen Herstellung von Wasser-Elektrolyseuren, die modular an ihre jeweiligen Eisatzorte angepasst werden können.

Das Verbundprojekt *HyLeiT* ist im *H<sub>2</sub>Giga*-Konsortium für die Entwicklung von kostenoptimierter Systemtechnik und Netzintegration von Anlagen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff verantwortlich.



Bild 1: Projektpartner im Verbundprojekt *HyLeiT*.

Die Projektpartner (Bild 1) arbeiten daran, durch modulare und standardisierte Gleichrichter aus Großserienfertigung die Systemkosten der Elektrotechnik vom Netzanschlusspunkt bis zum DC-Anschluss am Elektrolyseur im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik zu halbieren. Die neu entwickelten Technologien sollen zudem einerseits die Anforderungen an

verbesserte DC-Stromqualität für den Elektrolyseur, erhöhte Zuverlässigkeit und Sicherheit erfüllen und andererseits umfangreiche netzunterstützende Optionen bieten. Die Tätigkeiten des Verbundes umfassen Erforschung und Entwicklung einer kostenoptimierten Stromrichtertechnik, Tools zum Design des Gesamtsystems (model-in-the-loop, hardware-in-the-loop) sowie Systemanalysen und Validierung.

Die Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik ist im Forschungsprojekt *HyLeiT* für die Auslegung der elektrischen Verbindungstechnik in Elektrolysegleichrichtern verantwortlich. In der ersten Projektphase liegen Konzeptentwicklung und Spezifikation der Komponenten mit Rücksicht auf Anforderungen der Netzbetreiber, Hersteller und Prozessführung im Fokus. In weiteren Projektschritten werden in Kooperation mit den Professuren für Leistungselektronik und für Elektroenergieversorgung sowie der SMA Solar Technology AG die Problematik der thermischen Auslegung vertieft und Untersuchungen zum Kontakt- und Langzeitverhalten durchgeführt.

Um die hohen elektrischen Leistungen zwischen dem Transformator (AC-Seite), dem Elektrolyse-Stromrichter und dem Elektrolyseur (DC-Seite) übertragen zu können, sollen möglichst material- und kostensparende Hochstrom-/Hochtemperaturleiter für Ströme im kA-Bereich zum Einsatz kommen. Dafür ist zu untersuchen, welche Art von Hochstrom-/Hochtemperaturleiter die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen unter den gegebenen Randbedingungen am besten erfüllen. Um die Effektivität und die Effizienz aller stromtragenden Komponenten des Elektrolyse-Stromrichters zu erhöhen, sollen alternative Kühlkonzepte für alle Bauelemente untersucht und aus realisationstechnischer und wirtschaftlicher Sicht bewertet werden. Für die zusammen mit den Projektpartnern getroffene Auswahl der Leiter- und Kühlkonzepte werden die Hochstrom-/Hochtemperaturleiter für die AC-Seite und die DC-Seite thermisch modelliert und anschließend experimentell untersucht. Im Ergebnis werden Größen für die Auslegung und Dimensionierung der Strombahnen sowie für die Betriebsführung hergeleitet und von den Projektpartnern für die Funktionsmuster-Geräte in späteren Projektphasen genutzt.

In Hinsicht auf Verhalten stromführender Verbindungen sollen Werkstoffkombinationen und Montageparameter unter besonderer Berücksichtigung der Belastungen im Betrieb festgelegt werden, für welche in den Langzeitversuchen die individuelle Wirkung der Alterungsmechanismen chemische Reaktionen, Kraftabbau und Elektromigration und anschließend die überlagerte Wirkung untersucht wird. Anhand der Ergebnisse lassen sich die Empfehlungen für mögliche Leiterwerkstoffe, Fügeelemente sowie Montageparameter formulieren. Das Kontaktverhalten wird mit mechanisch-thermisch-elektrischen Modellen abgebildet und anschließend mit Korrelationen der Modellgrößen für das Kontaktverhalten abhängig vom Verbindungssystem, der Werkstoffpaarung und den Oberflächeneigenschaften beschrieben. Aus Ergebnissen der Langzeitversuche und der Modellierung lassen sich die Lebensdauer für die untersuchten Verbindungen und damit deren Beitrag zur Zuverlässigkeit der Anlage abschätzen und die Empfehlungen für die Wartung für Betreiber ableiten.

### 3.2.2 Publikationen

#### Vorträge

Israel, T.; Schlegel, S.; Hildmann, C.; Schmidt, H.; Ludwig, M.:  
*Zustandsbewertung von Ladesteckverbindungen.*  
Kongress Bordnetze im Automobil, online, 12.-13.10.2021.

#### Veröffentlichungen

Backhaus, K.; Bauer, J.:  
*Resistive Electrical Field Grading of Oil-Solid-Interfaces.*  
2. Fachtagung Polymere Isolierstoffe, Zittau, 06.-07.10.2021.

Dowbysch, A.; Götz, T.; Pampel, H.-P.; Backhaus, K.; Schlegel, S.:  
*Influence of the Blocking Element on the Front of a HVDC-Lightning Composite Voltage.*  
22nd International Symposium on High Voltage Engineering, Hybrid, 21.-25.11.2021.

Götz, T.; Wenger, P.; Beltle, M.; Backhaus, K.; Tenbohlen, S.; Riechert, U.:  
*Partial Discharge Analysis in Gas-Insulated HVDC Systems Using Conventional and Non-Conventional Methods.*  
CIGRE Virtual Centennial Session, Online, 2021.

Israel, T.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:  
*Recommendations for Testing the Short Circuit Behaviour of Power Plug-In Connectors.*  
2020 International Conference on Electrical Contacts, Online, 07.-11.06.2021.

Israel, T.; Müller, R.; Schlegel, S.; Schmidt, H.; Ludwig, M.:  
*Untersuchung von Steckverbindungen bei Strombelastung im Milli- bis Mikrosekunden-Bereich.*  
8. Symposium Connectors - Elektrische und optische Verbindungstechnik, Online, 23.-24.03.2021.

Linde, T.; Backhaus, K., Schlegel, S.:  
*Partial Discharges of Epoxy-Mica-Insulation under Harmonic Distorted Voltages.*  
2. Fachtagung Polymere Isolierstoffe, Zittau, 06.-07.10.2021.

Linde, T.; Backhaus, K.; Terzan, R.; Schlegel, S.:  
*Dielectric Heating of Polymers as a Consequence of High Harmonic Voltage Distortion.*  
IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Vancouver, Canada, 12.-15.12.2021.

Linde, T.; Loh, J. T.; Kornhuber, S.; Backhaus, K.; Schlegel, S.; Großmann, S.:  
*Implications of Nonlinear Material Parameters on the Dielectric Loss under Harmonic Distorted Voltages.*

MDPI Energies 2021 (14), 663. <https://doi.org/10.3390/en14030663>.

Linke, J.; Backhaus, K.; Dowbysch, A.; Schlegel, S.:  
*PD Behaviour of XLPE with successive stress of MVAC and MVDC.*  
Jicable HVDC'21, Liege, Belgium, 2021.

Oberst, M.; Hildmann, C.; Schlegel, S.:  
*Deterioration and Breakdown Mechanisms in Force-fitted Current-carrying Connections between Aluminum and Tin.*  
66th IEEE Holm Conference, San Antonio, Texas, 24.-17.10.2021.

Oberst, M.; Israel, T.; Hildmann, C.; Schlegel, S.; Egetenmeyer, A.-K.; Kappl, H.; Willing, H.:  
*Elektrische und tribologische Eigenschaften von Silber-Dispersionsschichten für die Anwendung in Steckverbindungen.*

8. Symposium Connectors - Elektrische und optische Verbindungstechnik, Online, 23.-24.03.2021.

Oberst, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.:  
*Calculations and metallographic investigations on the growth of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-layers in bimetallic contacts.*

30th International Conference on Electrical Contacts, Online, 07.-11.06.2021.

Willing, H.; Richter, A.; Kappl, H.; Freudenberger, R.; Oberst, M.; Schlegel, S.; Pfeifer, S.:  
*Synthesis and structural analysis of intermetallic compounds in electrical connections.*

Intermetallics, Volume 134, <https://doi.org/10.1016/j.intermet.2021.107186>, 2021.

### 3.3 National Arc fault Research Center

Am National Arc fault Research Center (NARC) werden Stör- und Schaltlichtbögen untersucht, sowie deren Auswirkungen im Rahmen von Seminaren und Vorführungen demonstriert. Unsere vielfältigen Partner aus Industrie und Forschung überzeugen das NARC durch innovative, nachhaltige und maßgeschneiderte Ansätze in gemeinsamen Projekten. Aktuelle Themenfelder sind dabei die Modellierung von Lichtbögen sowie die Entwicklung zukünftiger Schutzsysteme.

Um auch fortan ein breites Spektrum an Versuchen durchführen zu können, wird aktuell die dafür notwendige Schaltanlage ausgebaut und erweitert. Durch einen Thyristorschalter soll es beispielsweise möglich sein, die Fehler zeitlich hochgenau einzuleiten. Weiterhin können Gleichstrom-Versuche (DC-Versuche) über eine Batterieanlage oder über den als Gleichrichter betreibbaren Thyristorschalter durchgeführt werden.

Zur Untersuchung von Längslichtbögen ist außerdem eine Elektrodenanordnung mit einem Linearantrieb entwickelt worden (Bild 1), welcher von einer geregelten DC-Quelle versorgt werden kann. Damit ist es möglich, ein breites Leistungsspektrum abzudecken.

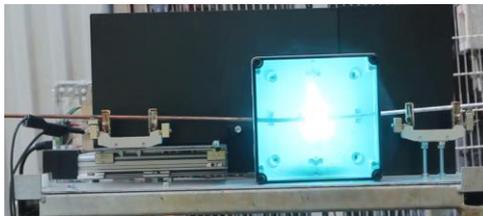


Bild 1: Serieller DC-Störlichtbogen in einem Gehäuse mit verfahrbarer Elektrodenanordnung.

Besonders Fehlerfälle können in zukünftigen DC-Netzstrukturen zum Problem werden. Vor diesem Hintergrund werden auch DC-Lichtbogenfehler näher untersucht. Dies geschieht unter personen- und anlagenschutztechnischen Aspekten, damit diese Anwendungen zukünftig sicher betrieben werden können. Typische Einsatzbereiche von Gleichspannungen sind PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wasserstoffanlagen und die Elektromobilität. Am NARC kann somit ein breites Leistungsspektrum von Längslichtbögen mit Leistungen unter 5 kW bis hin zu leistungsstarken Querlichtbögen mit bis zu 5 MW realisiert werden.

#### Fertigstellung der neuen Versuchsinfrastruktur

Aktuell werden zwei Container zu einer Störlichtbogenversuchsanlage ausgebaut. Diese werden dabei so projektiert, dass sie als eine eigenständige Einheit transportabel ist und auch an anderen Standorten betrieben werden kann, was die Flexibilität der Versuchsanlage erhöht. Die Erweiterung der Schaltanlage (Bild 2) ist fast abgeschlossen. Ein neuer 690-V-Zweiwicklungstransformator wurde bereits in Betrieb genommen. Mit diesem ist es möglich auch Störlichtbogenversuche in Netzen mit erhöhter Spannung, wie Industrienetzen, durchzuführen. Weiterhin wurde der Thyristorschalter durch einen Bypass erweitert. Dieser fungiert als Kurzschließer, was eine phasenselektive Störlichtbogenlöschung ermöglicht. Die Speicher-Programmierbare-Steuerung (SPS), welche die Schaltvorgänge automatisiert,

wurde gemeinsam mit weiteren Peripheriegeräten in einem Schaltschrank untergebracht. Hinzu kommt noch die Thyristorsteuerung. Die Thyristoren (Bild 3) ermöglichen:

- die zeit- bzw. zündwinkelgenaue Zuschaltung einzelner Phasen
- den Betrieb als AC-Stromrichter oder Gleichrichter mit Phasenanschnittsteuerung
- die Verwendung als Kurzschließer zur Nachbildung einer schnellen Störlichtbogenlöschung
- die dynamische Variation der Induktivität durch Überbrückung von Abschnitten der Luftspulen

Weiterhin werden Hochleistungswiderstände integriert, welche es ermöglichen das X/R-Verhältnis in der Kurzschlusschleife zu variieren. Durch den Umbau der Batterieanlage sind alle Batterien in einem separaten Raum untergebracht (Bild 4). Das benachbarte Containerabteil bietet Platz für die Technik zur Verschaltung der Batteriestränge mittels Trennmessern und dem Ladegleichrichter. Damit ist es zukünftig möglich, die sechs Batteriestränge mit je 216 V und 3 kA Kurzschlussstrom beliebig zu verschalten. Kurzschlussströme bis zu 18 kA oder Spannungen bis 1300 V können dadurch realisiert werden.

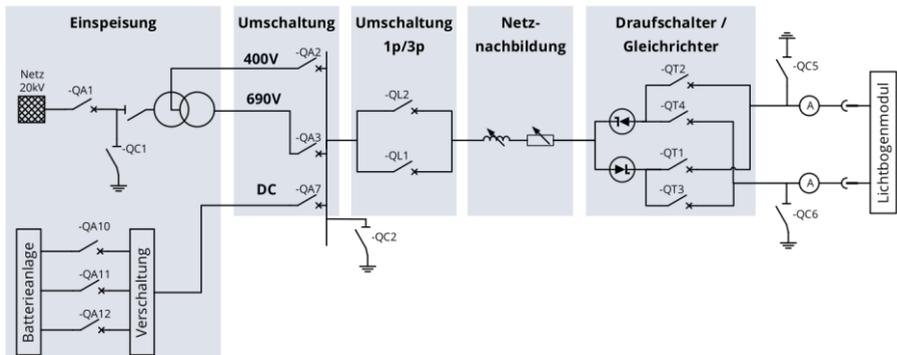


Bild 2: Single-Line-Ersatzschaltbild der neuen Versuchsanlage.



Bild 3: Innenansicht Schaltschrankcontainer.



Bild 4: Innenansicht Batteriecontainer.

### 3.4 Preise und Auszeichnungen

#### Best Young Academic Paper Award auf der CIRED 2021

Die Arbeitsgruppe „Power Quality“ unter Leitung von PD Dr.-Ing. habil. Jan Meyer nahm auch in diesem Jahr wieder mit 9 Papers an der 26. CIRED-Konferenz (International Conference on Electricity Distribution) teil. Aufgrund der aktuellen Lage bezüglich der Coronavirus-Pandemie fand die Veranstaltung vom 20. bis 23. September als Webkonferenz statt.



Foto: CIRED

Veröffentlichungen junger Wissenschaftler\*innen, die in origineller und anschaulicher Weise innovativen wissenschaftlichen Inhalt darstellen, werden mit dem *Best Young Academic Paper Award* gewürdigt.

Dieses Jahr wurde M.Sc. Victor Khokhlov mit seiner Veröffentlichung zum Thema "Application of Measurement Methods for the Frequency Range 2-150 kHz to Long-term Measurements in Public Low Voltage Networks" in Session 2: Power Quality and Electromagnetic Compatibility ausgezeichnet.

Der Beitrag behandelt ein sehr aktuelles Thema und schlägt die Brücke zwischen systematischen Untersuchungen und praktischer Anwendung. Die Ergebnisse dieser Arbeit leisten einen wertvollen Beitrag zu den aktuellen Normungsaktivitäten bezüglich einer einheitlichen Messmethode im Frequenzbereich 2-150 kHz für Netzmessungen.

## IEEE Best Master Thesis Award 2021

Jährlich schreibt das IEEE PES German Chapter den Preis „Best Master Thesis Award“ zur Würdigung herausragender Master- und Diplomarbeiten im Bereich der elektrischen Energietechnik, insbesondere der elektrischen Energieversorgung und Hochspannungstechnik aus. Neben einer sehr guten Abschlussarbeit muss das gesamte Studium mit dem Prädikat „sehr gut“ bewertet sein.

Die Diplomarbeit „Erkennung und Unterscheidung von Nutz- und Störsignalen bei der Teilentladungsmessung anhand numerischer Signalverarbeitung“ von Lena Elspaß, Mitarbeiterin an der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik wurde für das Jahr 2021 mit dem IEEE Best Master Thesis Award 2021 ausgezeichnet. Die Preisübergabe erfolgte im Rahmen des IEEE Workshops Netzwiederaufbau nach großflächigen Störungen am 07.10.2021 in Kaiserslautern.



Preisübergabe beim IEEE Workshop Netzwiederaufbau nach großflächigen Störungen  
(links: Dr.-Ing. Andreas Luxa, mittig: Lena Elspaß, rechts: Jawana Gabrielski).

Foto: TU Kaiserslautern

## Literaturpreis der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE

Die Energietechnische Gesellschaft des VDE vergibt den ETG-Literaturpreis für herausragende wissenschaftliche Veröffentlichungen im Bereich der elektrischen Energietechnik. Ausgezeichnet werden jährlich bis zu drei Publikationen von jungen Wissenschaftler\*innen.

In diesem Jahr wurde die Auszeichnung unter anderem an Herrn Dipl.-Ing. Thomas Götz und Frau Dipl.-Ing. Hannah Kirchner für die Veröffentlichung: „Partial Discharge Behaviour of a Protrusion in Gas-Insulated Systems under DC Voltage Stress“, erschienen im Fachmagazin „Energies 13(12)“ verliehen. Herr Götz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am IEEH und Frau Kirchner ist Absolventin des Instituts und inzwischen an der ETH Zürich tätig.

Die Preisübergabe erfolgte am 12.10.2021 im Rahmen der CIGRE/CIREN-Informationsveranstaltung durch den Vorsitzenden der Energietechnischen Gesellschaft im VDE, Dr.-Ing. Michael Schwan. Aufgrund der Corona-Pandemie nahmen die Preisträger\*innen digital an der Veranstaltung in Hamburg teil.



Übergabe des VDE/ETG-Literaturpreises durch Dr.-Ing. Michael Schwan (Preisträger\*innen: oben links: Daniel Mayorga González, oben rechts: Patrick Hofstetter, unten links: Thomas Götz, unten rechts: Hannah Kirchner).

Foto: Patrick Lux

## Hans-Pundt-Preis 2020

Der VDE-Bezirksverein Dresden verleiht jedes Jahr den „Hans-Pundt-Preis“ an bis zu drei Absolventen der TU Dresden, HTW Dresden und Hochschule Zittau/Görlitz. Mit dem Preis werden herausragende Diplomarbeiten gewürdigt. Der Preis wurde dieses Jahr im Rahmen der Jahresmitgliederversammlung am 10. November stellvertretend durch Dr. Siegmund an die Absolventen verliehen.

Die Diplomarbeit von Ricardo Herrmann mit dem Titel: „Fehlerortung von stromstarken Störlüchbögen in NS-Schaltanlagen“, welche an der Professur für Elektroenergieversorgung bei Prof. Schegner geschrieben wurde, war eine der ausgezeichneten Arbeiten.



Preisübergabe bei der Jahresmitgliederversammlung des VDE Dresden  
(links: Clemens Matthias Bilsing, mittig: Dr. Dietmar Siegmund, rechts: Ricardo Herrmann)

Foto: VDE Dresden e.V.

### 3.5 Promotionen



**Katrin Bäuml, Dr.-Ing.**

**Fügetechnologien für stromführende Verbindungen aus normal- und supraleitenden Werkstoffen für den Einsatz bei tiefen Temperaturen**

Stromführende Verbindungen werden in der Elektroenergietechnik sowohl im Verteil- und Übertragungsnetz als auch innerhalb einzelner Betriebsmittel eingesetzt. Sie sind damit für eine sichere und zuverlässige Elektroenergieversorgung unverzichtbar. Verbindungen mit Flächenkontakten wurden für Anwendungen bei Raumtemperatur und für hohe Temperaturen untersucht. Auf Grund des Fortschritts auf dem Gebiet der Supraleitung werden zunehmend Betriebsmittel entwickelt, bei denen supraleitende Werkstoffe eingesetzt werden. In dieser Arbeit wurde der induktiv geschirmte supraleitende Strombegrenzer (iSFCL) betrachtet. Bei einem iSFCL werden Hochtemperatur-Supraleiter (HTSL) verwendet, deren Betriebstemperatur bei der Siedetemperatur von Flüssigstickstoff ( $\vartheta_{LN_2} = -195,8\text{ °C}$ ) liegt. Damit ist es notwendig, stromführende Verbindungen in kryogenen Umgebungsbedingungen zu untersuchen. Derzeit werden hauptsächlich blei- und kadmiumhaltige Lote zum Fügen von HTSL verwendet, deren industrieller Einsatz jedoch seitens der Europäischen Union mit z. B. der RoHS (RoHS = Restriction of Hazardous Substances) [1] Richtlinie eingeschränkt werden soll. Daher beschäftigt sich diese Arbeit mit alternativen Fügetechnologien. Es wurden Verbindungen mit den Fügetechnologien Klemmen, Kleben und RMS-Löten (RMS = reactive nanometer multilayers) mit unterschiedlichen Materialpaarungen betrachtet (Bild 1) [2].

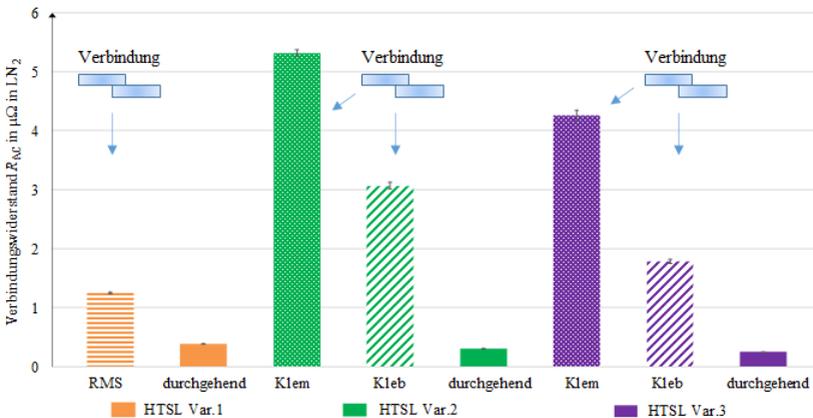


Bild 1: Gegenüberstellung der mittleren gemessenen Verbindungswiderstände  $R_{VAC}$  mit den Widerständen der durchgängigen HTSL.

Da Supraleiter im Normalbetrieb quasi keinen Widerstand aufweisen, sind ein niedriger Verbindungswiderstand  $R_V$  und Gütefaktor  $k_U$  entscheidend, um keine zusätzliche Verlustleistung an den Verbindungen zu erzeugen. Zusätzlich ist bei den HTSL die Verlustleistung  $P_V$  zu bewerten. Tritt ein Kurzschluss im Netz auf, wirken auf die eingesetzten Bandleiter und Verbindungen mechanische Kräfte. Um zu untersuchen, ob diese sicher beherrscht werden, wurden Zugversuche bei Raumtemperatur (RT) und bei der Betriebstemperatur von HTSL Bandleitern, in siedendem flüssigem Stickstoff ( $\vartheta_{LN_2} = -195,8 \text{ }^\circ\text{C}$ ) durchgeführt.

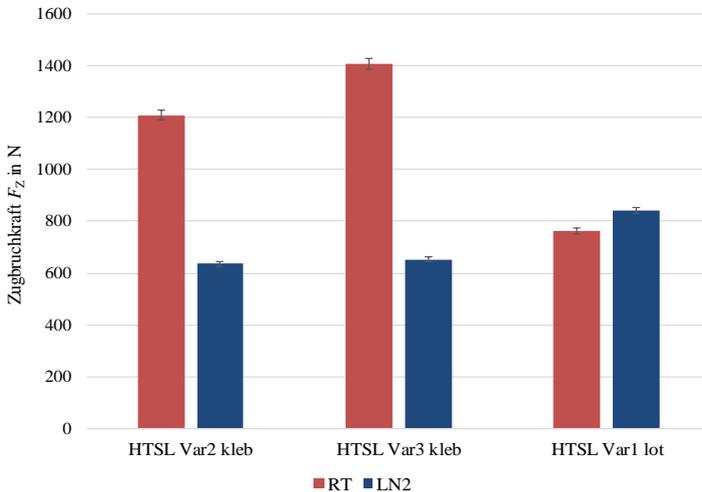


Bild 2: Vergleich der mittleren gemessenen Zugbruchkräfte  $F_Z$  der Verbindungen mit HTSL bei Raumtemperatur (RT) und in Flüssigstickstoff (LN<sub>2</sub>).

Auf Grund der kubisch-flächenzentrierten Gitterstruktur von Kupfer und Silber weisen die Bandleiter in LN<sub>2</sub> grundsätzlich eine höhere Zugfestigkeit auf als bei RT. Bei den mit HTSL Bandleitern gefügten Verbindungen (Bild 2) zeigt sich die erhöhte Zugfestigkeit in LN<sub>2</sub> lediglich bei den RMS gelöteten Verbindungen. Der verwendete Klebstoff für die Verbindungen der Var.2 und Var.3 hat bei  $F_Z \approx 620 \text{ N}$  bereits seine maximale Bruchkraft erreicht. Es konnte gezeigt werden, dass im Vergleich zu den geklemmten und geklebten Verbindungen mit den RMS gelöteten Verbindungen die niedrigsten Verbindungswiderstände  $R_V$  und die höchsten Zugbruchkräfte  $F_Z$  erreicht werden konnten. Dieses Verhalten ist auf die stoffschlüssige Verbindung beider Fügepartner zurück zu führen. Dadurch entstehen ausreichend Mikrokontakte für den Stromübergang und ein Stoffschluss für eine stabile mechanische Anbindung beider Fügepartner.

- [1] ZVEI.[Online] <http://www.zvei.org/Themen/GesellschaftUndUmwelt/Seiten/RoHS-Richtlinie.aspx>, (08.02.2016).
- [2] K. Bäuml, S. Großmann: Investigations on Different Joining Techniques Regarding Electrical Joints with Normal Conducting Material and YBCO Coated Conductors, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 26, no. 3, Art. no. 6602605, 2015.



**Tobias Gabler, Dr.-Ing.**  
**Beitrag zum dielektrischen Verhalten**  
**des Öl-Papier-Isoliersystems unter**  
**Gleich- und Mischspannungsbelastung**

Stromrichtertransformatoren der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) bilden das Bindeglied zwischen Gleichspannungs- und Drehstromsystem. Um den ausfallsicheren Betrieb über die gesamte Lebensdauer zu gewährleisten, muss deren Öl-Papier-Isoliersystem entsprechend dimensioniert werden. Eine optimale Dimensionierung setzt dabei ein detailliertes Verständnis über die Beanspruchung des Isoliersystems sowie deren zuverlässige Modellierung sowohl bei Betriebsspannung als auch bei überlagerten, transienten Überspannungen voraus.

Im Rahmen der Arbeit wird daher das dielektrische Verhalten des Öl-Papier-Isoliersystems in Anlehnung an dielektrische Prüfungen sowohl unter Gleichspannungsbelastung als auch unter einer zusammengesetzten Spannungsbelastung aus Gleich- und Blitzstoßspannung (einer sog. Mischspannungsbelastung) untersucht. Der Vergleich von numerischen Berechnungen auf Grundlage eines ladungsträgerbasierten Ansatzes nach *Poisson-Nernst-Planck* (PNP) mit Durchschlagexperimenten gibt dabei Aufschluss über die Beanspruchung des Öl-Papier-Isoliersystems. Dieser ladungsträgerbasierte Ansatz berücksichtigt die Generation von Ladungsträgern im Isoliersystem, deren Transport durch das Dielektrikum, die anschließende Rekombination der Ladungsträger sowie deren Rückwirkung auf die elektrische Feldverteilung im Isoliersystem (Bild 1).

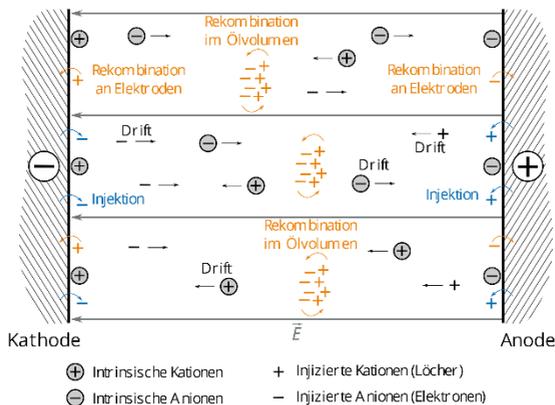


Bild 1: Schematische Darstellung der im ladungsträgerbasierten Modell nach PNP nachgebildeten Prozesse am Beispiel einer ölisierten Anordnung.

Es wird gezeigt, dass der in den etablierten, resistiv-kapazitiven Berechnungsmodellen vernachlässigte Ladungsträgereinfluss unzureichende Ergebnisse in Bezug auf die Beanspruchung des Isoliersystems zur Folge hat und zwingend zu berücksichtigen ist. Die an realitätsnahen, Öl-Papier-isolierten Anordnungen erzielten Ergebnisse zeigen nicht nur den Einfluss der an Grenzflächen oder im Papier akkumulierten Ladungsträger auf die Beanspruchung des Isoliersystems. Weiterhin werden die Annahmen des ladungsträgerbasierten Ansatzes und die Berechnungsergebnisse des PNP-Modells mithilfe der experimentellen Ergebnisse bestätigt. Infolge der Ladungsakkumulation im Papier tritt die höchste Beanspruchung im Ölpalt und nicht im Papier auf. Öl-Papier-isolierte Anordnungen werden somit geringer beansprucht, als eine Strömungsfeldberechnung vermuten lässt (Bild 2). Dies widerspricht den Annahmen der etablierten resistiv-kapazitiven Berechnungsmodelle und wird des Weiteren durch Polaritätseffekte an homogenen, aber unsymmetrischen papierisolierten Elektrodenanordnungen sowie den nachweisbaren Einfluss des Ölvolumens im Prüfgefäß auf die Beanspruchung der Anordnung veranschaulicht.

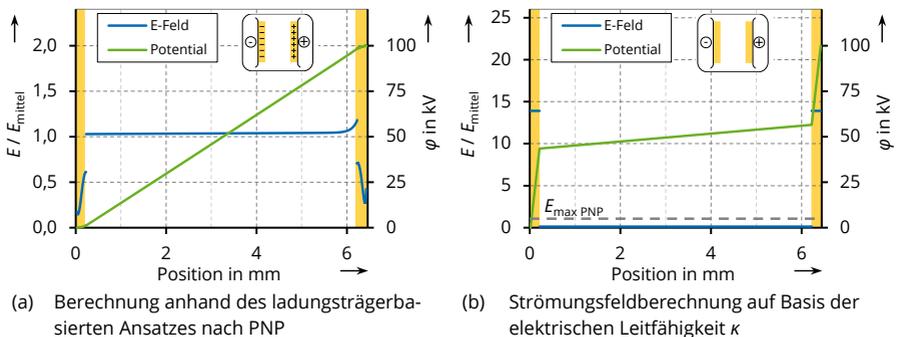


Bild 2: Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse der genutzten Modellvorstellungen am Beispiel einer Öl-Papier-Isolieranordnung mit papierisolierten Elektroden.

Unter Mischspannungsbelastung wird weiterhin gezeigt, dass die Überlagerung der Gleichspannung mit einer Blitzstoßspannung und damit auch der rasche Polaritätswechsel keine höhere Beanspruchung des Isoliersystems im Vergleich zur reinen Gleichspannungsbelastung zur Folge hat. Die etablierten, resistiv-kapazitiven Modelle ließen jedoch den Polaritätswechsel als kritischste Beanspruchung vermuten.

Somit wird nicht nur die Anwendbarkeit der ladungsträgerbasierten PNP-Modellierung an Öl-Papier-Isolieranordnungen qualitativ verifiziert. Ebenso wird demonstriert, dass die etablierten Berechnungsmodelle aufgrund der stark vereinfachten Annahmen nicht in der Lage sind, die Beanspruchungen unter Gleich- und der untersuchten Mischspannungsbelastung abzubilden. Der Einsatz klassischer Strömungsfeldberechnungen zur Nachbildung der Beanspruchung des Öl-Papier-Isoliersystems unter Gleichspannungsbelastung entspricht damit nicht mehr dem Stand der Forschung.

Die elektronische Version dieser Arbeit ist über den sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver Qucosa frei zugänglich (Suche über <http://www.qucosa.de/>). DOI: 10.25368/2021\_87



**Kai Bartholomäus, Dr.-Ing.**

**Kompensation von  
Oberschwingungsanteilen im  
Erdschlussreststrom und Erzeugung  
frequenzselektiver Erdschlüsse durch  
passive Elemente**

In den meisten Verteilnetzen in Deutschland wird eine Erdschlussspule zur Kompensation des kapazitiven Erdschlussstroms eingesetzt, sodass der resultierende Erdschlussreststrom vertretbare Werte annimmt und das fehlerhafte Netz auch mit Erdschluss weiterbetrieben werden kann. Eine relevante Kompensationswirkung wird durch den Einsatz einer Erdschlussspule aber nur für den Grundschwingungsanteil des kapazitiven Erdschlussstroms erreicht. Der Einfluss der Erdschlussspule auf dessen Oberschwingungsanteile ist vernachlässigbar [1]. Daher tritt bei Erdschlussversuchen immer wieder der Effekt auf, dass ein sehr hoher Effektivwert des Erdschlussreststroms gemessen wird, obwohl die Erdschlussspule sehr gut auf die Netzkapazität abgestimmt ist. In diesen Fällen ist dann in der Regel der Anteil der Oberschwingungen im Erdschlussreststrom die effektivwertbestimmende Größe. Sind die Oberschwingungsanteile des Erdschlussreststroms besonders hoch, so liegt meist eine sehr niedrige Impedanz der Erdschlussfehlerschleife für eine der Oberschwingungsfrequenzen vor. Es wurde daher untersucht, unter welchen Bedingungen es möglich ist, diese Impedanz mithilfe einfacher und robuster Schwingkreisordnungen analog zur Erdschlussspule hinreichend zu erhöhen und so den Effektivwert des Erdschlussreststroms auf zulässige Werte abzusenken. Dabei zeigte sich, dass ein parallel zur Erdschlussspule angebrachter Reihenschwingkreis pro zu kompensierender Oberschwingung besonders geeignet ist, diese Anforderung zu erfüllen. Gegenüber anderen Schaltungsanordnungen weist diese den Vorteil auf, dass sie auch bei stark veränderlicher Netzgröße nicht permanent neu abgestimmt werden muss. Um diese theoretischen Erkenntnisse zu verifizieren, wurden zahlreiche Erdschlussmessungen in 20-kV-Mittelspannungsnetzen (MS) durchgeführt.

**Erdschlussmessungen**

Erdschlüsse (wie auch Erdschlussmessungen) stellen in resonanzsternpunktgeerdeten Netzen keinen Zustand dar, welcher zügig abgeschaltet werden muss. Aufgrund der geringen Strombelastung der Fehlerstelle können diese Netze mit Erdschluss weiter betrieben werden. Als problematisch stellt sich jedoch die Erhöhung der Leiter-Erde-Spannung der gesunden Außenleiter während des Erdschlussbetriebs dar. Verfügen diese Außenleiter über Isolationsschwachstellen, kann die erhöhte Spannung zum Durchschlag und damit zum Doppelerdschluss führen [2]. Dieser führt zwangsläufig zur Abschaltung von Netzteilen. Die meisten Netzbetreiber führen daher nur sehr selten Erdschlussmessungen in ihren Netzen durch. Die Durchführung einer Vielzahl von Erdschlussmessungen wurde durch die Entwicklung des frequenzselektiven Erdschlusses ermöglicht. Kern dieses Verfahrens ist ein Reaktanznetzwerk, welches bei der Betriebsfrequenz des Netzes eine hohe Impedanz und bei den interessierenden Oberschwingungsfrequenzen eine sehr geringe Impedanz aufweist. Wird dieses Reaktanznetzwerk als Fehlerimpedanz eingesetzt, so verbleibt das Netz für die

Betriebsfrequenz im Normalbetrieb. Für die interessierenden Oberschwingungen stellt dieser Zustand jedoch einen Erdschluss dar. Die dabei auftretende Verlagerungsspannung beschränkt sich nach einem kurzen Einschwingvorgang hauptsächlich auf die Oberschwingungsspannungen. Das Eintreten eines Doppelerdschlusses ist damit quasi ausgeschlossen. Damit wurde eine sichere Methode geschaffen, die Oberschwingungsanteile des Erdschlussreststroms von MS-Netzen messtechnisch zu ermitteln. [3]

Bei den durchgeführten Netzmessungen wurden die 5. und 7. Harmonische betrachtet, da diese in den meisten Fällen den größten Beitrag zum Oberschwingungsanteil des Erdschlussreststroms liefern. Die beiden eingesetzten Schwingkreise zur Kompensation der Oberschwingungsanteile des Erdschlussreststroms wurden dementsprechend für die untersuchten MS-Netze ausgelegt, ebenso das Netzwerk für die Realisierung des frequenzselektiven Erdschlusses. Bild 1 zeigt den Anschluss der Schwingkreise in den Netzen.

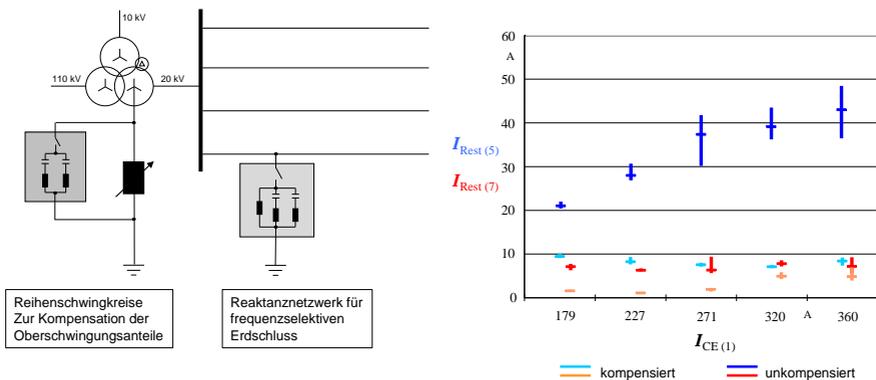


Bild 1: Anschlusschema während der Erdschlussmessungen und ausgewählte Messergebnisse [4].

Mit den durchgeführten Messungen konnte gezeigt werden, dass die vorgeschlagene Zusatzbeschaltung zur Erdschlussspule nicht permanent an die veränderliche Netzgröße angepasst werden muss, so wie dies bei der Erdschlussspule der Fall ist. Die erzielte Wirkung auf die Oberschwingungsanteile des Erdschlussreststroms war bei den durchgeführten Erdschlussmessungen auch bei stark veränderlicher Netzgröße zufriedenstellend [4]. Somit steht eine einfache und robuste Möglichkeit zur Verfügung, um zu hohe Oberschwingungsanteile im Erdschlussreststrom zu reduzieren.

- [1] W. Petersen, "Die Begrenzung des Erdschlußstromes und die Unterdrückung des Erdschlußlichtbogens durch die Erdschlußspule", ETZ, vol. 1 u 2, pp. 15-19, 1919.
- [2] H. Pundt, Untersuchungen der Ausgleichsvorgänge bei Erdschluß in Hochspannungsnetzen mit isoliertem Sternpunkt und induktiver Sternpunktterdung als Grundlage zur selektiven Erdschlußerfassung, TU Dresden, 1963,
- [3] K. Bartholomäus, K. Eichhorn und P. Schegner, "Messung der Oberschwingungsanteile des Erdschlussreststroms mit dem frequenzselektiven Erdschlussverfahren", in ETG Fachbericht 143, STE 2014 – Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen bis 110 kV, VDE Verlag, 2014.
- [4] K. Bartholomäus, "Ergebnisse von Oberschwingungserdschlüssen in 20-kV-Netzen", 2. Dresdner Symposium Sternpunktbehandlung, Dresden, 2018.

# 4 Kooperationen

## 4.1 Kooperationen National

### Wissenschaftskooperationen:

Energieforschungsinstitut Dresden e.V.	Oncoray Dresden
Energy Saxony e.V.	Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB
fem Forschungsinst. Edelmetalle + Metallchemie	RWTH Aachen
FGW - Forschungsgesellschaft Wind e.V.	Technische Universität Berlin
Fraunhofer IWES	Technische Universität Braunschweig
Fraunhofer IEE	Technische Universität Chemnitz
Fraunhofer ISE	Technische Universität Darmstadt
Fraunhofer IVV	Technische Universität Dortmund
Friedr.-Alexander-Univ. Erlangen-Nürnberg	Technische Universität Freiberg
Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover	Technische Universität Ilmenau
Helmut Schmidt Universität Hamburg	Technische Universität München
Hochschule Zittau/Görlitz (FH)	Universität Bremen
Hochschule Mittweida	Universität Duisburg-Essen
HTW Dresden	Universität Kassel
HTW Saarland, Saarbrücken	Universität Rostock
HTWK Leipzig	Universität Siegen
INP Greifswald e.V.	Universität Stuttgart
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	

**Industriekooperationen:**

50Hertz Transmission GmbH	Jean Müller GmbH
ABM Greiffenberger Antriebstechnik GmbH	KBR Kompensationsanlagenbau GmbH
AEL – „Ready for Gigawatt“	LAPP Insulator GmbH
Amprion GmbH	LTB Leitungsbau GmbH
AREVA Energietechnik GmbH	LTI Motion GmbH
Avacon AG	Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
A.Eberle GmbH & Co.KG	MERSEN Deutschland FFM AG
Bayernwerk Netz GmbH	MITNETZ Strom GmbH
Betonbau GmbH	Neldner Consulting GmbH
BG-ETEM	Netzdienste Rhein/Main GmbH
BMW AG	Nexans Power Accessories Germany GmbH
bnNETZE GmbH	NH-HH-Recycling e.V.
Bombardier Transportation Germany GmbH	Omicron electronics GmbH
BSD Bildungs- und Servicezentrum GmbH	Omexom GmbH
CCT Composite Coating Services GmbH (CCT)	Optocon AG
Daimler AG	PPC Insulators GmbH
De Nora Deutschland	Pusch und Partner GmbH
Dehn & Söhne GmbH	Richard Bergner Holding GmbH & Co. KG
DIGSILENT GmbH	RITZ Instrument Transformers GmbH
DNV GL Energy	Robert Bosch GmbH
Dr.-Ing. Max Schlötter GmbH & Co. KG	Rosenberger Hochfrequenz GmbH & Co. KG
E.ON Avacon	RWE AG
E.ON Bayern AG	R. Stahl AG
E.ON edis AG	SachsenEnergie AG
Emacons consulting GmbH	SachsenEnergie HS.HD GmbH
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Scheidt GmbH & Co KG
	Schneider Electric GmbH
	Schweißtechnik Fendler e.K.
	SGB Neumark GmbH
	SGS Holding (Deutschland) GmbH
	Siba GmbH
	Siemens AG
	Siemens Energy GmbH
	SMA Technologie GmbH
	Südkabel GmbH
	TEN - Thüringer Energienetze
	TenneT TSO GmbH
	Thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers
	TransnetBW GmbH
	TÜV Süddeutschland Holding AG
	Vattenfall Europe Distribution GmbH
	VEM Sachsenwerk GmbH
EnBW Regional AG	
engstKABEL GmbH & Co. KG	
envia Mitteldeutsche Energie AG	
Forum Netztechnik Netzbetrieb im VDE	
FRAKO Kondensatoren- und Anlagenbau GmbH	
GAHL Hochleitungsbau GmbH	
GWT-TUD GmbH	
Haefely Test AG	
Hapam B.V.	
Henze BNP AG	
Heine Resistors GmbH	
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH	
Hitachi ABB Power Grids	
Hoedtke GmbH & Co. KG	
InfraTec GmbH	

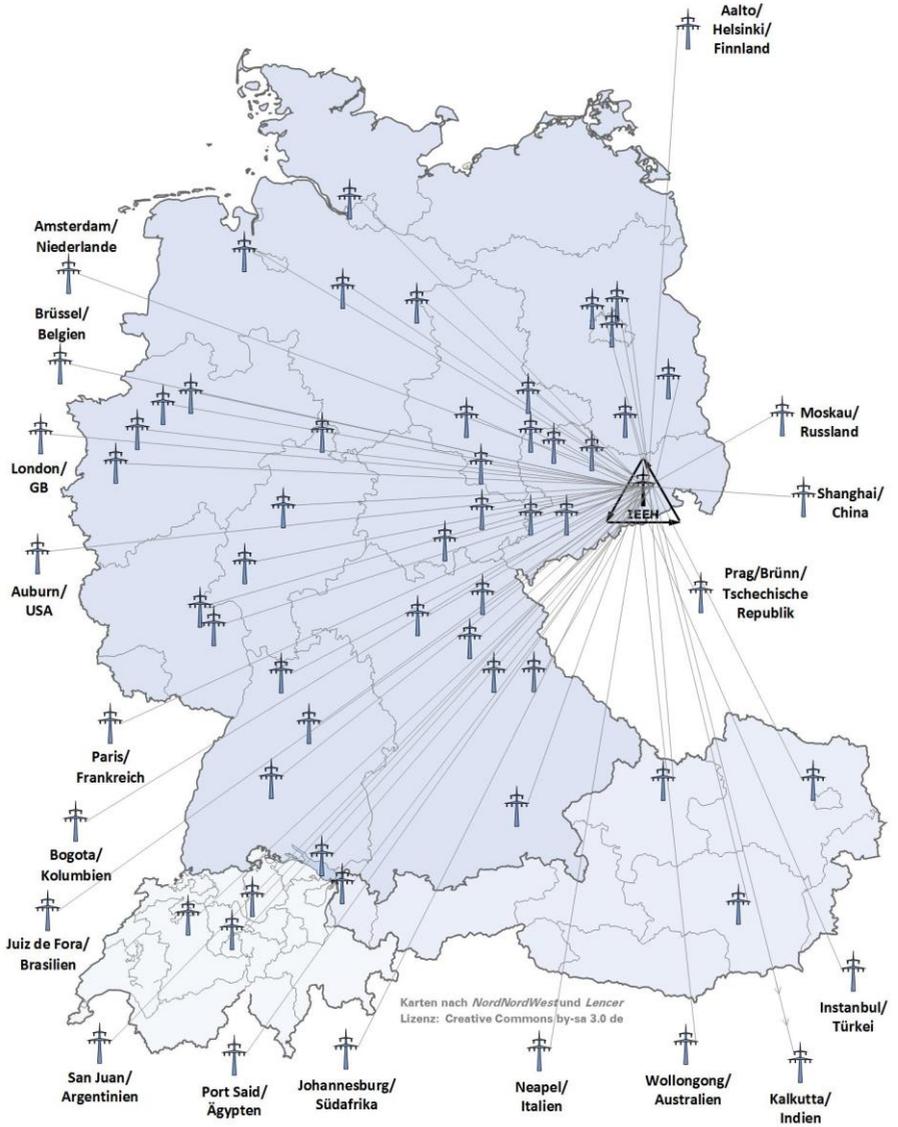
## 4.2 Kooperationen International

### Wissenschaftskooperationen:

Aalto University/Finnland	South China University of Technology, China
Auburn University, USA	Suez Canal University-Faculty of Engineering- Electrical Department, Ägypten
AME s.r.l.	Swansea University, College of Engineering, UK
Brno University, Tschechische Republik	Technische Universität Graz/Österreich
CEN SIPAM-Centro Gestor e Operacional do Sistema de Protecao da Amazonia, Brasilien	Technische Universität Wien/Österreich
DAMASCUS UNIVERSITY	Tishreen University Lattakia, Syrien
Federal University of Juiz de Fora, Brasilien	TAU Tampereen korkeakoulusäätiö sr
FFII Fundación para el Fomento de la Innovación	Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy
ETH Zürich	TUBITAK Türkei
Helsinki University of Technology	UFPA, Brasilien
India Institute of Technology Madras, Indien	University of Edinburgh
INRIM Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica	Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
Luleå University of Technology, Schweden	University of Wollongong, Australia
LNE Laboratoire national de métrologie d'essais	Università degli Studi della Campania Luigi Vanvitelli, Naples, Italien
METAS, Bern, Schweiz	Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
MIKES, Finnland	University of Canterbury, Neuseeland
MPEI Moskau Russland	University of the Basque Country, Spanien
North West University, Südafrika	Wroclaw University of Technology/Polen
NPL, London, UK	Yildiz Teknik Üniversitesi
Port Said University, Ägypten	
RISE Research Institutes of Sweden AB	

### Industriekooperationen:

Asia Power Quality Initiative, Shanghai, China	ÖBB-AG, Österreich
Hitachi Energy	Pfiffner Messwandler AG, Schweiz
ALSTOM Grid, Frankreich	ProRail N.V., Niederlande
ASBESCO PVT. LTD., Indien	Red Eléctrica de España
Camille Bauer Metrawatt AG, Schweiz	SBB - Schweizerische Bundesbahnen, Schweiz
EWZ - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Stäubli Electrical Connectors AG, Schweiz
Infrabel AG Belgien	SNCF, Frankreich
Lanz Oensing AG, Schweiz	Tyco Electronics AG, Schweiz



## 4.3 Kommissions- und Gremienarbeit

### 4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

Dozent Dr.-Ing. Hartmut Bauer

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

VDE Dresden Arbeitskreis *Geschichte der Elektrotechnik* (Vorsitzender)

VDE Dresden Arbeitskreis *Koordination der Isolation*

Dr.-Ing. Ana Maria Blanco

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

M. Sc. Christian Jäschke

Schriftführer des VDE Dresden

Energy Saxony Arbeitskreis *Energetische Komponenten*

Dipl.-Ing. Sebastian Kraemer

VDE Dresden Arbeitskreis: *Verteilungsnetze*

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

PD Dr.-Ing. habil. Jan Meyer

VDE Dresden Arbeitskreis: *Netzurückwirkungen*

DK CIRE and CIRE Technical Committee (Session 2: Power Quality & EMC)

DKE/UK 767.1 *Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen*

VDE/FNN Expertennetzwerk *Netzurückwirkungen*

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

CENELEC TC205A WG11 *Mains Communication Systems/Immunity*

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

CIRED/CIGRÉ Working Group C4.42 *Continuous assessment of low-order harmonic emissions from customer installations*

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

IEEE PES Working Group on Harmonics

Dipl.-Ing. Marta Sophia Potyka

Jungingenieurreferentin VDE Dresden

VDE Dresden Arbeitskreis *Starkstromanlagen bis 1000 V*

DKE/AK 221.1.2 *Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag*

Dipl.-Ing. Robert Stiegler

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

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

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

CIGRÉ Study Committee B5 *Protection and Automation*

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

VDE Dresden Arbeitskreis: *Relais- und Schutztechnik*

#### **4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik**

Dipl.-Ing. Thomas Götz

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

Dr.-Ing. Christian Hildmann

IEC TC 11 JWG 13 *Overhead lines*

DKE AK 421.0.5 *Komponenten* (Gast)

Dipl.-Ing. Toni Israel

CIGRÉ WG D1.54 *Principles to measure the AC and DC resistance of conductors*

Dipl.-Ing. Thomas Linde

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

Dipl.-Ing. Hans-Peter Pampel

DKE K 214 *Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung*

DKE UK 214.5 *Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung; Arbeitsgeräte und starre Schutzvorrichtungen der DKE*

IEC TC 78 MT 62192 *Live working - Insulating ropes*

Fachausschuss V2.2 *Arbeiten unter Spannung* der ETG im VDE

CIGRÉ WG B2.64 *Inspection and Testing of Equipment and Training for Live-Line Work on Overhead Lines*

PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel

DKE AK 411.3.2 *Verbinder*

DKE AK 411.3.1 *Hochspannungsgarnituren* (Gast)

# 5 Veranstaltungen

## 5.1 Dresdner Kreis

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

Das 21. Treffen zum Dresdner Kreis fand in diesem Jahr am 27. und 28.09.2021 an der TU Dresden statt. Nach der Begrüßung durch Herrn Professor Schegner wurden am ersten Tag insgesamt acht aktuelle Forschungsthemen vorgestellt.



Teilnehmer Dresdener Kreis.

Foto: Sebastian Krahmer

Zum Abschluss des ersten Tages folgte am Abend ein gemeinsames Abendessen im Feldschlößchen-Stammhaus, wo die Teilnehmer, neben dem gemeinsamen Austausch, die Möglichkeit hatten, sich im Biermuseum während einer Museumsführung über das traditionelle, sächsische Brauereiwesen zu informieren.

Am zweiten Tag erfolgte ein Rundgang durch drei Versuchslabore der TU Dresden. Neben der Besichtigung des neuen Combined Energy Labs konnten die Teilnehmer\*innen eindrucksvolle Schauversuche in der Hochspannungshalle und im National Arc fault Research Center (NARC) bewundern. Den Abschluss des Dresdener Kreises bildete ein gemeinsames Mittagessen.

## 5.2 Summer School

### Summer School „Connecting Female Scientists: Electromobility“

In der Woche vom 20.-24.09.2021 fand erstmals die Summer School „Connecting Female Scientists“ zum Thema Elektromobilität am IEEH statt. Aus Orten wie Mailand, Graz, Aachen, München und natürlich auch Dresden waren die Wissenschaftlerinnen der Einladung der Gleichstellungsbeauftragten der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Frau Dr.-Ing. Marcella Oberst, gefolgt, um für eine Woche an einem abwechslungsreichen Programm rund um das Thema Elektromobilität teilzunehmen. Fünf weibliche Role Models gaben über die Woche verteilt Einblicke in ihre Arbeit und ihren ganz persönlichen Werdegang. Per Livestream aus Kalifornien gab es einen Eindruck von der Arbeit bei Tesla, es wurde diskutiert, ob Elektroautos dafür verantwortlich sein können, dass die Kaffeemaschine plötzlich nicht mehr funktioniert und auch zwei Professorinnen kamen zu Wort: Frau Prof. Regine Gerike von der Professur für Integrierte Verkehrsplanung und Straßenverkehrstechnik der TU Dresden und Frau Prof. Myriam Koch von der Professur für Hochspannungs- und Anlagentechnik der TU München berichteten neben ihren Forschungsthemen sehr persönlich von ihrem Weg zur Professur und ihren Erfahrungen in dieser Position.



Teilnehmerinnen der Summer School.

Foto: Andreas Dowbysch

Neben den Vorträgen erhielten die Teilnehmerinnen die Aufgabe, in Kleingruppen ein Lehrvideo zu einem Thema rund um die Elektromobilität zu drehen. Unterstützt durch das Zentrum für interdisziplinäres Lernen und Lehren entstanden so vier informative Videos, die in Kürze veröffentlicht werden sollen. Weitere Highlights der Woche waren die Exkursion in die Gläserne Manufaktur, bei der die Fertigung des ID.3 genauer unter die Lupe genommen werden konnte, und die Abendveranstaltung am Mittwoch. Der Austausch von Erfahrungen auf persönlicher und fachlicher Ebene machte die Woche zu einem besonderen Erlebnis für alle Teilnehmerinnen.

## 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).