

Vorwort

Sehr geehrte Freunde des Instituts für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik,

auch in diesem Jahr wollen wir Sie mit dem Jahresbericht 2019 über unsere Aktivitäten und wichtige Ereignisse am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH) informieren und darauf aufmerksam machen, wie wir unseren Beitrag zur aktiven Mitgestaltung der anspruchsvollen, wissenschaftlichen Herausforderungen unserer Zeit leisten. Dabei können wir wieder auf eine erfolgreiche Lehre und Forschung zurückblicken.

Die weltweiten Veränderungen in der Energiewandlung, dem Energietransport, der Energiespeicherung und der Energieverteilung sowie der immer engeren Vernetzung mit Kommunikationstechnik, Digitalisierung und Industrieanwendungen und die sich daraus ergebenden Konsequenzen auf die Netze, Anlagen und Komponenten waren wieder ein zentrales Thema unserer Forschung, des Technologietransfers und der Lehre. Detailfragen zur Elektrifizierung des Verkehrs rücken zunehmend in den Fokus von Forschungspartnern, mit denen wir sehr gut zusammenarbeiten. Zahlreiche neue Forschungsprojekte unseres Instituts mit Partnern aus der Industrie und Energiewirtschaft sowie mit öffentlichen Einrichtungen (EU, Bund, AiF) haben die Zukunftstrends der Energietechnik im Fokus. Details hierzu können Sie den Forschungskurzberichten der wissenschaftlichen Mitarbeiter entnehmen. Erfreulicherweise erhielten einige unserer Mitarbeiter für Ihre Forschungsarbeiten hochrangige Auszeichnungen, wozu wir recht herzlich gratulieren.

Eine der Voraussetzungen für die hervorragenden wissenschaftlichen Leistungen ist die ausgezeichnete, engagierte Zusammenarbeit mit den Mitarbeitern des Labors und der Werkstatt. Besonders hervorzuheben ist dabei das unermüdliche Wirken unseres Laborleiters, Herrn Hans-Peter Pampel und des Meisters der mechanischen Werkstatt, Herrn Ralf Dittrich. Der immer größer werdende administrative Aufwand zur Organisation, Vor- und Nachbereitung der Forschungsprojekte wäre ohne die beiden Sekretärinnen, Frau Regina Scharf und Frau Ulrike Hendrich sowie das Projektmanagement mit Herrn Jan Keller undenkbar. Allen Beteiligten gilt ein ganz herzliches Dankeschön.

Ende August 2019 ist nach 15 Jahren hervorragender Arbeit die Sekretärin der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik, Frau Ulrike Hendrich, in den wohlverdienten Ruhestand gegangen. Das gesamte Team bedankt sich außerordentlich herzlich für das gute und zuverlässige Miteinander und wünscht Frau Hendrich alles Gute. Wir sind sehr dankbar, dass Frau Carola Neubert nach einer geordneten Übergabe lückenlos die Aufgaben im Sekretariat übernommen hat, heißen sie herzlich willkommen und freuen uns auf eine langfristig gute Zusammenarbeit.

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

Ein besonderer Dank gilt, wie in jedem Jahr, den ehemaligen Mitarbeitern unseres Instituts, Doz. Dr. Hartmut Bauer, Dr. Eberhard Engelmann, PD Dr. Helmut Löbl, Dr. Joachim Speck und Prof. Gert Winkler. Sie haben uns im letzten Jahr wieder mit Rat und Tat unterstützt.

Ein Höhepunkt im IEEH war die Ernennung von Herrn Dr. techn. Dr.-Ing. habil. Konstantin Papailiou zum Honorarprofessor für das Lehrgebiet „Hochspannungsfreileitungen“. Wir gratulieren ganz herzlich und wünschen, dass viele Studentinnen und Studenten von dem reichen Erfahrungsschatz des hervorragenden Experten profitieren können.

Allen Forschungspartnern, mit denen wir auch in diesem Jahr wieder erfolgreich und in wachsendem Umfang zusammenarbeiten konnten, gilt unser ausdrücklicher herzlicher Dank.

Diesen Jahresbericht nehmen wir zum Anlass, allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts, Freunden und Partnern für ihre tatkräftige Mitarbeit und Unterstützung im vergangenen Jahr zu danken.

Wir wünschen Ihnen ein gesundes, erfolgreiches und frohes Jahr 2020 und freuen uns auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit.

Dresden, Dezember 2019



Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'P. Schegner', with a long horizontal flourish extending to the right.



Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Steffen Großmann', with a large, stylized flourish at the end.

Inhaltsverzeichnis

1	Personelle Besetzung	4
1.1	Lehrstuhl Elektroenergieversorgung.....	4
1.2	Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	6
1.3	Labor und Werkstatt.....	8
2	Lehre	10
2.1	Lehrveranstaltungen	10
2.1.1	Lehrveranstaltungen für das Grundstudium.....	10
2.1.2	Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium	10
2.1.3	Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium.....	12
2.2	Studentische Arbeiten	13
2.2.1	Studienarbeiten und Forschungspraktika.....	13
2.2.2	Diplom- und Masterarbeiten.....	15
3	Forschung	18
3.1	Lehrstuhl Elektroenergieversorgung.....	18
3.1.1	Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte.....	18
3.1.2	Publikationen.....	80
3.2	Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	88
3.2.1	Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte.....	88
3.2.2	Publikationen.....	120
3.3	National Arc fault Research Center	123
3.4	Preise und Auszeichnungen	125
3.5	Promotionen.....	130
3.6	Habilitationen	138
4	Kooperationen	140
4.1	Wissenschaftskooperationen	140
4.2	Industriekooperationen	142
4.3	Kommissions- und Gremienarbeit	144
4.3.1	Lehrstuhl Elektroenergieversorgung	144
4.3.2	Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik.....	145
5	Veranstaltungen	146

Titelbild: *Dreileiter-Niederspannungskabel*. Feldverteilung der Wirkleistungsdichte (oben), der magnetischen Energiedichte (unten links) und der elektrischen Energiedichte (unten rechts) zur Bestimmung der Leitungsparameter

1 Personelle Besetzung

1.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiter der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Schegner	Peter	34374/ Fax 37036
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Dozent Dr.-Ing.	Bauer	Hartmut	35104
Prof. em. Dr.-Ing. habil.	Winkler	Gert	35088
<i>Professoren, Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dr.-Ing.	Berger	Frank	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hable	Matthias	
Hon.-Prof. Dr.-Ing.	Hentschel	Gert	
Dr.-Ing.	Meyer	Jörg	35272
Dr.-Ing. habil.	Meyer	Jan	35102
Dipl.-Ing.	Schindler	Jörg	
<i>Sekretariat</i>			
	Scharf	Regina	33202
<i>Projektkoordination</i>			
Dipl.-Ing.	Keller	Jan	35432
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter</i>			
Dr.-Ing.	Blanco	Ana Maria	32482
Dipl.-Ing.	Bruhns	Michael	35088
Dr.-Ing.	Cabadag	Rengin Idil	43205

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
Dipl.-Ing. (FH)	Dabow	Jonas	36132
Dr.-Ing.	Domagk	Max	35223
Dipl.-Ing.	Erdmann	Niels	bis 15.11.19
Dipl.-Ing.	Frowein	Karla	37869
Dipl.-Ing.	Gasch	Etienne	43206
Dipl.-Ing.	Heß	Tobias	32941
M.Sc.	Jäschke	Christian	35353
M.Sc.	Kannan	Shrinath	36093
Dipl.-Ing.	Kaufhold	Elias	43201
M.Sc.	Khokhlov	Victor	43208
Dipl.-Ing.	Klatt	Matthias	43207
Dr.-Ing.	Kozak	Wojciech	ab 01.10.19
Dipl.-Ing.	Krahmer	Sebastian	39993
Dipl.-Ing.	Kreutziger	Marcus	43202
Dipl.-Ing.	Liebermann	Carlo	43204
Dipl.-Ing.	Ma	Liya	43080
M.Sc.	Mehnert	Kathleen	ab 01.11.19
Dipl.-Ing.	Möller	Friedemann	43209
Dipl.-Ing.	Müller	Sascha	43210
M.Sc.	Nilges	Matthias	40438
Dr.-Ing.	Palm	Sebastian	33094
M.Sc.	Pourarab	Morteza	40665
Dipl.-Ing.	Rasti	Sasan	40766
Dipl.-Ing.	Schmidt	Maximilian	43081
Dipl.-Ing.	Schnelle	Tobias	33725
Dr.-Ing.	Seidel	Paul	35117
Dipl.-Ing.	Stiegler	Robert	32217
Dipl.-Ing.	Thomas	Friederike	33341
M.Sc.	Wenzlaff	Karsten	43200
M.Eng.	Weis	Irina	40764
Dipl.-Ing.	Werner	Jens	33086
M.Eng.	Zyabkina	Olga	40535

1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Leiter der Professur</i>			
Prof. Dr.-Ing.	Großmann	Steffen	33428/ Fax 37157
<i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i>			
Prof. Dr.-Ing. habil.	Eberhardt	Martin	
Dr.-Ing.	Engelmann	Eberhard	
PD Dr.-Ing. habil.	Löbl	Helmut	32138
Dr.-Ing.	Speck	Joachim	33105
<i>Professoren, Dozenten und Lehrbeauftragte</i>			
Dipl.-Ing.	Dietrich	Thomas	
Dr.-Ing.	Fiebig	Reiner	
Dr.-Ing.	Fricke	Winfried	
Dr.	Gortschakow	Sergey	
Dr.-Ing.	Kosse	Maria	
Dipl.-Ing.	Kudoke	Matthias	
Dr.-Ing.	Kunze	Dirk	
Prof. Dr.-Ing. habil.	Papailiou	Konstantin	
Dr.-Ing. habil.	Schlegel	Stephan	
Dr.-Ing. habil.	Schmuck	Frank	
<i>Sekretariat</i>			
	Neubert	Carola	33428 seit 01.09.19
	Hendrich	Ulrike	bis 31.08.19
<i>Projektmanagement</i>			
	Taubeneck	Katrin	33307 seit 01.11.19

Titel	Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
<i>Wissenschaftliche Mitarbeiter</i>			
Dr.-Ing.	Adam	Robert	34789
Dr.-Ing.	Backhaus	Karsten	33608
Dr.-Ing.	Baumann	Matthias	33080
Dipl.-Ing.	Bäumel	Katrin	(extern)
Dipl.-Ing.	Büttner	Lukas	33917 seit 01.09.19
M.Sc.	Dowbysch	Andreas	40522
Dipl.-Ing.	Gabler	Tobias	40518
Dipl.-Ing.	Götz	Thomas	40519
Dr.-Ing.	Hildmann	Christian	33917
Dipl.-Ing.	Israel	Toni	34756
Dipl.-Ing.	Kühnel	Christian	bis 31.07.19
Dipl.-Ing.	Linde	Thomas	40520
Dipl.-Ing.	Markl	Antonia	40517 seit 23.09.19
Dipl.-Ing.	Oberst	Marcella	34756
Dipl.-Ing.	Pampel	Hans-Peter	33103
Dipl.-Ing.	Poudeu	Franck	(extern)
Dr.-Ing.	Schlegel	Stephan	32746
Dipl.-Ing.	Schladitz	Markus	34789
Dipl.-Ing.	Voigt	Matthias	40523
<i>Technische Angestellte</i>			
Dipl.-Ing (FH)	Göres	Axel	32613

1.3 Labor und Werkstatt

Nachname	Vorname	Telefon (0351-463-)
Dittrich	Ralf	34745
Eusewig	Falk	40608
Gläser	Michael	34757
Jaroscziński	Gerd	34745
Knüpfel	Helge	34260
Reichert	Eric	34745
Wermuth	Peter	33516

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>Prof. Großmann</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 Elektroenergiesysteme	0/0/1	
Praktikum Hochspannungstechnik 2	0/0/1	
<i>Modul Oberseminar Elektrische Energieversorgung</i>		
Oberseminar Elektrische Energieversorgung <i>Prof. Schegner / Prof. Großmann</i>		0/2/0

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

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
<i>Weitere Vertiefungsfächer</i>		
Elektrische Lasten und Lastmanagement <i>Prof. Schegner</i>		1/1/0
<i>Digitalisierung in der Energietechnik</i>		
Digitalisierung in der Energietechnik <i>Prof. Schegner / Dr. Seifert</i>		2/0/0
Analyseverfahren von komplexen Energiesystemen in der Anwendung <i>Prof. Schegner / Dr. Seifert</i>		2/1/0
<i>Ausgewählte Kapitel der Elektrischen Energietechnik</i>		
Freileitungsbau / Hochspannungsgeräteentwicklung <i>Prof. Großmann / Dr. Papailiou / Gastdozenten</i>		2/1/0
Realisierung von Projekten im Übertragungsnetz <i>Prof. Schegner / Dr. Berger</i>	2/1/0	

2.1.3 Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium

Vorlesungen / Übungen / Praktika	SS	WS
Hochspannungs- und Hochstromtechnik (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Großmann</i>		2/1/1
Elektrotechnik (für die Fakultät Maschinenwesen) <i>Prof. Großmann</i>		2/2/0
Elektroenergietechnik (für Wirtschaftsingenieure, Lehramt – SEBS) <i>Prof. Schegner</i>	0/0/1	3/1/0
Elektroenergietechnik (für Lehramt – WTH) <i>Prof. Schegner</i>		1/1/0
Betriebsmittel und Berechnungsgrundlagen (für Wirtschaftsingenieure, Lehramt) <i>Prof. Schegner</i>		2/1/0
Grundlagen der Elektroenergieanlagen (für Wirtschaftsingenieure, Lehramt) <i>Prof. Schegner</i>		1/1/0
Netzberechnung (für Wirtschaftsingenieure) <i>Prof. Schegner</i>	2/2/0	

2.2 Studentische Arbeiten

2.2.1 Studienarbeiten und Forschungspraktika

Hanke, Marian

Entwicklung eines zellularen Automaten zur Energieflussregelung in der Loop Circle Arc Theorie
06/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Erdmann)

Frauhammer, Wolfgang

Entwicklung eines künstlichen neuronalen Netzes zur Energieflussregelung in der Loop Circle Arc Theorie
07/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Erdmann)

Seidler, Lydia

Neuentwicklung eines Versuchsstandes zur Blindleistungsregelung
08/2018 (Betreuer Dipl.-Ing. Gasch)

Altenburger, Martin

Verfahren zur Sicherstellung der Netzsicherheit in Energieversorgungsnetzen
09/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kreuziger)

Knapp, Tobias

Untersuchung der Genauigkeit der Fehlerortung von Distanzschutzgeräten beim Schutz von Kabelstrecken
10/2018 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer)

Hohlfeld, Franz

Anforderungen zukünftige Schutzsysteme in DC-Anlagen
11/2018 (Betreuer: M.Sc. Wenzlaff)

Ebeling, Anna

Untersuchungen zu den Eigenschaften des mineralischen Isolieröls bei Gleichspannungsbelastung
13/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Gabler)

Lenk, Johannes

Strommessung an stark inhomogenen, ölsolierten Anordnungen bei Impulsspannungsbelastung
14/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Gabler)

Sokolowski, Michal

Aufbau eines Wärmenetzmodells von einer Betonschwelle für den Schienenverkehr
15/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schladitz)

Luhnau, Deborah

Analytische und messtechnische Bestimmung der elektrischen Parameter eines typischen Niederspannungskabels unter realen Verlegebedingungen

17/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schmidt)

Tzschoch, Lucas

Methoden zur Bestimmung der Außenleiterzuordnung im Niederspannungsnetz basierend auf Messdaten

19/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Schmidt)

Reinke, Sebastian

Untersuchung des dielektrischen Verhaltens von Isolieröl bei Belastung mit hoher Gleichspannung und überlagerter Wechselspannung

20/2018 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Dietze, Steve

Thermische Beanspruchung von Haushaltgeräten durch veränderliche Emission im Frequenzbereich 2 - 150 kHz

01/2019 (Betreuer: M.Sc. Khokhlov)

Grandl, Simon Dominik

Black-Box-Modellierung von Photovoltaik-Systemen mit neuronalen Netzen

03/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kaufhold)

Herrmann, Ricardo

Kriterien zum Prüfen des Langzeit- und Fehlerstrom-Verhaltens von Steckverbindungen in der Elektromobilität

04/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Israel)

Gödicke, Markus Andreas

Vergleichende Betrachtung der Wirkung der elektrisch-thermischen Belastung in Langzeitversuchen mit der Belastung in der Anwendung

05/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

Mattheis, Felix

Messen und Modellierung der Spannungsverteilung in einer Statorwicklung bei zweiphasiger Impulsbelastung

07/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Meier, Jonas

Anwendung öffentlich finanzierter Open Source Tools in der Elektroenergieversorgung am Beispiel des Projektes open_eGo

09/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahmer)

Pomsel, Michelle

Untersuchungen zu Montageparametern für stromführende Schraubenverbindungen

10/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Schlegel)

Werner, Philipp

Untersuchung der Oberschwingungsemission von Umrichtern und Ableitung wirksamer Filterkonzepte

11/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kaufhold)

Rogall, Marvin

Berechnung der Ladungsträgerdrift in Isolieröl mit der Poisson-Nernst-Planck-Gleichung

12/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

2.2.2 Diplom- und Masterarbeiten

Xiao, Menglong

Analyse des Einflusses nichtsinusförmiger Spannungen und Ströme auf die Leistungsbestimmung in öffentlichen Niederspannungsnetzen

09/2018 (Betreuerin: Dr.-Ing. Blanco)

Rühl, David

Verfahren zur echtzeitfähigen Detektion von Stromwandlersättigung aus den gemessenen Sekundärströmen

10/2018 (Betreuer: Dr.-Ing. Jörg Meyer)

Körner, Paul-Martin

Analyse und Modellierung der Netzbelastung in Verteilungsnetzen durch Elektromobilität

11/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Werner)

Thomas, Friederike

Entwicklung eines Algorithmus zur Bestimmung optimaler und zugleich robuster Kennlinienanstiege $Q(U)$ -geregelter Erzeugungsanlagen

12/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahrmer)

Richter, Robert

Untersuchungen zu den Mantelverlusten von Kabeln

13/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heger)

Richter, Dominik

Entwicklung einer Methode zur nichtinvasiven Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz

14/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Stiegler)

Enyedi, Alexander

Verfahren zur Prognose des thermischen Bedarfs von Wohngebäuden

15/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Werner)

Schmidt, Michael

Untersuchung des Einflusses der Spannungs- und Stromqualität auf die Genauigkeit von Energiezählern

16/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Stiegler)

Liu, Zhijie

Entwicklung von Indizes zur Bewertung des Gleichstromteils elektrischer (Haushalts-)Geräte in Abhängigkeit der Betriebscharakteristik

17/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Möller)

Zhao, Zhe

Entwicklung einer Methode zur Aggregation der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz von Haushaltsgeräten

18/2018 (Betreuerin: Dr.-Ing. Blanco)

Horsch, Sophia

Zukünftige Einsatzszenarien von Batteriespeichern in Windparks

20/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Krahrmer)

Schmidt, Carina

Erarbeiten eines Praktikumsversuchsstands zum Messen des Widerstands von Verbindungen mit mehrdrähtigen Leitern

21/2018 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

Wei, Yuanyuan

Elektromigration als Ausfallursache hochstromtragfähiger Verbindungen

22/2018 (Betreuer: Dipl.-Ing. Israel)

Hua, Song

Big Data Analyse – Recherche und Erprobung von Verfahren zur Anomaliedetektion bei elektrischen und thermischen Messdaten

01/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Werner)

Markl, Antonia

Untersuchung von Oberflächenentladungen in gasisolierten Systemen bei Gleichspannungsbelastung

02/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Götz)

Büttner, Lukas

Erwärmungsverhalten von NH-Sicherungseinsätzen in Einbausituation

03/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kühnel)

Luhnau, Deborah Tabea

Grundlegende Untersuchungen zu stromstarken DC-Lichtbögen

04/2019 (Betreuer: M.Sc. Wenzlaff)

Kirchner, Hannah

Untersuchung des Teilentladungsverhaltens einer festen Störstelle in gasisolierten Systemen bei Gleichspannungsbelastung

05/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Götz)

Müller, Ragnar

Untersuchungen zum Verhalten von Hochleistungs-Steckverbindungen bei extrem steilen Stromanstiegsflanken

06/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Israel)

Tittjung, Alexander

Entwicklung einer Methode zur Bestimmung der frequenzabhängigen Impedanz von Kundenanlagen

08/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Stiegler)

Dehn, Mareike

Brennstoffzellen – Potenzial und Modellierung des hybriden Versorgungssystems im Inselnetzbetrieb

09/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Rasti)

3 Forschung

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 künftig auch Elektrofahrzeuge, Speicher und zunehmend energieeffiziente Geräte an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Darüber hinaus erfolgt die Integration von kleinen und kleinsten Blockheizkraftwerken, sogenannte 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 einer Magnetfelderzeugungseinheit für eine magnetokalorische Klimaanlage

Planung und Betrieb von Netzen

- Stochastische bottom-up Modellierung von Niederspannungsnetzlasten
- Netzausbauplanung in Verteilnetzen unter veränderten und unscharfen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Nachhaltige Energiesysteme - Interdependenz von technischer Gestaltung und gesellschaftlicher Akzeptanz
- Energiewende Sachsen im transnationalen Kontext - Strategien und Lösungsansätze für ein nachhaltigeres Energieversorgungssystem
- Entwicklung zellular organisierter Energiesysteme mit fraktaler Struktur
- Stabilitätsbetrachtungen für dezentrale Erzeuger in Verteilnetzen
- Systemdienstleistungen in Flächenverteilsnetzen
- Sternpunktbehandlung in Verteilsnetzen

Power Quality

- Neue Verfahren zur automatisierten, ortsübergreifenden Analyse der Spannungsqualität bei großen Datenmengen
- Internetbasierte Austauschplattform für gemessene Oberschwingungsspektren von Haushaltsgeräten; panda.et.tu-dresden.de
- Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Wechselrichtern auf die Strom- und Spannungsqualität im Niederspannungsnetz
- 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)
- Invasive und nichtinvasive Methoden zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz
- Messtechnische Bestimmung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens von Strom- und Spannungswandlern
- Neue Messverfahren im Frequenzbereich 2-150 kHz und Überprüfung der Normkonformität von Power Quality Messgeräten

Schutz- und Leittechnik

- Untersuchung stromstarker Niederspannungsstörlichtbögen am National Arc fault Research Center (NARC)
- Algorithmenentwurf zur schnellen Detektion von Störlichtbögen
- Entwurf digitaler Schutzalgorithmen
- Auswirkungen der verstärkten Einbindung von großen Windparks in das Übertragungsnetz auf das Netzschutzsystem
- Grundlagen des übergeordneten Schutzes von elektrischen Transport- und Verteilungssystemen (Systemschutz)
- Auswertung von Störfallaufzeichnungen
- Verfahren zur Inselnetzdetektion und -prävention sowie Bewertung der Wahrscheinlichkeit ungewollter Inselnetze
- Modellierung von Strom- und Spannungswandler zur Beurteilung der Tauglichkeit im Schutzsystem
- Entwurf von Schutzkonzepten spezieller Betriebsmittel
- Grundlagenuntersuchung zum Schutz bei Zwischensystemberührungen

Smart Grid

- Planungs- und Betriebsalgorithmen für Virtuelle Kraftwerke
- Optimierung des Erzeugungs- und Lastenmanagements für Markt- und Netzintegration
- Zustandsidentifikation in Verteilungsnetzen
- Automatisierte Analyse von Lasten und Lastgruppen in Niederspannungsnetzen
- Automatisierte Parameteridentifikation und energetische Bewertung und Optimierung des Betriebs von dezentralen Energieanlagen
- Combined Energy Lab - thermische und elektrische Versuchseinrichtung zum Test von Mikro-KWK-Anlagen

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Energie- und Messwandler“



Christian Jäschke, M.Sc.
Berechnung der wirksamen
Luftspaltdicke eines Ringbandkerns

In Stromwandlern und diversen Kleintransformatoren werden magnetische Ringbandkerne eingesetzt. Diese bestehen aus einem langen, häufig beidseitig isolierten Blech, das spiralförmig zu einem Coil gewickelt ist (Bild 1a). Die elektrotechnischen Parameter von bewickelten Ringbandkernen lassen sich nach [1] mit einem einfachen Modell berechnen. Dazu ist es jedoch notwendig, die Coil-Geometrie auf ein Blechpaket mit konzentrischen Blechen abzubilden (Bild 1b).

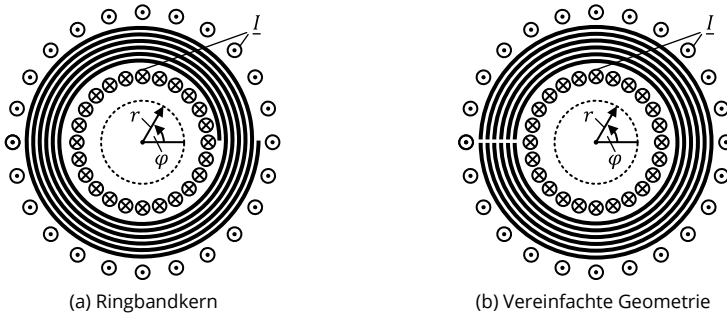


Bild 1: Reale und vereinfachte Abbildung der Geometrie eines Ringbandkerns.

Ist der Ringbandkern dicht bewickelt, lässt sich ein konzentrischer Verlauf der magnetischen Feldlinien innerhalb der Kernbleche mit $\mathbf{H}_B = H_B \mathbf{e}_\varphi$ annehmen.

Wird der Ringbandkern an $\varphi = 0$ aufgeschnitten und ausgeklappt, ergibt sich die Darstellung in Bild 2a. Hieraus ist erkennbar, dass die magnetischen Feldlinien während ihres Kernumlaufs zwangsweise die Isolierschichten zweier benachbarter Bleche passieren. In der Ersatzgeometrie im Bild 1b wird dies durch einen zusätzlichen Luftspalt der Dicke δ_L berücksichtigt, der die wirksame Weglänge des magnetischen Feldes innerhalb der Blechisolierschichten repräsentiert (siehe Bild 2b). Zur Berechnung von δ_L wird zunächst die Stetigkeit der Tangentialfeldstärke $\mathbf{H} \cdot \mathbf{e}_t$ und der Normalflussdichte $\mu \mathbf{H} \cdot \mathbf{e}_n$ am Übergang Kernmaterial zu Kernisolierung betrachtet:

$$\mathbf{H}_B \cdot \mathbf{e}_t = \mathbf{H}_L \cdot \mathbf{e}_t \qquad \mu_{rB} \mathbf{H}_B \cdot \mathbf{e}_n = \mathbf{H}_L \cdot \mathbf{e}_n \qquad (1)$$

Die Berechnungsvorschriften der Einheitsvektoren \mathbf{e}_t tangential und \mathbf{e}_n normal zur Grenzfläche berechnen sich hierbei aus der funktionalen Beschreibung der spiralförmigen Wicklung des Ringbandblechs.

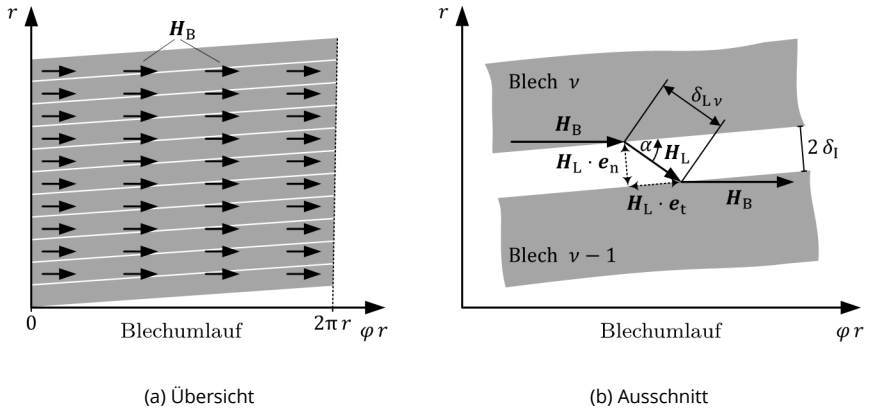


Bild 2: Magnetische Feldlinien innerhalb des Ringbandkerns.

Aus den im Bild 2b dargestellten geometrischen Zusammenhängen berechnet sich der Übergangswinkel β und daraus die wirksame Luftspaltdicke $\delta_{L,v}$ zu:

$$\tan \alpha = \mu_{rB} \frac{e_\varphi \cdot e_n}{e_\varphi \cdot e_t} \quad \Rightarrow \quad \delta_{L,v} = \frac{2 \delta_I}{\sin \alpha} = 2 \delta_I \sqrt{1 + \frac{1}{\mu_{rB}^2} \left(\varphi + 2\pi \frac{r_{1v}}{\delta_B + 2 \delta_I} \right)} \quad (2)$$

Neben der relativen Permeabilität μ_{rB} des Blechs und der aktuellen Umlaufposition φ , hängt $\delta_{L,v}$ von folgenden Geometrieparametern ab:

- r_{1v} ... Innenradius der inneren Isolierung des Ringbandblechs bei $\varphi = 2\pi(v-1)$
- δ_I ... Dicke einer Isolierschicht des Blechs
- δ_B ... Dicke des Blechs (ohne Isolierschichten)

Während des Blechumlaufs ändern sich e_t und e_n , wodurch $\delta_{L,v}$ ebenfalls von φ abhängig ist. Mit $\bar{\delta}_{L,v} = \delta_{L,v}|_{\varphi=2\pi}$ kann eine gemittelte wirksame Luftspaltdicke für das v -te Blech angegeben werden.

Gleichung (2) zeigt, dass die wirksame Luftspaltbreite $\delta_{L,v}$ für typische Ringbandkerne nur dann signifikant von $2 \delta_I$ abweicht, wenn der Kern einen großen Radius ($r_{1v} > 500$ mm) besitzt und die relative Permeabilität des Kernmaterials vergleichsweise gering ($\mu_{rB} < 1000$) ist. Dieser Fall tritt beispielsweise dann auf, wenn Hochstromwandler einem Kurzschlussstrom ausgesetzt sind, der eine Sättigung des Kernmaterials hervorruft.

[1] Jäschke, C.; Schegner, P. *Analytic Computation of the Magnetizing Inductance of Current Instrument Transformers under Consideration of Eddy Currents*. IEEE Transactions on Magnetics, November 2015.



Matthias Nilges, M.Sc.
**Entwurf von Mittelspannungs-
Transformatoren unter Berücksichtigung
transienter Spannungsbeanspruchung**

In Elektroenergienetzen ist eine deutliche Zunahme höherfrequenter Spannungsanteile sowie steiler Transienten zu beobachten. Typische Quellen sind Schaltflanken von Vakuum-Leistungsschaltern, sowie Anregungen von Frequenzumrichtern [1]. Diese können zu einer starken Belastung von Transformatoren und elektrischen Maschinen führen [2]. Besonderer Beachtung bedürfen vor allem Umrichtertransformatoren, die z. B. in Industrienetzen zur Versorgung von Induktionsöfen oder großen Motoren, aber auch im Energieversorgungsnetz in Windparks oder Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt werden. Für einen sicheren Betrieb von Anlagen mit derartigen transienten oder höherfrequenten Beanspruchungen ist deren Berücksichtigung bereits in der Planungs- und Entwicklungsphase der Netze und Betriebsmittel erforderlich. Dies ermöglicht es, beispielsweise Transformatoren schon vor dem Fertigungsprozess auf Resonanzanregungen zu untersuchen. Durch z. B. eine Designanpassung lässt sich noch vor der Produktion eine spätere Resonanzanregung verhindern.

Für ein solches Vorgehen ist eine Modellierung auf Basis der Transformatorgeometrie notwendig. Dementsprechend ist zunächst eine klassische Transformatorauslegung erforderlich, bei der alle Geometriedaten des späteren Transformators bestimmt werden. Zur Berechnung des Frequenzverhaltens von Transformatoren auf Basis der Geometriedaten finden sich in der Literatur bereits diverse Modellierungsmethoden. In der Regel wird hierbei ein schaltungstechnisches Ersatzschaltbild mit Berücksichtigung parasitärer Effekte aufgestellt [3]. Auch die Verwendung der Finite-Elemente-Methode (FEM) oder anderer numerischer Verfahren ist möglich. Je nach Detaillierungsgrad der Methode erhält man hieraus die Spannungen und Ströme der einzelnen Windungen bzw. von Windungsgruppen für die unterschiedlichen höherfrequenten Anregungen.

Aus den resultierenden Frequenzgängen der Spannungen und Ströme lässt sich anschließend durch klassische Methoden der Systemtheorie das Verhalten bei transienten Vorgängen im Zeitbereich berechnen. Hierzu wird beispielsweise der Frequenzgang durch die Inverse-Fourier-Transformation in den Zeitbereich transformiert und anschließend mit dem anregenden Zeitsignal gefaltet.

Für die Beurteilung des Transformatorentwurfs können dadurch sowohl kritische harmonische Anregungen als auch transiente Impulse als Anregesignale betrachtet werden. Auch der Einfluss gemessener Umrichter-Ausgangsspannungen kann untersucht werden. Sind beispielsweise Resonanzeffekte erkennbar, kann diesen bereits in der Planungsphase durch Änderungen am Transformator-Design entgegengewirkt werden. Auch eine Umparametrierung des Umrichters oder die Auslegung eines geeigneten Filters sind möglich. Für die Designphase von Umrichtertransformatoren wird daher der in Bild 1 dargestellte Ablauf empfohlen.

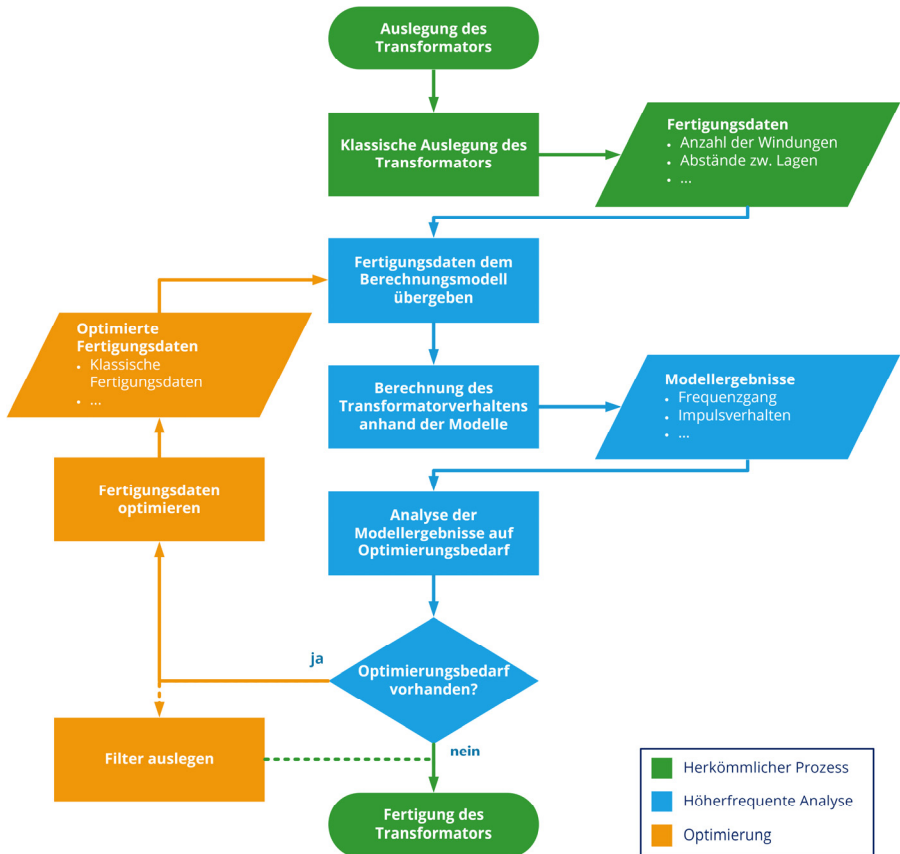


Bild 1: Ablaufdiagramm zum Entwurf von Mittelspannungs-Transformatoren unter Berücksichtigung transienter oder höherfrequenter Anregungen

Bei der empfohlenen Designphase besteht die Herausforderung vor allem in der Modellierung. Beiträge wie beispielsweise [4] zeigen den großen Einfluss einer fehlerhaften Modellierung und geben Hinweise auf Geometrieinflüsse, die besonderer Beachtung bedürfen.

- [1] M. Nilges, P. Schegner, *Influence of RC snubbers on the Steepness of Switching Transients caused by Vacuum Circuit Breakers*. IEEE Power & Energy Society General Meeting 2018, Portland, August 2018.
- [2] Q. Yang, Z. Zhang, W. Sima, M. Yang and G. Wei, *Field Experiments on Overvoltage Caused by 12-kV Vacuum Circuit Breakers Switching Shunt Reactors*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 2, pp. 657-664, April 2016.
- [3] M. Popov, *General approach for accurate evaluation of transformer resonance effects* Proceedings of International Conference on Power Systems Transients 2017, Seoul, June 2017.
- [4] M. Nilges, P. Schegner, *Transiente Spannungsbeanspruchung von Mittelspannungstransformatoren*. 51. Kraftwerkstechnischen Kolloquium, Dresden, Oktober 2019.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Planung und Betrieb von Netzen“



Rengin Idil Cabadag, Dr.-Ing.
**Reactive Power Management in
Transmission Grids**

Gefördert durch:



Voltage stability is the ability of a power system to maintain acceptable voltages at all buses under normal and abnormal operating conditions. The main source of voltage instabilities are scarcity of reactive power or reactive power imbalance.

A considerable amount of conventional power plants is decreasing and the decommissioning of all nuclear power plants in the transmission grid is planned within ongoing energy transition actions (e.g. German Energy Transition Plan, GETP). Meanwhile, the amount of renewable based decentralized generation DG (mostly decentralized wind farms, WF) is increasing drastically in the distribution and sub-transmission grids. These changes causing a generation shift from transmission to distribution and sub-transmission grids arise the questions regarding new installations on the side of power generation and transmission.

Conventional power plants are still main reactive power sources for electrical power grids. The changes coming with ongoing GETP therefore indicate a risk of growing reactive power scarcity and an increase in voltage stability problems while the main suppliers of reactive power disappear.

DG units such as WFs in distribution and sub-transmission grids are able to absorb or supply reactive power within acceptable voltage limitations if they are operated properly. However, the reactive power requirements of transmission grids cannot be provided from WFs in distribution and sub-transmission grids. In addition to voltage stability problems, the transfer of reactive power over long distances results in high grid losses.

Transmission system operators (TSO) have to face an increasing amount of the fluctuating generation capacity, deregulation and liberalization of the electricity markets in addition to increasing power demand and arising environmental awareness within GETP. The major challenges ahead are found in the planning and operation of transmission grids in an efficient and a stable manner. This doesn't only require the extension of the transmission capacity, but also a strategy of handling the additional flexibility while preserving the system security and reliability. In order to ensure voltage stable transmission grids, more flexible installations and systematic reactive power control strategies are required.

The reactive power problems are local by their nature and reactive power requirements of transmission grids should be provided by locally connected compensators (see Table 1). The voltage stability through reactive power is commonly investigated based on two main time frames as in Fig.1: the long-term (static regime) and the short-term (dynamic regime).

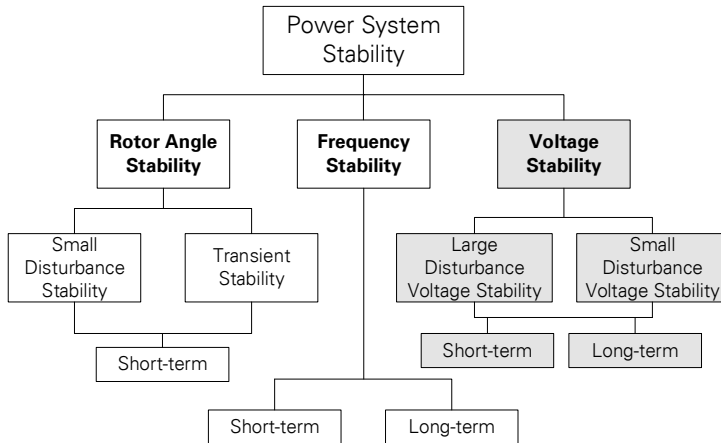


Figure 1: Power System Stability Classification with an Emphasize on Voltage Stability [1].

There are remarkable innovations in the field of reactive power compensation devices and their implementation into power systems. With the knowledge of future requirements and available solutions regarding reactive power regulation, the approaches to operate transmission systems in a stable manner are investigated within this research project.

Table 1: Selection of the Reactive Power Compensation Technology.

Flexible AC Transmission Systems			Conventional	
Shunt	Series	Combined	Shunt	Series
Static Var Compensator	Static Synchronous Series Compensator	Unified Power Flow Controller	Synchronous Condenser	
Static Synchronous Condenser	Thyristor Switched Series Capacitor	Interline Power Flow Controller	Mechanically Switched Capacitor	Capacitor
	Thyristor Controlled Series Capacitor		Mechanically Switched Reactor	Reactor

[1] P. Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions", IEEE Transactions on Power Systems 19, 1387-1401 (2004) 10.1109/TPWRS.2004.825981.



Jonas Dabow, Dipl.-Ing. (FH)
Ansätze zur Bestimmung von Resonanzen mit Eigenwerten bei Erdschlüssen



Im Verbundprojekt „SaxoGRID – Sicherer Betrieb von Verteilnetzen für Erneuerbare Energien in Sachsen“ wird unter anderem der Einfluss verschiedener Netztopologien auf die frequenzabhängige Netzimpedanz und den einpoligen Fehlerstrom im Mittelspannungsnetz untersucht. Eine Möglichkeit zur Modellierung und Simulation im Zeitbereich ist durch die Zustandsraum-Darstellung dynamischer Systeme gegeben. Der Ansatz basiert zum einen auf der Definition von Zustandsgrößen, charakterisiert durch die n Energiespeicher des Systems, zum anderen auf der Analyse der Änderung des Energieinhalts der Speicher (Zustandsänderung), hervorgerufen durch systeminterne Wechselwirkungen oder Wechselwirkungen mit der Umwelt. Das heißt, die Zustandsänderung eines linearen zeitinvarianten Systems als Funktion der Zeit ist abhängig vom aktuellen Systemzustand und den Eingangsgrößen. Der Vorteil der Zustandsraum-Darstellung besteht in der Beschreibung eines linearen zeitinvarianten Systems mit n Differentialgleichungen 1. Ordnung in Form von Vektoren und Matrizen.

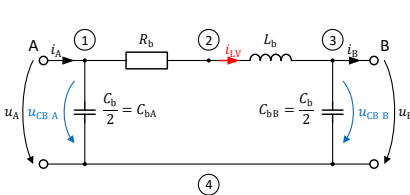
$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \cdot \mathbf{u}(t) \tag{1}$$

Wobei:

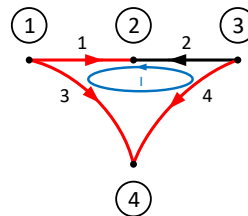
A $n \times n$ -Systemmatrix $\mathbf{x}(t)$ $n \times 1$ -Vektor der Zustandsgrößen

B $n \times m$ -Eingangsmatrix $\mathbf{u}(t)$ $m \times 1$ -Vektor der Eingangsgrößen

Die quadratische Systemmatrix beinhaltet sowohl Aussagen über die Netzwerktopologie als auch die physikalischen Relationen der Netzwerkelemente. Um den Ansatz zur Aufstellung der Systemmatrix zu veranschaulichen, wird auf das vereinfachte π -Ersatzschaltbild der Freileitung zurückgegriffen (Bild 1 a), wobei der zugehörige orientierte Graph (Bild 1 b) die topologischen Zusammenhänge widerspiegelt.



(a) π -Ersatzschaltbild



(b) Orientierter Graph

Bild 1: Aufstellung der Systemmatrix

Über die Auswahl des vollständigen Baumes (rot; Indize B) und der Verbindungszweige (schwarz; Indize V) des Graphen ist das Netzwerk mit den KIRCHHOFFSchen Gesetzen vollständig beschrieben. Die Relationen zwischen Strom und Spannung der Induktivität und Kapazität ist durch Differentialgleichungen 1. Ordnung definiert, sodass als Zustandsvariablen die über die Kapazitäten abfallende Spannung u_{cB} und der Strom durch die Induktivitäten i_{LV} gewählt werden. Im nächsten Schritt erfolgt die Analyse der Stabilität und Eigenfrequenzen des Netzwerkes über die Eigenwertbetrachtung der Systemmatrix. Die nicht-triviale Lösung der Gl.(2) führt über die Nullstellen des charakteristischen Polynoms zu den Eigenwerten der allgemeinen Form $\underline{\lambda} = \sigma \pm j\omega$. Die Darstellung der Eigenwerte erfolgt anschaulich in der komplexen Ebene (Bild 2).

$$A \cdot \phi = \underline{\lambda} \cdot \phi \quad (2)$$

Wobei:

$\underline{\lambda}$ skalarer Eigenwert (komplex) ϕ rechtsseitiger Eigenvektor

Die zeitabhängige Charakteristik eines Mode $e^{\underline{\lambda}t}$ ist durch die Dämpfung σ und die Frequenz $\pm j\omega$ charakterisiert. Ein realer Eigenwert ist einem nicht schwingungsfähigen Mode zuzuordnen, der mit positiven Vorzeichen aperiodisch instabil, mit negativem Vorzeichen regressierend ist. Paarweise konjugiert komplexe Eigenwerte entsprechen einem schwingungsfähigen Mode, der mit positiver Dämpfung eine sich aufschwingende, mit negativer Dämpfung eine abklingende Schwingung repräsentiert. Darüber hinaus ist die Resonanzfrequenz des Systems durch $f = \omega/2\pi$ definiert.

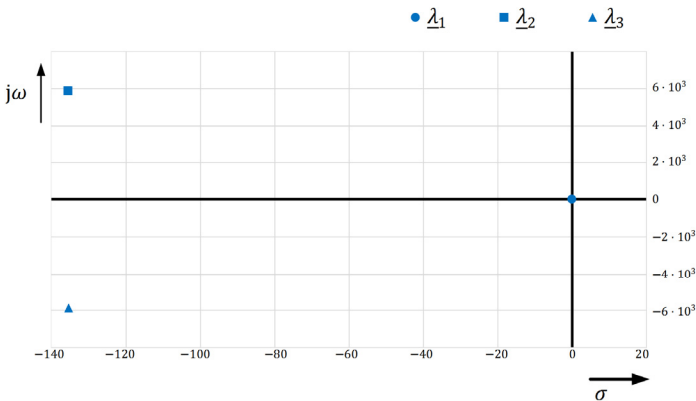


Bild 2: Eigenwerte in der komplexen Ebene

- [1] P. Kundur *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [2] K. Reinschke, P. Schwarz *Verfahren zur rechnergestützten Analyse linearer Netzwerke*. Berlin: Akademie-Verlag, 1976.
- [3] E. S. Kuh, R. A. Rohrer *The State-Variable Approach to Network Analysis*. Proceedings of the IEEE, vol. 53, Juli 1965, pp. 672-686.



Karla Frowein, Dipl.-Ing.
Charakterisierung von
Mittelspannungsnetzen zur Identifikation
kritischer Netze

Mit dem fortschreitenden Zubau dezentraler Energieerzeugungsanlagen in Deutschland ist der Aus- Zubau von Mittelspannungsnetzen notwendig. Es ist möglich, bestehende Netze weiter auszubauen, solange die Personen- und Betriebsmittelsicherheit gewährleistet ist und somit die Grenzen für den Erdschluss-Reststrom I_{RES} und die Berührungsspannung U_{Tp} eingehalten werden (siehe [1] DIN VDE 0845-6-2, [2] DIN VDE 0101-2). Dabei sind entsprechende Gleichung (1) neben dem Grundschwingungsanteil $I_{RES\ 50}$ auch die Harmonischen $I_{RES\ v}$ zu beachten, deren Anteil im Netz weiter ansteigt.

$$I_{RES} = \sqrt{I_{RES\ 50}^2 + \Sigma(I_{RES\ v}^2)} \tag{1}$$

Zum Erdschluss-Reststrom tragen vor allem die fünfte und die siebte Harmonische $I_{RES\ 250}$ und $I_{RES\ 350}$ bei. Dies ergibt sich aus dem Zusammenspiel der im Netz vorhandenen Pegel Harmonischer und der im Falle eines einpoligen Erdfehlers angeregten Parallelresonanzen, die in Mittelspannungsnetzen oft im Bereich von $f = 150\text{ Hz} \dots 400\text{ Hz}$ liegen. In Bild 1 ist das vereinfachte Ersatzschaltbild eines Mittelspannungsnetzes, in Bild 2 die zugehörige im Fehlerfall am Fehlerort wirksame Netzimpedanz bei einem Fehler an der Sammelschiene für verschieden große Mittelspannungsnetze $I_{CE} = 200\text{ A} \dots 800\text{ A}$ beispielhaft dargestellt.

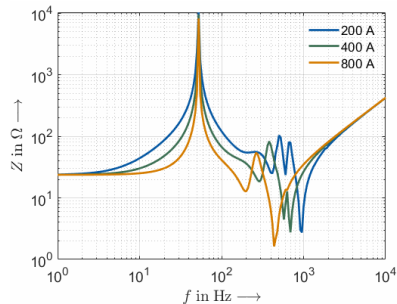
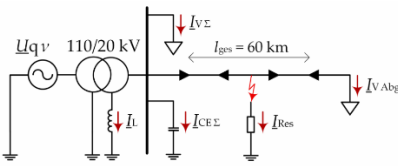


Bild 1: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines MS-Netzes

Bild 2: Im Fehlerfall wirksame Netzimpedanz für Netze bei $I_{CE} = 200\text{ A} \dots 800\text{ A}$

Es ist zu erkennen, dass aufgrund des stark ausgeprägten Resonanzverhaltens im relevanten Frequenzbereich und der im Netz vorhandenen Harmonischen nicht ohne weiteres auf die Harmonischen im Erdschluss-Reststrom geschlossen werden kann.

Um kritische Konstellationen zu erkennen, wird der Einfluss verschiedener Parameter, wie z. B. der kapazitive Erdschlussstrom I_{CE} , die Fehlerentfernung von der Sammelschiene d_F , Last S , Fehlerwiderstand Z_F bei konstantem Oberschwingungspegel auf den Erdschluss-Reststrom I_{RES} untersucht.

Beispielsweise wurden, wie in Bild 3 dargestellt, bei einem Netz mit einem Abgang der Länge $l = 60$ km und einer Last von $S = 10$ MVA der kapazitive Erdschlussstrom I_{CE} und die Fehlerentfernung d_F variiert, um den Anteil der fünften Harmonischen im Erdschluss-Reststrom $I_{RES\ 250}$ zu berechnen. Eine dreidimensionale Darstellung entsprechend Bild 4 vereinfacht es, die Einflüsse der Parameter einzuordnen und zu charakterisieren.

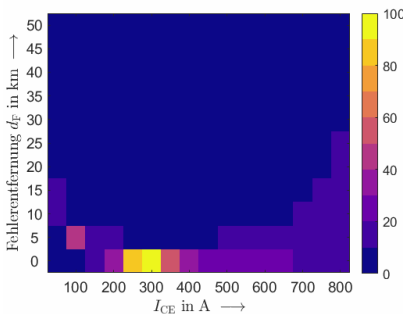


Bild 3: Erdschluss-Reststrom in Abhängigkeit von I_{CE} und d_F bei $S = 10$ MVA und $f = 250$ Hz

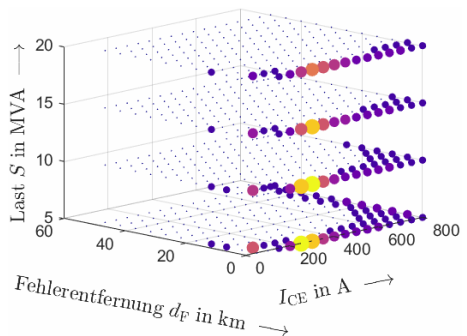


Bild 4: Erdschluss-Reststrom in Abhängigkeit von I_{CE} , d_F und S bei $f = 250$ Hz, Farbskala wie in Bild 3

Die Ermittlung von solchen Orten mit hohen Erdschluss-Restströmen ermöglicht es den Netzbetreibern, ihre Netze daraufhin gezielt zu untersuchen und gegebenenfalls Maßnahmen zu ergreifen.

- [1] DIN VDE 0845-6-2:2014. Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen; Teil 2: Beeinflussung durch Drehstromanlagen.
- [2] DIN VDE 0101-2:2011. Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV.



Sebastian Kraemer, Dipl.-Ing.
National 5G Energy Hub –
Umsetzung eines funkbasierten Nieder-
spannungsnetzschutzes

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Die kommende fünfte Generation der drahtlosen Kommunikation wird neue, besser zugeschnittene Lösungen auch im Bereich der Überwachung, Messung und Steuerung von Geräten der Energietechnik ermöglichen. Die Einführung des 5G-Standards kann in den nächsten zehn Jahren dazu führen, dass viele kabelgebundene, starre Kommunikationswege zwischen den Zentraleinheiten und lokalen Netzwerken durch eine drahtlose Kommunikationsplattform ersetzt werden. Dies wiederum kann eine dezentrale Energieversorgung der Zukunft unterstützen.

Im Rahmen des Projektes National 5G Energy Hub (N5GEH) [1] wird die Umsetzung einer modernen cloudgestützten Datenerfassung und -verarbeitung auf Basis einer funkbasierten Datenübertragung angestrebt. Hierbei werden mit je zwei Anwendungsfällen im Gebäude- und Elektroenergiebereich unterschiedliche Schaufenster als auch Anforderungen adressiert. Des Weiteren soll auf den Anwendungsfall *Netzschutz in der Nieder- und Mittelspannungsebene* eingegangen werden, der aufgrund einer angestrebten hohen Senderate und geringen Latenz hohe Anforderungen an die funkbasierte Signalübertragungskette stellt.

Vor dem Hintergrund einer abnehmenden Kurzschlussleistung in umrichterdominierten Versorgungsnetzen und damit einhergehend mit einer Absenkung des Unterschiedes zwischen maximalem Betriebsstrom und minimalem Kurzschlussstrom wird in der Niederspannungsebene eine bessere Fehlererkennung und -ortung angestrebt. So kann der Beitrag der dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEAs) zum Kurzschlussstrom zu Schutzversagen (engl. Blinding) führen, indem der Kurzschlussstrombeitrag aus übergeordneten Netzebenen übermäßig durch die DEAs abgeschwächt wird. Hierbei kann eine garantierte Auslösung der Niederspannungsabgangssicherung unter Umständen nicht mehr sichergestellt werden.

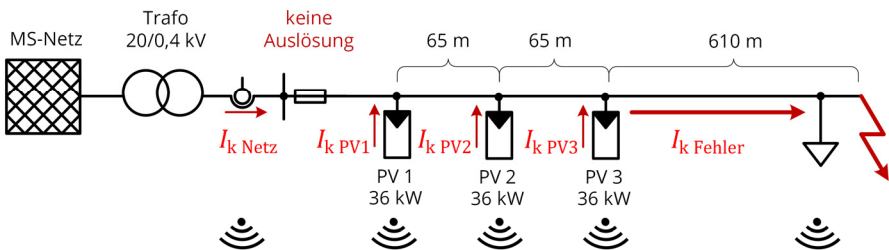


Bild 1: Simuliertes Testnetz (3-phasig) zur Nachbildung von Blinding-Effekten nach [2]

Der in Bild 1 dargestellte Netzaufbau wurde im Netzsimulationsprogramm PowerFactory implementiert und die Stromverteilung für den fehlerbehafteten Netzzustand anhand der beiden folgenden Betriebsfälle berechnet: *Ohne PV-Einspeisung* und *Mit PV-Einspeisung*. Tabelle zeigt, dass bei voller Einspeisung aus DEAs der minimale Auslösestrom der Abgangssicherung von 400 A in der fehlerbehafteten Phase A nicht erreicht wird.

Tabelle 1: Effektivwerte an der NS-Abgangssicherung (Stranganfang) im simulierten Testnetz bei Fehler in Phase A am Strangende [minimaler Auslösestrom 400 A]

Messpunkt	Kurzschluss ohne PV-Einspeisung	Kurzschluss mit PV-Einspeisung
Phase A	480 A	350 A
Phase B	-	150 A
Phase C	-	150 A

Demnach sollte hier ein Schutzalgorithmus eingreifen. Dieser muss den Netzzustand korrekt bewerten und bei Bedarf die Einspeisung aus DEAs kurzfristig reduzieren um eine Auslösung des primären Netzschutzes (Sicherung) wieder zu ermöglichen. Die gewählte Umsetzung ist an das Differenzschutzprinzip angelehnt und modular aufgebaut um notwendige I/O-Protokolle wie OPC-UA und IEC 60870-5-104 zu bedienen. Die Implementierung der Anwendung erfolgt als Microservices auf einem Server in örtlicher Trennung zu den Netzbetriebsmitteln, wenngleich aus Latenzgründen möglichst auf eine informationstechnische Nähe zu achten ist. Mit dem Ziel den implementierten Netzschutzalgorithmus unter Ankopplung einer Netzsimulationsumgebung zu verproben, wurde ein Test-Setup (Bild 2) aufgebaut.

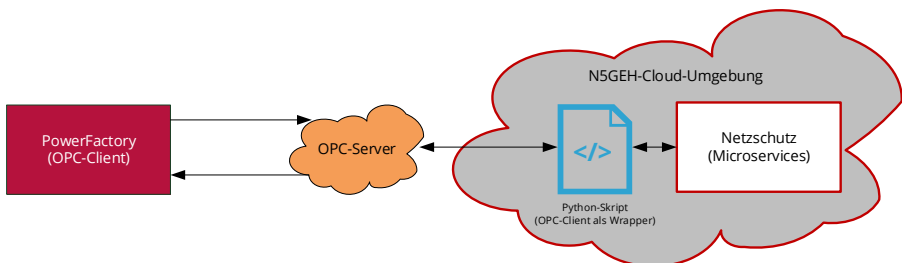


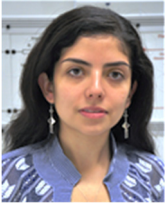
Bild 2: Signalkette des Test-Setups in der angestrebten N5GEH-Simulationsumgebung basierend auf dem Datenaustauschprotokoll OPC-UA

Im Anschluss an die ausstehende Auswertung wird eine Implementierung im Labor und in einem Demonstrator erfolgen. Dabei werden zur Messwertaufnahme funkbasierte Kleinstmessgeräte genutzt. Eine Herausforderung ist im diesem Kontext die automatische Registrierung als auch die funknetzwerkbasierete Synchronisierung. Das Projekt endet im April 2020 und wird als Basis für weiterführende Forschungsprojekte dienen.

[1] National 5G Energy Hub: <https://n5geh.de>, Abgerufen 10.2019.

[2] F. Glinka, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen, A. Schnettler et al.: *Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen*, 2015.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Power Quality“



Ana Maria Blanco, Dr.-Ing. **Characterization of the leakage currents produced by household electronic devices**

A variety of new equipment technologies, such as chargers for electric vehicles, LED lamps, energy-efficient power supplies for computers, photovoltaic inverters or adjustable-frequency drives for refrigerators are connected directly to the public low voltage (LV) network by means of power electronic components. These devices cause a variety of network disturbances, especially waveform distortion (subharmonic, harmonic, interharmonic, and supraharmonics) as well as direct current (DC) components caused by half-cycle asymmetries. These disturbances can have different effects on the networks. For example, the higher frequency distortion (supraharmonics) might lead to additional thermal stress, disturbing noise or device malfunctions. The DC components can cause e.g. saturation of transformers and transducers, which may lead to the malfunction of protection and control devices.

During the last years, a high effort has been made to characterize the phase currents (differential-mode currents) produced by such devices and their dependence on different factors like the supply voltage distortion and the frequency-dependent network impedance. However, little is known about the characteristics of leakage currents (common-mode currents), i.e. the difference between the phase and neutral current. Ideally, the leakage current should be zero during normal operation conditions, but in reality, electronic devices produce small leakage currents through filter capacitors, which are connected to the grounded chassis of the device. The leakage currents can also be the result of insulation deterioration, failures or transients. The leakage currents can cause malfunction of certain devices, like unwanted tripping of RCDs (Residual current devices).

A systematic investigation of the characteristic leakage currents produced by individual household devices and mixes of devices is presented in [1]. Different household devices and mixes of devices were tested under different voltage magnitudes, voltage distortions and frequency-dependent network impedances. The selected set of household devices includes photovoltaic inverters (PV), electric vehicles (EV), refrigerators, washing machines, microwaves, computers, air conditioner and many more.

The measurement setup is shown in Figure 1. The leakage current was measured directly on the PE conductor (i_{PE}) as the difference of the line and neutral currents (i_{Δ}). The voltage source is a 45 kVA three-phase network simulator with free programmable voltage waveforms. The impedance between the voltage source and the DUT is a synthetic network impedance that represents the frequency dependent impedance of the low-voltage network.

Tests have been carried out for combinations of three voltage magnitudes ($230 \pm 10\%$ V), six voltage distortions, and three network impedances. The voltage distortions include the sinusoidal waveform as reference, the typical flat-top voltage that is common in public LV networks, and voltage distortions with supraharmonic components produced by PV inverters and Power Line Communication systems. The network impedances correspond to the impedances defined in the standards IEC 61000-4-7, CISPR 16-1-2 and a synthetic impedance Z3 designed to represent an average impedance typically found in public LV networks in the range between 2 and 150 kHz.

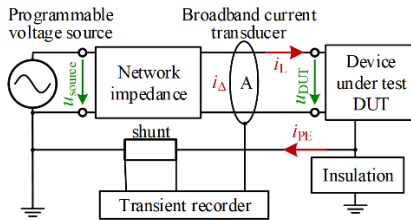


Figure 1: Measurement setup

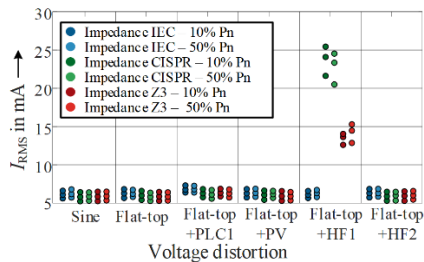


Figure 2: RMS value of the leakage current of a PV

The results of the RMS leakage current of a PV are shown in Fig. 2. The PV was measured at output powers of 10% and 50% of the nominal power. The three measuring points per impedance and voltage waveform illustrate the voltage magnitude dependency. The RMS leakage current remains almost constant during all the tests, except for the measurements with the impedance CISPR and Z3 while supply voltage has a flat-top shape and contains a supraharmonic component of 6 kHz (first resonance frequency of the PV). The analysis of the measurements gave in summary the following results:

- EVs, PVs and battery chargers produce the highest RMS values of the leakage current.
- RMS leakage currents are higher in presence of voltage distortion and network impedance.
- Voltage distortion containing supraharmonic components produces higher leakage currents. Voltage distortion reflecting a PLC signal showed in most cases the highest impact.
- Network impedance has different influence on the devices. Its influence depends on the applied voltage distortion and the input impedance characteristics (e.g. location of resonances) of the device or device mix.
- Voltage magnitude has a minor influence.
- In most of the cases, the harmonic, interharmonic, subharmonic, and DC components of the leakage currents are significantly smaller than the supraharmonic components.
- Interactions between devices connected to different installation circuits can considerably affect the produced leakage currents.

[1] A. M. Blanco, F. Möller, J. Meyer, P. Schegner. Characterization of the leakage currents produced by household electronic devices. International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2020.



Max Domagk, Dr.-Ing.
**Messtechnische Identifikation von
 Ersatzschaltungen für die
 frequenzabhängigen Impedanzen
 öffentlicher Niederspannungsnetze**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Oberschwingungsströme, die in das Netz eingespeist werden, verursachen in Abhängigkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz Oberschwingungsspannungen, welche zu einer Verzerrung der Versorgungsspannung führen können. Verzerrte Spannungen und Ströme können andere an das Energieversorgungsnetz angeschlossene Geräte oder Anlagen negativ beeinflussen. Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Einhaltung der Spannungsverzerrung innerhalb definierter Grenzen und müssen folglich dafür sorgen, dass die Oberschwingungsströme, die von kundenseitigen Geräten oder Anlagen eingespeist werden, ausreichend begrenzt werden.

Häufig sind dazu Oberschwingungssimulationen sehr großer Netzgebiete erforderlich. Dabei können verschiedene Effekte untersucht werden, wie zum Beispiel die Ausprägung von Resonanzen oder die Auswirkungen des Einsatzes passiver Filter (Saugkreisanlagen) für unterschiedliche Netzkonfigurationen und/oder Betriebsbedingungen. Für die Untersuchung einer realistischen Ausbreitung von Oberschwingungen z.B. in Mittelspannungsnetzen müssen die frequenzabhängigen Impedanzen aller zu modellierenden Elemente möglichst realitätsnah abgebildet werden. Um die Simulationen zu vereinfachen werden u.a. aggregierte Impedanzmodelle der unterlagerten Niederspannungsnetze benötigt. Die frequenzabhängigen Impedanzen ganzer Niederspannungsnetze können durch Ersatzschaltungen adäquat abgebildet werden.

Im Allgemeinen werden Ersatzschaltungen öffentlicher Niederspannungsnetze benötigt, die innerhalb eines bestimmten Frequenzbereichs das reale Verhalten korrekt nachbilden und die Möglichkeit bieten typische Resonanzen abzubilden. Die notwendigen Modellparameter entsprechender Ersatzschaltungen lassen sich z.B. mit Hilfe von Messungen der Leiter-Neutralleiter-Impedanz bestimmen. Die notwendigen Parameterwerte für eine bekannte Schaltungstopologie (vgl. Beispiel in Bild 1) können z.B. mit Hilfe der nichtlinearen Methode kleinster Fehlerquadrate geschätzt werden [1]. Im Prinzip ist dies ein Optimierungsproblem bei dem versucht wird die Differenz d zwischen gemessener Impedanz $\underline{Z}_M(s)$ und Impedanz der Ersatzschaltung $\underline{Z}_{ES}(s)$ zu minimieren:

$$d = \min f(s) := \min \left(\sum |\underline{Z}_M(s) - \underline{Z}_{ES}(s)|^4 \right)^{\frac{1}{4}} \quad \text{mit } s = j\omega = j2\pi f \quad (1)$$

Die Anwendung eines Exponenten von vier ist restriktiver gegenüber höheren Abweichungen im Vergleich zu einem kleineren Exponenten. Um sinnvolle Parameterwerte für die Schaltungskomponenten zu erhalten werden Initialwerte vorgegeben und der Suchbereich durch definierte Intervalle eingeschränkt.

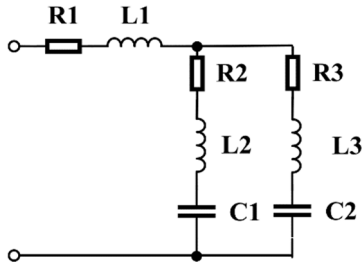


Bild 1: Generische Ersatzschaltung zur Modellierung frequenzabhängiger Impedanzen

Nach Schätzung der Schaltungsparameter kann die Differenz aus Gleichung (1) genutzt werden, um die Güte des Ergebnisses zu bewerten. Für 21 analysierte Impedanzmessungen hat sich gezeigt, dass Differenzen mit $d < 0,3 \Omega$ zu guten Ergebnissen führen. Das Ergebnis einer erfolgreichen Anpassung ist in Bild 2 für eine frequenzabhängige Impedanz mit einer Resonanz bei ungefähr 900 Hz dargestellt.

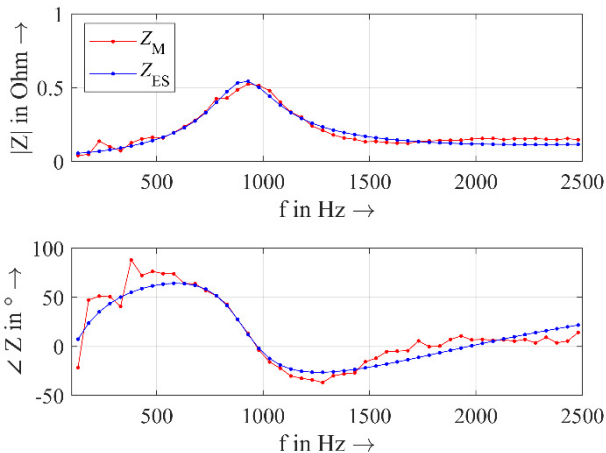


Bild 2: Frequenzgänge für eine erfolgreiche Anpassung der Ersatzschaltungsimpedanz Z_{ES} an eine gemessene Niederspannungsimpedanz Z_M [1]

Die resultierenden Ersatzschaltungen basieren auf den einphasigen Messungen der Leiter-Neutralleiter-Impedanzen. Untersuchungen in [1] haben ergeben, dass diese in etwa der Mitsystemimpedanz entsprechen, sofern die Impedanzmessung nahe der Sammelschiene des speisenden Transformators erfolgt.

[1] M. Domagk, R. Stiegler, J. Meyer: *Measurement Based Identification of Equivalent Circuit Models for Aggregated Harmonic Impedances of Public Low Voltage Grids* in IEEE Powertech, Mailand, 2019



Etienne Gasch, Dipl.-Ing.
**Konzeption eines Strommessgerätes zur
Einbindung in eine Cloudsoftware**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Zunahme an dezentraler Einspeisung im Niederspannungsnetz stellt den Netzschutz vor neue Aufgaben. Bei hoher Einspeisung von dezentralen Anlagen kann ein sicheres Auslösen der Sicherung an der Netzeinspeisung nicht zuverlässig gewährleistet werden. Ein neuartiger Stromdifferentialschutz soll dafür sorgen, dass bei einem erkannten Fehler alle dezentralen Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden. Durch das Abschalten der dezentralen Erzeugungsanlagen fließt anschließend der gesamte Fehlerstrom über die Netzeinspeisung. Die Sicherung an der Netzeinspeisung löst aus.

Die Umsetzung dieses Schutzkonzeptes erfolgt im Rahmen des National 5G Energy Hub Projektes (N5GEH) [1]. In diesem Projekt werden verschiedene Funktionen der Gebäudeenergieversorgung und der Elektroenergieversorgung in einer zentralen Steuerungssoftware realisiert. Der neue Mobilfunkstandard der 5. Generation (5G) ermöglicht zahlreichen Endgeräten einen schnellen Zugang zu dieser zentralen Steuerungssoftware welche eine Cloud-Architektur darstellt. Die Endgeräte sind dabei unterschiedliche Sensoren und Aktoren, welche den Zustand des Wärme- und Elektroenergieversorgungsnetzes messen bzw. welche aktiv in die Netzregelung eingreifen können.

Im Rahmen dieses Projektes wurden verschiedene Use Cases definiert, welche Funktionalitäten des Netzbetriebes und der Gebäudeenergieversorgung adressieren. Ein Use Case ist der Netzschutz des Niederspannungsnetzes bei verstärkter dezentraler Einspeisung. Hohe dezentrale Einspeisung kann dazu führen, dass bei einem Fehler im Niederspannungsnetz die Sicherung an der Einspeisung nicht auslöst, da die vom vorgelagerten Netz bezogene Wirkleistung zu gering ist [2].

Im Projekt wird ein Messgerät entwickelt, welches die Überwachung aller Netzabgänge sowie der Netzeinspeisung übernimmt. Das Messgerät soll in jeder Phase den Strom aller 1 ms erfassen und per Mobilfunknetz an die Cloudsoftware senden. In der Cloudsoftware wird die Stromsumme über alle Messgeräte je Phase in einem Niederspannungsnetz gebildet. Wenn diese Summe einen bestimmten Wert überschreitet, ist von einem Fehler im Netz auszugehen. Die Software sendet ein Signal an alle dezentralen Erzeugungsanlagen im betroffenen Netz, sich abzuschalten. Die bisherige Funktion des einfachen Überstromzeitsschutzes der Sicherung wird dabei nicht beeinflusst und kann weiterhin garantiert werden. Das neue Schutzkonzept stellt eine zusätzliche Schutzfunktion dar.

Für den Test des Schutzkonzeptes innerhalb einer Cloudsoftware wird ein einfaches und kostengünstiges Messgerät benötigt. Das Messgerät soll folgenden Anforderungen genügen:

1. Flexibler Einbau, ohne Unterbrechung des Stromkreises,
2. Kostengünstige Komponenten,
3. Frei programmierbar,
4. Verwendung verschiedener Kommunikationsschnittstellen um Daten mit der Cloudsoftware auszutauschen

Der Prinzipielle Aufbau der Messkette inkl. des Messgerätes ist in Bild 1 dargestellt. Die Messung des Stromes erfolgt über Rogowskispulen. Diese liefern ein der Änderung des Stromes äquivalentes Spannungssignal. Sie sind sehr flexibel im Einbau. Es gibt während des Ein- und Ausbaus keine Unterbrechung der Stromversorgung. Das Spannungssignal am Ausgang der Rogowskispule wird anschließend auf dem Analog Board verstärkt und aufsummiert, um ein dem Strom proportionales Spannungssignal zu erhalten. Die Abtastung erfolgt durch ein Data Acquisition Board, welches den A/D-Wandler beinhaltet und die Daten zum digitalen Auslesen bereithält. Die Verarbeitung der Daten erfolgt auf einem Computer Board. Dieses liest die Daten vom Data Acquisition Board aus, führt notwendige Berechnungen durch und bereitet die Daten zur Datenübertragung in die Cloudsoftware vor und versendet sie.

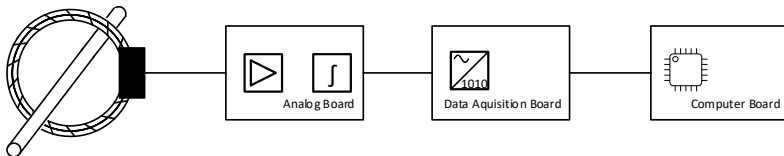


Bild 1: Schema der Messkette bestehend aus Sensortechnik und Messgerät

Die Messung der Spannung ist derzeit nicht vorgesehen. Sie kann bei Bedarf ergänzt werden, da das Data Acquisition Board 8 Analogeingänge besitzt und somit für ein 4 Leitersystem Spannung und Strom gleichzeitig gemessen werden können.

[1] National 5G Energy Hub: <https://n5geh.de>, Abgerufen 10.2019.

[2] F. Glinka, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen, A. Schnettler et al.: *Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen*, 2015.



Shrinath Kannan, M.Sc.
Harmonic resonance detection in low-voltage distribution networks

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Basic considerations for harmonic resonance detection in public LV networks include deviation from the nominal response in network harmonic impedance, voltage and current emissions and thereby harmonic powers. Harmonic resonance is increasingly observed in public networks in Germany and Europe. Adverse effects such as stability issues and harmonic emission magnification can be caused by the harmonic resonance, which necessitates and emphasizes the importance of continuous monitoring and detection of harmonic resonances. Several invasive and non-invasive impedance measurement techniques are developed, which are not suitable for measurement-based continuous resonance detection [1]. Therefore a new approach for a non-invasive resonance detection technique is explored. In a simple resonant circuit as shown in Fig. 1(a), as measured from MP1 - $\underline{U}_{oh}, \underline{I}_{oh}$ (outside the resonance circuit), at the resonance frequency, the source will not supply any reactive power as this is perfectly balanced between the inductive and the capacitive branch. When measured from MP2 - $\underline{U}_{ih}, \underline{I}_{ih}$ (inside the resonance circuit), the power flow at the resonance is expected to be close to being purely reactive, as the reactive power exchanged between the storage elements is dominating. Further if the current direction is assumed to be in the direction as shown in Fig. 1(a) – as flowing into the capacitor, the reactive power is expected to be negative. This simple concept can be extended to an LV network. The elements responsible for harmonic resonance in an LV network are not in canonical form similar to a conventional parallel resonance circuit as shown in Fig. 1(b).

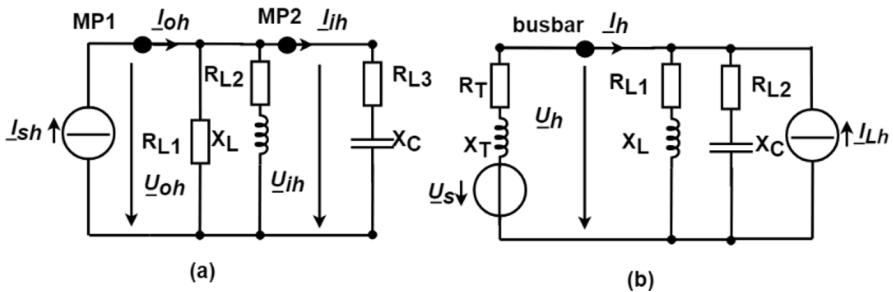


Fig. 1: Single-phase to neutral representation of, (a). Simple parallel resonance circuit, (b). LV network - $R_{L1}, R_{L2}, R_{L3}, X_L, X_C$ represent the various load elements and R_T, X_T represent the distribution transformer equivalent resistance and reactance.

Similar to MP2 in Fig. 1(a), the harmonic apparent power computed based on the measurements at the busbar may indicate a high harmonic reactive power flow at the resonance frequency. Using the simplified circuit as shown in Fig. 1(b), at resonance frequency

a high harmonic reactive power (negative) is expected to be measured at the busbar, which is exchanged between the transformer (reactance) and the customer load impedances containing a significant share of capacitances. Putting typical values for the circuit elements presented in Fig. 1(b), a parallel resonance behaviour is observed at 750 Hz as shown in Fig. 2(a) and (b).

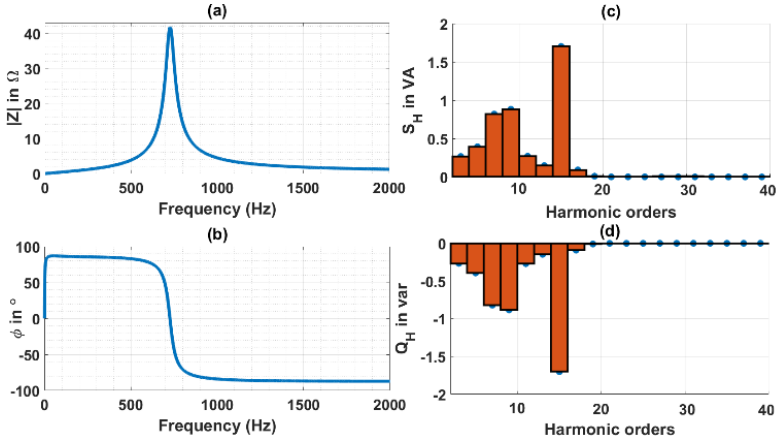


Fig. 2: Network harmonic impedance (a). Magnitude, (b). Phase angle, (c). harmonic apparent power, (d). harmonic reactive power.

Based on the voltage and current as measured at the busbar the complex harmonic power is calculated as follows.

$$\underline{S}_h = \underline{U}_h \cdot \underline{I}_h^* = S_h \angle \varphi_h \quad (1)$$

In (1), S_h and φ_h are the magnitude (harmonic apparent power) and phase angle of the complex harmonic power phasor. From Fig. 2 (c) and (d) it can be clearly seen that at the resonance frequency, harmonic apparent power and harmonic reactive power are high compared to other non-resonant frequencies. Even with typical emission at other frequencies, the resonance can be clearly identified.

Further studies are carried out for a 3-stage resonance detection technique and its robustness under typical conditions in public LV networks based on the initial findings as presented here.

- [1] S. Kannan, J. Meyer, "Recent Developments in Harmonic Resonance Detection in Low Voltage Networks using Impedance Measurement Techniques" in *ICPS*, Jaipur, India, 12.2019 (accepted for publication).



Elias Kaufhold, Dipl.-Ing.
Modulares White-Box Modell von
einphasigen Photovoltaik-Systemen im
Niederspannungsnetz

Gefördert durch
DFG Deutsche
 Forschungsgemeinschaft

Um die Klimaziele zu verfolgen, werden derzeit konventionelle Energieerzeuger im Energieversorgungsnetz durch dezentrale, regenerative Energieerzeuger ersetzt. Ein Zuwachs an Photovoltaik (PV)-Systemen und der damit einhergehende Zuwachs an netzgekoppelten Invertern sind Folge dieser Entwicklung. Das nichtlineare Verhalten der leistungselektronischen Komponenten in diesen PV-Systemen und Reglerinteraktionen führen zu neuen Herausforderungen, sowohl hinsichtlich eines stabilen Betriebs der PV-Systeme, als auch hinsichtlich des Netzbetriebs.

Um das Verhalten des Energieversorgungssystems und der PV-Systeme untersuchen zu können, sind geeignete Modelle erforderlich. Die große Zahl an Herstellern von PV-Systemen, insbesondere im Kleinleistungsbereich für die Anwendung im Niederspannungsnetz, führt zu einer Vielzahl an Topologien. Diese Topologien zeigen sehr unterschiedliche Verhaltensweisen unter nicht-idealen Netzbedingungen, z.B. bei stärkeren Spannungs-verzerrungen am Netzanschlusspunkt. Komponenten, die mitunter starken Einfluss auf das Verhalten der PV-Systeme und deren Interaktionen mit dem Energieversorgungssystem haben, sind unter anderem das Eingangsfiler, aber auch der Regleralgorithmus und die Stabilität der DC-Seite.

Um die unterschiedlichen Topologien hinsichtlich ihrer Stromverzerrung und ihrer Rückwirkung auf das Energieversorgungsnetz analysieren zu können, kann für einphasige Systeme eine Modularisierung vorgenommen werden. Mit Hilfe eines modularen Implementierungsansatzes können Komponenten des PV-Systems ausgetauscht werden, sodass das Simulationsmodell sukzessiv erweitert werden kann. Dadurch wird der Implementierungsaufwand maßgeblich reduziert. [1]

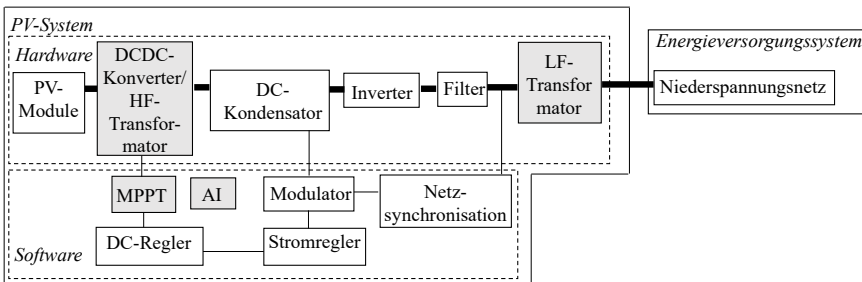


Bild 1: Modulares Modell einphasiger PV-Systeme am Energieversorgungsnetz

Bild 1 zeigt das entwickelte modulare Modell. Für die jeweiligen Komponenten wurden unterschiedliche Implementierungen erarbeitet, z.B. verschiedene Netzsynchrisationsalgorithmen und Filterdesigns. Die grau markierten Modellkomponenten können in realen PV-Systemen vorkommen, aber wurden bisher nicht in der Modellbibliothek berücksichtigt.

Durch den modularen Aufbau können beliebige Komponenten systematisch ausgetauscht werden, sodass der direkte Einfluss auf das Spektrum des netzseitigen Stroms in Bezug auf die jeweilige Komponente im jeweiligen PV-System bewertet werden kann. Dies ermöglicht eine Bewertung der Netzverträglichkeit und einen Vergleich zwischen verschiedenen Auslegungsvarianten.

Die Bewertung erfolgt auf Basis einer messtechnischen Charakterisierung im Labor. Dazu wird der Grundschwingung (50 Hz/230 V) mittels Frequenzsweep eine zusätzliche Frequenzkomponente überlagert, z.B. als ganzzahlige Vielfache der Ordnung h . Diese Messmethodik wird als Fingerprint bezeichnet. Wird dabei die Stromantwort gemessen, kann das stationäre Verhalten des PV-Systems in Form einer Admittanzmatrix angegeben werden, welche auch die Sensitivität des PV-Wechselrichters quantifiziert. [2]

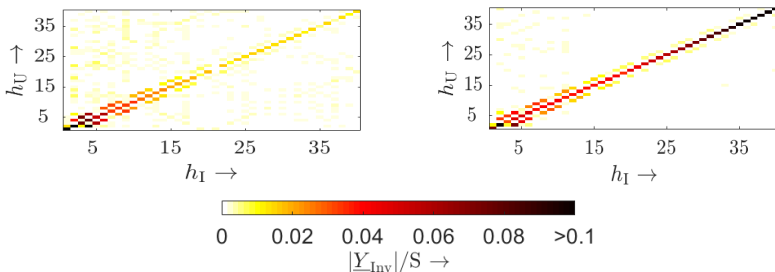


Bild 2: Admittanzmatrix von Photovoltaik-Systemen mit L-Filter (links) und LCL-Filter (rechts)

Exemplarisch wurden in Bild 2 die Admittanzmatrizen für zwei Invertermodelle bestimmt, die sich nur hinsichtlich ihrer Filtertopologie unterscheiden. Deutlich wird in diesem Fall das Resonanzverhalten des LCL-Filters gegenüber dem L-Filter. In der Admittanzmatrix ist ebenso der nichtlineare Einfluss der Regelung und anderer Komponenten in Form von Kopplungen zwischen Spannungs- und Stromharmonischen unterschiedlicher Ordnungszahl (Nebenelemente) zu erkennen.

- [1] Kaufhold, E. ; Meyer, J. ; Schegner, P.: Modular White-Box Model of single-phase Photovoltaic Systems for Harmonic Studies. In: *13th IEEE PES PowerTech Conference*. Milano, Italy, 2019.
- [2] Cobben, S. ; Kling, W. ; Myrzik, J.: The Making and Purpose of Harmonic Fingerprints. In: *19th International Conference on Electricity Distribution (2007)*, Nr. 0764, S. 21–24.



Victor Khokhlov, M.Sc.
**Thermal interactions
in modern lighting equipment
due to supraharmonic emission**

Advances in power electronics, increasing share of renewables in the energy system and the continuous proliferation of electric vehicles gradually change the focus of Power Quality challenges in the electrical network. Both, the end users and the network operators are confronted with higher frequency disturbances in the range from 2-150 kHz, which is also often referred to as supraharmonics. While malfunctions caused by supraharmonic emission are well documented in the literature, its long-term impact is not well investigated. Former studies report that the additional (thermal) stress of the circuit elements, especially the electrolytic capacitor, has to be considered.

In order to study the thermal interactions between circuit elements, detailed laboratory measurements of a 5 W LED lamp (cf. Fig. 1) were carried out [1]. The equivalent electrical circuit of this lamp is shown in Fig. 2. It consists of a grid-side filter capacitor, a diode bridge rectifier, a smoothing inductor, an electrolytic capacitor and a buck converter in the inverting stage. To analyse the impact of different circuit elements on the thermal stress of the electrolytic capacitor, three different modifications of the equivalent circuit are studied: original circuit, circuit without the filter capacitor (*Modification I*) and circuit without both the filter capacitor and the smoothing inductor (*Modification II*).



Figure 1: LED lamp

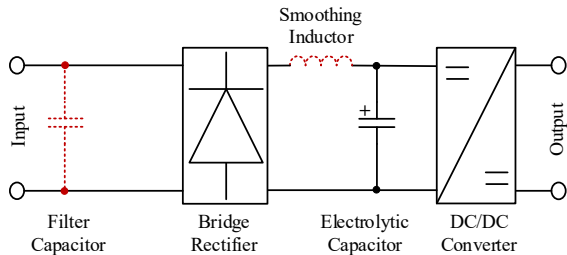


Figure 2: Equivalent electrical circuit

The lamp was examined with a two-frequency voltage that consist of a fundamental component with 230 V and a supraharmonic component with the magnitude of 5 V at frequencies of 5 kHz and 100 kHz. As can be seen in Table 1, for the original circuit both the electrolytic and the filter capacitor show a distinctive increase of operating temperature, especially at the frequency of 100 kHz. The filter capacitor is heated much more than the electrolytic capacitor. This suggests that the temperature increase of the electrolytic capacitor is a result of thermal interactions between these elements.

Table 1: Additional Thermal Stress of Circuit Elements

f_h , kHz	Original circuit		Modification I	Modification II
	ΔT_{e-cap} , K	ΔT_{filter} , K	ΔT_{e-cap} , K	ΔT_{e-cap} , K
5	0.8	1.1	0.7	1.0
100	5.5	16.1	0.1	0.8

In the next step, the filter capacitor has been removed from the original electrical circuit. From the end user point of view, the lighting performance of the lamp has not changed. Only slight differences in the current waveform have been observed. However, the thermal stress of electrolytic capacitor is significantly reduced. Almost no temperature increase is observed by supraharmonics at 100 kHz. Hence, the filter capacitor can be considered as the main heat source in presence of supraharmonic emission. In absence of this element, the electrolytic capacitor is not affected by the heat interactions and only the internal heating due to ripple of the electrolytic capacitor current can be observed.

For further analysis, the smoothing inductor has been replaced by a resistance equal to the absolute value of inductor impedance at the fundamental frequency. The increase of harmonic emission became more visible and the effect of supraharmonic emission has been also changed. In contrast to the prior state of the equivalent circuit, the thermal stress caused by disturbances at the frequency of 100 kHz increased from 0.1 K to 0.8 K. This behavior can be explained by the current rise through the electrolytic capacitor in absence of series inductive elements.

It follows that circuit elements may either provide additional thermal stress (e.g. filter capacitor) or protect the electrolytic capacitor from supraharmonic disturbances (e.g. smoothing inductor). For this reason, three different mechanisms of heating can be distinguished with respect to the electrolytic capacitor: internal (direct) heating, external (indirect) heating and combined (direct and indirect) heating.

Internal heating is caused by the ripple of the electrolytic capacitor current itself. This occurs for devices without Power Factor Correction, for which the rectifying stage consists only of the bridge rectifier and the electrolytic capacitor. Conversely, external heating is caused by the heat transfer from other circuit elements. Namely, the foil capacitor can be considered as the main heat source. It could be either a part of the voltage divider in the capacitive power supply or a part of a grid-side filter circuit. Alternatively, both heating mechanisms may also occur together, if not only additional capacitive elements are used in the circuit but also the ripple current in the electrolytic capacitor is not well damped by inductive elements.

It can be concluded that the circuit layout and housing design of a device can considerably affect the operating temperature of circuit elements. This has to be considered for accurate and reliable thermal studies. Generic laboratory setups are in most cases not able to reflect the true operating temperature increase of the circuit elements in a particular device.

[1] V. Khokhlov, J. Meyer, P. Schegner, *Thermal interactions in modern lighting equipment due to disturbances in the frequency range 2-150 kHz*, IEEE PES PowerTech, Milan, 2019.



Matthias Klatt, Dipl.-Ing.
Ansätze zur Modellierung der
supraharmonischen Emission von
PWM-modulierten, selbstgeführten
Stromrichtern am
Gleichspannungszwischenkreis

Durch die zunehmende Verbreitung selbstgeführter Stromrichter (SR) ist allgemein eine Zunahme höherfrequenter Spannungs- und Stromverzerrung (Supraharmonische) in öffentlichen Niederspannungsnetzen zu beobachten. Dabei kommt es auch zu vermehrten Berichten über Störungen von Geräten [1]. Bisher existieren keine Emissionsgrenzwerte für die überwiegende Zahl von Quellen unbeabsichtigter, supraharmonischer Emissionen. Zu diesen Quellen zählen beispielsweise Photovoltaikwechselrichter und Ladegleichrichter von Elektrofahrzeugen.

Darüber hinaus existieren keine vereinfachten Modelle für die quantitative Bestimmung der supraharmonischen Emission von SRn. Für die Dimensionierung des netzseitigen Filters von Stromrichtern wird in der Regel auf Simulationen des vollständigen Stromrichters im Zeitbereich zurückgegriffen. Dieser Ansatz wird auch als White-Box-Modellierung bezeichnet.

Die Entwicklung von White-Box-Modellen für kommerziell erhältliche Stromrichter ist jedoch praktisch nicht möglich, da die Regelalgorithmen und elektrischen Schaltungen Geschäftsgeheimnisse der jeweiligen Hersteller sind. Aus diesem Grund wird für die Modellierung supraharmonischer Emissionen derartiger SR die Black-Box-Modellierung verfolgt, welche ausschließlich auf der Beschreibung des elektrischen Verhaltens des Gerätes auf Basis von Messungen beruht, ohne Kenntnisse über den inneren Aufbau oder die Funktionsweise zu erfordern.

Bei selbstgeführten Stromrichtern am Gleichspannungszwischenkreis ist die Impedanz der H-Brücke und des Zwischenkreiskondensators gegenüber der Impedanz des netzseitigen Filters vernachlässigbar, sodass die H-Brücke als ideale Spannungsquelle angenähert werden kann. Darüber hinaus kann das netzseitige Filter mit guter Näherung als linear angenommen werden. Nach dem Helmholtz-Thévenin-Theorem lässt sich somit der für die supraharmonische Emission maßgebliche, netzseitige Teil des Stromrichters durch eine Ersatzspannungsquelle mit Reihenimpedanz nachbilden. Das Netz wird durch eine Impedanz modelliert [2]. Dieser Ansatz ist in den Bildern 1 und 2 veranschaulicht.

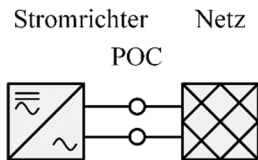


Bild 1: Ersatzschaltbild eines SRs am Niederspannungsnetz

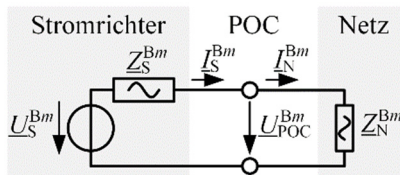


Bild 2: Modellansatz zur Beschreibung der höherfrequenten Emission in einem Emissionsband eines SRs

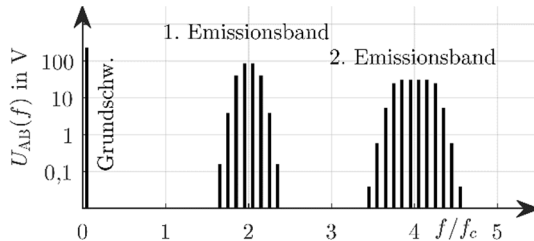


Bild 3: Typisches Effektivwertspektrum der Spannung an der H-Brücke eines PWM-modulierten, selbstgeführten Stromrichters am Gleichspannungszwischenkreis

Zur Vereinfachung der Modellierung werden nicht die einzelnen Spektralanteile der vom Stromrichter an seiner H-Brücke erzeugten Spannung verwendet, sondern die charakteristisch in Emissionsbändern auftretenden Spannungen zum Effektivwert im m -ten Emissionsband

$$U^{Bm} = \sqrt{\sum_{2mf_{c-B/2}}^{2mf_{c+B/2}} [U(f)]^2} \quad (1)$$

zusammengefasst. Dabei hat sich eine Bandbreite von $B = 800$ Hz als praktisches Optimum erwiesen.

Basierend auf diesem Modellierungsansatz für selbstgeführte SR am Gleichspannungszwischenkreis wurden in [3] supraharmonische Emissionsmodelle für zwei Photovoltaikwechselrichter und einen Ladegleichrichter eines Elektrofahrzeugs quantitativ parametrisiert. Die Modellverifikationen am Teststand im Labor, am Hausnetz des IEEH und bei baugleichen Geräten im Netz zeigen, dass bei ein und demselben Gerät typischerweise Modellvorhersagefehler von weniger als $\pm 5\%$ erreicht werden. Bei baugleichen Geräten kann eine wesentlich schlechtere Genauigkeit im Bereich $\pm 40\%$ erreicht werden, da die Modellparameter stark von den Bauteileigenschaften des netzseitigen Filters abhängen, welche durch Schwankungen innerhalb der Serienproduktion variieren. Selbst im Parallelbetrieb mehrerer supraharmonischer Quellen an einem Knoten im Niederspannungsnetz liefert der Modellansatz eine typische Genauigkeit im Bereich $\pm 10\%$.

Der entwickelte Black-Box-Modellansatz ist ein wesentlicher Fortschritt in der Modellierung derartiger Systeme und kann zukünftig Simulationen vereinfachen und die Entwicklung zukünftiger Normen in diesem Bereich unterstützen.

- [1] CENELEC SC 205A, TF EMI *Electromagnetic Interference between Electrical Equipment/Systems in the Frequency Range below 150 kHz*, Study Report, Edition 3, 2015.
- [2] R. Stiegler, J. Meyer, J. Drápela, T. Hanzlík, M. Höckel, K. Scheida and S. Schory: *Survey of Network Impedance in the Frequency Range 2-9 kHz in Public Low Voltage Networks in AT/CH/CZ/GE*, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Madrid, 2019.
- [3] M. Klatt, R. Stiegler, J. Meyer, P. Schegner: *A Generic Frequency-Domain Model for the Emission of PWM-Based Power Converters in the Frequency Range from 2 to 150 kHz*, IET Generation, Transmission & Distribution, 2019.



Jan Meyer, Dr.-Ing. habil.
Suitability of test procedures in IEC 61000-3-2 for assessing harmonic emission of modern mass-market equipment

The standard IEC 61000-3-2 [1] defines harmonic current emission limits for electrical and electronic devices with a rated input AC current up to 16 A per phase. To assess the compliance of a device, the harmonic current magnitudes have to be determined in tests with an as sinusoidal as possible supply voltage with nominal magnitude. There is a general expectation that normative test conditions for emission limit compliance assessment reflect “worst case” conditions, regarding both setting of equipment operating points and test supply conditions (voltage and impedance). In this way, it should be ensured if the equipment complies with harmonic emission limits in tests, its harmonic emission under realistic supply voltage conditions will be in most cases lower than under the test conditions.

Field measurements in present residential public LV networks show that the supply voltage is typically not sinusoidal, but has a more or less pronounced flat-top shape, with a total voltage harmonic distortion usually higher than 2%. Moreover, the rms value of the voltage is also not constant and equal to the nominal value, but it can vary significantly during the day. Allowed variations in European public LV networks are in the range up to $\pm 10\%$ of nominal voltage.

The continuous increase in energy efficiency and flexibility of power supplies is one of the key challenges for a sustainable future. Consequently during the last decades “classical” line-commutating rectifiers without power factor correction (PFC) or with passive PFC are more and more replaced by “modern”, self-commutating topologies. For consuming devices the use of active PFC becomes more and more popular and the number of inverters for distributed generation and converter for storage applications grows. Those “modern” topologies have a significant different behaviour compared to the “classical” topologies and the question arises, if the present normative test conditions are still realistic.

Therefore a set of 145 appliances has been selected from PANDA (database of harmonic emission spectra of household equipment, <https://panda.et.tu-dresden.de>), which represents a broad range of household electronic appliances sold in Europe, including CFLs, LEDs, PC power supplies, laptop chargers, battery chargers for smart phones and tablets, flat-top panel TVs, PC monitors, PV inverters and electric vehicle chargers. About 2/3 of the selected appliances are based on “classical” topologies, while the remaining 1/3 appliances represent “modern” topologies.

All appliances were measured under test similar conditions, using a programmable voltage source and a measurement device (voltage transient recorder, or power quality analyzer) capable to measure the magnitude and phase angle of voltage and current harmonics based on the specification in IEC 61000-4-7. Three different supply voltage

magnitudes (230 V, 230 V + 10%, 230 V - 10%) under sinusoidal conditions and a flat-top supply with 230 V rms (cf. Fig. 2) were used. For analysis a relative deviation is calculated:

$$RDI^{(h)} = (I_{\text{test}}^{(h)} - I_{\text{ref}}^{(h)}) / I_{\text{ref}}^{(h)} \cdot 100\% \quad (1)$$

Figures 1 and 2 show exemplarily the results for one “classical” topology (left) and the new, “modern” topologies (right).

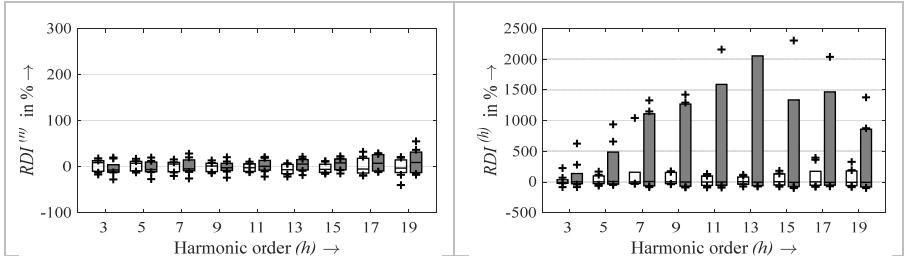


Figure 1: Impact of voltage magnitude on harmonic current emission (sinusoidal waveform) for one “classic” topology (left, with no PFC) and “modern” topologies (right); 50 appliances; White and grey bars correspond to the two test points of 207 V and 253 V.

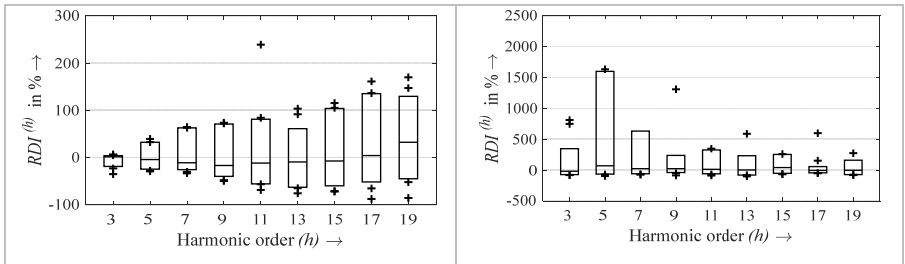


Figure 2: Impact of flat-top voltage waveform on harmonic current emission (nominal rms voltage) for one “classic” topology (left, with no PFC) and “modern” topologies (right); 50 appliances.

It can be clearly seen that “modern” power electronic devices behave in many cases significantly different than “classical” devices. They show a much higher sensitivity to deviations from the reference (sinusoidal) test conditions, which is mainly caused by the design of their input impedance. Consequently the present test conditions do not represent a “worst-case” condition anymore for “modern” devices. As one possibility, an additional equipment class E could be introduced in IEC 61000-3-2 applying an extended test procedure, which checks the “robustness” of the tested device with regard to one or more specified supply voltage distortions. This approach is not limited to consuming devices, but could also be included in standards for generating and storage appliances.

[1] IEC 61000-3-2:2018 (RLV): EMC - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase).

[2] J. Meyer, A. Blanco, R. Langella, S. Djokic: Suitability of test procedures in IEC 61000-3-2 for assessing harmonic emission of modern mass-market equipment, 25th CIRED conference, Madrid, June 2019.



Friedemann Möller, Dipl.-Ing.
Aussendung von Gleichstromanteilen durch elektrische Geräte für den Anschluss im Niederspannungsnetz

Gleichstromanteile in den Drehstromnetzen der Elektroenergieversorgung können hinsichtlich der Erscheinungsdauer in zwei Kategorien unterteilt werden. Kurzzeitige Gleichstromanteile, welche auf Phänomene wie Fehler- oder Rushströme zurückzuführen sind. Länger auftretende Gleichstromanteile werden durch elektrische (Haushalts-)Geräte bzw. atmosphärische Einflüsse verursacht [1]. Gleichstromanteilen können in Drehstromnetzen Funktionsstörungen aufgrund der Sättigung des Eisenkerns bei Betriebsmitteln wie bspw. Verteilnetztransformatoren oder Schutzgeräten hervorrufen sowie zu einer verstärkten Korrosion von Erdungsanlagen führen [2].

Um den Einfluss moderner Gerätetechnologien auf den Gleichstromanteil im Niederspannungsnetz zu untersuchen, wurden 17, in öffentlichen Niederspannungsnetzen gebräuchliche Geräte ausgewählt, welche 9 Gerätegruppen repräsentieren (vgl. Tabelle 2). Die Gleichstromemission wurde für typische aktive Arbeitspunkte und den Standby-Modus bei sinusförmiger und abgeflachter Kurvenform der Versorgungsspannung gemessen. Für die Messung wurde ein Leistungsverstärker mit programmierbarer Spannungskurvenform eingesetzt. Zur Nachbildung des Netzes wurde die in IEC 61000-4-7 Anhang B definierte Impedanz zwischen Verstärker und Gerät geschaltet. Alle ausgewählten Geräte verfügen über keine direkte Halbschwingungsgleichrichtung. Das Messintervall zur Berechnung des Gleichstromanteils betrug eine Sekunde. Die Messunsicherheit der Messkette ist hinsichtlich des Betrages des Gleichstromanteils für Messwerte größer 1 mA kleiner als 10 %.

Eine Bewertung hinsichtlich Emissionsgrenzwerten ist nur sehr eingeschränkt möglich. Neben einer fehlenden Definition zur Messung des Gleichanteils (Messintervall, Aggregation), gibt es bis auf die in IEC 61000-3-2 Absatz 6.1 aufgeführten Anforderungen für Geräte mit Halbwellengleichrichtung bislang keine international einheitlichen Normen für Emissionsgrenzwerte des Gleichstromanteils elektrischer Geräte. Tabelle 1 listet einzelne nationale Richtlinien auf, welche sich bis auf die VDE AR-N 4100 auf die Gleichstromanteile von PV-Wechselrichtern beziehen. VDE-AR-N 4100 gilt für alle umrichterbasierten Geräte.

Tabelle 1: Übersicht nationaler Normen und Richtlinien mit Grenzwerten für Gleichstromanteile

Land	Richtlinie	Grenzwert
Australien	AS 4777.2	5 mA
China	GB/T 50865 - 2013	0,5 % des Nennstroms
Deutschland	VDE-AR-N 4100	max {20 mA, 0,5 % des Nennstroms}
Großbritannien	ER G83/1	5 mA
Japan	Technical Guideline for the Grid Interconnection	1 % des Nennstroms
USA	IEEE 929-2000	0,5 % des Nennstroms

Tabelle 2: Gleichstromanteile verschiedener Gerätegruppen in mA

Gerätegruppe	Spannungshöhe					
	Aktiver Modus			Standby Modus		
	207 V	230 V	253 V	207 V	230 V	253 V
Klimaanlage	2,8	9,3	6,9	1,9	1,8	1,7
Spülmaschine	184,6	170,0	131,4	6,3	6,0	4,6
Elektrofahrzeug	322,8	204,4	292,8	109,5	93,5	94,7
Dunstabzugshaube	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Flachbildschirm	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Mikrowelle	13,5	14,7	16,0	< 1	< 1	< 1
Beleuchtung ¹⁾	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
PV-Wechselrichter	16,2	14,5	15,9	11,0	11,4	12,9
Kühlschrank	3,4	2,8	2,5	2,8	2,6	2,4
PC-Netzteil	2,2	2,3	2,0	< 1	< 1	< 1
Waschmaschine	3,4	2,5	1,1	< 1	< 1	< 1

¹⁾ Mix von 20 LED Lampen

In Tabelle 2 sind die gemessenen maximalen Gleichstromanteile jeder Gerätegruppe in Abhängigkeit des Arbeitspunktes und der Spannungshöhe dargestellt. Der Einfluss der Spannungskurvenform ist für die untersuchten Gerätegruppen vernachlässigbar. Zur besseren Bewertung der Ergebnisse wurde diese informativ mit den Grenzwerten nach Tabelle 1 verglichen und nach dem Ampelprinzip eingefärbt. Grün dargestellte Werte sind kleiner als 5 mA und verletzen keinen Grenzwert. Gelb dargestellte Werte sind kleiner als 20 mA und verletzen Grenzwerte in einigen Ländern und rot dargestellte Werte verletzen die in VDE-AR-N 4100 aufgeführten Grenzwerte.

Es ist ersichtlich, dass die Gleichstromanteile signifikant vom Arbeitspunkt und für einzelne Geräte zudem vom Effektivwert der Versorgungsspannung abhängen. Zudem zeigt sich, dass neben einigen typischen Haushaltsgeräten insbesondere neue Geräteklassen wie Elektrofahrzeuge oder Photovoltaikwechselrichter deutliche Gleichstromanteile im Außenleiter aufweisen.

[1] University of Strathclyde: *An Investigation of DC injection into low voltage AC Power Systems*. DTI Commissioned Report, June 2005.

[2] S. Bradley, J.D. Crabtree: *Effects of DC from embedded generation on residual current devices and single phase metering*. ea Technology Report, February 2000.



Sascha Müller, Dipl.-Ing.
Abhängigkeit der
Oberschwingungsmodellierung vom
Arbeitspunkt

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Ursache für die Oberschwingungsemission von Geräten ist deren nichtlineare Strom-Spannungs-Kennlinie. Um diese ohne genaue Kenntnis des inneren Aufbaus des Gerätes zu modellieren und für die Simulation der Oberschwingungspegel im Netz zu nutzen, erfolgt deren Modellierung im Frequenzbereich auf Basis systematischer Messungen. Nachzubilden sind alle relevanten Kopplungen zwischen Strom- und Spannungsharmonischen. Im allgemeinen Fall sind jedoch auch diese Abhängigkeiten nichtlinear. Grundlage jedes Frequenzbereichsmodells ist deshalb eine Approximation oder Linearisierung im Arbeitspunkt [1]. Unter der Annahme, dass die geräteseitigen Parameter nicht variieren, ist dieser vor allem von der Versorgungsspannung abhängig. Üblicherweise erfolgt die Linearisierung für eine rein sinusförmige Spannung. In realen Netzen ist die Spannungskurvenform jedoch häufig etwas abgeflacht, weshalb als Arbeitspunkt für die Linearisierung auch eine solche sogenannte Flachdach-Spannung sinnvoll sein kann. Zur Verdeutlichung des Einflusses des Arbeitspunkts wird im Folgenden ein PC-Netzteil ohne Leistungsfaktorkorrektur betrachtet. Die Linearisierung der Kopplungen zwischen den Strom- (μ) und Spannungsharmonischen (ν) erfolgt mit Hilfe der Elemente der Frequenzkopplungsmatrix, welche die Dimension einer Admittanz haben und in Bild 1 für beide Arbeitspunkte, eingefärbt nach ihrem Betrag, dargestellt sind. Der Betrag der komplexen Differenz ist in Bild 1c zu sehen. Dabei wird deutlich, dass es signifikante Unterschiede zwischen den beiden Linearisierungen gibt. Ursache ist der stark nichtlineare Zusammenhang zwischen den Strom- und Spannungsharmonischen, wie er für Geräte ohne Leistungsfaktorkorrektur typisch ist. Die Darstellung beschränkt sich auf die Harmonischen der 3., 5. und 7. Ordnung, da für diese der Unterschied zwischen den beiden Arbeitspunkten am größten ist.

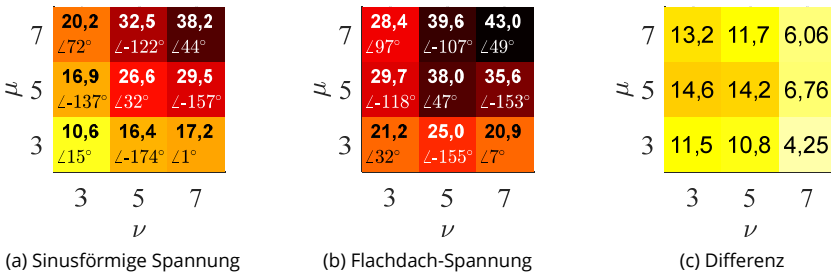


Bild 1: Frequenzkopplungsmatrix für verschiedene Referenzpunkte (a), (b) und deren betragsmäßige, komplexe Differenz (c); Beträge jeweils in mS

Der Unterschied zwischen den beiden Parametrierungen des Modells lässt sich auch zeigen, indem die resultierende Modellgenauigkeit beispielhaft für eine konkrete, realistische Spannungsverzerrung betrachtet wird. Diese ist zusammen mit der als Arbeitspunkt (AP) verwendeten Flachdach-Spannung in Bild 2a zu sehen. Das Spektrum zeigt, dass es nur einen geringen Unterschied zwischen den beiden Spannungsformen gibt. Es ist somit zu erwarten, dass in diesem Fall das auf Basis der Flachdach-Spannung parametrierte Modell deutlich genauer ist. Bestätigt wird dies durch die Grafik in Bild 2b, in der die prozentuale Abweichung, d.h. der auf den realen Wert bezogene Betrag der komplexen Differenz zwischen den simulierten und den gemessenen Stromharmonischen, dargestellt ist. Während das Standard-Modell, welches für eine rein sinusförmige Spannung parametriert wurde, Abweichungen von etwa 30 % aufweist, liegt der Fehler beim auf der Flachdach-Spannung basierenden Modell bei nur etwa 10 %.

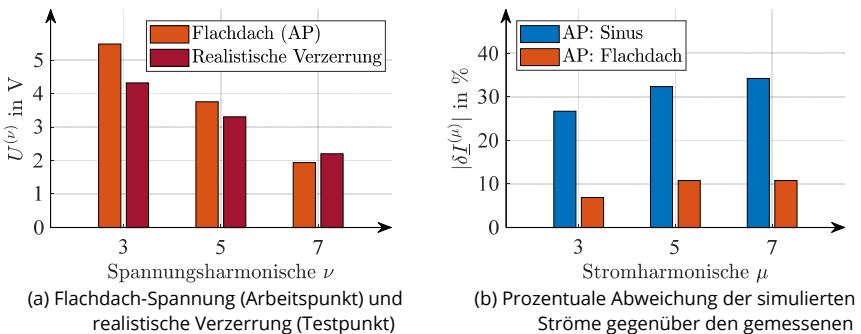


Bild 2: Vergleich der Genauigkeit der beiden Modelle für eine realistische Spannungsverzerrung

Die Ergebnisse zeigen, dass es insbesondere bei stark nichtlinearen Geräten von Vorteil sein kann, eine dem realen Netz möglichst nahekommende Flachdach-Spannung als Arbeitspunkt für die Linearisierung der Oberschwingungsemission zu verwenden. Die durchzuführenden Messungen müssen dabei auf diesen Arbeitspunkt ausgerichtet sein, d.h. dieser dient als Bezugspunkt für die Variation der Spannungsharmonischen [2].

Bei Geräten, die hingegen im Frequenzbereich ein nahezu lineares Verhalten aufweisen, hat die Wahl des Arbeitspunktes für die Linearisierung kaum einen Einfluss. Zu diesen Geräten zählt der größte Teil der in deutschen Niederspannungsnetzen installierten Photovoltaik-Wechselrichter. Auch die meisten der bisher im Labor untersuchten Elektrofahrzeuge besitzen beim Laden ein hinreichend lineares Verhalten, sodass für diese eine sinusförmige Spannung als Arbeitspunkt ausreichend ist.

- [1] J. E. Caicedo, A. A. Romero et al.: *Impact of Reference Conditions on the Frequency Coupling Matrix of a Plug-in Electric Vehicle Charger*. Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power, Ljubljana, 2018.
- [2] E. Tavukcu, S. Müller und J. Meyer: *Assessment of the Performance of Frequency Domain Models Based on Different Reference Points for Linearization*. Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality, Teneriffa, 2019.



Morteza Pourarab, M.Sc.
Low voltage benchmark model for the comparison of methods to assess the harmonic contribution of customer installations

Projekt gefördert durch:
 Schweizerische Eidgenossenschaft
 Confédération suisse
 Confederazione Svizzera
 Confederaziun svizra
 Bundesamt für Energie BFE

One of the challenges of distribution system operators (DSOs) is the identification and quantification of the harmonic contribution of customer installations at the point of connection (POC) during its operation. In recent years, several methods have been discussed and proposed from which the voltage harmonic vector method (VHV) and IEC method are the most common ones. These methods require voltage and current harmonics phasors at POC as well as the complex harmonic impedance characteristics of the supply-side (for both methods) and the customer-side (only for the VHV method) [1].

In order to evaluate the performance of the assessment methods, a low voltage (LV) benchmark network model is developed. This model is representative of a typical LV network supplying residential loads as well as industrial and generating installations. The model parameters are obtained based on statistical analysis of field/lab measurement data to mimic the benchmark network as realistic as possible. In addition, the benchmark system is able to include time variations (hourly, daily, etc.) as well as harmonic resonances. Harmonic sources are modelled in frequency domain covering the frequency range up to 1 kHz. The single line diagram of the LV benchmark network is shown in Figure 1.

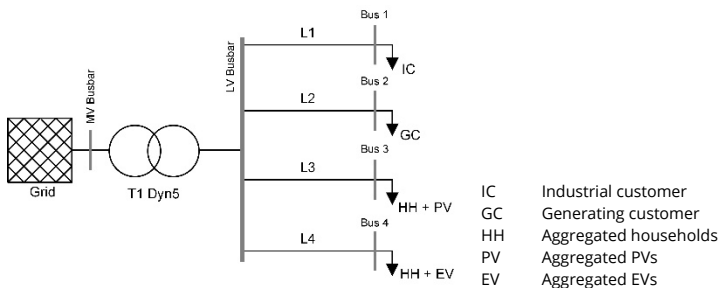


Fig. 1: Single line diagram of LV benchmark model

Simulations are performed in MATLAB Simulink and for each analysis case frequency characteristics of complex impedances as well as the voltage and current harmonic phasors are calculated. Harmonic contribution indices are evaluated based on the simulation results. As an example, voltage harmonics at the Bus 1 where the industrial customer (IC) is located, are shown in table 1 for three study cases. In case A (day configuration), IC is equipped with a capacitor bank (CB). In case B, day configuration, but with a detuned CB is considered. In case C (night configuration), all generating installations are disconnected, the EVs are connected and the IC is equipped with a detuned CB. Harmonic emission model of households and upstream network is also different in night configuration com-

pared to day configuration. Table 1 shows 5th harmonic voltages at Bus 1 in the three study cases.

Table 1: 5th harmonic voltage at Bus 1 in difference study cases

	Case A	Case B	Case C
$U_{Bus 1}^{(5)}$ (V)	15.00∠161°	14.50∠-127°	12.53∠-111°

Frequency characteristics of supply side and customer side impedances are shown in Figure 2.

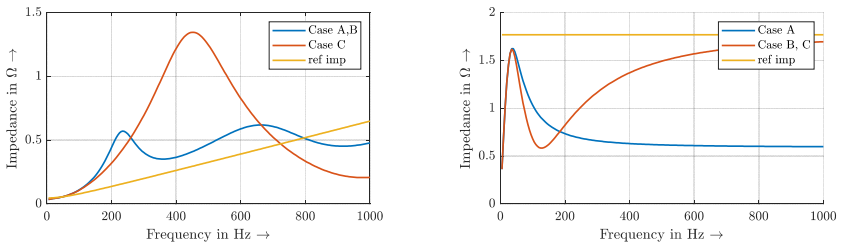


Fig. 2: Actual vs. reference impedances of the supply side (left) and customer side (right)

Contribution indices i.e. magnitude of the harmonic emission phasor according to IEC and VHV methods are calculated based on actual and reference impedances of the customer and supply side. As shown in Table 2, harmonic contribution of the customer (IC) in all cases, taking the actual impedances into account is greater than the voltage harmonics at Bus 1 reported in Table 1.

Table 2: Harmonic contribution indices based on actual (act.) and reference (ref.) impedances

	Case A		Case B		Case C	
	act.	ref.	act.	ref.	act.	ref.
$U_{Bus 1-em IEC}^{(5)}$ (V)	18.15	5.57	21.53	6.60	18.74	6.54
$U_{Bus 1-em VHV}^{(5)}$ (V)	17.64	6.78	19.06	7.67	17.08	7.00

The difference between case A and B is a change on the customer side and difference between case B and C is a change in the supply side. Deviation between the actual and reference impedance is observed in the differences of contribution indices.

Presently performance of different contribution indices is studied based on a comprehensive simulation considering different operating states of customers and the network.

[1] A. Spelko et al., CIGRE/CIREJ JWG C4.42: Overview of common methods for assessment of harmonic contribution from customer installation, IEEE PES PowerTech, 2017, pp. 1–6.



Robert Stiegler, Dipl.-Ing.
**Resonanzcharakteristik öffentlicher
 Niederspannungsnetze in Mitteleuropa**

Die Spannungsverzerrung und ihre Ausbreitung im Niederspannungsnetz (NS-Netz) wird hauptsächlich durch die frequenzabhängige Netzimpedanz bestimmt, welche auch ein wesentlicher Parameter für die Berechnung der Emissionsgrenzwerte für Stromharmonische ist. Da aktuelle Erkenntnisse zur frequenzabhängigen Netzimpedanz im NS-Netz praktisch nicht existieren, werden, z.B. zur Berechnung von Emissionsgrenzwerten oder zur Durchführung von Simulationsstudien Annahmen getroffen, die auf Erkenntnissen von vor einigen Jahrzehnten beruhen oder starke Vereinfachungen darstellen (z.B. extrapolierte Impedanzgerade).

Um einen repräsentativen Überblick über das heutige typische Verhalten der frequenzabhängigen Netzimpedanz im NS-Netz zu erhalten, wurde mit Hilfe von zwölf Verteilungsnetzbetreibern (VNB) in vier Ländern (Österreich, Schweiz, Tschechien und Deutschland) eine umfassende Messkampagne durchgeführt [1]. Hierbei wurde das am Institut in Kooperation mit einem Industriepartner entwickelte Impedanzmessgerät (IMD300) genutzt. Jeder VNB wählte mindestens zwei typische öffentliche Niederspannungsnetze aus, ein stärkeres städtisches Netz und ein schwächeres ländliches Netz. In jedem Netz wurden mindestens zwei Messpunkte für die Impedanzmessung ausgewählt: direkt an der NS-Sammelschiene des MS/NS-Transformators (höchste Kurzschlussleistung) und am weitesten entfernten Punkt im Netz (Kabelverteiler), wo die niedrigste Kurzschlussleistung im jeweiligen Netz erwartet wird. In einigen Ortsnetzen wurde ein zusätzlicher Messpunkt in der Mitte des Netzes ausgewählt. Insgesamt wurden 200 Schleifenimpedanzen an 76 Messorten gemessen.

Bild 1 gibt einen Überblick über alle Impedanzmessungen und ausgewählte Perzentile. Es werden zusätzlich die Referenzimpedanzen dargestellt, die für die Berechnung der Emissionsgrenzwerte verwendet werden. Der Betrag der gemessenen Impedanzen variiert in einem weiten Bereich von zwei Dekaden. Fast alle gemessenen Impedanzen liegen

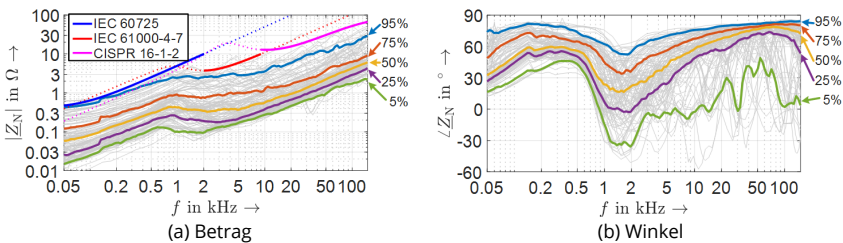


Bild 1: Alle gemessenen Schleifenimpedanzen (grau) zusammen mit ausgewählten Perzentilen

unterhalb der Referenzimpedanzen, was ihre grundsätzliche Anwendbarkeit bestätigt. Das 50%-Perzentil liegt etwa bei einem Zehntel der Referenzimpedanzen. Der Impedanzwinkel variiert ab ca. 1 kHz auch über einen weiten Bereich, so sind z.B. zwischen 1 kHz und 2 kHz 25 % der Impedanzen kapazitiv. Dieses Verhalten wird durch das Auftreten von Netzresonanzen in diesem Bereich verursacht.

Bislang werden für die Berechnung von Emissionsgrenzwerten für Stromharmonische vereinfachte Annahmen getroffen um die Impedanz abzuschätzen. So wird in der VDEAR-N 4100 eine Impedanzgerade angenommen, bei welcher die Kurzschlussimpedanz bei 50 Hz mit der Ordnung der Harmonischen skaliert wird ($v \cdot Z_{kv}$). Diese vereinfachte Annahme soll durch einen Resonanzfaktor verbessert werden, bei dem als Standardwert die Impedanz zwischen der 5. und 19. Harmonischen um den Faktor 1,5 vergrößert wird.

Bild 2 zeigt das Histogramm und die kumulative Verteilungsfunktion (c.d.f.) der Frequenz des ersten Resonanzmaximums. In fast allen gemessenen Niederspannungsnetzen (95 %) existiert ein ausgeprägtes Resonanzmaximum im Frequenzbereich der Harmonischen (bis 2,5 kHz). Der größte Teil der Resonanzmaxima (80 %) liegt zwischen 550 Hz und 1,75 kHz (zwischen der 11. und 35. Harmonischen).

Bild 3 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Impedanzüberhöhung im ersten Impedanzmaximum. Erfolgt die Extrapolation der Kurzschlussimpedanz gemäß $v \cdot Z_{kv}$ zeigt sich, dass nur für 11 % aller Messungen die gemessene Impedanz höher als die geschätzte Impedanz ist. Das maximale Verhältnis ist mit 1,33 deutlich niedriger als der angenommene Resonanzfaktor von 1,5 der VDE-AR-N 4100 und somit die geschätzte Impedanz für viele Messstellen sehr konservativ. Wird die Extrapolation entsprechend der genaueren Variante $|R_{kv} + j \cdot v \cdot X_{kv}|$ durchgeführt, welche die unterschiedliche Frequenzabhängigkeit resistivem und reaktivem Anteil berücksichtigt, ist die vereinfachende Annahme des Resonanzfaktors wesentlich realistischer. In 70 % aller Messungen ist das Verhältnis im Resonanzmaximum größer als 1 und die gemessenen Impedanzen sind bis zu 1,4 mal höher als die extrapolierte Impedanz. Dies kann in einer Überarbeitung der AR-N 4100 bspw. durch eine Anpassung des Resonanzfaktors berücksichtigt werden. In der laufenden Überarbeitung der D-A-CH-CZ-Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen wird die Einführung eines zusätzlichen Impedanzwinkelfaktors auf Basis des R/X-Verhältnisses an Anschlusspunkt vorgeschlagen.

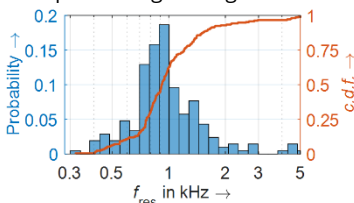


Bild 2: Frequenz des ersten Impedanzmaximums

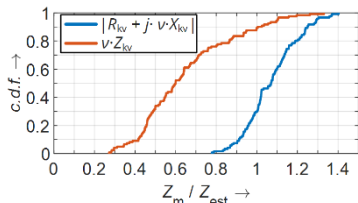


Bild 3: Impedanzüberhöhung am ersten Impedanzmaximum

- [1] R. Stiegler, J.Meyer, S. Schori, M. Höckel, K. Scheida, J.Drápela, T. Hanžlík, "Survey Of Network Impedance In The Frequency Range 2-9 KHz In Public Low Voltage Networks In AT/CH/CZ/GE", 25th International Conference on Electricity Distribution CIREN, Madrid, 2019.



Olga Zybalkina, M.Eng.
Anomaly Detection in Power Quality Measurements Using Proximity-Based Unsupervised Machine Learning Techniques

Recently network operators have intensified their Power Quality (PQ) measurement activities and as consequence, the amount of PQ measurement data increases continuously. One particular aspect of PQ data analysis is the detection of “atypical” behavior, also referred to as anomaly, in time series of PQ parameters. Detection and analysis of abnormal behavior in PQ measurement data can provide helpful information to the network operators, as it indicates changes in the operating state of a network or connected customers. As manual screening of the data is not feasible, automated methods to identify such anomalies are required.

Anomalies can be divided in single value and multiple values anomalies [1]. Examples of normal and abnormal daily behavior can be observed in Fig. 1 - 2 highlighted in blue and red respectively. Single anomalies present short-time deviation of values from normal pattern and can be observed at minute 40 time point in Fig. 1. Multiple anomalies present longer lasting deviations in the data and can be observed during the interval from about 50 time-pint until about 130 time-point in Fig. 2.

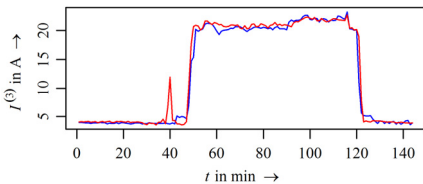


Fig. 1: “Typical” day (in blue) and “atypical” day (in red) with single anomaly in time series of the 3rd harmonic current for a shop

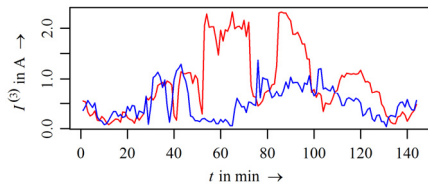


Fig. 2: “Typical” day (in blue) and “atypical” day (in red) with multiple anomaly in time series of the 3rd harmonic current for a residential area

In recent times, machine learning (ML) has been gaining lot of popularity to solve different data driven problems, such as classification, prediction, outlier detection etc. In the field of ML, proximity based, unsupervised algorithms assume no prior data distribution model and cluster the data based on distances between the data points. Since such feature is required for anomaly detection in PQ measurement, four proximity-based ML algorithms have been applied to continuous PQ data in order to detect single and multiple anomaly types [2]: Local Outlier Factor (LOF), k-Nearest Neighbors (KNN), Histogram-based Outlier Detection (HBOD) and Cluster based Local Outlier Factor (CBLOF).

In order to determine performance of the methods, different time series of PQ parameters have been analyzed. Each selected time series exhibits distinct daily and weekly patterns and has a duration of around 1 year with 144 values per days. Each algorithm follows the same set of steps: data rescaling, parameter selection and method application. In order to ensure that all data vary on the same scale, a rescaling technique has been applied. Application of the algorithms requires preliminary parameters tuning in order to achieve best methods performance. For LOF, KNN and HBOD methods, the parameter is a number of neighboring points and for CBLOF is a number of clusters. Therefore, in the next step methods are applied to each dataset with varying parameter value within a preselected range. The methods performance is estimated using True Positive Rate (TPR), which measures the proportion of actual anomalies in the data that are correctly identified as such [3]. The best detection results are presented in Table 1. Additionally, a decision score for each data point (in this case each day) is calculated automatically. The threshold value was set to 10% as the number of abnormal days for each TS varies in the range from 3% to 9%. The higher score, the higher is the probability of a data point to be an anomaly.

Table 1 Detection results in terms of true positive rate (TPR).

	LOF	KNN	HBOS	CBLOF
TS1	37%	26%	21%	32%
	LOF	KNN	HBOS	CBLOF
TS2	63%	33%	11%	33%
	LOF	KNN	HBOS	CBLOF
TS3	68%	60%	44%	64%
	LOF	KNN	HBOS	CBLOF
TS4	45%	36%	18%	45%

From Table 1, it can be seen that LOF outperforms other methods especially in case of TS2 and TS3, where more than 60% of abnormal days has been correctly detected. The HBOS method shows the poorest results among all methods. As it can be seen, the detection results differ not only among different methods but are also strongly influenced by the type of daily pattern in time series. Moreover, methods show higher detection performance of multiple anomaly type than single anomalies in most of cases. Such outcome can be explained by the fact that multiple anomaly presents change that is more prominent and is easier to detect.

In the following research, different types of data transformation will be explored and their influence on methods performance. Additionally, other ML methods will be studied and compared in terms of detection efficiency.

- [1] O. Zybalkina, M. Domagk, J. Meyer, and P. Schegner: *Classification and Identification of Anomalies in Time Series of Power Quality Measurements* in IEEE PES ISGT, Slovenia, 2016.
- [2] R. Punmiya, O. Zybalkina, and J. Meyer: *Anomaly Detection in Power Quality Measurements Using Proximity-Based Unsupervised Machine Learning Techniques* in PQ2019, Estonia, 2019.
- [3] C. C. Aggarwal: *Outlier Analysis* in Springer New York, USA, 2013.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Schutz- und Leittechnik“



Michael Bruhns, Dipl.-Ing.
Untersuchung von DC-Lichtbögen in stationären Akkumulator-Anlagen

Die Abschaltung von Gleichströmen stellt, wegen der fehlenden Nulldurchgänge im Gegensatz zu Wechselströmen, eine größere Herausforderung dar. Eine Möglichkeit den Lichtbogen zum Verlöschen zu bringen, ist es, den Spannungsbedarf des Lichtbogens über das Maximum der speisenden Spannung hinaus zu erhöhen. Dies kann zum einen durch eine Verlängerung der Lichtbogensäule als auch durch die Aufteilung in mehrere Teillichtbögen infolge der Wanderung des Lichtbogens in Löschkammern erreicht werden. Der Ausschaltvorgang lässt sich durch den kühlenden Effekt beim Aufschmelzen der Kontaktmaterialien in der Schaltkammer und durch Beblasung positiv beeinflussen [1].

Aufbau und Inbetriebnahme einer Akkumulator-Anlage am NARC

Für die Untersuchung von DC-Störlichtbögen am NARC wurde eine stationäre Akkumulator-Anlage in Betrieb genommen und erste Versuche durchgeführt. Es handelt sich um verschlossenen Blei-Vlies-Akkumulatoren, bei denen der Elektrolyt in einem Glasmatten-Vlies gebunden ist (Typbezeichnung: VRLA AGM). Sie zeichnen sich durch einen geringen Innenwiderstand ($R_{iA} = 3,75 \text{ m}\Omega$) und somit hohe Kurzschlussströme ($I_{kA} = 3,36 \text{ kA}$) aus. Bei ersten Leistungstests wurden die Akkumulatoren einzeln über Widerstände entladen und der Strom dabei beginnend mit dem nominellen Ladestrom bis nahezu Kurzschluss erhöht.

Für das sichere Abschalten der DC-Ströme wurde ein eigener Schalteraufbau realisiert. Dazu diente eine Kombination aus zwei Niederspannungsleistungsschaltern, um die Anzahl der Löschkammern zu erhöhen. Eine zu diesem Einsatzzweck gefertigte Auslöseeinheit nutzt für die Detektion des Fehlerstroms einen Hall-Sensor und gibt daraufhin nach einer parametrierbaren Verzögerung gleichzeitig an beide Leistungsschalter ein AUS-Signal aus.

Durch das in Reihe schalten von 18 Akkumulatoren wird eine nominale Ausgangsspannung von 216 V erreicht. Aufgrund der Parallelschaltung der Stränge nimmt der Innenwiderstand der Quelle mit steigender Strangzahl ab. Bei konstantem Leitungswiderstand führt das dazu, dass der prospektive Kurzschlussstrom geringer ist, als die Multiplikation aus dem Kurzschlussstrom eines Akkumulators und der Anzahl der Stränge. Bei maximal drei parallelen Strängen stellt sich ein prospektiver Kurzschlussstrom von $I_{kAmax} = 7,5 \text{ kA}$ ein.

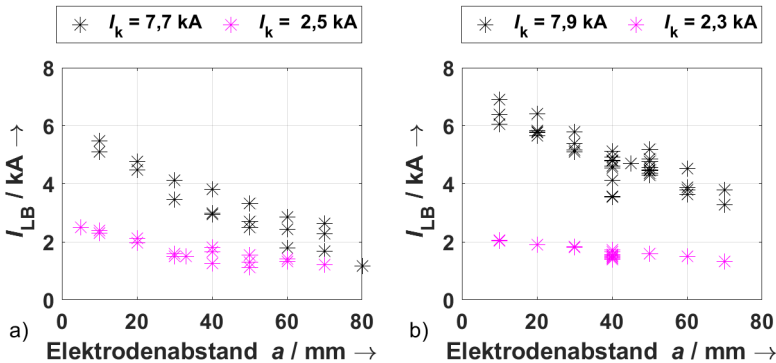


Bild 1: Begrenzung des Lichtbogenstroms in einem DC-Netz in Abhängigkeit des Elektrodenabstands für eine Speisung aus a) stationärer Akkumulator-Anlage mit $U_n = 216$ V und b) B2U-Gleichrichterspeisung mit $U_n = 207$ V.

Untersuchung von Störlichtbögen bei Gleichrichter- und Akkumulator-Einspeisung

Mit dem so aufgebauten Versuchszustand wurden erste Messungen an Störlichtbögen durchgeführt mit dem Ziel grundlegende Erkenntnisse zum Verhalten von DC-Störlichtbögen zu erlangen. Hierzu wurde der Versuchszustand zum einen mit der Akkumulator-Anlage betrieben und zum anderen durch einen Gleichrichter (B2U-Schaltung) gespeist. Die ersten Untersuchungen zeigen, dass es trotz vergleichbarer Versuchsparameter (Nennspannung, prospektiver Kurzschlussstrom, Elektrodenanordnung) je nach Art der DC-Quelle zu einer unterschiedlich starken Reduktion der Fehlerströme im Falle eines Störlichtbogens kommen kann (siehe Bild 1). Der anlagenspezifische Strombegrenzungsfaktor:

$$k_B = I_{LB} / I_k \quad (1)$$

ist u.a. ein relevantes Kriterium für die Auslegung von Störlichtbogenschutzsystemen [2]. Die Untersuchungen ergaben zudem, dass der stochastische Anteil im Verlauf des Lichtbogenstroms bei akkumulatorgespeisten Lichtbögen höher ist und hauptsächlich durch die Bewegung der Lichtbogensäule bzw. die Wanderung der Fußpunkte bedingt wird. Es konnte das Phänomen beobachtet werden, dass diese Bewegung zum vorzeitigen Verlöschen führt, wenn die Lichtbogensäulen für einen längeren Zeitraum nicht aufeinandertreffen und die tatsächliche Lichtbogenlänge infolgedessen zunimmt.

[1] C. Rümpler. *Lichtbogensimulation für Niederspannungsschaltgeräte*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2009.

[2] H. Schau, A. Halinka, W. Winkler. *Elektrische Schutzeinrichtungen in Industrienetzen und -anlagen*. Hüthig & Pflaum Verlag, München/Heidelberg, 2008.



Carlo Liebermann, Dipl.-Ing.
Abschätzung der verursachten
Unsymmetrie durch
Hochspannungsfreileitungen bei
nichtidealer Verdrillung

Da Freileitungen unsymmetrische Betriebsmittel darstellen, werden diese ab einer bestimmten Länge verdrillt. Der gewünschte Symmetrierungseffekt tritt jedoch nur ein, wenn das Verdrillungsschema entsprechend der Geometrie und der Phasenfolge ausgewählt wird (vorzugsweise Verdrillung). Dabei wird für ein Donaumast mit der Phasenfolge nach Bild 1 die δ -Verdrillung angewandt. Im Idealfall werden die Verdrillungsabschnitte (VAS) äquidistant über die Leitungslänge ℓ verteilt.

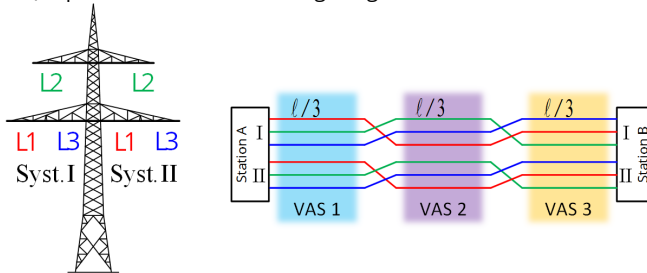


Bild 1: Verdrillung bei gleicher Phasenfolge: Donaumastbild (links), δ -Verdrillung (rechts)

Da oftmals die Verdrillungsmaste durch bauliche Gegebenheiten nicht an den idealen Standorten errichtet werden können, muss mit einer auftretenden Unsymmetrie am Leitungsende (Station B) gerechnet werden. Die Unsymmetrie wird mit dem, nach der IEC 61000-3-13 [1] festgelegten, Quotienten der Gegen- zur Mitsystemspannung bewertet (Symmetrie in Station A vorausgesetzt). Die Unsymmetrie sollte 0,8 % nicht überschreiten.

$$VUF_{2 \text{ Stat. B I/II}} = \frac{|U_{2 \text{ B I/II}}|}{|U_{1 \text{ B I/II}}|} = \frac{|U_{1.1 \text{ B I/II}} + a^2 \cdot U_{1.2 \text{ B I/II}} + a \cdot U_{1.3 \text{ B I/II}}|}{|U_{1.1 \text{ B I/II}} + a \cdot U_{1.2 \text{ B I/II}} + a^2 \cdot U_{1.3 \text{ B I/II}}|} \quad (1)$$

Mit der bekannten Leitungsgeometrie kann die Impedanzmatrix im natürlichen System berechnet und in symmetrische Komponenten transformiert werden. Für die *vereinfachte Abschätzung* interessiert nur die Kopplung vom Mit- zum Gegensystem. Weiterhin ist die Vernachlässigung der kapazitiven Verkopplung näherungsweise zulässig, da die Beeinflussung vorwiegend durch Induktion erfolgt.

Wird die Unsymmetrie eines unverdrillten Leitungsteilstücks mit der Geometrie nach Bild 1 und einem 4er-Bündel mit dem Leiterseil 434-AL1/56-ST1A ($D = 40 \text{ cm}$) auf einen Kilometer Leitungslänge und auf einen symmetrischen Strom von 1000 A bezogen, ergibt sich der Betrag der geometrieabhängigen längenbezogenen Unsymmetriekennzahl für das Spannungs-Gegensystem VUF'_2 .

$$VUF'_2 = 11,8 \cdot 10^{-3} \frac{\%}{\text{km} \cdot \text{kA}} \quad (2)$$

Beim Übergang von einem VAS zum nächsten wird die Gegenkomponente der Spannung durch den Positionstausch der Leiterseile um 120° gedreht. Dementsprechend erfolgt auch eine Drehung der Unsymmetriekennzahl um 120°. Mathematisch bietet es sich an diese Drehung mit den aus der komplexen Drehstromrechnung bekannten Vektoren \underline{a} und \underline{a}^2 zu beschreiben. Allgemein lässt sich die entstehende Gesamtsymmetrie \underline{W} in Station B mit der prozentualen Längenabweichung $\Delta\ell_i$ ($i = 1,2,3$) je VAS gegenüber dem Ideal ausdrücken. Diese wird aus dem prozentualen Versatz der Verdrillungsmaste Δv_1 und Δv_2 berechnet.

$$\Delta\ell_i = \Delta v_i - \Delta v_{i-1} \quad \text{mit} \quad \Delta v_0 (\text{St. A}) = \Delta v_3 (\text{St. B}) = 0 \quad \text{und} \quad \sum_i \Delta\ell_i \stackrel{!}{=} 0 \quad (3)$$

$$\underline{W}_{2B} = VUF'_2 \cdot I \left[\underbrace{\left(1 + \frac{\Delta\ell_1}{100\%}\right)}_{\ell'_1} \frac{\ell}{3} + \underbrace{\left(1 + \frac{\Delta\ell_2}{100\%}\right)}_{\ell'_2} \frac{\ell}{3} \cdot \underline{a} + \underbrace{\left(1 + \frac{\Delta\ell_3}{100\%}\right)}_{\ell'_3} \frac{\ell}{3} \cdot \underline{a}^2 \right] \quad (4)$$

Da keine Vorschrift zur Behandlung nicht ideal positionierter Verdrillungsmaste existiert, werden zwei Fälle betrachtet:

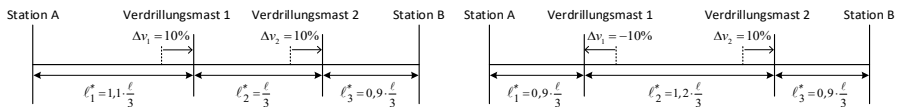


Bild 2: Fall 1 - Gleichartiger Versatz der Verdrillungsmaste

Bild 2: Fall 2 - Entgegengesetzter Versatz der Verdrillungsmaste

Mit der in Gl. (4) geschriebenen Beziehung zur Unsymmetrie in Station B lassen sich folgende Aussagen treffen:

1. Bei vorzugsweiser Verdrillung bestimmen die Mastkopfgeometrie und die Phasenfolge am Leitungsanfang die bezogene Unsymmetriekennzahl VUF'_2 .
2. Es besteht Proportionalität zwischen Unsymmetrie und Länge ℓ sowie Belastungsstrom I .
3. Allgemeine Aussagen zur entstehenden Unsymmetrie durch nichtideale Verdrillung sind nicht ohne weiteres möglich. Die dargestellte Methode bietet jedoch eine Möglichkeit zur Abschätzung. Für die zwei betrachteten Fälle lässt sich die Unsymmetrie wie folgt visualisieren ($\ell = 100 \text{ km}$, $I = 3600 \text{ A}$):

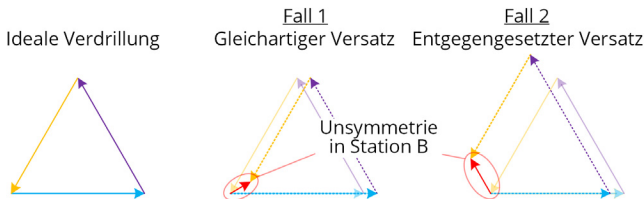
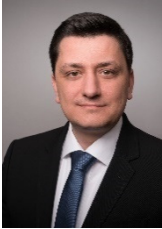


Bild 4: Visualisierung der Unsymmetrie in Station B

Fall 1: $|\underline{W}_{2B1}| = |VUF'_2 \cdot I \cdot \ell \cdot (0,173 \angle 30^\circ)| = 0,74 \% \rightarrow$ erfüllt Empfehlung nach [1].

Fall 2: $|\underline{W}_{2B2}| = |VUF'_2 \cdot I \cdot \ell \cdot (0,3 \angle 120^\circ)| = 1,27 \% \rightarrow$ erfüllt Empfehlung nach [1] nicht.

[1] IEC 61000-3-13:2002: Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems



Jörg Meyer, Dr.-Ing.
Ferroresonanzen im Elektroenergiesystem

In Anlagen der Elektroenergietechnik sind infolge der vorhandenen R-,L- und C-Ersatzelemente der Betriebsmittel verschiedene Ausbildungen von Schwingkreisen möglich. Geraten diese Schwingkreise in Resonanz hat dies eine erhöhte Beanspruchung der Betriebsmittel aufgrund der überhöhten Ströme oder Spannungen zur Folge. Voraussetzung für die Entstehung von Ferroresonanzen (Kippschwingung) ist die Existenz eines schwach gedämpften Reihenschwingkreises (Bild 1) mit einem Betriebsmittel mit einer nichtlinearen Betriebsmittelkennlinie. Die nichtlineare Betriebsmittelkennlinie ist in der Elektroenergieversorgung durch die Magnetisierungskennlinie (Bild 2) vorhandener magnetischer Kreise gegeben.

$$\Psi = L(i) i \sim \int u_L dt \tag{1}$$

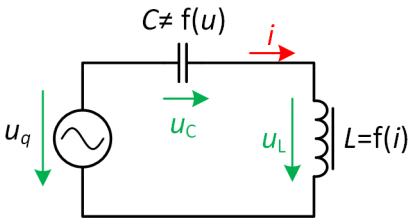


Bild 1: Reihenschwingkreis mit nichtlinearer Induktivität

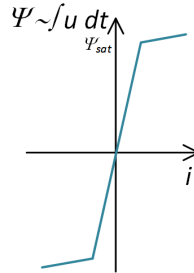


Bild 2: nichtlineare Magnetisierungskennlinie (vereinfacht, ohne Hysterese)

Derartige Schwingkreise können an vielen Stellen im Elektroenergiesystem auftreten, bei den nichtlinearen Betriebsmitteln handelt es sich i.d.R. um die Hauptfeldinduktivität von Spannungswandlern oder Transformatoren. Eine typische Anordnung ist bei isolierten Netzen in der Transformatoreinspeisung gegeben (siehe Bild 3). Die Anregung des Schwingkreises erfolgt hierbei meist durch eine Erdschluss. Nach Verlöschen oder Abschalten des Erdschlusses klingt die Verlagerungsspannung aufgrund des isolierten Sternpunktes entsprechend der Nullsystemzeitkonstant T_0 ab.

$$T_0 = R_0 C_0 \tag{2}$$

Diese Verlagerungsspannung führt zu einer Überhöhung der Leiter-Erde-Spannungen und einem entsprechend der Nullsystemspannung abklingenden Spannungsverlauf (siehe Bild 4).

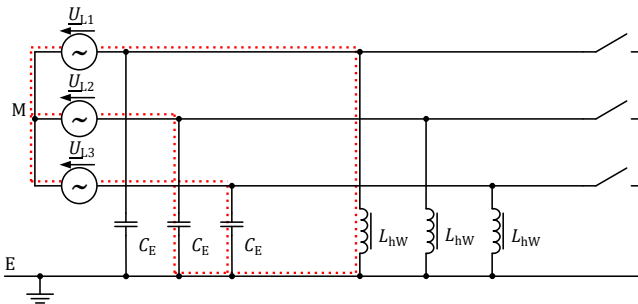


Bild 3: Anordnung mit nichtlinearem Reihenschwingkreis (Dämpfung des Netzes nicht dargestellt)

In den beiden folgenden Abbildungen sind beispielhafte Verläufe in einem Netzausschnitt gemäß Bild 3 dargestellt. Je nach dimensioniertem Sättigungsfluss ψ_{sat} des Spannungswandlers erfolgt der Sättigungseintritt des Wandlers nach entsprechender Zeit (Bild 5). Der gesättigte Spannungswandler weist eine deutlich geringe Hauptfeldinduktivität L_h auf und bildet mit den beiden Leiter-Erde-Kapazität C_E der „ungesättigten“ Phasen einen Reihenschwingkreis.

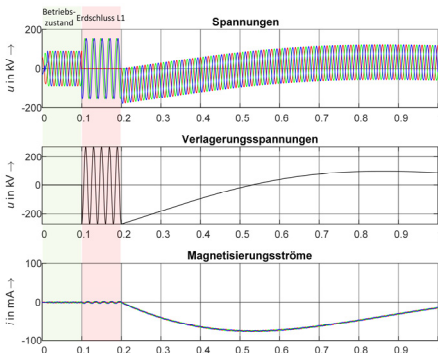


Bild 4: Erschlussabschaltung ohne Ferroresonanz ($d=1\%$)

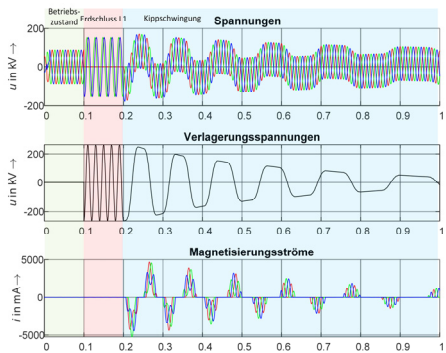


Bild 5: Erschlussabschaltung mit anschließender Ferroresonanz

Bei sehr kleinen Leiter-Erde-Kapazitäten und geringer Netzdämpfung kann dieser Vorgang sehr lange andauern und somit zu einer Überbeanspruchung und damit Zerstörung der Spannungswandler führen. Eine effektive Bedämpfungsmöglichkeit ist die Einbringung von ohmschen Dämpfungswiderständen in die offene Dreieckswicklung der Spannungswandler.

[1] D. Richter. *Umfassende Darstellung der Kippschwingungsthematik*. TU Dresden, IEEH, SA, 2017.



Sebastian Palm, Dr.-Ing.
**Untersuchung der Erdungsverhältnisse
und Berührungsspannung im
Modularen Netz**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Im Rahmen des Projektes FlexNet-EkO (Flexibilisierung des Netzbetriebs durch entkoppelte Ortsnetze) wird ein zukünftiges Energiesystem mit verteilten modularen Netzen skizziert, deren einzige Verbindung zum vorgelagerten Netz über eine leistungselektronische Netzkupplung (eNK) besteht. Ein Aspekt im Rahmen der Umsetzung dieses neuen Ansatzes ist die Untersuchung der Erdungsverhältnisse und auftretenden Berührungsspannungen in den entstehenden Modularen Netzen.

Die Erdung von Versorgungsanlagen ist zusammen mit den Schutzleitern im elektrischen Versorgungssystem erforderlich, um die auftretenden Berührungsspannungen im Falle von Erdfehlern innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Die physische Erde wird dabei als gemeinsames Bezugspotential genutzt. Die maximal zulässige Berührungsspannung beträgt im Niederspannungsnetz 50 V.

In der DIN VDE 0100-410 [1] werden Anforderungen für den Schutz bei indirektem Berühren gestellt. Dabei sind die grundlegenden Forderungen:

- Durchführung der Schutzerdung (Verbindung berührbarer Körper mit dem Schutzleiter)
- Schutzpotentialausgleich (in jedem Gebäude)
- Automatisches Abschalten im Fehlerfall

Zusätzlich ergeben sich im TN-Netz weitere Forderungen:

- Neutral- oder Mittelpunkt muss geerdet sein
- In den Schutzleiter (PEN) darf keine Schalt- oder Trenneinrichtung installiert werden
- Die Schutzeinrichtungen müssen die Anforderung $Z_S \leq U_0/I_a$ erfüllen
- $R_B/R_E \leq 50V/(U_0 - 50V)$ (auch Spannungswaage genannt) muss gelten

Der prinzipielle Aufbau der eNK samt notwendigen Bypass für den Betrieb im Falle von Revisionen ist in Bild 1 dargestellt. Die Abschaltung im Fehlerfall wird im Projekt zunächst weiterhin über Sicherungen und durch Überdimensionierung der eNK gewährleistet. Weitere Untersuchungen von neuartigen Schutzkonzepten werden parallel zum Feldtestbetrieb erprobt. Da im NS-Netz unsymmetrische Ströme zu erwarten sind, muss die eNK einen voll belastbaren Neutralleiter aufweisen. Dieser muss nach [1] zusätzlich geerdet sein, womit sich die Notwendigkeit einer zusätzlichen Erdung an der eNK ergibt. Da am Schutzleiter keine Schalt- oder Trenneinrichtungen installiert werden dürfen, muss auch der PEN-Leiter des Bypasses stets verbunden sein. Damit ist auch im Betrieb als Modulares Netz stets die Erdung des Ortsnetz-Transformators R_{B-Tr} mit wirksam. Bereits ohne zusätzliche Erdung an der eNK ergibt sich im MN durch den Bypass demnach die gleiche Erdungsimpedanz wie im Betrieb ohne eNK. Die zusätzlich an der eNK notwendige

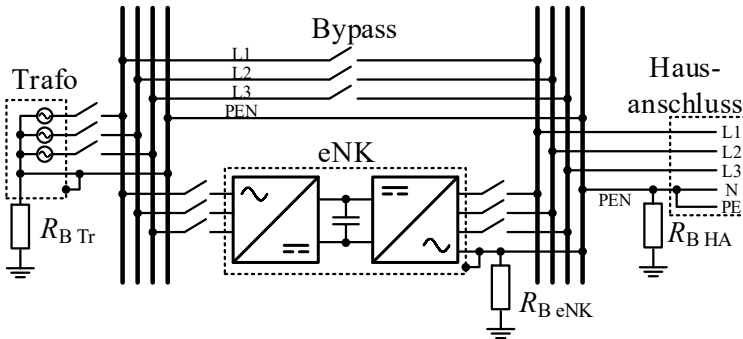


Bild 1: Darstellung der Erdung in eNK, Transformator und den Hausanschlüssen

Erdung dient damit vorrangig als Potentialausgleich für leitfähige Körper der eNK (z.B. Container der eNK) und führt zu einer weiteren Verringerung der Erdungsimpedanz im Feldtest, wie aus der Parallelschaltung der Erder Bild 2 abgeleitet werden kann.

Die letzte, auch als „Spannungswaage“ bezeichnete, Anforderung muss in Deutschland verpflichtend eingehalten werden. Die aufgeführten „fremden leitfähigen Teilen, die sich in Kontakt mit Erde befinden und nicht mit einem Schutzleiter verbunden sind und über die ein Fehler zwischen Außenleiter und Erde auftreten kann“ [1] treten nach [2] allerdings selten im Niederspannungskabelnetz auf. Ein Beispiel wäre eine gut geerdete Leitplanke, auf die ein blanker Außenleiter einer Freileitung fällt. In einem Kabelnetz kann diese Situation jedoch weitestgehend ausgeschlossen werden.

Die Anforderung kann mit Bild 3 hergeleitet werden. Die Berührungsspannung U_B ergibt sich mit Gl. (1) aus dem Spannungsteiler. Wird die Gleichung nach R_B/R_E umgestellt, so ergibt sich die Anforderung in Gl. (2). Im Feldtest muss diese Bedingung immer erfüllt sein.

$$U_B = U_0 \frac{R_B}{R_B + R_E} \leq 50 \text{ V} \quad (1)$$

$$\frac{R_B}{R_E} \leq 0,276 \quad (2)$$

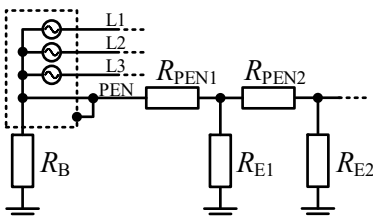


Bild 2: Parallelschaltung von Erdern im Netz

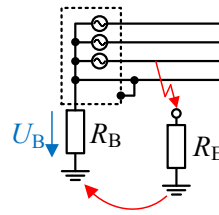


Bild 3: Herleitung der „Spannungswaage“

[1] DKE, DIN VDE 0100-410 - Errichten von Niederspannungsanlagen, 2018.

[2] W. Hörmann, H. Nienhaus und B. Schröder, Schutz gegen elektrischen Schlag in Niederspannungsanlagen, Berlin Offenbach: VDE Verlag, 2005.



Karsten Wenzlaff, M.Sc.
Erweiterung des Störlichtbogenversuchsstands am National Arc fault Research Center (NARC)

Stromstarke Störlichtbögen können in Niederspannungsanlagen zu erheblichen Zerstörungen führen. Um die durch Störlichtbögen verursachten Beschädigungen zu begrenzen, können Störlichtbogenschutzsysteme basierend auf numerischen Detektionsalgorithmen eingesetzt werden. Für den Test der Algorithmen steht am National Arc fault Research Center (NARC) ein Störlichtbogenversuchsstand zur Verfügung, der bisher ausschließlich von einem 20/0,4-kV-Transformator gespeist wird.

Störlichtbogenversuche in AC- und DC-Systemen

Um der zunehmenden Bedeutung von 690-V-Netzen sowie Gleichstromsystemen in der Niederspannung nachzukommen, wird für die Untersuchung von Störlichtbögen der Störlichtbogenversuchsstand um einen 20/0,69-kV-Transformator und zwei unterschiedliche DC-Einspeisungen erweitert. Der DC-Versuchsstand soll durch eine Batterieanlage und einen Gleichrichter gespeist werden, um zukünftig ebenfalls den Einfluss auf das Verhalten von DC-Störlichtbögen bei unterschiedlich speisenden Quellen zu untersuchen. Den zukünftigen Aufbau nach Erweiterung des Störlichtbogenversuchsstands zeigt Bild 1.

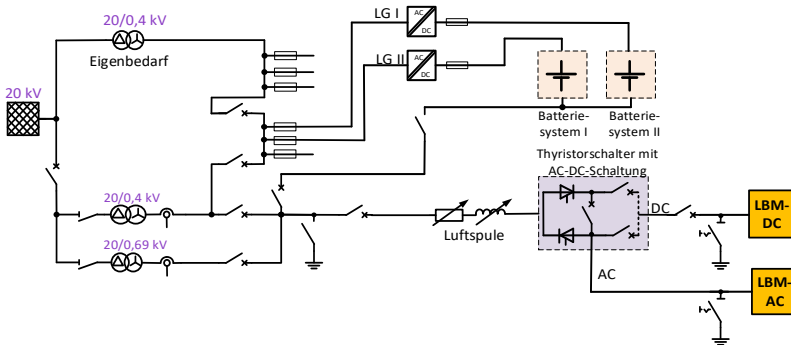


Bild 1: Einpoliges Ersatzschaltbild des erweiterten Störlichtbogenversuchsstands

Leistungselektronische Schaltgeräte

In der bisherigen Ausbaustufe des Versuchsstands kommen mechanische Leistungsschalter für die Zu- und Abschaltung der Lichtbogenversuche zum Einsatz. Da der Lichtbogenstrom im Bereich des Kurzschlussstroms liegt, kommt es zu einem beschleunigten Kontaktabbbrand und führt somit zu einem erheblichen Verschleiß an den schaltenden

Kontakten. Die Zu- und Abschaltung der AC-Versuche erfolgt zukünftig leistungselektronisch durch Thyristoren. Durch einstellbare Zündzeiten der Thyristoren sind detaillierte Untersuchungen zum Einfluss des Einschaltwinkels auf die Zündung von Störlichtbögen realisierbar.

DC-Einspeisung mit unterschiedlichen Nennspannungen

Die Thyristoren lassen sich zusätzlich als Gleichrichter verschalten, so dass damit ebenfalls eine 2-Puls-Brückenschaltung ($DC_{G B2}$) und eine 6-Puls-Brückenschaltung ($DC_{G B6}$) aufgebaut werden kann. Durch die Möglichkeit, die Brückenschaltung mit zwei unterschiedlichen Transformatoren (20/0,69 kV und 20/0,4 kV) zu betreiben, ergeben sich für die gleichrichtergespeiste DC-Versorgung (DC_G) sechs unterschiedliche Spannungen (siehe Tabelle 1). Für die akkumulatorgespeiste DC-Versorgung (DC_A) werden verschlossenen Blei-Vlies-Akkumulatoren ($U_{nA1} = 12\text{ V}$) eingesetzt. Diese werden zu sechs Strängen mit je 18 Akkumulatoren ($U_{nA18} = 216\text{ V}$) verschalten. Aufgrund der Kombinationsmöglichkeiten aus Reihen- und Parallelschaltung der einzelnen Stränge ergeben sich vier unterschiedliche Quellenspannungen mit unterschiedlichen prospektiven Kurzschlussströmen I_k . Der prospektive Kurzschlussstrom I_{kA1} eines einzelnen Akkumulators beträgt 3,36 kA.

Elektrische Parameter des Störlichtbogens

Durch den Lichtbogen kommt es zu einer Reduzierung des Kurzschlussstroms, so dass der maximale Lichtbogenstrom I_{LBmax} etwa 0,9 I_k beträgt. Bei einer Reihenschaltung der sechs Stränge beträgt $U_{nA18S6} = 1320\text{ V}$ und $I_{LBmax} = 3\text{ kA}$. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der möglichen elektrischen Lichtbogenparameter für die AC- und DC-Einspeisung

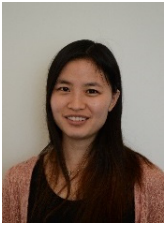
Tabelle 1: Lichtbogenparameter nach Erweiterung des Lichtbogenversuchsstands

Einspeisung	U	I_{LBmax}	t_{LBmax}
AC	230/400 V	18 kA	0,85 s
AC	400/690 V	10 kA	0,85 s
$DC_{G B2}$	230/400 V	18 kA	0,85 s
$DC_{G B2}$	400/690 V	10 kA	0,85 s
$DC_{G B6}$	540 V	18 kA	0,85 s
$DC_{G B6}$	935 V	10 kA	0,85 s
DC_{A18S1}	216 V	12 kA	3,00 s
DC_{A18S2}	432 V	7 kA	3,00 s
DC_{A18S3}	648 V	5 kA	3,00 s
DC_{A18S6}	1296 V	3 kA	3,00 s

Die maximale Lichtbogenbrenndauer t_{LBmax} beträgt für die netzgebundenen Lichtbogenversuche 850 ms und leitet sich aus den Schutzeinstellungen des vorgelagerten Netzes (Mittelspannung) ab. Für die akkulatorbetriebenen Störlichtbogenversuche wurde t_{LBmax} entsprechend der thermisch zulässigen Beanspruchung der elektrischen Betriebsmittel berechnet; t_{LBmax} beträgt 3,00 s.

Nach der Erweiterung des Versuchstands können umfangreiche Untersuchungen zum Vergleich von AC- und DC-Störlichtbögen durchgeführt werden.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Smart Grid“



Liya Ma, Dipl.-Ing.
Lastidentifikation im Haushalt mit mehreren elektrischen Merkmalen

Jedes elektrische Gerät besteht aus bestimmten elektrischen Bauelementen, welche lineare oder nichtlineare elektrische Eigenschaften aufweisen. Diese Eigenschaften können durch Strom- und Spannungsverläufe veranschaulicht werden. Bild 1 zeigt die Stromverläufe von einigen Gerätetypen in einer Netzperiode. Diese charakteristischen Merkmale können zur Identifikation der elektrischen Geräte genutzt werden. Allerdings können sie nur mit hohen Abtastraten erfasst werden (20 kHz bei Bild 1). Dieser hohe messtechnische Aufwand ist der Praxis für den Massenmarkt nur schwierig umsetzbar. Eine weitere Möglichkeit der Charakterisierung basiert auf der Wirk-, der Blindleistung und den Stromharmonischen. Dabei spiegeln die Harmonischen die Stromverlaufsform und die Wirk- und Blindleistung die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom wider.

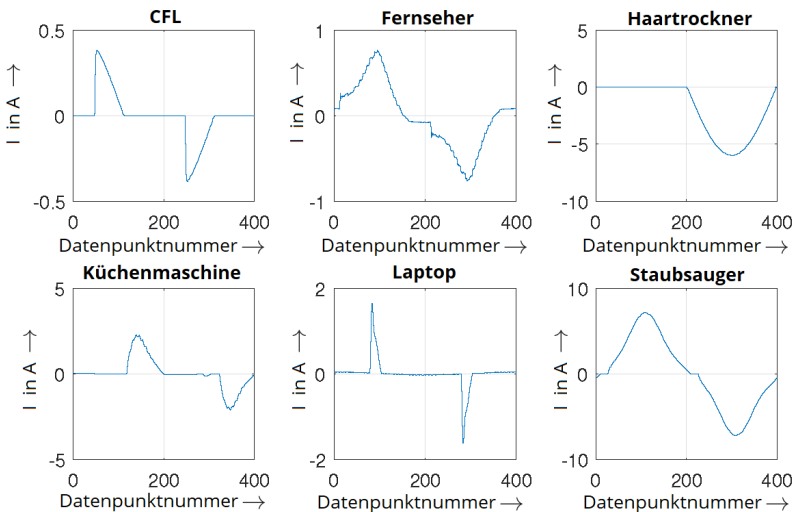


Bild 1: Stromverläufe einer Netzperiode von einigen Haushaltsgeräten bei $f = 50 \text{ Hz}$, $U = 230 \text{ V}$ [1]

Die Identifikation der Haushaltsgeräte wurde mithilfe der elektrischen Kenngrößen (der Wirkleistung, der Blindleistung, der ersten, dritten, fünften und siebten Stromharmonischen) entwickelt. Die nichtlinearen Bauelemente bei Haushaltsgeräten sind meistens Schalter, Gleich- und Wechselrichter, welche die ungeraden Harmonischen hervorgerufen [2]. Aus diesem Grund werden nur ungerade Stromharmonischen betrachtet. Als

Datenbasis dienen Messungen mit 18 Haushaltsgeräte an zwei Phasen (Siehe Tabelle 1). Alle Kenngrößen werden mit einer Zeitauflösung von 20 ms berechnet. Jedes Gerät wurde vorher einzeln mit unterschiedlichen Spannungsbedingungen gemessen, welche das öffentliche Niederspannungsversorgungsnetz projizieren. Somit werden die Wertebereiche der betrachteten elektrischen Kenngrößen jedes Geräts abgeschätzt. Bei dem Parallelbetrieb von Geräten werden zuerst die Zeitpunkte detektiert, bei denen sich ein deutlicher Sprung in der Wirkleistung zeigt. Diese Zeitpunkte entsprechen jeweils einem Schaltvorgang eines Gerätes. Durch die Analyse der Spannungen und Ströme vor und nach dem Ereignis werden die elektrischen Kenngrößen von dem ein-/ausgeschalteten Gerät extrahiert. Dies erfolgt durch eine Subtraktion der Kenngrößen vor und nach dem Ereignis [3]. Dafür werden die Beträge der Wirk- und Blindleistung sowie der komplexe Wert der Stromharmonischen genutzt. Anschließend sind die ausgerechneten Kenngrößen mit den vorher bestimmten Wertebereichen jedes Geräts zu vergleichen. Die Identifikation des Geräts erfolgt durch die größte Übereinstimmung der ausgerechneten Kenngröße und der vorher bestimmten Wertebereichen. Dabei ist die Übereinstimmung der Wirkleistung die notwendige Bedingung. Wenn mehrere Geräte diese Bedingung erfüllen, werden die Blindleistung und die Stromharmonischen ausgewertet.

Tabelle 1: Gemessene Haushaltsgeräte

	Angeschlossene Geräte
Phase 1	Glühlampe, Fernseher, Wasserkocher, Toaster, Mikrowelle, Minibackofen, Küchenmaschine, Kochplatte, Laptop, Drucker, CFL Lampe, LED Lampe
Phase 2	Kaffeemaschine, Kühlschrank, Radio Wecker, Staubsauger, Waschmaschine, Computer Adapter, Haartrockner

Die Verifizierung der Algorithmen erfolgt über 392 Schaltvorgänge an Geräten über fünf Tage. Die Schaltvorgänge entsprechen dem regulären Tagesverlauf in einem deutschen Haushalt. Mit der obengenannten Methode werden ca. 90 % der Geräteaktivitäten richtig identifiziert. Dass manche Geräteaktivitäten nicht erkannt werden können, ist auf zwei Ursachen zurückzuführen. Zum einen können manche Zeitpunkte zum Schaltvorgang aufgrund der kleinen Wirkleistungsänderungen nicht detektiert werden. Zum anderen würden mehr als ein Gerät zum gleichen Zeitpunkt ein- oder ausgeschaltet, sind die ausgerechneten Kenngrößen somit nicht mehr die Kenngröße von einem Gerät.

Zusammenfassend lässt sich schließen, dass die ausgewählten Kenngrößen gut für die Lastidentifikation geeignet sind. Dies gilt auch für kleine Verbraucher wie z. B. Lampe. Für die Umsetzung dieser Methode in die Praxis sind Erweiterungen bzw. Anpassungen der Messtechnik erforderlich, da eine ausreichende Messgenauigkeit, eine passende Zeitauflösung der Messdaten und mehrere Kenngröße benötigt werden.

- [1] H. Zheng, L. Ma, P. Schegner.: *Basic Signal-theoretical Investigations for the Identification of Residential Electrical Devices*, Diploma Thesis, TU Dresden, 2018.
- [2] S. Bernet.: Vorlesungsfolien von Leistungselektronik 2. TU Dresden, 2015.
- [3] L. Ma, P. Schegner.: *State duration based event detection for domestic power disaggregation*, 2019 IEEE PowerTech, Milan.



Maximilian Schmidt, Dipl.-Ing.
**Berechnung von Unsicherheitsintervallen
nicht gemessener Netzknoten basierend
auf Spannungsbetragsmessungen**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Im Gegensatz zu Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist der Betrieb von Niederspannungsnetzen durch eine geringe bis verschwindende Anzahl betrieblicher Messungen gekennzeichnet. Die sich zunehmend verändernde Erzeuger- und Verbrauchersituation erfordert allerdings ein Umdenken seitens der Netzführung.

Die Netzzustandsidentifikation gibt Aufschluss über den aktuellen Netzzustand und hilft, Netzengpassituationen zu erkennen. Aufgrund der nur spärlichen bis nicht vorhandenen Messdaten in Niederspannungsnetzen kann das aus höheren Spannungsebenen bekannte Verfahren der Zustandsschätzung nur bedingt angewendet werden. Die Netzzustandsschätzung berechnet aus einem redundanten Messdatensatz unter Zuhilfenahme von Topologieinformationen den wahrscheinlichsten Netzstand im Sinne der Maximum-Likelihood-Theorie. Die Herausforderung im Niederspannungsnetz besteht darin, mit nur wenigen Messinformationen den aktuellen Netzzustand mit hinreichender Genauigkeit zu bestimmen. Durch den gesetzlich initiierten Roll-Out von intelligenten Messsystemen, dies umfasst elektronische Messeinrichtungen und Kommunikationsanbindung, stehen zukünftig neue Datenquellen für die Zustandsüberwachung im Niederspannungsnetz zur Verfügung. Die Verwendbarkeit der ursprünglich zu Abrechnungszwecken erhobenen Daten für die Netzführung ist derzeit Gegenstand zahlreicher Diskussionen [1]. Die Verarbeitung von nicht personenbezogenen Daten hingegen ist nach der derzeitigen Ausgestaltung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) ohne Weiteres zulässig. Im Gegensatz zu Strom- und Leistungsmesswerten wird die Spannung als nicht personenbezogenes Datum aufgefasst [2]. Allerdings sind im Kontext der Zustandsschätzung Spannungsbetragsmessungen nur bedingt aufschlussreich, da sie die Netzzustandsgrößen nur unvollständig beschreiben.

Um das Verfahren der Zustandsschätzung im Niederspannungsnetz alleinig mit Spannungsbetragsmessungen anzuwenden, werden zusätzlich an jedem Netzknoten *Pseudo-Messwerte*, d. h. Ersatzwerte für den Wirk- und Blindleistungsbezug benötigt. Die Qualität der Pseudo-Messwerte ist maßgeblich für die Güte des berechneten Netzzustandes. Im Gegensatz zur häufig eingesetzten probabilistischen Beschreibung von Pseudo-Messwerten und den assoziierten Fehlern, wird hier auf eine deterministische Beschreibung in Form von Unsicherheitsintervallen gesetzt. Ein Unsicherheitsintervall $[x]$ zu einer mit Unsicherheit behafteten Größe x ist dabei durch eine untere x^- und eine obere x^+ Intervalgrenze gekennzeichnet. Unsicherheitsintervalle umschließen garantiert den wahren Wert mitsamt aller möglichen Fehlerrealisierungen. Mit Hilfe von Unsicherheitsintervallen können im Vorfeld generierte Pseudo-Messwerte auf Plausibilität geprüft werden. Schmale Unsicherheitsintervalle erlauben es zudem, Pseudo-Messwerte ohne Kenntnis der zugrundeliegenden Technologie des Netzteilnehmers zu erzeugen.

Unsicherheitsintervalle werden zunächst für jeden nicht gemessenen Netzteilnehmer aus Stammdaten initialisiert. Zum Beispiel kann die installierte Leistung einer Photovoltaik-Anlage als Intervallgrenze herangezogen werden. Diese mitunter großen Wertebereiche stehen oftmals im Widerspruch zu akuten Netzbeobachtungen. Beispielsweise hat eine hohe Wirkleistungsbezug an einem Netzknoten unweigerlich eine Spannungsabsenkung zur Folge. Durch Konsistenzbetrachtungen können nicht mögliche Bereiche aus den initialen Unsicherheitsintervallen eliminiert werden. Dazu wird ein Kontraktionsalgorithmus basierend auf *Affiner Arithmetik* eingesetzt. Affine Arithmetik ist eine Erweiterung klassischer Intervallarithmetik und gehört zur Gruppe der selbstvalidierenden Berechnungsverfahren. Mit Hilfe des Algorithmus werden für jeden Zeitschritt inkonsistente Bereiche aus initialen Unsicherheitsintervallen eliminiert, indem iterativ affine Approximationen der Leistungsflussgleichungen berechnet und mit vorhandenen Messdaten abgeglichen werden.

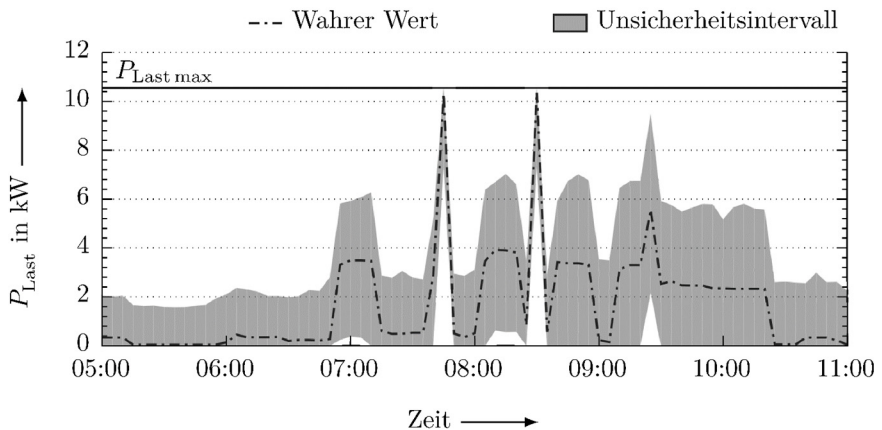


Bild 1: Wahrer Wert und berechnetes Unsicherheitsintervall der Wirkleistung einer nicht gemessenen Last im Außenleiter L2 eines exemplarischen Niederspannungsnetzes

Bild 1 zeigt den Verlauf der Wirkleistung im Außenleiter L2 einer nicht gemessenen Last gemeinsam mit den berechneten Unsicherheitsintervallen. Basierend auf einer bekannten Maximalleistung $P_{\text{Last max}} = 10,55 \text{ kW}$ konnte für jeden Zeitschritt ein signifikant geschmäleretes Unsicherheitsintervall berechnet werden. Besonders hervorzuheben sind die Leistungsspitzen um ca. 07:45 und 08:30 Uhr, die sehr gut durch die ermittelten Unsicherheitsintervalle abgebildet werden. Die berechneten Unsicherheitsintervalle geben Aufschluss über den Leistungsbezug nicht gemessener Netzteilnehmer und bilden daher eine wertvolle Informationsquelle für die nachgelagerte Netzzustandsschätzung.

- [1] R. R. Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, K. Raahemifar: *A survey on Advanced Metering Infrastructure*. 2014 IEEE CCECE, Toronto, Kanada, 2014, S. 1-8.
- [2] M. Weisenstein, R. Brandalik, W. Wellßow: *Pseudo-Value Generation for Low Voltage State Estimation with Poor Input Data from Smart Meter using Gradient Descent Method*. 2019 IEEE PowerTech, Milan, Italien, 2019, S. 1-6.



Marcus Kreuziger, Dipl.-Ing.
Flexibilitäten von Nachtspeicherheizungen – Vorbereitung eines Feldtests

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Im Forschungsprojekt „SERVING“ wird der flexible Einsatz elektrischer Speicherheizungen untersucht. Ziel ist es, eine markt- und netzdienliche Steuerung zu ermöglichen. Während des Projekts wurden dafür ca. 50 Pilotanlagen mit der benötigten Mess-, Steuer- und Kommunikationstechnik ausgerüstet. Zur Vorbereitung des avisierten Feldtests, mussten hierfür die Steuermöglichkeiten und die daraus resultierenden Flexibilitäten bestimmt werden.

Jede Speicherheizung wird dabei über ein Zentralsteuergerät (ZSG) betrieben. Zunächst galt es die Parametervariationen der verschiedenen ZSG auf Basis der Betriebsanleitungen und DIN EN 50350 zu analysieren. Die ZSG verschiedener Hersteller weisen dabei nur geringfügige Unterschiede auf. Bild 1 zeigt die wichtigsten Kennlinien und Parameter.

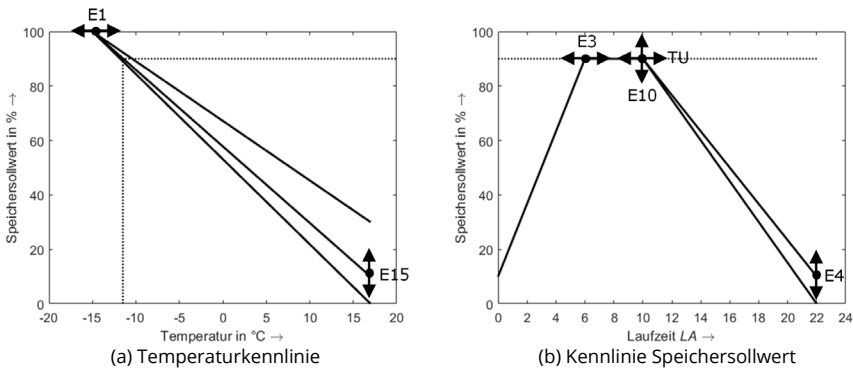


Bild 1: Kennlinien des Zentralsteuergerätes

Mit der **Temperaturkennlinie**, vgl. Bild 1 a), wird der Tagesenergiebedarf in Abhängigkeit der Außentemperatur ermittelt.

Mit der Kennlinie für den **Tagesverlauf des Speichersollwertes** Bild 1 b) wird grundlegend das Ladeverhalten der NSH vorgegeben. Diese im ZSG programmierte Vorgabe ist für die bisherige autonome Aufladesteuerung notwendig.

Jedes ZSG besitzt eine Art interne Uhr deren Laufzeit (LA) einen täglichen Neustart erfordert. Dieser erfolgt dabei mit erster Freigabeerteilung, wenn die LA den Wert der Umlaufdauer (UMD) überschritten hat, z.B. 22 h. Der Parameter TU definiert den Zeitpunkt innerhalb der Laufzeit, an welchem die Umschaltung von Nacht- zu Tagkennlinie erfolgt. Der Mindestsockel (E4) definiert den Anstieg der Tagkennlinie und wird in den Untersuchungen verwendet, um am Tagesende einen definierten Speicherwert vorzugeben.

Ziel war es, eine hohe Flexibilität für den Händler zu ermöglichen, aber auch hohe Sicherheit bzw. als Rückfallebene einen Standard Fahrplan zu wahren. Es wurde eine umfassende Variation entscheidender Parameter durchgeführt und jeweils die Energietrendbänder (ETB) für eine Jahreszeitreihe mit 15 min Energiewerten mehrerer Beispielanlagen bestimmt. Die folgenden Darstellungen und Ergebnisse basieren dabei auf einer NSH mit einer Leistung von 19,5 kW an einem Beispieltag mit dem Tagesenergiebedarf von 105 kWh.

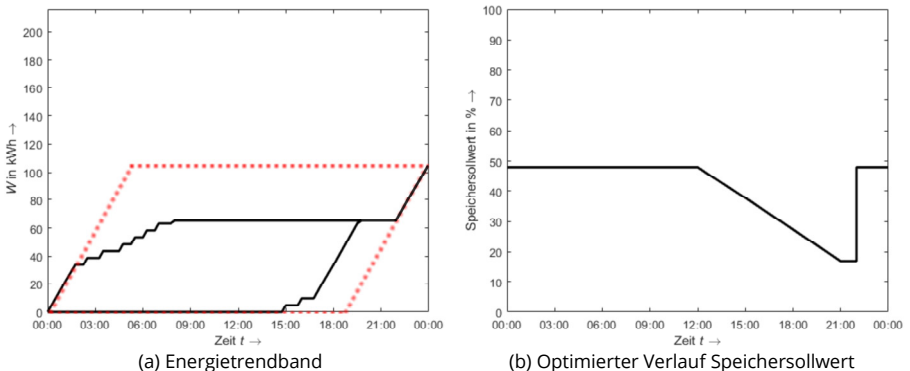


Bild 2: Flexibilisierung einer Beispiel-NSH

Bild 2 a) zeigt zunächst das ideale Energietrendband (rot-gestrichelt) mit der maximalen Flexibilität. Um diese jedoch erreichen zu können, muss die Temperaturkennlinie (Bild 1 a) außer Kraft gesetzt werden. Dies kann allerdings im Fall der Rückfallebene des Standardfahrplans zu einem dauerhaft, bis zur maximalen Kapazität geladen Speicher führen und hätte eine sehr hohe Speicherkerntemperatur zur Folge.

Eine Optimierung der Parameter kann demnach nur mittels des untertägigen Speicherverlaufs (Bild 1 b) erfolgen. Es wurde eine Variation aller veränderlichen Parameter durchgeführt und jeweils die Flexibilität im Vergleich zum idealen ETB bewertet. Als Ergebnis konnten Parameter ermittelt werden, die ein ETB nach Bild 2 a) und eine Kennlinie nach Bild 2 b) zur Folge haben. Die größten Einschränkungen bei den meisten NSH bilden dabei das Zurücksetzen der internen Laufzeit (LA) und die Mindesthaltezeit. Hierdurch darf zwischen 20 und 22 Uhr keine Freigabe und zwischen 22 und 0 Uhr muss volle Freigabe erteilt werden. Dies schränkt die Flexibilität zu Beginn des Tages ein, was sich negativ für den Händler darstellt, da hier die für den Einkauf günstigen Stunden liegen.

Es kann zusammengefasst werden, dass die aktuellen technischen Möglichkeiten eine Flexibilisierung von Nachspeicherheizungen ermöglicht, diese jedoch deutlich einschränkt. Zurückzuführen ist dies auf die eingesetzten ZSG, welche bisher ausschließlich für eine autonome Steuerung eingesetzt wurden. Es musste somit für den Feldtest eine Kompromisslösung zwischen Systemsicherheit und Flexibilisierung gefunden werden.



Sasan Rasti, Dipl.-Ing.
Prognose von thermischen Lasten anhand von Kurzzeitmessdaten mittels Neuronaler Netze

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung verbrauchen in Deutschland über 40 % der Endenergie [1]. Um die Klimaziele aus dem Abkommen von Paris zu erreichen, müssen daher dort starke Energieeinsparungen erzielt werden. Im Rahmen des Projekts TEK-EKG (thermisch-elektrisches Anlagen-EKG), wurde daher ein Messsystem entwickelt, mit dem installierte Anlagen unkompliziert über einen kurzen Zeitraum vermessen werden können, um anschließend daran mögliche Einsparpotenziale zu erkennen.

Um Aussagen über den Anlagenbetrieb treffen zu können, muss im ersten Schritt aus den Messdaten auf das Anlagenverhalten über das ganze Jahr geschlossen werden. Da sich die Regelung der Anlagen nach Modellen unterscheidet und ggf. nicht bekannt ist, müssen die Zusammenhänge zwischen Eingangs- und Ausgangsgrößen über ein Black-Box-Modell abgebildet werden. Dazu eignen sich beispielsweise Neuronale Netze.

In einer Liegenschaft wurden zwischen dem 1.4. und dem 30.9. kontinuierlich die Leistungswerte einer Heizungsanlage aufgenommen. Perspektivisch soll der Messzeitraum auf max. einen Monat verkürzt werden.

Um dessen Einfluss zu untersuchen, wurden die gemessenen sechs Monate in zwei Dreimonatszeitreihen aufgeteilt, mit denen das neuronale Netz trainiert wurde. Zum Vergleich wurde ein neuronales Netz mit den vollen sechs Monaten trainiert.

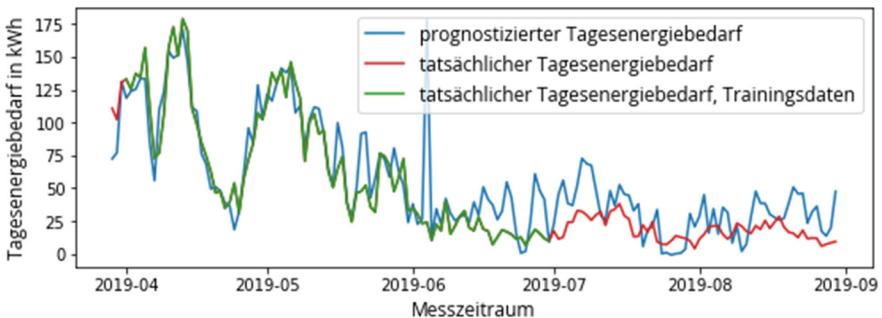


Bild 1: Prognostizierte Tagesenergiebedarfe, Trainingszeitraum vom 01.03. – 30.06.

Als Eingangsgrößen wurden die Parameter *Außentemperatur*, *Windstärke*, *Bewölkungsgrad* und *direkte Sonnenstrahlung* gewählt, die durch den Deutschen Wetterdienst zur Verfügung gestellt werden. Die gemessenen Leistungsdaten wurden in Tagesintervallen

zusammengefasst und daraus der Tagesenergiebedarf berechnet, welche als Ausgangsgröße für das neuronale Netz dienen.

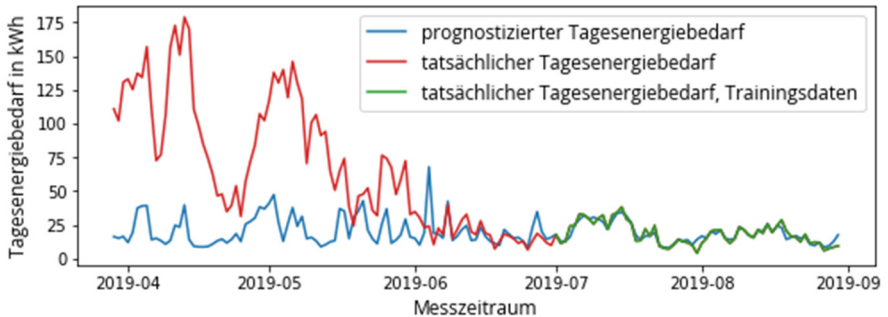


Bild 2: Prognostizierte Tagesenergiebedarfe, Trainingszeitraum vom 01.07. – 30.09.

Die prognostizierten sowie die tatsächlichen Bedarfe sind in Abb. 1 – 3 dargestellt. Beim Trainingszeitraum vom 01.03. – 30.06. tritt zwischen realem und prognostiziertem Verbrauch eine Gesamtabweichung von ca. 2100 kWh auf, welche eine relative Abweichung von etwa 28 % beträgt. Liegt der Messzeitraum vom 01.07. – 30.09. beim Training zugrunde erhöht sich die Abweichung auf etwa 4700 kWh (ca. 63 %). Die Prognose basierend auf dem gesamten Messzeitraum weist eine Abweichung von ca. 1100 kWh (etwa 15 %) auf.

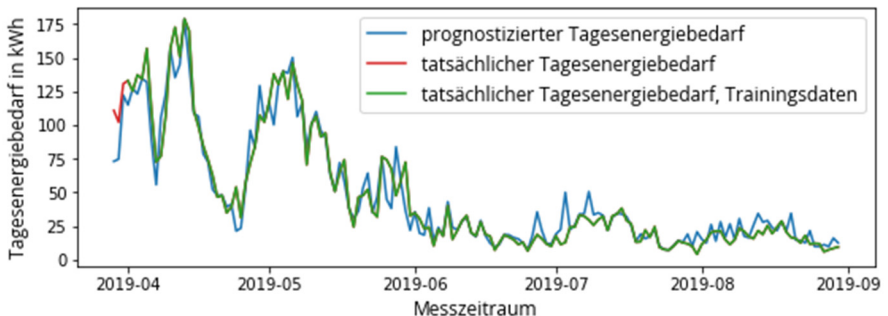


Bild 3: Prognostizierte Tagesenergiebedarfe, Trainingszeitraum vom 01.03. – 30.09.

Es zeigt sich, dass der Messzeitraum großen Einfluss auf die Genauigkeit einer Prognose anhand von Kurzzeitmessdaten hat und entsprechend bei der Planung der Messung berücksichtigt werden muss. Weiterhin sind die Abweichungen der Ergebnisse nicht in einem akzeptablen Rahmen, sodass das Verfahren weiter angepasst und verfeinert werden muss.

[1] *Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen*. Bundesnetzagentur, 2019. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>.



Friederike Thomas, Dipl.-Ing.
Calculating the Steady State Voltage Error of a Voltage Droop Controlled Systems

Distributed voltage control (DVC) based on distributed reactive power management supports the operation of distribution grids driven by RES and is a means to facilitate higher penetrations of distributed generators (DGs). One possibility for DVC is to use periodically optimized reactive power set points as presented in [1]. This concept has the advantage of an easy parametrization and does not lead to stability issues but the drawbacks are the inability to react to sudden load changes and the need for periodical communication. Therefore, a fallback solution is essential to ensure a working voltage control in the case of loss of communication. Since the effectiveness of the $Q(U)$ -control has been demonstrated as an autonomous control, this control method is examined more closely and a steady-state voltage error is detected. So to use the $Q(U)$ -control as a fallback solution for a global optimization scheme a method is needed to calculate the steady-state voltage error of the nonlinear control system.

With the coordinated $Q(U)$ -control, the DGs provides reactive power corresponding to the voltage at the point of common coupling (PCC). For the analysis of the performance, the model presented in [2] is used. Figure 1 shows a so-called MIMO (multiple input, multiple output) system of n wind farm (WF) connected to the grid. \mathbf{K}_Q is a $n \times n$ matrix that models the grid response to a change in reactive power. Of further importance is the nonlinear $Q(U)$ -characteristic of the farm voltage controller shown in Fig. 2. The reference voltage U_{q0} denotes the voltage set point, while the width of the dead band is fixed within bounds according to national regulations and protects type 3 turbines from mechanical stress [2].

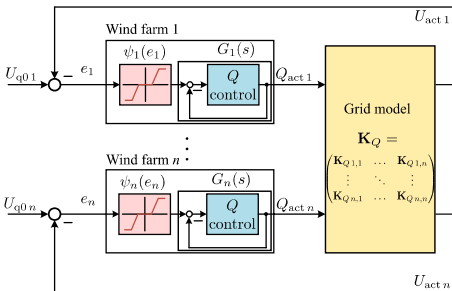


Fig 1: MIMO control loop of a several WFs with grid model

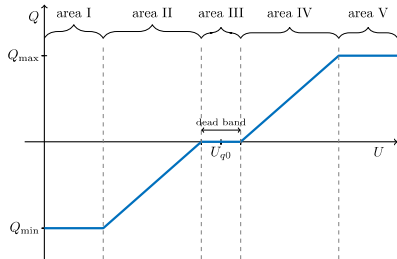


Fig 2: $Q(U)$ -characteristic with dead band and reactive power limits

To discuss the steady-state voltage error, several variables must be introduced. Fig. 3 shows an exemplary voltage curve over time, starting with u equal to the reference voltage

u_{q0} . A change in load leads to a change in voltage Δu_{R0} . After the time delay e^{-sT_G} of the reactive power control loop, the WF starts to inject reactive power, which counteracts the change in voltage and causes the steady-state voltage u_∞ retaining a steady-state voltage error Δu_{error} .

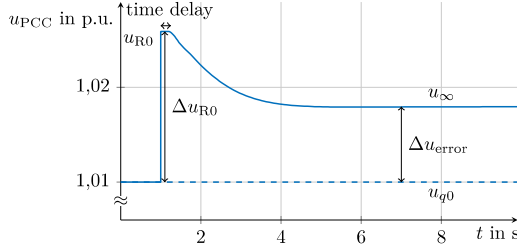


Fig 3: Exemplary voltage curve during load change and subsequent regulation with designation of the different voltages

To calculate the steady-state voltage for the non-linear system, the $Q(U)$ -characteristic can be divided into its linear parts as shown in Fig. 2. Thus, there are five different cases to be taken into account in the calculation, whereas case 2 and case 4 as well as case 1 and case 5 are quite similar. In case 3 the slope and the reactive power are equal to zero and the steady-state voltage $u_\infty = u_{R0}$. In case 1 and 5 the controller works at its maximum limitation, so in this cases the slope is zero, too and the steady-state voltage is given by the reactive power limits. Therefore, the only cases to consider are case 2 and case 4. The steady-state voltage error for these cases is calculated by assuming a linear system and introducing a new variable $u_{R0 \text{ dead}}$ defined as:

$$\Delta u_{R0 \text{ dead}} = \begin{cases} \Delta u_{R0} + \Delta u_{\text{dead}} & \text{for } \Delta u_{R0} < -\Delta u_{\text{dead}} \\ \Delta u_{R0} - \Delta u_{\text{dead}} & \text{for } \Delta u_{R0} > \Delta u_{\text{dead}} \\ 0 & \text{else.} \end{cases} \quad (1)$$

The steady-state voltage error Δu_{error} for the MIMO-system is with this calculated using the limit theorem. With this definition the steady-state voltage error for the nonlinear system in case 2 and case 4 is a vector with n elements:

$$\Delta \mathbf{u}_{\text{error}} = \Delta \mathbf{u}_{R0} - \mathbf{M} \mathbf{K}_Q (\mathbf{I} + \mathbf{M} \mathbf{K}_Q)^{-1} \Delta \mathbf{u}_{R0 \text{ dead}} \quad (2)$$

where \mathbf{M} is a $n \times n$ -Matrix with the slope m_i as the i th main diagonal element and \mathbf{I} the identity matrix and \mathbf{K}_Q is the nodal voltage sensitivity.

This approach allows the calculation of the voltage in a system with $Q(U)$ -controlled DGs. Based on this, an algorithm can be derived to optimize the fall back-parameters of the $Q(U)$ -characteristic considering $\Delta \mathbf{u}_{\text{error}}$.

- [1] M. Kreutziger, P. Schegner, S. Wende-von-Berg, M. Braun und N. Bornhorst. *Reactive power management of distributed generators for selective voltage optimization in 110-kV-subtransmission grids*, NEIS Conference, 2019.
- [2] S. Krahmer, A. Saciak, J. Winkler, P. Schegner and K. Röbenack. *On robust stability criteria for nonlinear voltage controllers in electrical supply networks*, Power Systems Computation Conference (PSCC), 2018.



Team CHES

Irina Weis, M.Eng.
Tobias Heß, Dipl.-Ing.
Jens Werner, Dipl.-Ing.
Paul Seidel, Dr.-Ing.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das Flexibilitätswerk

Die Flexibilisierung der Energieversorgung ist die wesentlichste Herausforderung für die Umsetzung eines auf erneuerbare Energien basierenden Energiesystems. Hierfür existieren verschiedene Optionen, u.a. die Flexibilisierung von bestehenden Kraftwerken, die Installation von Batteriespeichern oder die Sektorkopplung und die damit verbundene Nutzung von Wärme- oder Gasspeichern.

Die Sektorkopplung wird bereits seit mehreren Jahren durch regulatorische Rahmenbedingungen, wie z.B. die Förderung gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder Förderung der Installation von Wärmepumpen, getrieben. Die Technologien der Sektorkopplung umfassen neben Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auch Nachtspeicherheizungen, Elektrofahrzeuge oder Brennstoffzellen. Im Jahr 2018 waren bereits 2,7 Millionen dieser Energieanlagen installiert, der Zubau wird für das Jahr 2019 auf 130.000 Einheiten prognostiziert und zukünftig massiv ansteigen (2024: 450.000 Einheiten). Getrieben wird der Zubau insbesondere durch den bevorstehenden Markteintritt der Brennstoffzelle und den steigenden Absatz von Elektrofahrzeugen.

Die Erschließung der Flexibilität dieser Energieanlagen und Koordination des Anlagenbetriebs ist Gegenstand des Forschungsprojektes „Combined Hybrid Energy Systems (CHES)“ (FKZ: 03EFKSN127). Hierzu überführt das interdisziplinäre Forscherteam die Ergebnisse mehrerer Forschungsprojekte in vermarktbar Produkte mit dem Ziel der Firmengründung.

Technologische Grundlage hierfür ist das Flexibilitätswerk. Als besondere Form eines Virtuellen Kraftwerks zielt es auf die Vermarktung der Flexibilität kleiner Energieanlagen der oben genannten Technologien. Hierfür wurde eine komplett neue Architektur für Virtuelle Kraftwerke auf Basis verteilter Intelligenz entwickelt, wodurch der Grundansatz für effiziente Algorithmen „teile und herrsche“ verfolgt wird. Damit hebt sich das Flexibilitätswerk deutlich von bestehenden Virtuellen Kraftwerken ab, in denen sämtliche Funktionalitäten, z.B. die Datenaggregation, die Bestimmung von Planungskriterien auf Basis von Bedarfsprognosen, die Einsatzplanung oder der Echtzeitbetrieb, in der Zentrale / Leitwarte implementiert sind.

Das Flexibilitätswerk basiert auf der selbstlernenden Steuerbox swarmBOX und dem Koordinator swarmHUB (vgl. Bild 1). Die swarmBOX generiert auf Basis der erfassten Messwerten das Flexibilitätspotential, welches die zugehörige Energieanlage zur Verfügung stellt. Dieses erlaubt eine Aussage über die minimal notwendig und maximal mögliche Energieproduktion für die nächsten 5 Tage. Das dem Flexibilitätspotential zugehörige Datenmodell ist dabei so gestaltet, dass es allgemeingültig für alle Anlagentechnologien ist. Damit wird das Flexibilitätswerk technologieoffen und skalierbar,

da die allgemeingültige Beschreibung des Flexibilitätspotential die einfache Aggregation der Energieanlagen im Koordinator swarmHUB ermöglicht.



Bild 1: Die Komponenten des Flexibilitätswerks mit wesentlichen Funktionalitäten

Die Verwertung des Flexibilitätswerks erfolgt im Rahmen von drei kundennutzenorientierten Produkten, dem Supervisor KIT, Community KIT und Trader KIT (vgl. Bild 2). Als KIT wird hierbei die Kombination von swarmBOX und swarmHUB verstanden. Das Supervisor KIT adressiert im Wesentlichen Immobilienunternehmen und umfasst das Monitoring und die Überwachung von Energieanlagen. Immobilienunternehmen als Betreiber von Energieanlagen können somit den Einstieg in die Energiebranche finden und später auf das Community oder Trader KIT wechseln.

Das Community KIT erlaubt die regionale Energieversorgung mit dem Ziel, die Unabhängigkeit ggü. externen Versorgern in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität zu erhöhen (z.B. Strom aus der Region für die Region). Adressaten dieser Produkte sind insbesondere Energiecommunities oder regional verankerte Energieversorger und Stadtwerke.

Alternativ ist ein Einsatz des Flexibilitätswerks im Rahmen des Trader KITS möglich. Im Rahmen dessen wird Flexibilität gegenüber der Strombörse mit dem Ziel geringer Beschaffungskosten bzw. hoher Verkaufserlöse vermarktet. Sämtliche Produkte sind dabei mit verschiedenen Mehrwertdiensten verknüpft, wodurch für die Zielgruppen die Kundenbindung gegenüber den Endkunden (Anlagenbetreibern) gestärkt wird. Zusätzlich profitieren die Zielgruppen von neuen Erlösepotentialen sowie neuen Dienstleistungsangeboten auf Basis des Flexibilitätswerks.



Bild 2: Produkte auf Basis des Flexibilitätswerks

3.1.2 Publikationen

Vorträge

Bauer, H.:

Isolationskoordination mit Beispielen. FGH-Seminar „Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, Ladenburg, 19.-20.02.2019

Bauer, H.:

Leitfaden zum Technischen Gutachten bei vermuteter elektrischer Körperdurchströmung. VDE-Ausschuss „Sicherheits- und Unfallforschung“, Workshop “Stromunfälle begutachten”, Berlin, 13.06.2019

Bauer, H.:

Allgemeines und Besonderheiten zur Schirmung gegen elektromagnetische Felder von Blitzen und verwandten Phänomenen. VDE Dresden e.V. Blitzschutzfachtagung, Dresden, 14.11.2019

Bauer, H.:

Isolationskoordination und Überspannungsschutz. HdT-Tagung „Hochspannungsschaltanlagen“, Essen, 23.-24.11.2019

Blanco, A.M.:

Probabilistic and scalable aggregate harmonic model for residential low voltage networks based on measurements. PES General Meeting, Atlanta, Georgia, 04.-08.08.2019

Blanco, A.M.:

PQ- Phenomena related to new technologies. Results of CIGRE/CIREN Working Group C4.24 - Assessing harmonic and supraharmonic emission. CIREN International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Blanco, A.M.:

Aggregierte Oberschwingungsmodelle für öffentliche NS-Netze mit Wohngebieten. Power Quality Vertiefungsseminar, Mannheim, 26. - 28.02.2019

Krahmer, S.:

Reglerstabilität von Erzeugungsanlagen mit nichtlinearer Spannungsregelung in Verteilungsnetzen. Dresdner Kreis, Hannover, 27.-28.03.2019

Krahmer, S.:

Open-Source-Tools in der Elektroenergieversorgung: Chancen und Grenzen am Beispiel der open_eGo-Toolchain. VDE AK Verteilnetze, Halle, 28.-29.10.2019

Meyer, J.:

Netzqualität (Power Quality): Hintergrund, Richtlinien und die Rolle der Messwandler. OMI-CRON Diagnosewoche 2019, Lindau, Deutschland, 27.02.2019

Meyer, J.:

Power quality in distribution networks - Recent trends and future challenges (from a German perspective). GEIRI/APQI Joint Workshop on Power Quality, Beijing, China, 21.03.2019

Meyer, J.:

Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Strom- und Spannungsqualität. EW Medien und Kongresse, eMobility und Energiewende - Netzprobleme beherrschen, Stuttgart, 03.04.2019

Meyer, J.:

Challenges and opportunities of large-scale Power Quality monitoring. 17th International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Teneriffa, Spanien, 09.-12.04.2019

Meyer, J.:

Power Quality in Niederspannungsnetzen – Neue Gerätetechnologien, neue Herausforderungen. 623. Elektrotechnisches Kolloquium des VDE Dresden e.V., Dresden, 17.04.2019

Meyer, J.:

Concepts and methods for determining limits and assessing the harmonic emission of customer installations. 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärđla, Estonia, 12.-15.06.2019

Meyer, J.:

Recent Challenges for Power Quality in Distribution Networks. Data Science-Based SMART GRID Power Quality Analysis, Seoul, Südkorea, 16.09.2019

Meyer, J.:

Power quality aspects related to the connection of distributed generation. Workshop on Distributed Energy Resource Connection to Grids, Taiyuan, China, 15.10.2019

Meyer, J.:

Elektromagnetische Verträglichkeit und Power Quality - Normativer und regulativer Rahmen in Deutschland und Europa. gogreen.Workshop: Power Quality, Straubing, 29.10.2019

Meyer, J.:

Power quality challenges related to modern power electronics in low voltage networks. Workshop: Eficiencia Energética (En el sector Eléctrico), San Juan, Argentinien, 07.11.2019

Pourarab, M., Meyer, J.:

Assessment of Customer Harmonic Contribution Under Variations in the Utility Side. Dresdner Kreis, Hannover, 27.-28.03.2019

Schmidt, M.:

Beobachtbarkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen mit minimalen Messinformationen. efa Fachmesse für Elektro-, Gebäude-, Licht- und Energietechnik, Leipzig, 18. u. 19.09.2019

Thomas, F.; Krahmer, S.:

Die Q(U)-Regelung als robuste Fall-Back-Lösung für moderne Betriebsführungskonzepte. VDE AK Verteilnetze, Dresden, 18.-19.03.2019

Veröffentlichungen

Agudelo-Martinez, D.; Pavas, A.; Blanco, A.; Stiegler, R.; Meyer, J.:

Influence Of Measurement Setup on the Emission of Devices in the Frequency Range 2-150 KHz. IEEE PES PowerTech 2019, Mailand, Italien, 23.-27.06.2019

Bärwald, W.; Bauer, H.:

Das Wirken der Elektrotechniker in der Kammer der Technik - Zwischen Ende und Wiedergründung des VDE im Bezirk Dresden. Dresdner Hefte zur Geschichte der Elektrotechnik des VDE Dresden, Band 1, Dresden (2019), ISSN: 2629-7167

Blanco, A.M.; Gupta, M.; Gil de Castro, A.; Rönnerberg, S.; Meyer, J.:

Impact of flat-top voltage waveform distortion on harmonic current emission and summation of electronic household appliances. International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Salamanca, Spanien, 21.-23.03.2018

Bosovic, A.; Music, M.; Renner, H.; Abart, A.; Traxler, E.; Meyer, J.; Domagk, M.:

MODELLING THE PROPAGATION OF HARMONIC VOLTAGES IN LARGE MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS. CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Bosovic, A.; Renner, H.; Abart, A.; Traxler, E.; Meyer, J.; Domagk, M.; Music, M.:

Deterministic Aggregated Harmonic Source Models for Harmonic Analysis of Large Medium Voltage Distribution Networks. IET Generation, Transmission & Distribution, Journal, 16.08.2019

Busatto, T.; Ravidaran, V.; Larsson, A.; Rönnerberg, S.; Bollen, M.; Meyer, J.:

Experimental Harmonic Analysis of the Impact of LED Lamps on PV Inverters Performance. 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärđla, Estonia, 12.-15.06.2019

Darmawardana, D.; Perera, S.; Meyer, J.; Robinson, D.; Jayatunga, U.; Elphick, S.: *Development of high frequency (Supraharmonic) models of small-scale (<5 kW), single-phase, grid-tied PV inverters based on laboratory experiments.* , Electric Power Systems Research, Volume 177, December 2019,

Domagk, M.; Meyer, J.; Muehlberg, M.; Ackermann, F.; Reichert, S.; Meyer, et. al.: *Impact of Renewable Generation on the Harmonic Distortion in Distribution Networks: Key Findings of the Research Project Netzharmone.* CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Domagk, M.; Stiegler, R.; Meyer, J.: *Measurement Based Identification of Equivalent Circuit Models for Aggregated Harmonic Impedances of Public Low Voltage Grids.* IEEE PES PowerTech 2019, Mailand, Italien, 23.-27.06.2019

Fernández, I.; de la Vega, D.; Roggo, D.; Stiegler, R.; Capponi, L.; Angulo, I.; Meyer, et. al.: *Comparison of measurement methods of LV grid access impedance in the frequency range assigned to NB-PLC technologies.* Electronics 8 (10), Special Issue Advances of Power Line Communication (PLC)

Florencias-Oliveros, O.; Blanco, A.M.; Meyer, J.; et. al.: *Automatic classification of circuit topologies of appliances based on higher order statistic.* 17th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'19), Tenerife, Spain, 10. - 12.04.2019

Guo, Z.; Al-Shibli, N.; Xiao, X.; Djokic, S.; Collin, A.; Langella, R.; Testa, A.; Papic, I.; Blanco, J.; Meyer, J.: *Aggregate Harmonic Load Models of Residential Customers. Part 1: Frequency-Domain Models.* IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Bucharest, Romania, 29.09 -02.10.2019

Guo, Z.; Al-Shibli, N.; Xiao, X.; Djokic, S.; Collin, A.; Langella, R.; Testa, A.; Papic, I.; Blanco, J.; Meyer, J.: *Aggregate Harmonic Load Models of Residential Customers. Part 2: Frequency-Domain Models.* IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Bucharest, Romania, 29.09 -02.11.2019

Hable, M.; Schmidt, M.; Knoll, R.; Schegner, P.; Darda, T.; Lässig, J.: *Providing Flexibility in the Distribution Network - Challenges and Solutions.* CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Hess T.; Werner, J.; Schegner P.: *Konzepte für ein sektorenübergreifendes Energiemanagement.* ETG-Kongress 2019, Esslingen am Neckar, 8.5-9.5.2019

Höckel, M; Meyer, J.: *Messung von Netzimpedanzen.* bulletin 05/2019

Jaques, P.; Hartig, R.; Fröbel, A.; Kolander, R.; Stiegler, R.; Meyer, J.:
Survey of Current Gradient at Public Low Voltage Customer Terminals in Germany. CIREC International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Kannan, S.; Meyer, J.:
Recent Developments in Harmonic Resonance Detection in Low Voltage Networks using Impedance Measurement Techniques. International Conference on Power Systems, Jaipur, Indien, 20. - 22.12.2019

Kaufhold, E.; Meyer, J.; Müller, S., Schegner, P.:
Probabilistic Stability Analysis for Commercial Low Power Inverters Based on Measured Grid Impedances. ICPEES 2019, Perth, Australien, 10.-12.12.2019

Kaufhold, E.; Meyer, J.; Schegner, P.:
Modular White-Box Model of single-phase Photovoltaic Systems for Harmonic Studies. IEEE PES PowerTech 2019, Mailand, Italien, 23.-27.06.2019

Khokhlov, V.; Meyer, J.; Schegner, P.:
Thermal Interactions in Modern Lighting Equipment due to Disturbances in the Frequency Range 2-150 kHz. IEEE PES PowerTech 2019, Mailand, Italien, 23.-27.06.2019

Khokhlov, V.; Meyer, J.; Schegner, P.; Agudelo-Martinez, D.; Pavas, A.:
Immunity Assessment of Household Appliances in the Frequency Range from 2 to 150 kHz. CIREC International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Klatt, M.; Kaiser, F.; Meyer, J.; Lakenbrink, C.; Gaßner, C.; Schegner, P.:
Measurement and Simulation of Supraharmonic Resonances in Public Low Voltage Networks. CIREC International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Klatt, M.; Stiegler, R.; Meyer, J.; Schegner, P.: *Generic Frequency-Domain Model for the Emission of PWM-Based Power Converters in the Frequency Range from 2 to 150 kHz*. , IET Generation, Transmission & Distribution 2019,

Krautz, M.; Beyer, M.; Jäschke, C.; Schinke, L.; Waske, A.; Seifert J.:
A Magnetocaloric Booster Unit for Energy-Efficient Air-Conditioning. Crystals, 2019

Lodetti, S.; Bruna, J.; Melero, J.; Khokhlov, V.; Meyer, J.:
A Robust Measurement Method for Supraharmonics Under Power Frequency Deviations. 10th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, Aachen, Deutschland, 25.-27.09.2019

Löper, M.; Kitler, J.; Stiegler, R.; Meyer, J.:

Compliance Assessment of a Phasor Measurement Unit to IEC 61000-4-30 Class A for Power Quality Measurements in Transmission Systems. 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärđla, Estonia, 12.-15.06.2019

Ma, L.; Schegner, P.:

State duration based event detection for domestic power disaggregation. IEEE PES PowerTech 2019, Mailand, Italien, 23.-27.06.2019

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

Supraharmonic analysis by filter bank and compressive sensing. , Electric Power Systems Research, Volume 169, April 2019,

Meyer, J.; Blanco, A.M.; Langella, R.; Djokic, S.:

Suitability of test procedures in IEC 61000-3-2 for assessing harmonic emission of modern mass-market equipment. 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spain, 3. -6.06.2019

Meyer, J.; Möller, F.; Perera, S.; Elphick, S.:

General Definition of Unbalanced Power to Calculate and Assess Unbalance of Customer Installations. 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärđla, Estonia, 12.-15.06.2019

Meyer, J.; Halpin, M.:

New challenges for the determination of emission limits for customer installations - Activities of CIGRE JWG C4.40/CIRED on the revision of IEC reports 61000-3-6, 61000-3-7, 61000-3-13, 61000-3-14. CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Möller, F.; Meyer, J.:

Equation-based Analysis of Voltage and Current Unbalance due to Single-Phase Devices. 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ), Kärđla, Estonia, 12. - 15.06.2019

Müller, S.; Meyer, J.:

Challenges and Pitfalls of Implementing Realistic Simulations to Study Harmonic Levels in Public Low Voltage Networks. IEEE PES PowerTech 2019, Mailand, Italien, 23.-27.06.2019

Müller, S.; Möller, F.; Meyer, J.:

Netzintegration von Elektrofahrzeugen - Auswirkungen auf die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz. ew 06/2019

Nilges, M.; Schegner, P.:

Transiente Spannungsbeanspruchung von Mittelspannungstransformatoren. 51. Kraftwerkstechnischen Kolloquium, Dresden, Dresden, 22.-23.10.2019

Palm, S.; Schegner, P.:

Evaluation and Comparison of Islanding Detection Methods by Extended Analysis of the Non Detection Zone. CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Palm, S.; Schegner, P.:

Occurrence Probability and Prediction of Unintentional Islands Using Non Detection Zones. PES General Meeting, Atlanta, Georgia, 04.-08.08.2019

Punmiya, R.; Zyabkina, O.; Choe, S.; Meyer, J.:

Anomaly Detection in Power Quality Measurements Using Proximity-Based Unsupervised Machine Learning Techniques. 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärldla, Estonia, 12.-15.06.2019

Rasti, S.; Wolfgang, K.; Seifer, T. J.; Thomas, F.; Schegner, P.:

Erweiterbares Messkonzept für thermisch-elektrische Energiesysteme im Gebäudebereich. Oberlausitzer Energiesymposium / Zittauer Energieseminar (OLES), Zittau, Deutschland, 7.-8.11.2019

Ravindran, V.; Busatto, T.; Rönning, S.; Bollen, M.; Meyer, J.:

Characterization of Interactions between PV systems and energy efficient lighting (LED). CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Ravindran, V.; Busatto, T.; Rönning, S.; Meyer, J.; Bollen, M.:

Time-varying interharmonics in different types of grid-tied PV inverter systems. IEEE Transactions on Power Delivery, März 2019

Schmidt, M.; Scheger, P.:

State Estimation in Three-Phase Unbalanced Low Voltage Grids Using Uncertainty Intervals. ETG-Kongress 2019, Esslingen am Neckar, 8.5-9.5.2019

Stiegler, R.; Meyer, J.; Schori, S.; Höckel, M.; Scheida, K.; Drápela, J.; Hanžlík, T.:

Survey of Network Impedance in the Frequency Range 2-9 KHz in Public Low Voltage Networks in AT/CH/CZ/GE. CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Tavukcu, E.; Müller, S.; Meyer, J.:

Assessment of the Performance of Frequency Domain Models Based on Different Reference Points for Linearization. 17th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ), Teneriffa, Spanien, 10. - 12.04.2019

Thomas, F.; Krahmer, S.; Schegner, P.:

Robust and Optimized Voltage Droop Control considering the Voltage Error. Power and Energy Student Summit (PESS), Magdeburg, Deutschland, 9.-11.07.2019

Thomas, F.; Krahmer, S.; Winkler, J.; Schegner, P.; Röbenack, K.:

On Grid Modeling for Stability Assessment of Droop Voltage Control. ISGT Europe, Bukarest, Rumänien, 29.09-02.10.2019

Zhu, M.; Jiao, Y.M.; Huang, W.; Zhong, Q.; Meyer, J.:

Frequency Response Test and Key Parameter Estimation of Oil-immersed Capacitive Voltage Transformer. CIRED International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Spanien, 03.-07.06.2019

Ziemann, L.; Edalati, O.; Rauch, J.; Muehlberg, M.; Klosse, R.; Safargholi, F.; Hoven, M.; Vennergerts, H.; Meyer, J.; Domagk, M.; Malekian, K.; Santjer, F.: *Improved procedures for determining harmonics - findings of the German research project NetzHarmonie*. 18th Wind Integration Workshop, Dublin, Irland, 16.-18.10.2019

3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

Die Anforderungen an Komponenten des Elektroenergieversorgungsnetzes verändern sich derzeit stark. Eine stärkere Auslastung bestehender Netzstrukturen, durch zunehmend regenerativ eingespeiste elektrische Leistung sowie neue Anwendungsfelder insbesondere im Bereich der Elektromobilität, führen zu grundlegenden Herausforderungen hinsichtlich Leiter- und Isolierwerkstoffen unter besonderer Berücksichtigung der elektrisch-thermisch-mechanischen Belastung. Durch das gesamtheitliche Betrachten dieser Fragestellung in den drei Forschungsgruppen, wurden auch in diesem Jahr wieder zahlreiche Forschungsprojekte gemeinsam mit den Industriepartnern realisiert. Die Ergebnisse wurden in Beiträgen auf Konferenzen und in Zeitschriften sowie durch Vorträge und Abschlussarbeiten veröffentlicht. Die derzeit aktuellen Themen werden folgend von den Bearbeitern näher beschrieben.

Elektrische Kontakte und Verbindungen

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

Grundlagenforschung

- Untersuchen der physikalischen Vorgänge der Alterung
- Erarbeiten von Grundlagen zur Lebensdauerprognose
- 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

Angewandte Forschung

- Qualifizieren neuer Werkstoffe für die Konstruktion von Verbindungen
- Langzeitverhalten von Sicherungen bei erhöhter Temperatur
- Grenztemperaturen von Verbindungen für Freileitungs- und Hochtemperatur-Freileitungsseilen sowie Kabelgarnituren
- Betriebs- und Langzeitverhalten von Steckverbindungen mit federnden Kontaktelementen
- Elektrische Eigenschaften umformtechnischer Verbindungen insbesondere für die Anwendung in der E-Mobilität
- Weiterentwickeln von Konstruktionsrichtlinien und Verfahren für elektrische Alterungsprüfungen

Hochspannungstechnik

Untersuchen von flüssigen, festen und gasförmigen Isolierstoffen:

Grundlagenforschung

- Durch- und Überschlagspannung von Isolierwerkstoffen und 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

- Bestimmung der Durchschlagfestigkeit von Isolierpapieren
- Zustandsbewertung isolierender Seile für AuS
- Leitfähigkeitsmessung von Isolierölen
- Bohren harter Gesteine mit Impulsspannung
- Teilentladungsmessung bei Gleich- und Wechselspannung an GIS
- Lebensdaueruntersuchungen an Isoliersystemen für rotierende Hochspannungsmaschinen
- Einfluss hoher Frequenzen auf das Isoliervermögen

Strombelastbarkeit und Erwärmung

Untersuchen der Strombelastbarkeit und Erwärmung elektrischer Betriebsmittel:

Grundlagenforschung

- Wärmequellen und Wärmeübertragung 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 Elektroenergie-technik
- Dimensionieren der Leiterquerschnitte von Hochstromanlagen
- Optimieren der Anordnung von Leitern z. B. in Armaturen
- Entwickeln 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“



Christian Hildmann, Dr.-Ing.

Verfahren zum Prüfen der elektrischen Funktion stromführender Armaturen für Hochtemperatur-Leiteseile mit geringem Durchhang

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FKZ: 03TNG009A

Der Wandel in der Struktur der Elektroenergieversorgung wird derzeit in Deutschland weiter vorangetrieben. Um verstärkt regenerative Energiequellen nutzen zu können, ist eine bestehende technische Herausforderung der weitere Aus- bzw. Umbau des Elektroenergieversorgungsnetzes. Neben diesem sind Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung notwendig, die gegenüber einem Neubau von Leitungen vorrangig umgesetzt werden müssen [1]. Das Erhöhen der Stromtragfähigkeit durch Hochtemperatur-Leiteseilen mit geringem Durchhang (HTLS) ist eine mögliche Maßnahme der Netzoptimierung. Diese Leiter langzeitstabil stromführend zu verbinden, ist eine wesentliche Voraussetzung für einen zuverlässigen und sicheren Betrieb der Freileitungen. Der Nachweis der elektrischen Funktion stromführender Verbindungen für konventionelle Leiteseile erfolgt nach einem Prüfverfahren gemäß der DIN EN 61284:1997 [1]. Für die stromführenden Verbindungen von HTLS-Leiteseilen existiert derzeit noch keine verbindliche Prüfung. Auf Basis zahlreicher wissenschaftlicher Untersuchungen des IEEH in den letzten sieben Jahren, wird derzeit ein solches Prüfverfahren erarbeitet und validiert.

Dazu wurden zunächst die Anforderungen und Festlegungen bestehender Prüfverfahren kategorisiert, ausgewertet und verglichen. Darauf aufbauend wurde die Wirkungsweise der relevanten Alterungsmechanismen analysiert, priorisiert und eine Modellvorstellung der überlagerten Wirkungsweise entwickelt. Auf Basis dieser Betrachtung wurden insbesondere begründete Festlegungen für die elektrisch-thermischen sowie für die mechanischen Belastungen im Prüfverfahren getroffen. Im Fokus standen form- und kraftschlüssige Verbindungen mit mehrdrähtigen Leitern aus Aluminium. Dabei wurde zunächst davon ausgegangen, dass mit geeigneten Konstruktionen stromführender Verbindungen ausreichend hohe bleibende Kontaktkräfte erreicht werden, so dass sich ein gutes Kontaktverhalten ergibt. In der Folge sichert eine hohe bleibende Kontaktkraft die Integrität der Mikrokontakte zu Beginn der Lebensdauer. Gleichzeitig wächst eine passivierende Oxidschicht um die Mikrokontakte, die ein weiteres Oxidieren verhindert. Demnach ist in der ersten Phase des Prüfverfahrens zunächst eine konstant hohe elektrisch-thermische Belastung gefordert, um die Mechanismen des Kraftabbaus zu aktivieren. Deren Reaktionsgeschwindigkeit kann mit der Arrhenius-Gleichung abgeschätzt werden. Dabei wirkt insbesondere die Temperatur als wesentliche Einflussgröße auf den Kraftabbau. Entsprechend wird in den ersten 2500 h der Prüfdauer am Referenzleiter die Bemessungstemperatur des jeweiligen HTLS-Leiteseils eingestellt (Bild 1).

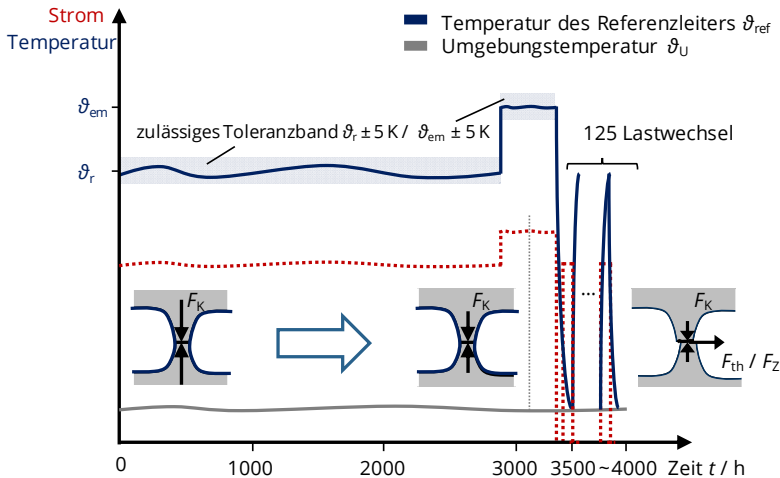


Bild 1: Belastungsprofil im Prüfverfahren von stromführenden Armaturen für HTLS-Leiterseile

In den darauffolgenden 500 h wird der Strom erhöht, so dass sich am Referenzleiter die kurzzeitig höchste, für das jeweilige Leiterseil zulässige Temperatur einstellt (emergency temperature). Die Dauer der ersten Phase von insgesamt 3000 h wurde gewählt, um mit hoher Sicherheit den Verlauf der Verbindungswiderstände über die Formierungsphase hinaus bis in den Bereich der „relativen Ruhe“ zu prüfen. Der Einfluss der in bisherigen Prüfungen üblichen elektrisch-thermischer Wechsellast auf die Alterung dieser stromführenden Verbindungen wurde als zweitrangig bewertet. Erst wenn sich konstruktionsbedingt oder durch den Kraftabbau geringe Kontaktkräfte einstellen, können Verschiebungen aufgrund thermischer Dehnungen zum Aufbrechen der Mikrokontakte und damit zur Schädigung der Verbindung führen (Bild 1). Auch die Degradation durch ggf. auftretende Zugkräfte ist nach einer hohen thermischen Beanspruchung potentiell wirksamer. Entsprechend können durch beide Belastungen bei zu geringen Kontaktkräften Mikrokontakte aufbrechen und weitere Oberflächen im Kontaktbereich oxidieren. Auf Basis dieses Belastungsprofils im erarbeiteten Prüfverfahren soll die elektrische Funktion der eingesetzten Verbindungsarten für HTLS Freileitungsseile nachgewiesen werden.

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Hrsg.): Netzentwicklungsplans Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- [2] DIN EN 61284-1998: Freileitungen - Anforderungen und Prüfungen für Armaturen (IEC 61284:1997)



Toni Israel, Dipl.-Ing.
Verhalten von Hochstrom-Steckverbindungen bei kurzzeitiger Strombelastung
 – Messung, Berechnung und Prüfung

Steckverbindungen zum Übertragen hoher elektrischer Leistungen werden hauptsächlich im industriellen Umfeld, für erneuerbare Energien und in der Elektromobilität benötigt. Bedingt durch die eingesetzte Leistungselektronik und die Energiespeicher kommt es im Fehlerfall zu kurzzeitigen, sehr hohen Überströmen mit mehreren 10 kA Spitzenwert. Diese sind für Steckverbinder besonders kritisch, da in den metallischen Kontakten sehr hohe Stromdichten auftreten, die zur Schädigung führen können.

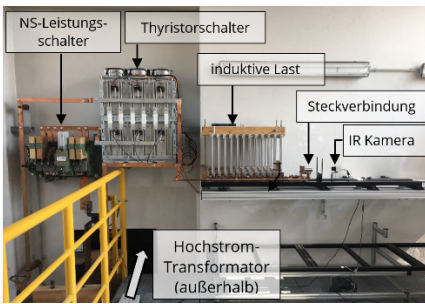


Bild 1: Kurzschluss-Versuchsstand für bis zu 35 kA RMS für 1 s und 90 kA Stoßstrom

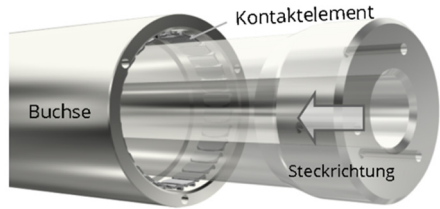


Bild 2: Modell-Steckverbinder, Durchmesser 41 mm, Kurzschlussstrom 23,5 kA für 1 s.

Zum Untersuchen des transienten Verhaltens wurde an der TU Dresden ein Versuchsstand und ein Berechnungsmodell erarbeitet. Das FEM-Modell ermöglicht eine örtlich und zeitlich hochaufgelöste Temperaturberechnung (Bild 4). [1]

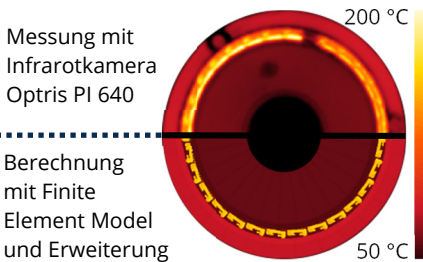


Bild 3: Temperaturverteilung im Steckverbinder

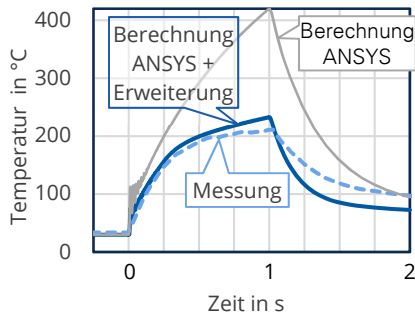


Bild 4: Temperaturverlauf

Durch Erweiterung eines Standard Finite-Elemente-Modells um das Verhalten der metallischen Kontakte konnten Messung und Berechnung näher zueinander geführt werden (Bild 3 und Bild 4).

Es stellte sich heraus, dass kaum einheitliche Standards für die Kurzschlussprüfung von Steckverbindungen existieren. Zudem wird bei Kurzschlussprüfungen oft das I^2t -Kriterium verwendet, um die Prüfdauer auf die Begebenheiten des Labors anzupassen. Dies ist für Steckverbinder aber nur sehr eingeschränkt anwendbar, was in [2] dargestellt wird. Stattdessen sollte, wenn mindestens zwei Strom-Zeit-Paare bekannt sind, das daraus abgeleitete $I^x t$ -Kriterium verwendet werden:

$$I_K^x t_K = \text{konstant} \quad (1)$$

$$x = \ln \frac{t_{K2}}{t_{K1}} / \ln \frac{I_{K1}}{I_{K2}} \quad (2)$$

Die damit berechneten Kurzschlussströme bilden die ermittelten, tatsächlich zulässigen Kurzschlussströme abhängig von der Prüfdauer deutlich genauer ab als das I^2t -Kriterium (Bild 5). Vor allem bei Verkürzen der Prüfdauer entstehen gefährliche Belastungszustände.

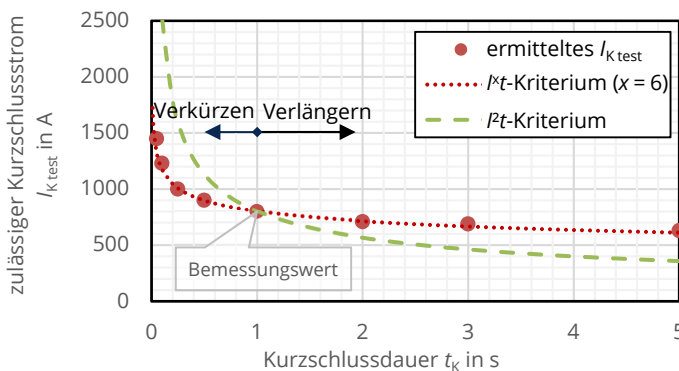


Bild 5: Zulässiger Belastungsstrom eines beispielhaften Steckverbinders abhängig von der Kurzschlussdauer [2]

Zusätzlich wurde die unterschiedliche Wirkung von AC- und DC- Fehlerströmen untersucht [3]. Zukünftig sollten die Besonderheiten von Steckverbindern in den Prüfverfahren für Normen im Bereich Elektromobilität und Energieversorgung beachtet werden. Die gewonnen Erkenntnisse sind für den Anwender von hoher Bedeutung, damit ein verwendeter Steckverbinder auch im Fehlerfall sicher den Kurzschlussstrom führen kann.

- [1] T. Israel et al. *Modelling of Transient Heating and Softening Behaviour of Contact Points during Current Pulses and Short Circuits*. 65th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, 2019.
- [2] T. Israel et al. *Zum elektrisch-thermisch-mechanischen Verhalten von silberbeschichteten Hochstrom-Steckverbindern – Das I^2t -Kriterium bei der Kurzschlussprüfung von Steckverbindern Teil II*. 7. Symposium Connectors, Lemgo 2019.
- [3] T. Israel et al. *The Influence of Peak Current and ECR on the Transmission Performance of High Power Connectors during Faults*. 29th International Conference on Electrical Contacts, 2018.



Christian Kühnel, Dr.-Ing.

**Aufbau eines Versuchsstandes zum Untersuchen
des Langzeitverhaltens stromführender
Verbindungen für Freileitungsseile unter
Freiluftbedingungen**

Die fortschreitende Energiewende führt in Deutschland zu einem starken Wandel der Erzeugungslandschaft des Energieversorgungsnetzes. Durch den wachsenden Ausbau erneuerbarer Energien und dem schrittweisen Abschalten konventioneller Kraftwerke verschieben sich die Schwerpunkte der Energieerzeugung stark. Immer größere Energiemengen müssen über weite Entfernungen zwischen den Erzeuger- und Verbraucherzentren transportiert werden. Dieses führt seit Jahren zu steigenden Anforderungen an das Netz, sodass bestehende Übertragungsstrecken bereits heute häufig bis an ihre Grenzen ausgelastet werden. Dies wirkt sich negativ auf die Zuverlässigkeit und die Lebensdauer der Betriebsmittel aus. Um auch zukünftig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind daher umfangreiche Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes notwendig. Im Fall von Freileitungen wird dies sowohl durch Verstärkungsmaßnahmen bestehender Trassen als auch durch den Neubau von Leitungen umgesetzt. Dabei spielt das Langzeitverhalten der stromführenden Verbindungen der Leiterseile eine entscheidende Rolle für die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems. An der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik konnte dabei in bisherigen Arbeiten bereits ein breites Grundverständnis zum Kontaktverhalten und den Mechanismen sowie den Einflussgrößen der Alterung dieser häufig als Pressverbindungen ausgeführten elektrischen Verbindungen aufgebaut werden [1], [2]. Hierbei zeigte sich, dass abhängig von den Kontakteigenschaften der Verbindungen nach der Montage, besonders die Kombination aus hoher Temperaturen und zusätzlicher mechanischer Belastung zu erhöhten Verbindungswiderständen und einem Ausfall der Verbindungen führen kann. Die konkreten physikalischen Zusammenhänge zwischen den wirkenden Belastungen im Betrieb und den Kontakteigenschaften der Verbindungen sind dabei jedoch noch nicht vollständig verstanden. Im Rahmen eines aktuellen Forschungsprojektes wird daher das Langzeitverhalten verschiedener Technologien zum stromführenden Verbinden von Leiterseilen untersucht. In Langzeitversuchen werden unter Freiluftbedingungen sowohl Armaturen für konventionelle Leiterseile als auch für HTLS-Leiterseile (HTLS: High Temperature Low Sag) untersucht.

Hierzu wurde ein Freiluftversuchsstand mit einer Gesamtlänge von etwa 25 m aufgebaut (Bild 1). Dieser besteht aus insgesamt vier Stromkreisen, mit jeweils zwei in Reihe geschalteten Strängen von ca. 18 m Länge. Jeder Stromkreis wird über einen Hochstromtransformator gespeist, dessen Primärspannung über einem Stelltransformator mit integrierter Temperatur- und Stromregelung variiert werden kann. Abhängig von der Impedanz der Leiterschleife können Belastungsströme bis zu $I = 2.500 \text{ A}$ realisiert werden. Neben dieser elektrisch-thermischen Belastung können die Prüflinge zusätzlich mit einer mechanischen Zugkraft belastet werden.

Über Gewindestangen kann jeder der insgesamt acht Stränge mit einer statischen Zugkraft von maximal $F = 50 \text{ kN}$ belastet werden. Darüber hinaus werden die Temperaturen der einzelnen Verbindungen und der Leiterseile mit Thermoelementen kontinuierlich gemessen und periodisch der Verbindungswiderstand aller Verbindungen abhängig von der Zeit bestimmt.



Bild 1: Freiluftversuchstand zum Untersuchen von stromführenden Verbindungen für Leiterseile bei kombinierter elektrisch-thermischer und mechanischer Belastung

Ziel der Untersuchungen ist es, den Einfluss einer kombinierten elektrisch-thermischen und mechanischen Belastung unter Freiluftbedingungen im Betrieb auf das Kontaktverhalten und die Langzeitstabilität der Verbindungen detaillierter zu verstehen und anhand dieser Erkenntnisse aktuelle Technologien zum Verbinden von Leiterseilen zu bewerten und für einen langzeitstabilen Betrieb zu qualifizieren. Durch die Überlagerung der Belastungsgrößen können zudem Erkenntnisse zum Zusammenwirken der Alterungsmechanismen bestimmt werden.

- [1] Hildmann, C.: *Zum elektrischen Kontakt- und Langzeitverhalten von Pressverbindungen mit konventionellen und Hochtemperatur-Leiterseilen mit geringem Durchhang*. Dissertation, TU Dresden 2016. - ISBN 978-3-00-056211-2
- [2] C. Kühnel, et al.: *Investigations on the mechanical and electrical behaviour of HTLS conductors by accelerated ageing tests*. 24th CIRED Conference, Glasgow, 12.-15. Juni 2017, Paper 0200.



Marcella Oberst, Dipl.-Ing.
Kontakt- und Langzeitverhalten
selbstschmierender Beschichtungen in
stromführenden Verbindungen der
Elektroenergie-technik

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:
03EI6011A

Durch die Energiewende und die Elektrifizierung des Individualverkehrs wird der sichere und zuverlässige Transport von Elektroenergie gesellschaftlich noch wichtiger als in den vergangenen Jahren. Steckverbindungen kommen sowohl in der Elektromobilität als auch im Energieversorgungsnetz zum Einsatz, wenn Betriebsmittel mit geringem Aufwand montier- und demontierbar sein sollen. Stand der Technik ist es diese stromführenden Steckverbindungen zu beschichten, um ein stabiles Kontakt- und Langzeitverhalten zu erreichen. Um den Verschleiß der Schichten im Betrieb auch bei einer hohen Steck- oder Reibzyklenzahl zu minimieren, ist der Einsatz von Kontaktschmiermitteln üblich (Bild 1). Das Kontaktschmiermittel muss langzeitstabil und temperaturbeständig sein, damit die geforderten Einsatzzeiten von zum Teil mehreren Jahrzehnten erreicht werden können. Bei der Montage muss auf eine exakte Dosierung des Kontaktschmiermittels geachtet werden, sodass sich der Kontaktwiderstand nur moderat erhöht und gleichzeitig der Reibwert zuverlässig und dauerhaft gering bleibt.

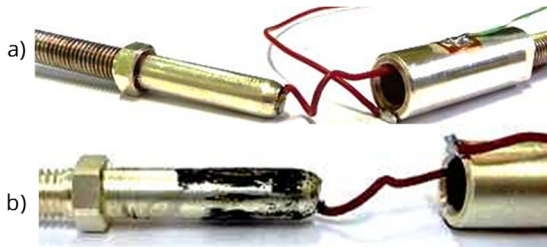


Bild 1: Steckverbindung für Hochstromanwendungen a) im Neuzustand und b) nach 10,5 Mio. Reibzyklen [1]

Als Alternative zum Einsatz von Kontaktschmiermitteln auf herkömmlichen Beschichtungen sollen galvanische Dispersionsschichten mit selbstschmierenden Eigenschaften untersucht werden. Um die gewünschten elektrischen und mechanischen Eigenschaften zu erreichen, sollen verschiedene Partikel, in unterschiedlicher Menge in eine Silbermatrix eingebaut werden (Bild 2). Unter anderem soll dabei hexagonales Bor-Nitrid als Schmierstoff untersucht werden, das bereits zum Optimieren des tribologischen Verhaltens von Nickelschichten eingesetzt wird [2].

Um die vielfältigen Problemstellungen des Projekts erfolgreich zu bearbeiten, haben sich vier interdisziplinäre Projektpartner für dieses Verbundprojekt zusammengeschlossen (Bild 3).

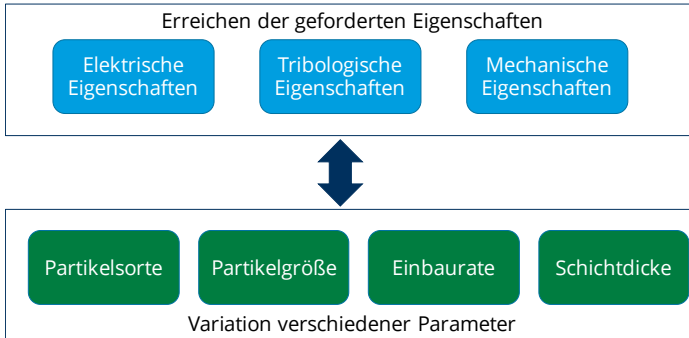


Bild 2: Parameter, die im Lauf der Versuche variiert werden um die gewünschten Eigenschaften zu erreichen

Die TU Dresden leitet dieses Projekt und es werden schwerpunktmäßig die Untersuchungen zu den elektrischen Eigenschaften der Beschichtungen durchgeführt. Neben den vier Verbundpartnern beteiligen sich vier weitere Unternehmen als assoziierte Partner an dem Projekt.

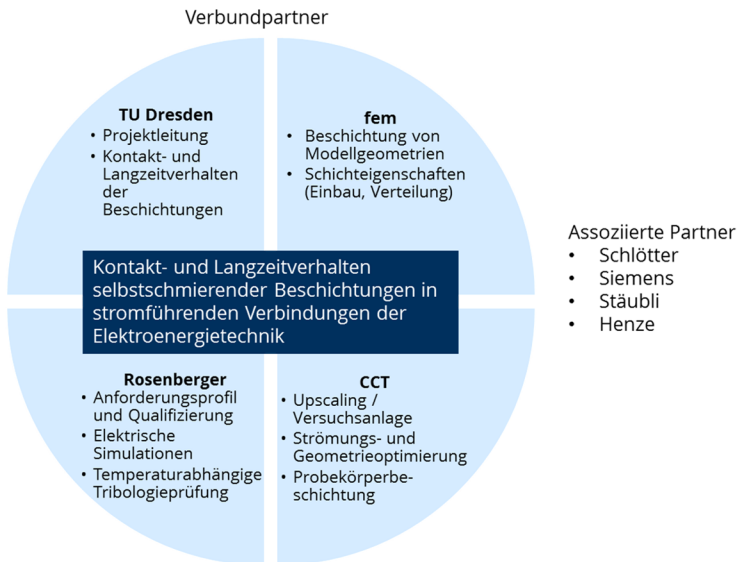


Bild 3: Interdisziplinäres Konsortium aus vier Verbundpartnern und vier assoziierten Partnern

- [1] N. Lücke, S. Großmann, H. Löbl, T. Ledermann, G. Freudiger: *Untersuchungen zum Gleitverschleiß an Rundsteckverbindung mit Kontaktlamellen*. Metall, Vol. 64, 11/2010, S. 517-520.
- [2] Abschlussbericht ZIM Projekt KF2342802OH9: *Galvanische Nickelschichten als Verschleißschutzschichten für Tiefdruckzylinder*, IPT/fem, 2009-2010.



**Franck Stephane Djuimeni Poudeu,
Dipl.-Ing.
Kontakt- und Langzeitverhalten von
stromführenden Schraubenverbindungen
im (Hochvolt-) Bordnetz**

Um einen langzeitstabilen Betrieb stromführender Schraubenverbindungen mit Leitern, die eine Dicke < 5 mm haben, zu erreichen, müssen viele Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Diese sind u. a. die Leiterwerkstoffe und -geometrie, die eingesetzten Fügelemente die Kontaktfläche und deren Verhalten bei thermischen, mechanischen und chemischen Belastungen sowie das zeitabhängige thermo-mechanische Verhalten und der Einfluss auf die Vorspannkraft. Die Flächenpressung ist dabei abhängig von den Eigenschaften der eingesetzten Leiter- und Beschichtungswerkstoffe sowie den daraus resultierenden Fügeparameter und stehen in direktem Zusammenhang mit dem Kontaktwiderstand. Im Rahmen der Arbeit sollen diese Einflussfaktoren umfassend untersucht werden, mit dem Ziel Konstruktions-, Ausführungs- und Prüfpfehlungen für die optimale Auslegung von stromführenden Schraubenverbindungen im Fahrzeug zu beschreiben. Dabei werden folgende Kupfer- und Aluminiumwerkstoffe betrachtet (Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht der betrachteten Leiterwerkstoffe

Leiterwerkstoffe	Kontaktwerkstoffe	Blechedicke [mm]	Schraubendimension
Cu-ETP R240	Sn	1 ; 2,5 und 5	M5 8.8 und M8 8.8
Cu-OFE R240			
Cu-HCP R240			
CuFe0,10P R300			
CuFe2P R300			
Cu-ETP R240			
AlMgSi0,5 T7	NiP-Sn	5	
	Ag		
	NiP		
E-AlMgSi0,5 T6	NiP-Sn	3	
	Al99,5 H14	NiP-Ag	5

Vor Beginn der Hauptuntersuchungen werden einigen Vorversuche durchgeführt, um notwendige Randbedingungen zu ermitteln. Das zeitabhängige Verhalten der Vorspannkraft und damit des Kontaktwiderstands, hängt insbesondere von der mechanischen Spannung bei entsprechender Betriebstemperatur ab. Liegt eine mechanische Spannung in der Verbindung vor, die größer ist als die temperaturspezifische Druckfließgrenze des Werkstoffes, ist mit einem starken Abbau der Vorspannkraft zu rechnen, die zum Erhöhen des Kontaktwiderstands führen kann. Daher ist es von zentraler Bedeutung die temperaturspezifische Druckfließgrenze des Leiterwerkstoffes bei der Auslegung der Verbindung zu berücksichtigen. Untersuchungen an warmausgelagerten Aluminium- und Kupferwerkstoffen haben gezeigt, dass die Druckfließgrenze sich temperatur- und zeitabhängig zu-

nächst erhöhen und nach bestimmter Zeit wieder verringern kann (Bild 1). Untersuchungen zum Verlauf der Vorspannkraft (Bild 2) haben gezeigt, dass sich diese bei höherer Temperatur (im Vergleich zu Raumtemperatur) schneller abbaut. Dieser beschleunigte Abbau ist umso ausgeprägter, je höher die mechanische Spannung in der Verbindung ist. Grund dafür ist, die Spannungsrelaxation in der Verbindung, durch Überschreiten der temperaturspezifischen Druckfließgrenze. Die Geschwindigkeit des Abbaus ist direkt nach der Montage am höchsten und wird mit der Zeit asymptotisch kleiner. Der Abbauprozess kann bei Raumtemperatur nach 60 h als abgeschlossen betrachtet werden, während dieser Vorgang bei einer Temperatur von 120 °C selbst nach 170 h weitergeht.

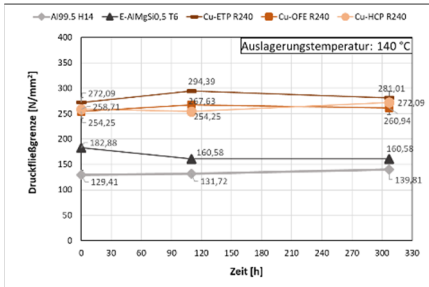


Bild 1: Einfluss der Temperatur auf die Druckfließgrenze

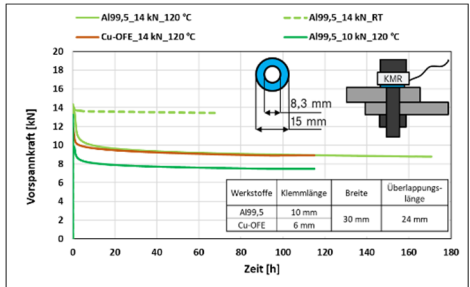
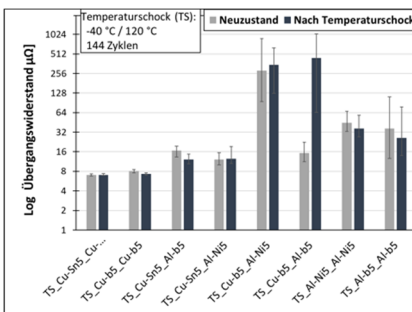
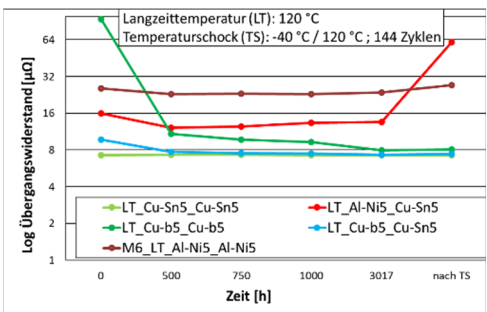


Bild 2: Einfluss der thermomechanischen Spannung auf die Vorspannkraft

Das Verhalten des Kontaktwiderstands hängt insbesondere von der Belastungsart ab. In den realen Anwendungen können die mechanischen, thermischen und chemischen Belastungen sowohl statisch als auch dynamisch auftreten. Daher ist die Prüfung der Verbindungen mit rein statischer oder dynamischer Belastungen nicht ausreichend. Untersuchungen an thermisch belasteten Verbindungen haben gezeigt, dass der Kontaktwiderstand sich bei additiver Belastung schlagartig vergrößern kann (Bild 3-b).



(a) nur Temperaturschock (TS)



(b) Langzeittemperatur + TS

Bild 3: Unterschied zwischen paralleler (a) und additiver Prüfung (b)

Um den Einfluss von Vibrationen auf den Kontaktwiderstand zu bestimmen, werden weiterführende Untersuchungen in Anlehnung an die LV 214 durchgeführt.



Stephan Schlegel, Dr.-Ing. habil.
Kontakt- und Langzeitverhalten
stromführender Verbindungen für den
Einsatz in der E-Mobilität

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Die Elektrifizierung der Antriebstechnik von Verkehrsmitteln wie im Automobil oder zukünftig auch von Flugzeugen und Schiffen erhöht die Anforderungen an die Verbindungen hinsichtlich Zuverlässigkeit und Sicherheit stark. Zudem ist die Funktionsintegration des Stromführens von bisher rein mechanischen genutzten Verbindungen gefordert. Das Kontakt- und Langzeitverhalten von Verbindungen, die durch umformtechnische Fügeverfahren wie Clinchen oder Nieten, über fließlochformende oder gewindefurchende Schrauben hergestellt werden, wurde bisher noch nicht systematisch und ausreichend betrachtet. Dies gilt auch für die Stromtragfähigkeit von Funktionselementen und Fügelementen wie Schrauben, Muttern und Scheiben (Bild 1).

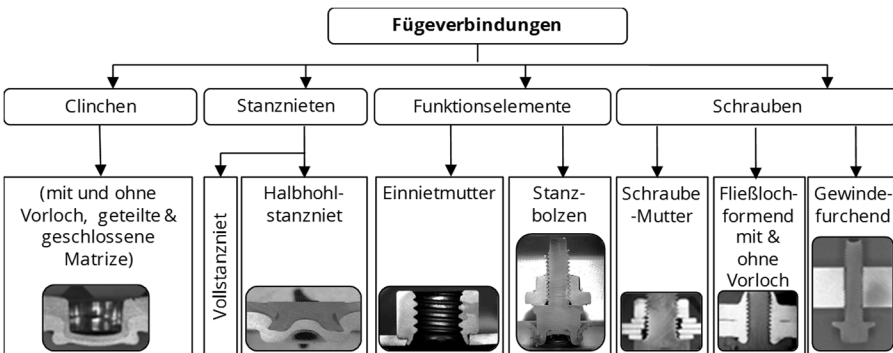


Bild 1: Übersicht der betrachteten Fügeverfahren und Fügelemente

Um derartige Fügeverbindungen und Elemente zukünftig auch zum Übertragen von Strömen oberhalb der Anforderungen der Signalübertragung und des Potentialausgleichs nutzen zu können, wurden zunächst Grundlagenuntersuchungen an herkömmlichen verfügbare Verbindungen durchgeführt, um diese zu klassifizieren und mögliche Optimierungsansätze herzuleiten. In einer Zusammenarbeit zwischen der Professur für Füge-technik und Montage und der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik der Technischen Universität Dresden konnten in den vergangenen neun Jahren konkrete Ergebnisse und Aussagen erarbeitet werden, die als Grundlage für die Konstruktion in der Anwendung verwendet werden können. Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, wurden bei den Untersuchungen gleiche Versuchsbedingungen und -methoden angewendet. Dazu wurden definierte Prüfabläufe festgelegt, um die mechanischen und elektrischen Eigen-

schaften zu ermitteln. Es wurde zunächst das Kontaktverhalten im Neuzustand und nach der Formierungsphase nach ca. 1000 h bestimmt und bewertet. Anschließend wurden Verbindungen mit niedrigem Verbindungswiderstand R_V bzw. Gütefaktor k_u in Langzeitversuche überführt, die im Wärmeschrank oder stromdurchflossen durchgeführt wurden. (Bild 2).

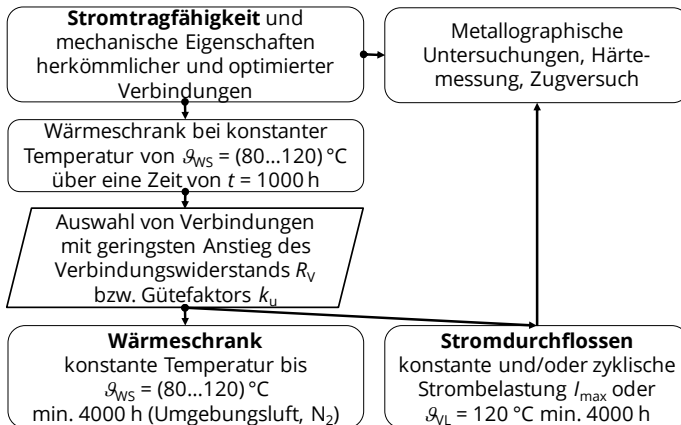


Bild 2: Ablauf der Versuche zum Bestimmen der mechanischen und elektrischen Eigenschaften

Nach den Langzeitversuchen wurden die Verbindungen mechanisch, elektrisch und metallographisch untersucht und bewertet sowie nach möglichen Anwendungsfällen klassifiziert. Parallel zu den experimentellen Untersuchungen wurde beispielhaft das thermische Verhalten der Verbindungen abhängig von der Strombelastung und des Verbindungswiderstands in Modellen nachgebildet sowie bereichsbezogene Widerstände ermittelt. Zum Berechnen des thermischen Verhaltens wurde die Wärmenetzmethode verwendet. Die Materialwiderstände wurden beispielhaft mit FE-Modellen bestimmt. Die einheitliche Vorgehensweise in den Projekten ermöglicht es, systematisch Ergebnisse zu vergleichen, so dass zusammenhängende Aussagen getroffen werden können. In nächsten Schritten wird das Verhalten bei Belastung mit Kurzschlussströmen betrachtet und geeignete Prüfverfahren erarbeitet, mit denen der sichere und zuverlässige Betrieb der Verbindungen nachgewiesen werden kann. Diese erfolgt auf Basis der zahlreichen Untersuchungen und gewonnen Erkenntnisse.

- [1] Schlegel, S.; Großmann, S.; Johne, V.; Kalich, J.; Füssel, U.: Elektrisches Eigenschaftsprofil von Verbindungen im Fahrzeug- und Maschinenbau. 7. Fügetechnische Gemeinschaftskolloquium der DVS/EFB/FOSTA, Dresden, 12.-13.12.2017
- [2] Schlegel, S.; Kalich, J.; Großmann, S.; Füssel, U.: Kontakt- und Langzeitverhalten umformtechnischer stromführender Verbindungen für den Einsatz in der E-Mobilität. 25. Albert-Keil Kontaktseminar, Karlsruhe, 09.10.-11.10.2019



Lukas Büttner, Dipl.-Ing.
**Einfluss der Auslegung des Schmelzleiters
auf das Betriebsverhalten von
Sicherungen bei hohen
Umgebungstemperaturen**

NH-Sicherungseinsätze bieten einen kostengünstigen und zuverlässigen Schutz von Stromkreisen vor Kurzschluss- und Überlastströmen. Durch die Energiewende werden NH-Sicherungseinsätze mit zunehmend höheren Strömen in kürzeren Zeiten betrieben. Dies führt zu einer höheren thermischen Belastung. Die herkömmliche EVU-Last der Sicherungen mit Strömen von maximal 70 % des Bemessungsstroms werden in Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeichersystemen überschritten. Zudem ändert sich die Last abhängig von der Tageszeit stark. Die zunehmend kompaktere Bauweise führt zusätzlich zu einer höheren Umgebungstemperatur, welche die NH-Sicherungseinsätze zusätzlich belastet (Bild 1).

NH-Sicherungseinsatz

NH-Sicherung in Lastschaltleiste

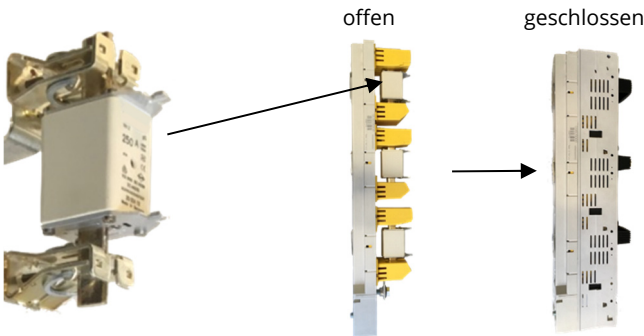


Bild 1: NH-Sicherungseinsatz einzeln und in Lastschaltleiste

Die höheren Temperaturen im Betrieb von NH-Sicherungseinsätzen können durch Alterung des Schmelzleiters zu einem veränderten Schaltverhalten oder zum Ausfall führen. Eine genaue Kenntnis der ablaufenden physikalischen Prozesse und deren Wirkung auf das Betriebsverhalten ist daher zwingend erforderlich, um die NH-Sicherungseinsätze im Elektroenergieversorgungsnetz unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen zuverlässig und sicher betreiben zu können.

Das Schaltverhalten der Sicherungseinsätze wird durch das Schmelzen der Engstellen des Schmelzleiters bestimmt. In diesem Bereich ist die Stromdichte am höchsten und die Erwärmung am stärksten. Beim Kurzschluss werden alle in Reihe geschalteten Engstellen gleichzeitig aufgeschmolzen und der entstehende Lichtbogen durch den umliegend Sand gekühlt und gelöscht. Beim Schalten von Überströmen muss zunächst das an einer

Engstelle aufgetragene Lot mit dem Schmelzleiter reagieren, um den Schaltvorgang einzuleiten. Der Einfluss des Lotdepots und der Geometrie der Engstelle des Schmelzleiters auf das Schaltverhalten unter Berücksichtigung der neuen Anforderungen, würde bisher nur unzureichend untersucht (Bild 2).

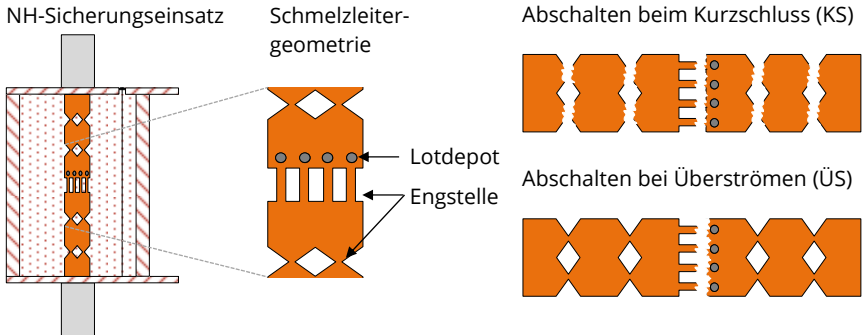


Bild 2: NH-Sicherungseinsatz, Geometrie des Schmelzleiters und Abschalten bei Fehlerströmen

Insbesondere die Form und Anordnung des Lotdepots und der Engstelle haben einen unterschiedlichen Einfluss auf den Schaltvorgang (Tabelle 1).

Tabelle 1: Einfluss konstruktiver Parameter des Schmelzleiters auf die Schmelzzeit t_s bei Überlast- (ÜS) und Kurzschlussströmen (KS) [1] [2] [3]

Ort	Parameter	Ströme	Einfluss
Engstelle	Länge l_E	ÜS	$l_E \nearrow \rightarrow t_s \searrow$
	Breite b_E	ÜS, KS	$b_E \searrow \rightarrow t_s \searrow$
	Form	KS	Spitz, rund $\rightarrow t_s \searrow$
		ÜS	Kein Einfluss vermutet
Lot	Abstand Engstelle a_L		$a_L \searrow \rightarrow t_s \searrow$
			Kein Einfluss vermutet
	Breite b_L		$b_L \nearrow$ Geringe Streuung t_s
	Länge l_L	ÜS	Mindestlänge einhalten \rightarrow kein Einfluss
	Höhe h_L		$h_L \nearrow \rightarrow t_s \searrow$ $h_L \nearrow$ Zuverlässigkeit \nearrow

Ziel der Untersuchungen ist es, die genannten Parameter unter Berücksichtigung der neuen Anforderungen im Betrieb näher zu betrachten und aus den erarbeiteten Erkenntnissen Kriterien für die Auslegung herzuleiten.

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

[2] Hofmann, M. *Experimentelle und rechnerische Untersuchung von Ansprechennlinien und Alterungsvorgängen bei Sicherungsschmelzleitern*. Dissertation. TU-Braunschweig, 1986.

[3] Klepp, G. *Über das Abschmelzverhalten von Sicherungsschmelzleitern im Überlastbereich*. Dissertation. TU-Braunschweig, 1982.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Hochspannungstechnik“



Karsten Backhaus, Dr.-Ing.
**Untersuchungen zum Einfluss der Impuls-
spannungsbelastung durch Frequenz-
umrichter auf die Isolierung von Motoren**

Das IEEH erforscht erfolgreich das Verhalten von Isoliersystemen drehender elektrischer Maschinen mit der Maßgabe, deren Eigenschaften und damit moderne Maschinen in Gänze zu verbessern. Nach wie vor stellen dabei die Effekte bei Impulsspannungsbelastung durch Frequenzumrichter eine Herausforderung an die Isoliertechnik dar. Die hohen Schaltfrequenzen von einigen Kilohertz verursachen neben dielektrischen Verlusten im Isoliersystem und der damit verbundenen zusätzlichen Erwärmung Spannungsüberhöhungen aufgrund der Überlagerung von Wanderwellen- und Eigenfrequenzeffekten durch die kapazitiven und induktiven (LC -)Eigenschaften der Motorenwicklung.

Die Ziele der Untersuchungen sind:

- Verständnisgewinn in Bezug auf die Effekte von einlaufenden Impulsen und deren Überlagerung in der dreiphasigen Maschine
- Bestimmung von kapazitiven und induktiven Belägen der Spulen im Sinne des Kettenleitermodells im Hinblick auf eine mögliche Modellierung der Effekte
- Abschätzung von prinzipiellen Eigenfrequenzen und des Verhaltens mit schnell und steil schaltenden SiC- oder GaN-basierten Frequenzumrichtern

Da eine Berchenung der Vorgänge bisher nicht möglich ist, wird der experimentelle Ansatz gewählt. Ein 6,6-kV-Motor dient als realistisches Versuchsobjekt für Probemessungen mit Signalgeneratoren, Leistungsverstärkern ($f_g = 30 \text{ MHz}$, $I \leq 1 \text{ A}$) und synchronisierten Mehrkanaloszilloskopen zum Messen der Spannungsverteilung (siehe Bild 1).

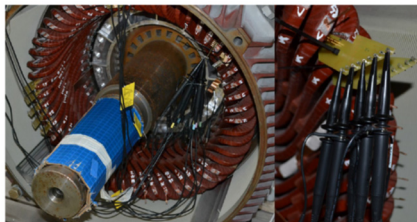


Bild 1: 6,6 kV Motor mit präparierten Messstellen

Repräsentativ für die vielen Schaltzustände an Frequenzumrichtern werden beispielhaft die Klemme der Phase U geerdet und die Klemmen der Phasen V und W mit einer Impuls-

spannung beaufschlagt. Letzte können dabei unipolar oder bipolar gewählt sein. Dabei überlagern sich unipolare Impulse in ihrer Wirkung zu einem Vielfachen der nominellen Spannung und belasten maßgeblich die Hauptisolierung. Die Amplituden bipolarer Impulse heben sich in der Wicklung nahezu auf, jedoch tritt eine hohe Belastung der Windungsisolierung ein (Bild 2). Die dargestellten Scheitel-Scheitel-Werte resultieren aus den Oszillationen der Spannungswerte an der jeweiligen Messstelle.

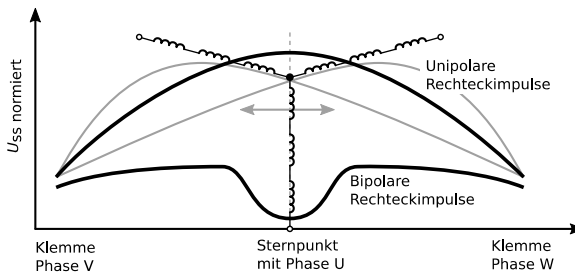


Bild 2: Prinzipielles Auftreten von U_{SS} -Werten innerhalb der Wicklung bei unipolaren und bipolaren Spannungsimpulsen

Je nach Zeitverzug zwischen den beiden Impulsen und der Wanderwellengeschwindigkeit innerhalb der Wicklung variiert der Ort der Überlagerung. Diese Mechanismen können zu einer hohen Belastung des Isoliersystems an allen Orten der Wicklung einer Maschine führen und damit deren elektrische Lebensdauer bestimmen.

Die Antwort des LC -Netzwerks der Motorwicklung hängt dabei maßgeblich von der Spannungsform selbst in Bezug auf die Zeiten der Impulsstirn, der Pulsbreite und der Dauer bis zum Folgeimpuls ab.

Dieser Sachverhalt erschwert zudem die Übertragbarkeit von Ergebnissen aus Teilentladungsmessung bei Impulsspannungsbelastung, da die Spannungsformen typischer Prüfgeräte in der Regel nicht einstellbar sind. Dadurch ist deren Wirkung an einem Motor oder einer Motorette nur schwer vergleichbar [1]. Insbesondere dieser Sachverhalt wird Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

Das IEEH dankt der VEM Gruppe für die langjährige, intensive Zusammenarbeit der letzten Jahre.

[1] IEC 60024-27-3 Off-line Teilentladungsprüfungen an der Wicklungsisolierung von drehenden elektrischen Maschinen bei Speisung mit wiederholten impulsförmigen Spannungen, 2018.



Andreas Dowbysch, M.Sc.
PaBmE - Prüfanforderungen für die Betriebsmittel der Energiewende

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EI6010

Eng mit der Energiewende verbunden ist der Ausbau der Übertragungsnetze, welche die an den Küsten und in der Nord- und Ostsee erzeugte elektrische Leistung in Gebiete mit hohem Energiebedarf, z. B. die süddeutschen Ballungsräume, transportieren sollen. Aufgrund der großen Distanzen und den damit verbundenen hohen Verlusten hat sich bei einigen Vorhaben die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) gegen die konventionelle Drehstromübertragung durchgesetzt. Jedoch darf beim Einsatz neuer Betriebsmittel das hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland nicht gefährdet werden. Aus diesem Grund sind alle Anlagen der elektrischen Energieübertragungstechnik grundsätzlich vor ihrem Einsatz einer dielektrischen Prüfung zu unterziehen. Dabei sollen die im Betrieb auftretenden Beanspruchungen abgebildet und somit das für einen dauerhaft zuverlässigen Betrieb notwendige Isoliervermögen gesichert werden.

Während für die konventionelle Energieübertragungstechnik entsprechende Standards für die Prüfung seit Jahrzehnten Anwendung finden, gilt dies für die HGÜ nicht. Auch können die bekannten Prüfungen nicht ohne weiteres vollständig auf die Betriebsmittel der HGÜ übertragen werden, wodurch Neu- und Weiterentwicklungen von Prüfabläufen und -methoden notwendig sind. So können erhöhte Beanspruchungen durch transiente Überspannungen wie Blitzeinschläge, Isolationsfehler und Fehler in den Konverter-Stationen auftreten. Nach den einschlägigen Prüfnormen [1] werden die Betriebsmittel mit der reinen Spannungsbelastung, also Wechsel-, Gleich- oder Stoßspannung, geprüft. Um die entsprechenden realen Beanspruchungen abzubilden, empfiehlt es sich jedoch auch eine Prüfung mit zusammengesetzten Spannungen durchzuführen. Entsprechende Empfehlungen werden zurzeit z. B. von der CIGRE JWG D1/B3.57 erarbeitet. Zur Erzeugung solcher zusammengesetzter Spannungen ist in der Norm DIN EN 60060-1 [1] allgemein ein Prüfkreis beschrieben (Bild 1).

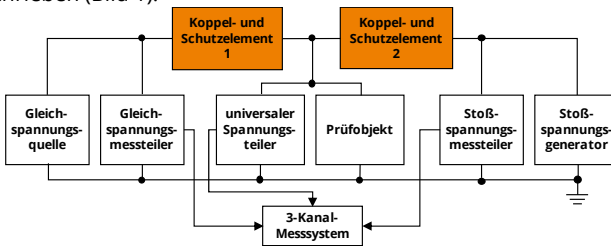


Bild 1: Prüfkreis zum Erzeugen einer zusammengesetzten Prüfspannung nach DIN EN 60060-1 (Beispiel: Überlagerung aus Gleich- und Stoßspannung)

Dabei werden zwei Spannungsquellen miteinander verbunden, wobei das Prüfobjekt den Verbindungspunkt bildet. Die Verbindungsstrecken besitzen außerdem jeweils ein Koppel- bzw. Schutzelement, das die eine Spannungsform blockiert und die andere durchlässt.[1] Für den Fall der Überlagerung von Gleich- und Stoßspannungen kann auf der Seite der Gleichspannungsquelle ein ohmsch-induktives Schutzelement vorgesehen werden. Auf der Seite der Stoßspannungsquelle kommt ein Hochpass zum Einsatz z.B. in Form einer Längskapazität, die ungefähr das Zehnfache der Prüflingskapazität besitzen sollte. Dies hat hohe Kosten und aufgrund der zu erwartenden hohen Masse Herausforderungen bei der Handhabung zur Folge. Die günstigere Alternative sind sogenannte Kugelfunkenstrecken bzw. Schaltfunkenstrecken. Diese können jedoch zu Herausforderungen bei der Reproduzierbarkeit des Spannungsverlaufs führen, z.B. durch das Rückzünden der Kugelfunkenstrecke im Rücken der überlagerten Stoßspannung (Bild 2). [2, 3]

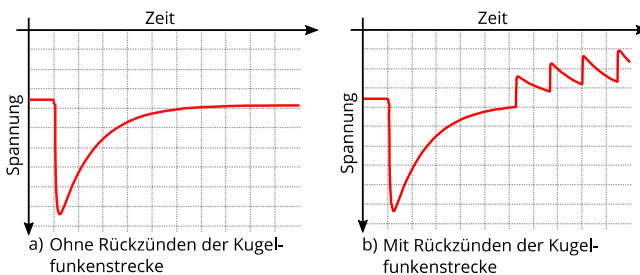


Bild 2: Zusammengesetzter Spannungsverlauf aus Gleich- und Stoßspannung

Die Beeinflussung des Verlaufs der zusammengesetzten Spannung durch die Koppel- und Schutzelemente sowie das Fehlen ihrer Definition in der aktuellen Norm machen die Nutzung genormter Prüfspannungen nicht möglich. An dieser Stelle setzt das Projekt „PaBmE - Prüfanforderungen für die Betriebsmittel der Energiewende“ an und basiert dabei auf den langjährigen Erfahrungen des Instituts bei der Erforschung des Betriebverhaltens der HGÜ-Komponenten [4, 5]. Zum einen sollen Prüfkreisparameter und -bedingungen bestimmt werden, die zu reproduzierbaren Spannungsverläufen führen. Zum anderen muss untersucht werden in wie weit die verschiedenen Möglichkeiten der Überlagerung Auswirkungen auf das Isoliervermögen haben. Aus den Ergebnissen sollen Empfehlungen für die Prüfung der Geräte der HGÜ erarbeitet werden, die in die Normung mit einfließen können.

- [1] DIN EN 60060-1 (VDE 0432-1): *Hochspannungs-Prüftechnik- Teil 1: Allgemeine Begriffe und Prüfbedingungen (IEC 60060-1:2010)*
- [2] Juhre, K.; Reuter, M.: *Composite Voltage Testing of Gas-insulated HVDC Systems – Basic Test Circuits and Testing Experience*. In: 21st International Symposium on High Voltage Engineering, Budapest 2019
- [3] Blumenroth, F.; et.al.: *Prüfverfahren für gasisolierte HGÜ-Komponenten und Schaltgeräte*. In: VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin 2016
- [4] Hering, M.: *Überschlagverhalten von Gas-Feststoff-Isoliersystemen unter Gleichspannungsbelastung*. Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden 2016
- [5] Backhaus, K.: *Das dielektrische Verhalten der Öl-Papier-Isolierung bei Belastung mit hoher Gleichspannung*. Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden 2016



Tobias Gabler, Dipl.-Ing.
Untersuchungen zum polaritäts-
abhängigen Ladungsträger-Injektions-
verhalten in Isolierflüssigkeiten unter
Gleichspannungsbelastung

Vorangegangene Untersuchungen zeigten, dass ein ladungsträgerbasierter Ansatz zur dielektrischen Modellierung des Öl-Papier-Isoliersystems bei Gleichspannungsbelastung qualitativ zuverlässige Ergebnisse liefert [1]. Die polaritätsabhängige Injektion von Ladungsträgern aus den metallischen Elektroden spielt bei der Beanspruchung des Isoliersystems demnach eine wesentliche Rolle [2]. Um die dabei stattfindenden Prozesse besser zu verstehen und den Einfluss der Art des Isolieröls und dessen Zusammensetzung abschätzen zu können, sind Strom-Zeit-Messungen an verschiedenen mineralischen Isolierflüssigkeiten durchgeführt worden. Dazu wurden sowohl ein neues als auch ein gealtertes *naphthenisches Isolieröl* sowie ein *isoparaffines Isolieröl* untersucht und die Ergebnisse mit denen des *reinen Paraffins n-Dodekan* verglichen.

Zur Messung der polaritätsabhängigen Injektion wurde dabei eine inhomogene, koaxiale Draht-Zylinder-Anordnung genutzt (Bild 1). Mit dieser ist eine polaritätsabhängige Messung der feldstärkeabhängigen Injektion möglich, da die Injektion an der stärker gekrümmten Hochspannungselektrode (HS) im Vergleich zur äußeren Erdelektrode (ERDE) überwiegt. Zudem ist der Einfluss der an den Elektroden akkumulierten Raumladungen (RL) auf die Injektion bei sehr kleinen Radien der Hochspannungselektrode nur gering und beeinflusst die Injektionsmessungen nur bei kleinen nominellen Feldstärken und somit nur in geringem Maße (Bild 2).

In den Messungen wurde der Strom durch die koaxiale Messelektrode aufgenommen und für verschiedene Spannungsstufen und damit verschiedene nominelle Feldstärken untersucht. Um parasitäre Einflüsse auf die Messungen zu reduzieren, wurde die Anordnung mit einer PTFE-Barriere vom Ölvolumen des Prüfgefäßes getrennt und eine separate, geerdete Schirmelektrode eingesetzt.

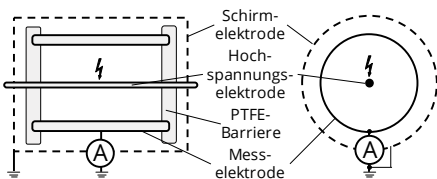


Bild 1: Schematische Darstellung der Elektrodenanordnung zur Messung der polaritätsabhängigen Injektion nach [3]

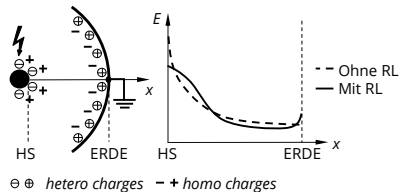


Bild 2: Einfluss der Raumladungen (RL) auf die elektrische Feldverteilung einer koaxialen Elektrodenanordnung nach [3]

Die gemessene Stromdichte im stationären Zustand resultiert dabei entsprechend der Modellvorstellung rein aus der polaritätsabhängigen Injektion von Löchern und Elektro-

nen. Nach Gl. (1) lassen sich daraus für die jeweilige Polarität die an der coaxialen Anordnung ermittelten Injektionsraten Γ berechnen.

$$J = \Gamma \cdot e \sim E \cdot e \cdot (z_{\text{Löcher}} \mu_{\text{Löcher}} n_{\text{Löcher}} + z_{\text{Elektronen}} \mu_{\text{Elektronen}} n_{\text{Elektronen}}) \quad (1)$$

Die so ermittelten Injektionsraten zeigen für beide Polaritäten und für alle untersuchten Flüssigkeiten die erwarteten, feldstärkeabhängigen Injektionsraten (Bild 3). Anhand der Ergebnisse wird deutlich, dass bei den naphthenischen Ölen für beide Polaritäten höhere Injektionsraten ermittelt wurden als bei den paraffinischen Flüssigkeiten. Eine mögliche Erklärung für dieses Verhalten wäre die unterschiedlich starke Ausbildung von „hetero charges“, sowohl durch die unterschiedliche Zusammensetzung, als auch aufgrund der naphthenischen und paraffinischen Bestandteile der Öle. Diese erhöhen vor allem bei geringen nominellen Feldstärken die lokalen Feldstärken an den Elektroden und beeinflussen somit die Injektion. Deutlich wird dies vor allem beim Vergleich mit dem reinen Paraffin n-Dodekan, welches aufgrund dessen sehr geringem Anteil an Beimengungen die geringsten Injektionsraten zeigt. Des Weiteren konvergieren die Injektionsraten aller untersuchten Flüssigkeiten zu einem ähnlichen, polaritätsabhängigen Endwert. Die Injektion ist demnach bei hohen Feldstärken erwartungsgemäß unabhängig von der Ausbildung von „hetero charges“ und somit unabhängig von den Bestandteilen der Flüssigkeiten. Um den Einfluss der Zusammensetzung auf das dielektrische Verhalten detaillierter zu untersuchen, sind jedoch noch weitere Untersuchungen notwendig.

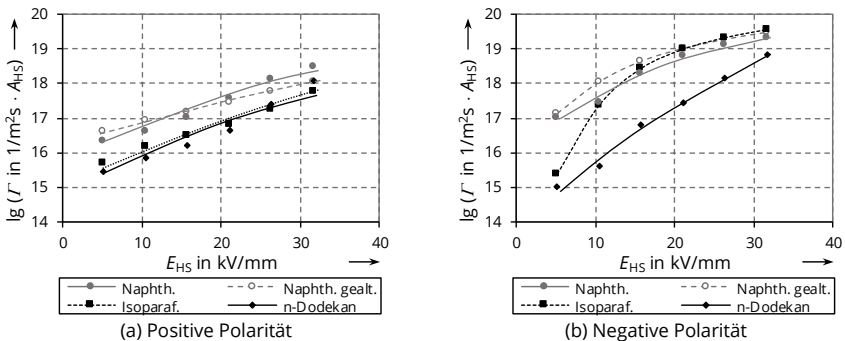


Bild 3: Aus den Strommessungen ermittelte Injektionsraten Γ bezogen auf die Fläche der Hochspannungselektrode A_{HS} in Abhängigkeit der Feldstärke an der Hochspannungselektrode E_{HS} für die untersuchten naphthenischen und paraffinischen Flüssigkeiten nach [3]

- [1] T. Gabler; K. Backhaus; J. Speck; S. Großmann; R. Fritsche: *Experimental Validation of the Charge Carrier-based Modelling of Oil-Paper Insulations at high DC Voltage Stress*. 20th Int. Symp. High Volt. Eng. (ISH). Buenos Aires, Argentinien 2017
- [2] T. Gabler; K. Backhaus; T. Götz; S. Großmann; R. Fritsche: *Effect of the non-linear electric conductivity of mineral insulating oil on the dielectric strength at high DC voltage stress*. IEEE Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenom. (CEIDP). Cancún, Mexiko 2018
- [3] T. Gabler; K. Backhaus; R. Fritsche; S. Großmann: *Investigations on the Polarity Dependent Charge Carrier Injection in Dielectric Liquids at High DC Voltage Stress*. 21st Int. Symp. High Volt. Eng. (ISH). Budapest, Ungarn 2019



Thomas Götz, Dipl.-Ing.
Grundlegende Untersuchungen zum
Teilentladungsverhalten in
Gas-Feststoff-Isoliersystemen unter
Gleichspannungsbelastung

Projekt gefördert durch:
DFG Deutsche
 Forschungsgemeinschaft

Ein zuverlässiger Betrieb von gasisolierten Gleichspannungssystemen über die geplante Lebensdauer der Anlagen erfordert unter anderem die Prüfung auf Teilentladungsfreiheit während der Werksabnahme- oder Inbetriebnahmeprüfung. Eine aussagekräftige Interpretation der Teilentladungsmessung bedingt die sichere Kenntnis über das Entladungsverhalten der typischen Fehlstellen. Dies ist für Wechselspannungsanlagen Stand der Technik. Aufgrund der unter Gleichspannung auftretenden gerichteten Bewegung von Ladungsträgern, der Anlagerung von Ionen an Gas-Feststoff-Grenzflächen und des kapazitiv-resistiven Übergangs unterscheidet sich das Entladungsverhalten zwischen Gleich- und Wechselspannung zum Teil erheblich [1]. Ziel dieses Projektes ist es daher, das Entladungsverhalten einer festen Störstelle sowie an Längs- und Quergrenzflächen zwischen festem und gasförmigem Isolierstoff genauer zu untersuchen. Dabei wird neben dem bekannten Isoliergas Schwefelhexafluorid (SF_6) auch ein mögliches, natürliches Ersatzgas (synthetische Luft) vergleichend betrachtet.

Die experimentellen Untersuchungen im gestört schwach inhomogenen elektrischen Feld (Bild 1) zeigen signifikante Unterschiede zwischen den Isoliergasen bei der Betrachtung eines einzelnen Entladungsimpulses (Bild 2).

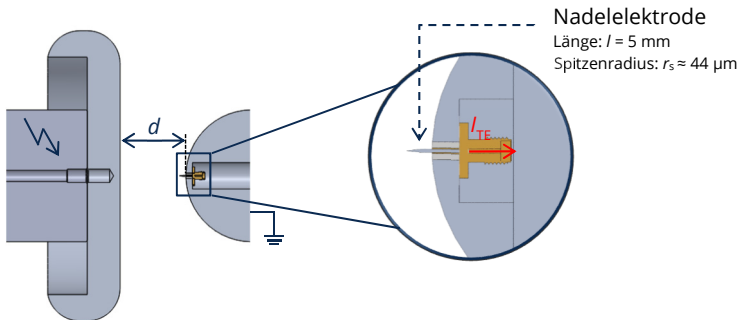
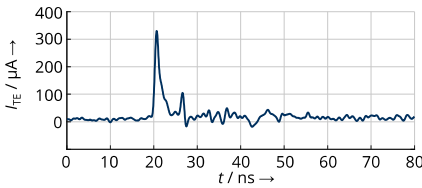


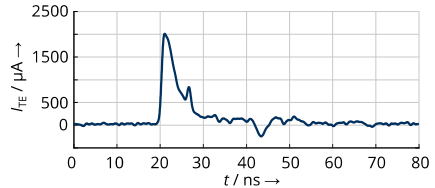
Bild 1: Gestört schwach inhomogene Elektrodenanordnung mit einer, gegen Erdpotential isolierter Störstelle/Nadelelektrode zur Messung des Teilentladungsstroms I_{TE}

Bei Einsatzspannung U_i ist der Entladungsstrom I_{TE} der Impulse im Isoliergas synthetische Luft nahezu sechsmal höher als in SF_6 . Auch ergeben sich wesentliche Unterschiede in den Anstiegszeiten einzelner Entladungsstromimpulse sowie in deren Rückenhalbwertzeiten. Demnach ist die bei einem Entladungsimpuls umgesetzte Ladung stark abhängig vom verwendeten Isoliergas. Ursächlich für diese Unterschiede ist die im Vergleich zu

synthetischer Luft signifikant höhere Elektronenaffinität von SF₆ und das dadurch beeinflusste Entladungsverhalten.



(a) Schwefelhexafluorid ($U_{i\text{SF}_6} = 44 \text{ kV}$)



(b) Synthetische Luft ($U_{i\text{syn. Luft}} = 31 \text{ kV}$)

Bild 2: Teilentladungsimpulse bei Einsetzspannung (Isoliergasdruck $p = 0,5 \text{ MPa}$, Elektrodenabstand $d = 60 \text{ mm}$)

Mit Hilfe sensitiver und breitbandiger Aufzeichnung des Teilentladungsstroms können Elektronen- und Ionenanteil des Entladungsimpulses getrennt ausgewertet werden. Wie bereits in der Literatur beschrieben konnte nachgewiesen werden, dass der Elektronenstromanteil I_e deutlich größer als der Ionenstromanteil I_{ion} ist (Gleichung 1) [2].

$$\frac{I_e}{I_{ion}} > 100 \quad (1)$$

Davon ausgehend können in Abhängigkeit der elektrischen Feldstärke, der Gleichspannungspolarität und des Isoliergasdruckes vier typische Entladungstypen klassifiziert werden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht des typischen Strom-Zeit-Verhaltens von Entladungen in SF₆ bei Gleichspannung

Glimmentladung	Glimmentladung mit überlagerten Impulsen	Impulsförmige Entladung	Glimmentladung mit überlagertem Streamer

Im weiteren Projektverlauf werden neben einigen bekannten Methoden zur optischen und elektrischen Teilentladungsdiagnose auch Teilentladungen an Längs- und Quergrenzflächen in Abhängigkeit des Isoliergases, des Isoliergasdruckes und der elektrischen Feldstärke eingehend untersucht.

Das Projekt ist gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG, Projektnummer 379542208).

[1] M. Hering: "Überschlagsverhalten von Gas-Feststoff-Isoliersystemen unter Gleichspannungsbelastung", Dissertation, TU Dresden, 2016.

[2] G. Wanninger: "Ultraschallfrequente Teilentladungssignale in gasisolierten Schaltanlagen (GIS)", Dissertation, TU München, 1998.



Thomas Linde, Dipl.-Ing.
Bestimmung der dielektrischen Verluste von Epoxidharzsystemen bei harmonisch verzerrter Spannungsbelastung



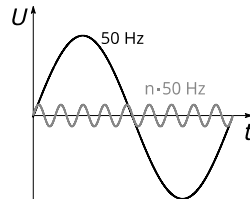
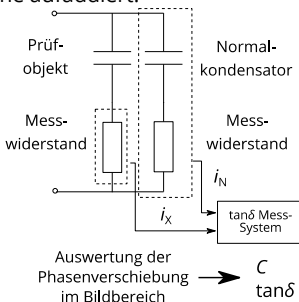
Europäische Union

Hochspannungsmaschinen wie Windkraftgeneratoren und Transformatoren werden zunehmend direkt am Umrichter oder in Netzen mit vielen Umrichtern betrieben. Hervorzuheben ist der Trockentransformator in der Nabe von Windkraftanlagen, dessen Gießharzisolierung durch die hochfrequenten Schaltimpulse des Anlagenumrichters belastet wird. Inwiefern solche Isoliersysteme durch die verzerrte Spannungsform zusätzlich belastet werden ist ein Teil der Agenda der Forschergruppe SaxoGRID.

Materialien wie Epoxidharz weisen unter anderem durch Polarisationsprozesse im Isolierstoff thermische Verluste auf. Durch die Frequenzabhängigkeit der ablaufenden Prozesse können Harmonische der Spannung erhebliche zusätzliche dielektrische Verluste in Isolierstoffen verursachen, die zu erhöhter thermischer Belastung und unter Umständen thermischer Instabilität des Dielektrikums führen [1]. Dementsprechend ist die Kenntnis über die Höhe der zusätzlich eingebrachten Verluste im Isolierstoff bzw. dem daraus berechneten dielektrischen Verlustfaktor $\tan\delta$ insbesondere für hochbeanspruchte Materialien, wie sie in elektrischen Maschinen zum Einsatz kommen, wichtig.

Die zugehörige Norm zum dielektrischen Verlustfaktor fester Isolierstoffe DIN EN IEC 62631-2-1 [2] macht keine Aussage zu Berechnungs- oder Messverfahren bei verzerrter Spannungsbelastung. Mit den bekannten Verfahren der Messbrücke nach Schering oder modernen, digitalen Verlustfactormesssystemen (Bild 1 links) lässt sich der Verlustfaktor auf Grund deren Messprinzipien nicht direkt bestimmen.

In [1] angegeben und von [3, 4] verwendet wird ein Berechnungsansatz auf Basis der Addition der spektralen Verlustanteile. Dieser wird von Bild 1 rechts und Gleichung (1) beschrieben. Bei jeder einzelnen Frequenz werden sowohl der Verlustfaktor $\tan\delta$ als auch die Kapazität C gemessen. Alle Verlustanteile werden dann gemäß des Anteils an der Spannunghöhe aufaddiert.



$$\begin{aligned}
 P_{\delta} &= P_{\delta 1} + P_{\delta 3} + P_{\delta 5} + \dots \\
 &= \sum_{l=1}^n (\tan\delta)_l (\omega_l C U_l^2)
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Bild 1: Bestimmung der dielektrischen Verluste mit einzelnen Frequenzen

Die Berechnungsmethode nach Gleichung (1) beruht auf folgenden Annahmen:

1. Temperatur, elektrische Feldstärke und Frequenz beeinflussen sich nicht gegenseitig
2. Die relative Permittivität ändert sich in dem Frequenzbereich nicht
3. Polaritätswechsel der elektrischen Feldstärke spielen keine Rolle

Aus Grundlagenuntersuchungen ist bekannt, dass die Annahmen 1 und 2 nicht zutreffen [1]. Auf Grund der geringen Leitfähigkeit fester Isolierstoffe, geht man davon aus, dass die Polarisationsverluste dominieren [3] und somit auch Annahme 3 nicht zutreffen kann.

Die Nachprüfung der Berechnungsmethode gemäß Gleichung (1) ist Bestandteil dieses Forschungsprojektes. Die nötige Messtechnik (Bild 2 links) wurde entwickelt und getestet. Die Berechnung der dielektrischen Verluste erfolgt dann gemäß Gleichung (2) bei zusammengesetzter, harmonisch verzerrter Spannung wie sie in Bild 2 rechts dargestellt ist. Diese Methode basiert auf einer Leistungsberechnung durch Integration der gemessenen Größen Strom und Spannung, wobei alle frequenzabhängigen Effekte im Feststoff wirksam sind.

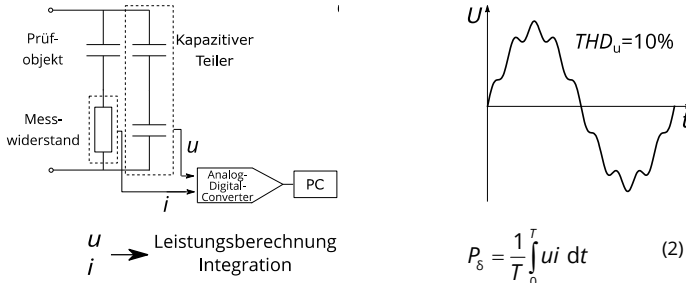


Bild 2: Bestimmung der dielektrischen Verluste bei zusammengesetzter Spannung mit Harmonischen

Beide Bestimmungsmethoden des dielektrischen Verlustfaktors werden anhand von Messungen an Epoxidharzprüfkörpern verglichen. Der Erkenntnisgewinn bezieht sich einerseits auf die Methodik der korrekten Verlustfaktorbestimmung und andererseits auf das Verhalten des Epoxidharzes im Frequenzbereich bis 5 kHz.

Die Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf Grundlage des von den Abgeordneten des Sächsischen Landtags beschlossenen Haushalts.

- [1] A. Küchler, Hochspannungstechnik, 4. Edition. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [2] DIN EN IEC 62631-2-1:2018-12, Dielektrische und resistive Eigenschaften fester Elektroisolerstoffe - Teil 2-1: Relative Permittivität und Verlustfaktor - Technische Frequenzen (0,1 Hz bis 10 MHz) - Wechselspannungsverfahren
- [3] M. Birle, T. Reimann, R. Plath, und C. Leu, Beanspruchung von Polymeren durch höherfrequente Anteile einer Mischspannung. Aachen: Shaker, 2015.
- [4] B. Sonerud, T. Bengtsson, J. Blennow, and S. Gubanski, "Dielectric heating in insulating materials subjected to voltage waveforms with high harmonic content," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 16, Nr. 4, pp. 926-933, August 2009.



Matthias Voigt, Dipl.-Ing.
Untersuchung des Zündverhaltens von
Funkenstrecken eines
Impulsspannungsgenerators zur Nutzung
im Rahmen des Elektro-Impuls-Verfahrens

Projekt gefördert durch:



Bundesministerium
 für Wirtschaft
 und Energie

Das Elektro-Impuls-Verfahren (EIV) gewinnt immer mehr an Bedeutung. Neben der gesteinszerstörenden Wirkung beim Erstellen von Bohrlöchern wird das Elektro-Impuls-Verfahren zudem bei der Aufbereitung von Konglomeraten, wie z.B. Beton und Erzen, eingesetzt [1], [2]. Dabei werden Feststoffe durch Hochspannungsimpulse von mehreren 100 kV innerhalb von wenigen Nanosekunden zerstört. Die Hochspannungsimpulse werden dabei mithilfe eines mehrstufigen Impulsspannungsgenerators erzeugt. Diese unterscheiden sich von konventionellen Prüfimpulsspannungsgeneratoren durch niedrigere Energien, eine höhere Impulsrate und den dadurch notwendigen Einsatz von Ladeinduktivitäten anstelle von Ladewiderständen. Bei der Verwendung dieser Generatoren treten teilweise Fehlzündungen im Generator auf, so dass die notwendigen Impulsparameter nicht eingehalten werden. Nähere Untersuchungen zum Zündverhalten von Impulsspannungsgeneratoren sind daher notwendig.

Beim konventionellen Impulsspannungsgenerator nach Marx werden Kondensatoren parallel mit einer niedrigen DC-Hochspannung aufgeladen. Funkenstrecken schalten die n Stufen des Generators in Reihe, so dass beim Durchzünden der n Funkenstrecken am Ausgang ein Impuls der n-fachen Eingangsgleichspannung entsteht.

Frühere Untersuchungen an einem konventionellen Impulsspannungsgenerator mit Kleinspannung von wenigen Volt haben gezeigt, dass beim Schalten bzw. Durchzünden der ersten Funkenstrecke Überspannungen an den folgenden Funkenstrecken auftreten, die durch parasitäre Kapazitäten zwischen den einzelnen Stufen und gegen die Umgebung hervorgerufen werden [3].

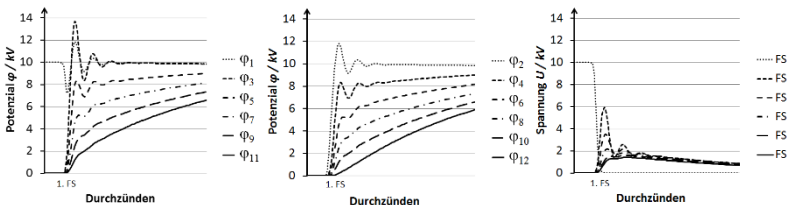


Bild 1: Berechnetes Hochspannungs- und Erdpotential sowie Differenzüberspannung an den Funkenstrecken bei kapazitiver Last ohne Durchschlag

Mithilfe eines neu entwickelten Netzwerkmodells konnten die Messergebnisse mit Kleinspannung bestätigt werden. Dabei wurde nur die erste Stufe eines sechsstufigen Impulsspannungsgenerators aufgeladen. Mithilfe eines Schalters wurde das Durchzünden

der ersten Funkenstrecke realisiert und die Potenziale an den Funkenstrecken bestimmt. Bild 1 zeigt die Potenziale sowie die Differenzüberspannung an den Funkenstrecken bei kapazitiver Last ohne Durchschlag. Es ist ersichtlich, dass an der zweiten Funkenstrecke die höchste Überspannung auftritt, wodurch das gestaffelte Zünden der Funkenstrecken begründet werden kann.

Zur Verifizierung des Berechnungsmodells sowie zur weiteren Untersuchung des Zündverhaltens wurden Messungen an einem geschirmten Impulsspannungsgenerator, wie er beim Elektro-Impuls-Verfahren eingesetzt wird, durchgeführt (Bild 2 a)). Durch die Schirmung können unerwünschte Einkopplungen, die das Messergebnis verschlechtern können, reduziert werden. Seitliche Eingriffe ermöglichen die Messung der Potenziale mithilfe von Hochspannungstastköpfen.

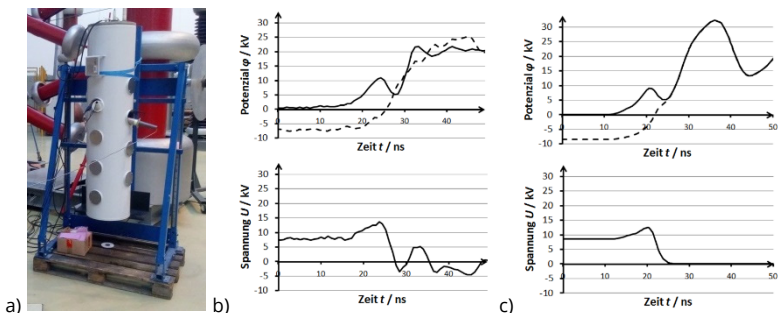


Bild 2: a) Messaufbau zur Bestimmung der Potenziale an den Funkenstrecken, b) ausgewählte Messergebnisse, c) berechnete Verhältnisse

Bild 2 b) zeigt beispielhaft das gemessene Erd- und Hochspannungspotenzial sowie die Differenzspannung an der vierten Funkenstrecke ohne Durchschlag an der Last. Bild 2 c) zeigt die berechneten Potenziale und die Differenzspannung. Es ist ersichtlich, dass es zu einer Erhöhung der Differenzspannung an der Funkenstrecke kommt, die zum Versagen bzw. Zünden dieser Funkenstrecke führt, wodurch das Auftreten von Überspannungen und das dadurch hervorgerufene Durchzünden der einzelnen Funkenstrecken nachgewiesen werden können. Weitere Untersuchungen sollen das Verständnis zum Zündverhalten verbessern.

- [1] Voigt, M.; Lehmann, F.; Anders, E.; Will, F.: Low Wear Drilling With Electric Impulses. Celle Drilling 2019, Celle, 10.-11.09.2019
- [2] Mezzetti, M.; Popov, O.; Lieberwirth, H.; Anders, E.; Voigt, M.; Hoske, P.: Microstructural investigation of complex ores processed with electric impulses. XXIX International Mineral Processing Congress, Moskau, 17.-21.09.2018
- [3] Rodewald, A.: Ausgleichsvorgänge in der Marxschen Vervielfachungsschaltung nach der Zündung der ersten Schaltfunkenstrecke, Bulletin. Schweizerischer Elektrotechnischer Verein, Vol. 60, No. 2, S. 37-44, 1969

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Strombelastbarkeit und Erwärmung“



Robert Adam, Dr.-Ing.
Untersuchungen zum Isolationswiderstand von Plattenheizkörpern während des Messzyklus zur Erstmusterprüfung

Um ein zuverlässiges Stellen der Weichen in die jeweilige Endlage sicher zu stellen, müssen die Trogschwellen und die darin befindlichen Stellsysteme mittels Plattenheizkörper (PHZ) beheizt werden. Ausfallende Plattenheizkörper, aufgrund von zu geringen Isolationswiderständen, stellen ein akutes Problem bei der Winterverfügbarkeit von Weichen im Bahnverkehr dar. Beim Einsatz in Trogschwellen wirken auf die Plattenheizkörper verschiedene mechanische Belastungen durch den Zugverkehr sowie in die Trogschwellen eindringender Schnee (Flugschnee).

In den bisherigen Untersuchungen konnte der alleinige Einfluss von Wasser auf den Ausfall der Plattenheizkörper nicht eindeutig nachgewiesen werden. In der Praxis wirken zudem verschiedene Belastungen zeitgleich. Dabei wird die Kombination aus Temperaturänderung und Einwirkung von Wasser als besonders kritisch angenommen. Schnee und Eis können aufschmelzen und sich in der Trogschwelle anstauen, wenn sich Schmutz in den Abflussöffnungen anlagert. In der Folge können Plattenheizkörper dauerhaft im Wasser lagern. Im Regelheizbetrieb dauern die Heizphase zwischen einigen Minuten und mehreren Tagen. Die Temperaturunterschiede führen zu einer Dehnungsbeanspruchung der Plattenheizkörper. In diesem Projekt wurde untersucht, ob Wasser bei wechselnden Temperaturen in Plattenheizkörper eindringen kann und so deren Funktionalität beeinträchtigt wird. Für die Untersuchungen wurden bahnspezifische Belastungszyklen (Messzyklus zur Erstmusterprüfung) unter Beachtung der praxisrelevanter Anforderungen und Einwirkungen gemeinsam mit der ÖBB festgelegt und ein Versuchsaufbau entwickelt und aufgebaut (siehe Bild 1 und Bild 2).

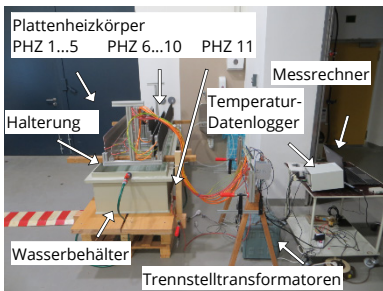


Bild 1: Versuchsaufbau Plattenheizkörper im Wasserbehälter

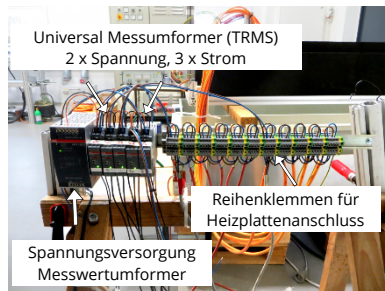


Bild 2: Klemmleiste mit Messumformern für Strom und Spannung

Im Verlauf der festgelegten Belastungszyklen aus Heizbetrieb und/oder Lagerung im Wasser wurde die Isolationswiderstände regelmäßig gemessen. Hierfür kamen die Isolationsmessgeräte PRO FI TEST 0100S und MEGGER BM25 zum Einsatz. Die Anfangswerte der Isolationswiderstände aller Plattenheizkörper (PHZ) sind größer als $R_{iso} > 300 \text{ M}\Omega$ (Bild 3) und damit größer als der Messbereich des dafür eingesetzten Isolationsmessgerätes PRO FI TEST. Der für die Erstmusterprüfung geforderte Isolationswiderstand von $R_{isoG} = 1,0 \text{ M}\Omega$ konnte nach dem vorgegebenen Belastungszyklen für acht Plattenheizkörper dauerhaft nachgewiesen werden. Nur bei zwei der untersuchten Plattenheizkörper kam es zum mehrmaligen Unterschreiten dieses Grenzwertes, wenn die Plattenheizkörper im Wasserbad beheizt wurden. Während der trockenen Phasen erholten sich die Isolationswiderstände der beiden Plattenheizkörper unabhängig davon ob diese beheizt wurden oder nicht. Eine eindeutige Reduktion des Isolationswiderstandes bei Wasserlagerung ohne Beheizung konnte nicht festgestellt werden. Die gleichzeitige Belastung durch das Heizen und die Lagerung im Wasser stellt somit die kritische Belastung für die Plattenheizkörper dar. Trotz des reduzierten Isolationswiderstandes konnte auch bei den betroffenen Plattenheizkörpern keine Veränderung in der Funktion festgestellt werden.

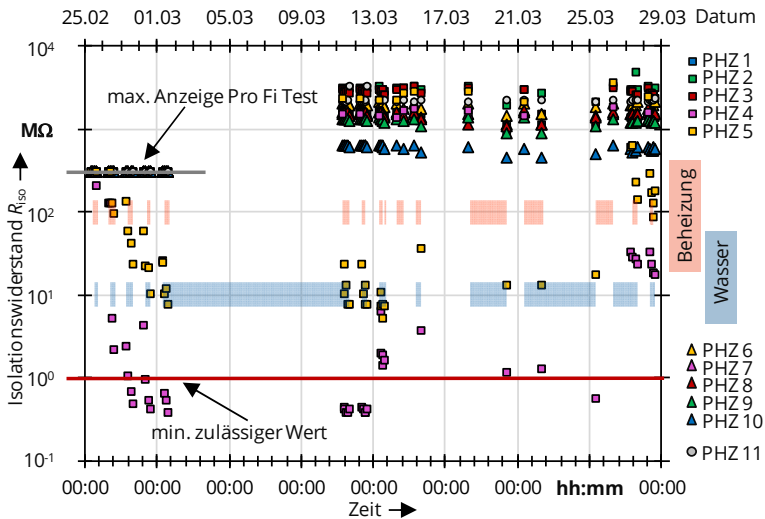


Bild 3: Isolationswiderstand $R_{iso} = (R_{Pro\ L-PE}, R_{Pro\ N-PE}, R_{BM\ L-PE})$ von Trogschwellen-Plattenheizkörpern, gemessen nach Messzyklus für Erstmusterprüfung



Markus Schladitz, Dipl.-Ing.
Aufbau eines Wärmenetzmodells zum Berechnen der Erwärmung einer Weiche im Bahnverkehr

Während der Wintermonate können sich Schnee und Eis zwischen der Backen- und Zungenschiene einer Weiche anlagern und so ein ordnungsgemäßes Stellen der Weiche verhindern. Verspätungen und Ausfälle von Zugverbindungen sind meist die Folge. Der Einsatz von elektrischen Weichenheizungen ist eine Maßnahme, um das zu verhindern. Obwohl die Verwendung von Weichenheizsystemen eine etablierte Methode darstellt, funktionieren diese nicht für alle Umgebungsbedingungen effektiv. Der Wärmetransport selbst ist in einer Weiche noch nicht komplett verstanden. Der Aufbau eines Wärmenetzes zum Berechnen der Erwärmung einer Weiche soll es ermöglichen, Randbedingungen für einen effektiven Einsatz eines elektrischen Weichenheizsystems zu bestimmen. Dafür werden zunächst separate Wärmenetze für die Teilkomponenten einer Weiche aufgebaut und anschließend miteinander verknüpft.

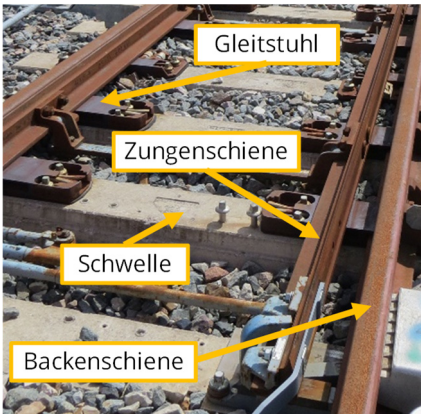


Bild 1: Wichtige Komponenten einer Weiche zur thermischen Modellierung

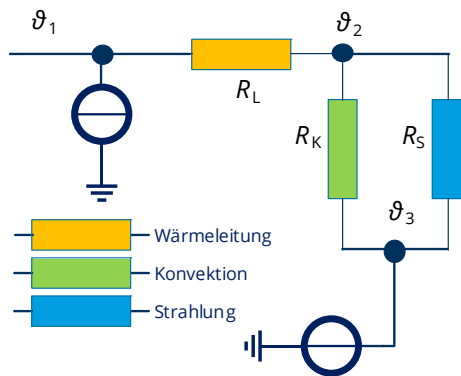
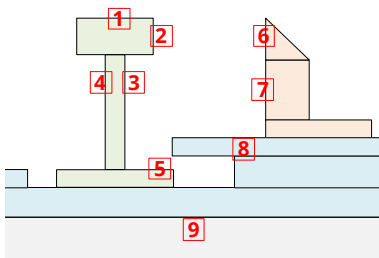


Bild 2: Beispielhaftes Wärmenetz zur stationären Temperaturberechnung

Ein Wärmenetzmodell nutzt die Analogie zwischen dem elektrischen und dem thermischen Strömungsfeld. Eine Temperaturdifferenz wird durch eingeprägte Leistungen (realisiert durch Leistungsquellen) und durch definierte Temperaturwerte (Temperaturquellen) generiert. Die Wärmeübertragungsprozesse transportieren thermische Energie in Richtung der Temperaturdifferenz. Wärmeleitung, Konvektion und Wärmestrahlung sind die Prozesse der Wärmeübertragung und werden im Wärmenetzmodell in Form von thermi-

schen Widerständen dargestellt (Bild 2). Als Ergebnis erhält man die Temperatur an jedem Knoten des Netzwerkes.

Die originalen Geometrien der Komponenten werden zunächst approximiert. Anschließend werden die Netzwerke mit thermischen Elementen aufgebaut. Nach erfolgreichen Verifikationen der jeweiligen einzelnen Netzwerke mithilfe von experimentellen Untersuchungen können die einzelnen Netzwerke miteinander verknüpft werden. Für die Berechnung der Temperaturen unter Freiluft-Bedingungen müssen die zusätzlichen Parameter Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Niederschlag in das thermische Modell implementiert werden. Ein Vergleich zwischen berechneten und im Versuchsfeld gemessenen Temperaturen zeigt die Genauigkeit des aufgestellten Wärmenetzes.



Messstelle	$\vartheta_{\text{mess}} / ^\circ\text{C}$	$\vartheta_{\text{rech}} / ^\circ\text{C}$	$\Delta\vartheta / \text{K}$
1	33,4	35,4	-2,0
2	32,4	35,4	-3,0
3	34,4	37,0	-2,6
4	38,8	36,9	1,4
5	42,1	46,7	-4,6
6	21,4	18,8	2,6
7	21,0	18,8	2,2
8	23,3	25,6	-2,3
9	13,9	14,5	-0,6

Bild 3: Vergleich berechneter und gemessener Temperaturen unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen bei einer Umgebungstemperatur $\vartheta_i = 12,8 ^\circ\text{C}$

Die Wärmeeinspeisung erfolgt mit einem elektrischen Heizstab nahe Messstelle 5. An dieser Messstelle treten auch die größten Unterschiede zwischen berechneten und gemessenen Temperaturen auf. Die stetige Änderung der Umgebungsbedingungen (insbesondere Windgeschwindigkeit und -richtung) erschwert die Verifizierung des thermischen Netzwerkes zusätzlich. Unter Berücksichtigung dessen, ist die Abweichung der Temperaturen an den restlichen Messstellen akzeptabel.

Der Vergleich wurde sowohl unter anderen Umgebungsbedingungen als auch für die andere Weichenstellung wiederholt, bei der sich Zungenschiene und Backenschiene berühren. In allen Fällen traten geringere thermische Abweichungen auf als hier gezeigt. Folglich ist das thermische Modell in der Lage, die Temperaturverteilung an einer Weiche zu berechnen. Es kann nun verwendet werden, um die Temperaturen und Wärmeströme für verschiedene Berechnungsszenarien zu ermitteln. Damit kann wiederum eine Aussage getroffen werden, ob ein effektiver Heizbetrieb möglich ist. Eine weitere Möglichkeit der Anwendung des Modells ist das Untersuchen von Optimierungsmöglichkeiten des gesamten Heizsystems. So kann neben der Effektivität auch die Effizienz betrachtet werden.

3.2.2 Publikationen

Poster

Gabler, T.:

Beitrag zur Optimierung des Öl-Papier-Isoliersystems von Leistungstransformatoren der Hochspannungsgleichstromübertragung als Schlüsselkomponente in der Energiewende. Symposium „Energie-Campus“, Karlsruhe, 15.11.2019

Kühnel, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.:

Investigations on the maximum permissible operating temperature of NH fuse-links for general use (gG). 11th International Conference on Electric Fuses and their Applications (ICEFA), Athen, 16.-18.09.2019

Vorträge

Götz, T.:

Hochspannungs-Gleichstromübertragung in Deutschland – neue Anforderungen an die Betriebsmittel. Tag der Fakultät, Dresden, 08.11.2019

Israel, T.:

Das I²t-Kriterium in der Kfz-Ladesäule. Tag der Fakultät, Dresden, 08.11.2019

Oberst, M.:

Einfluss von Sauerstoff auf das Langzeitverhalten von stromführenden Verbindungen zwischen Aluminium und Kupfer. 27. Kolloquium Hochspannungs- und Anlagentechnik, Dresden, 05.-06.07.2019

Schlegel, S.; Kalich, J., Großmann, S.; Füssel, U.:

Clinchen von Kupferwerkstoffen zur Kontaktierung elektrischer Leiter. 16. Kupfer-Symposium, Dresden, 21.11.-22.11.2019

Voigt, M.; Lehmann, F.; Anders, E.; Will, F.:

Low Wear Drilling with Electric Impulses. Celle Drilling 2019, Celle, 10.-11.09.2019

Veröffentlichungen

Abbasi, A.; Castellon, J.; Cavallini A.; Esterl, F.; Fritsche, R.; Geissler, M.; Götz, T.; et. al.:

Interim Report of WG D1.63: Progress on Partial discharge detection under DC voltage stress. 65th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Janpath, New Delhi, India, 21. - 22.11.2019

Adam R, Heger, J., Löbl, H., Großmann, S.:

Adaption of the Thermal Network Method (TNM) for use in low-voltage switchgear and control-gear assemblies, International Conference on Electricity Distribution (CIRED), paper no.: 1862, Madrid, 03.-06. June 2019.

Backhaus, K.; Gabler, T.; Götz, T.:

Fundamental aspects of the electric conductivity in insulating materials and the conclusions on diagnosis. Highvolt Kolloquium '19, Dresden, 9.-10.05.2019

Bauer, M.; Backhaus, K.; Gabler, T.; Elspaß, L.; Fritsche, R.:

Characterization of Pre-Breakdown Discharge Mechanisms in Insulating Oil by Electrical Measurement at Lightning Impulse Voltage Stress. 21st International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Budapest, Ungarn, 26.08 - 30.08.2019

Gabler, T.; Backhaus, K.; Fritsche, R.; Großmann, S.:

Investigations on the Polarity Dependent Charge Carrier Injection in Dielectric Liquids at High DC Voltage Stress. 21st International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Budapest, Ungarn, 26.08 - 30.08.2019

Gabler, T.; Backhaus, K.; Großmann, S.; Fritsche, R.:

Dielectric Modeling of Oil-Paper Insulation Systems at High DC Voltage Stress Using a Charge Carrier-based Approach. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Band 26 (Ausgabe 5), 10.2019

Hildmann, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Schmidt, C.:

Measuring Joint Resistances of Power Connections with Stranded Conductors – Fundamentals, Principles and Common Reasons for Measurement Errors. 25. Albert-Keil Kontaktseminar, Milwaukee, WI, USA, 16.-18.09.2019

Hildmann, C.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Dansachmüller, M.:

Verfahren zum Prüfen der elektrischen Funktion stromführender Armaturen für Hochtemperatur-Leiteseile mit geringem Durchhang. 25. Albert-Keil Kontaktseminar, Karlsruhe, 09.10.-11.10.2019

Israel, T.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:

Zum elektrisch-thermisch-mechanischen Verhalten von silberbeschichteten Hochstrom-Steckverbindern – Das I²t-Kriterium bei der Kurzschlussprüfung von Steckverbindern Teil II. 7th Symposium Connectors, Lemgo, 19. - 20.03. 2019

Israel, T.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Kufner, T.; Freudiger, G.:

Modelling of Transient Heating and Softening Behaviour of Contact Points during Current Pulses and Short Circuits. 65th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Milwaukee, WI, USA, 16.-18.09.2019

Oberst, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.:

On the Aging of Electrical Joints with a Copper and an Aluminum Contact Member. 65th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Milwaukee, WI, USA, 16.-18.09.2019

Oberst, M.; Schlegel, S.; Großmann, S.; Willing, H.; Freudenberger, R.:

Einfluss von intermetallischen Phasen der Systeme Ag-Sn und Ni-Sn auf den elektrischen Widerstand. 25. Albert-Keil Kontaktseminar, Karlsruhe, 09.10.-11.10.2019

Schlegel, S.; Kalich, J., Großmann, S.; Füssel, U.: *Kontakt- und Langzeitverhalten umformtechnischer stromführender Verbindungen für den Einsatz in der E-Mobilität.* 25. Albert-Keil Kontaktseminar, Karlsruhe, 09.10.-11.10.2019

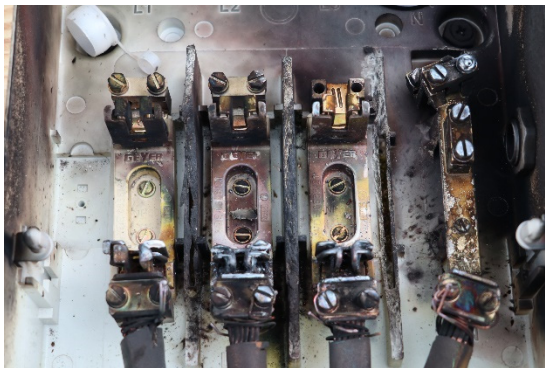
3.3 National Arc fault Research Center

Als Kompetenzzentrum für die Lichtbogenforschung beschäftigt sich das National Arc fault Research Center (NARC) mit der Untersuchung von stromstarken Schalt- und Störlichtbögen. Das NARC ist Teil der Professur für Elektroenergieversorgung am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik der TU Dresden und umfasst derzeit ein Team aus sieben Wissenschaftlern.

Durch den modularen Aufbau der Versuchsanlagen sind Anpassungen an zu prüfende Objekte und partnerspezifische Anforderungen möglich. Dadurch wird eine maximale Flexibilität bei der Projektbearbeitung gewährleistet.

Gefahr durch stromstarke Störlichtbögen und dessen Ursachen

Bei einem Lichtbogen handelt es sich um eine elektrische Gasentladung zwischen zwei Elektroden. Tritt dieser Lichtbogen nicht betriebsmäßig, sondern ungewollt durch einen Fehler auf, spricht man von einem Störlichtbogen. Der Störlichtbogen kann Stromstärken von mehreren zehntausend Ampere aufweisen und nicht nur zum Brand, sondern auch zur vollständigen Zerstörung einer Schaltanlage führen. Mögliche Folgen sind der Stillstand der Produktion, was beispielsweise für große Rechenzentren einen Verlust von bis zu 500.000 Euro pro Stunde bedeuten kann.



Störlichtbogenereignis mit 7 kA in einem Hausanschlusskasten

Foto: Karsten Wenzlaff

Ursachen eines Störlichtbogens können Montagefehler, vergessenes Werkzeug oder das Nichteinhalten von Wartungen und Inspektionen sein. Weiter können falsch dimensionierte Betriebsmittel, menschliches Versagen oder auch Materialfehler zu einem Störlichtbogen führen. Zuallerletzt sind auch Tiere eine mögliche Ursache.

Untersuchungen am NARC

Am Dresdner NARC können AC- und DC-Lichtbögen mit Lichtbogenströmen von bis zu zehn Kilo-Ampere untersucht werden. Der Versuchsstand bietet die Möglichkeit, die Schäden von Störlichtbogen auf Personen an einem Test-Dummy zu demonstrieren und die



Test-Dummy nach Störlichtbogenereignis
Foto: Karsten Wenzlaff

Ein- und Auswirkungen auf Schutzsysteme sowie elektrische Betriebsmittel zu zeigen und zu erforschen. Neben der wissenschaftlichen Forschung bietet das NARC zum Arbeitsschutz mit verschiedenen Schwerpunktthemen Untersuchungen und Vorführungen an. Im Bereich Störlichtbogenschutz untersucht das NARC vor allem Algorithmen zur schnellen Detektion von Störlichtbögen, um Anlagen bei einem Störlichtbogenfehler zu schützen.

Ausstattung

Am NARC lassen sich 1-, 2- und 3-polige Lichtbögen mit folgenden elektrischen Parametern untersuchen:

- Lichtbogenstrom $I_{LB} = 2 - 10 \text{ kA AC/DC}$
- Prüfspannung AC $U_{Prüf} = 230 \text{ V} - 690 \text{ V}$
- Prüfspannung DC $U_{Prüf} = 230 \text{ V} - 1296 \text{ V}$

Der Lichtbogenstrom ist über Luftspulen variabel einstellbar. Durch die Luftspulen kann zusätzlich der Einfluss vom X/R -Verhältnis auf das Zünd- und Brennverhalten von Lichtbögen untersucht werden. Über einen gesteuerten Draufschalter lässt sich der Einfluss des Zündwinkels auf die Lichtbogenzündung durch reproduzierbare Einschaltzeiten detailliert erforschen.

Für Untersuchungen und Experimentalvorführungen steht am NARC folgende Ausstattung zur Verfügung:

- AC-Lichtbogenversuchsstand
- DC-Lichtbogenversuchsstand
- Messtechnik
- High-Speed-Kamera
- Test-Dummys
- Störlichtbogenschutzsysteme
- Demonstrationsaufbauten

3.4 Preise und Auszeichnungen

„Best Young Academic Paper Award“ auf der CIRED 2019

Zur 25. CIRED-Konferenz (International Conference on Electricity Distribution) wurde erstmalig in Madrid der „Best Young Academic Award“ vergeben. Dabei wurde aus jedem der sechs Themenbereiche von einer Jury das beste Paper ausgewählt. Die Übergabe der Auszeichnungen erfolgte auf dem Galadinner am 05.06.2019 in La Quinta de Jarama.

Gleich zwei Promovierenden der Professur für Elektroenergieversorgung wurde dabei einer der Awards verliehen: Christina Sufke in Session 6 mit ihrem Paper „*System Management – Development of Central Control Systems*“ und Sebastian Palm in Session 3 mit seinem Paper „*Evaluation and Comparison of Islanding Detection Methods by Extended Analysis of the Non Detection Zone*“. Wir gratulieren beiden recht herzlich.



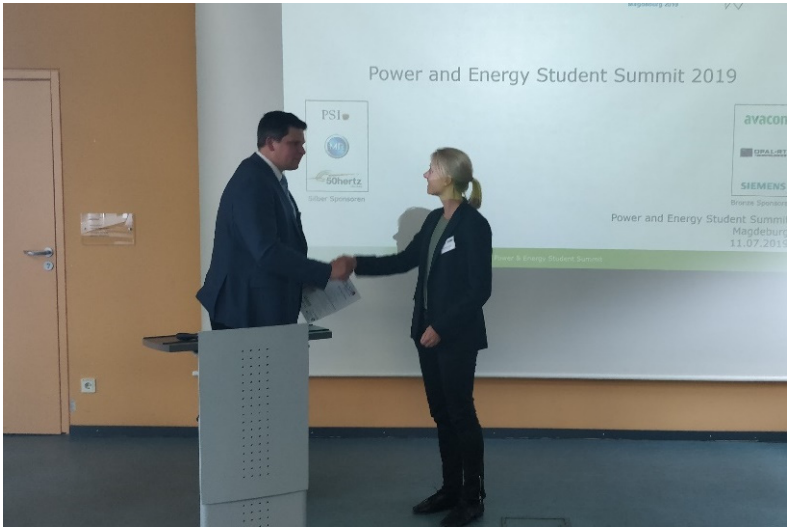
Gewinner des „Best Young Academic Awards“: Vineetha Ravindran (2. v.l.), Christina Sufke (3. v.r.) und Sebastian Palm (2. v.r.)

Foto: CIRED

Best Paper Award auf der 20. Power and Energy Student Summit (PESS)

Vom 9. bis 11. Juli fand die 20. Power and Energy Student Summit (PESS) in Magdeburg statt. Die Veranstaltung richtet sich an junge Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen und ermöglicht das Sammeln erster Erfahrungen beim Veröffentlichen eigener Publikationen. In diesem Jahr zählte sie mehr als 50 Teilnehmende. Zahlreiche junge Ingenieure und Ingenieurinnen stellten in Präsentationen ihre wissenschaftlichen Arbeiten und kürzlich gewonnenen Erkenntnisse vor.

Am Ende der dreitägigen Konferenz wurden die besten Arbeiten mit einem Preis ausgezeichnet. Neben dem *Best Poster Award* und dem *Best Presentation Award* wurde der *Best Paper Award* vergeben, der dieses Jahr an Friederike Thomas von der Professur für Elektroenergieversorgung ging. Ausgezeichnet wurde ihr Beitrag mit dem Titel „*Robust and Optimized Voltage Droop Control considering the Voltage Error*“. Der Preis wird von dem VDE young net gestiftet und wurde von Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter von der Otto-von-Guericke Universität Magdeburg überreicht.



Gratulation und Preisübergabe

Foto: M. Gebhardt, OVGU

„HIGHVOLT-Preis“ 2019

Jedes Jahr zum Tag der Fakultät wird der HIGHVOLT-Preis vergeben, mit dem die „HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH“ eine herausragende Diplomarbeit in dem Bereich der elektrischen Energietechnik würdigt.

Der diesjährige Preis ging an Friederike Thomas für ihre Diplomarbeit mit dem Titel „Entwicklung eines Algorithmus zur Bestimmung optimaler und zugleich robuster Kennlinienanstiege $Q(U)$ -geregelter Erzeugungsanlagen“, die in einer Zusammenarbeit der Professur für Elektroenergieversorgung und der Professur für Regelungstheorie entstand. Überreicht wurde der Preis von Herrn Thomas Steiner, Leiter Technik der HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, zusammen mit Prof. Dr. phil. nat. habil. Ronald Tetzlaff, Dekan der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, sowie Jörg Tanzmann, Dekanatsrat.



Übergabe des HIGHVOLT-Preises an die Preisträgerin, (v. l. n. r.) Jörg Tanzmann, Thomas Steiner, Friederike Thomas und Ronald Tetzlaff

Foto: Lukas Lorenz

Young Investigator Award auf der 65th IEEE Holm Conference 2019

Die Arbeitsgruppe „Elektrische Kontakte und Verbindungen“ unter Leitung von Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel nahm auch in diesem Jahr wieder mit drei Papern, ebenso vielen Fachvorträgen und zwei Postern an der international renommierten IEEE Holm Conference on Electrical Contacts in Milwaukee, Wisconsin, USA teil.

Der Herausgeber des Fachbuchs, Paul G. Slade, “Electrical Contacts” stiftet hierfür den “Young Investigator Award”. Ziel des Paul and Dee-Dee Slade Young Investigator Award ist es, herausragende Leistungen junger Forscher auf dem Gebiet der elektrischen Kontakte zu würdigen und junge Wissenschaftler und Ingenieure für den Einstieg in dieses Gebiet zu gewinnen.



Gratulation an den Preisträger Toni Israel (l.) durch Tom Kufner (r.)

Foto: Stephan Schlegel

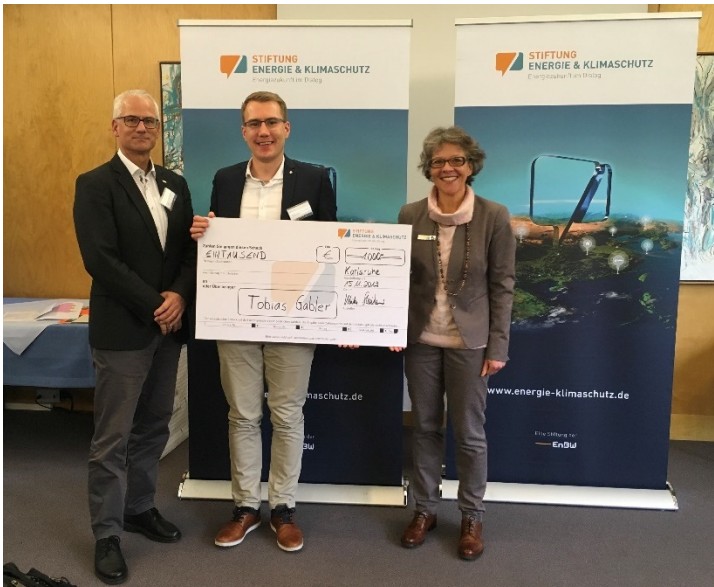
In diesem Jahr wurden fünf Kandidatinnen und Kandidaten nominiert, von denen zwei vom IEEH kamen. Herr Dipl.-Ing. Toni Israel konnte mit seiner Veröffentlichung “Modelling of Transient Heating and Softening Behaviour of Contact Points during Current Pulses and Short Circuits” den Preis wieder einmal nach Dresden holen.

In den letzten sechs Jahren wurde dieser Preis viermal nach Deutschland vergeben, davon drei mal an die TU Dresden und zweimal an die Forschungsgruppe “Elektrische Kontakte und Verbindungen”. Wir freuen uns über die internationale Wahrnehmung der jahrzentelangen Erfahrung der Forschungsgruppe auf diesem Gebiet.

Symposium „Energie-Campus“ der Stiftung Energie & Klimaschutz

Im November fand bereits zum 9. Mal der „Energie-Campus“ der Stiftung Energie & Klimaschutz am Karlsruher Institut für Technologie statt. Unter dem Motto „Energie und Umwelt – Meine Idee für morgen“ hatten bundesweit Promovenden aller Fachbereiche die Möglichkeit, Auszüge aus ihrer Promotionsarbeit einzureichen. Gesucht wurden dabei Forschungsbeiträge zur Energiewende und Ideen zur neuen Energiewelt, mit denen in den Sektoren Verkehr, Wärme und Strom zu einer nachhaltigen Zukunft beigetragen werden kann.

Die eingereichten Beiträge wurden von einer Jury aus Industrie und Forschung unter der Leitung von Prof. h.c. Dr. Joachim Knebel (Karlsruher Institut für Technologie) und der Mitwirkung von Prof. Dr. Axel Groß (Universität Ulm), Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek (Universität Stuttgart) und Prof. Dr. Wolfram Münch (EnBW AG) bewertet, ausgewählte Beiträge zum Symposium präsentiert und die drei innovativsten Beiträge prämiert. Tobias Gabler wurde dabei mit dem 2. Platz ausgezeichnet, der die Jury mit seinem „Beitrag zur Optimierung des Öl-Papier-Isoliersystems von Leistungstransformatoren der Hochspannungsgleichstromübertragung“ überzeugen konnte. Die Forschungsarbeit entstand in einer Kooperation mit dem Transformatorenwerk der SIEMENS AG in Nürnberg.



Übergabe des Preises zum 2. Platz an Herrn Gabler (M.) durch Prof. Joachim Knebel (li.) und Ulrike Steinbrenner (re.)

Foto: Stiftung Energie & Klimaschutz

3.5 Promotionen



Torsten Fuhrmann, Dr.-Ing.
Kontakt- und Langzeitverhalten von stromführenden Schraubenverbindungen mit vernickelten und versilberten Leitern aus Aluminiumwerkstoffen

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann - TU Dresden
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Olaf Keßler - Universität Rostock

In Anlagen der Elektroenergietechnik wird aus wirtschaftlichen Gründen häufig geprüft, ob stromführende Leiter aus Kupfer durch Aluminium ersetzt werden können. Um diese miteinander zu kontaktieren, sind langzeitstabile Verbindung eine wesentliche Voraussetzung. Dazu ist ein genaues Verständnis über die physikalischen Grenzen der Werkstoffe notwendig, um einen geringen Kontaktwiderstand nach dem Fügen und abhängig von der Zeit zu erreichen. Derzeit sind für Leiter aus Kupfer in elektroenergietechnischen Anlagen Temperaturen bis zu 140 °C dauerhaft zulässig. Es existieren zudem nur zwei genormte Aluminiumwerkstoffe. Diese wurden bei hohen Betriebstemperatur bisher unzureichend untersucht. In dieser Arbeit wurde deshalb die Alterung durch den Abbau der Kontaktkraft an stromführenden Schraubenverbindungen mit unbeschichteten Stromschiene aus verschiedenen Aluminiumwerkstoffen untersucht. Es wurden die Kontaktkraft und der Verbindungswiderstand über einen Zeitraum von bis zu vier Jahren bei Temperaturen zwischen (80...160) °C bestimmt (Bild 1). Diese Untersuchungen wurden für Schraubenverbindungen mit (MFF) und ohne federnde Fügeelemente (OFF) durchgeführt.

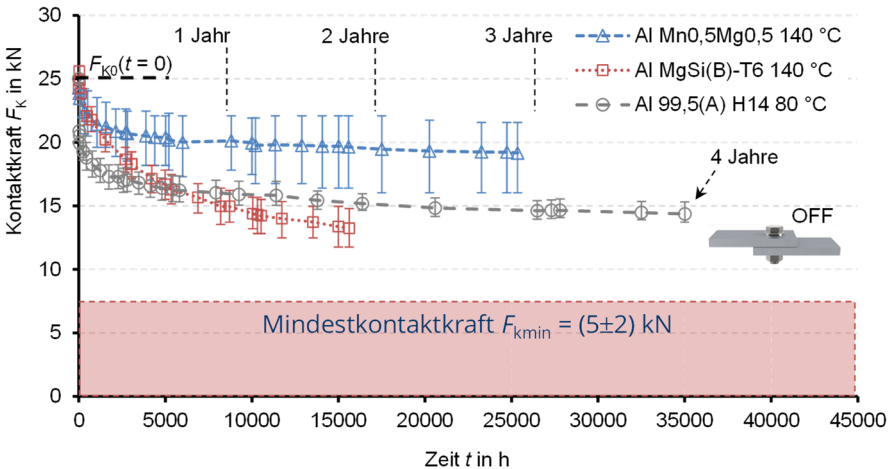


Bild 1: Abbau der Kontaktkraft F_k für stromführende Schraubenverbindungen mit Stromschiene von der Temperatur und Zeit abhängig aus verschiedenen Aluminiumwerkstoffen

Basierend auf den Ergebnissen und den extrapolierten Kraftverläufen nach einer Betriebszeit von 30 Jahren unter Berücksichtigung der experimentell bestimmten Mindestkontaktkraft, wurden für die verschiedenen Aluminiumwerkstoffe physikalische Grenztemperaturen ermittelt. Insbesondere für Schraubenverbindungen mit Stromschienen aus Al Mn0,5Mg0,5 wurde trotz der hohen Betriebstemperatur von 140 °C eine hohe Langzeitstabilität ermittelt. Thermisch stabile Dispersoide, die während der Herstellung der Stromschienen entstehen, verbessern das Zeitstandverhalten des Werkstoffs und verringern den Abbau der Kontaktkraft deutlich. Für Schraubenverbindungen mit vernickelten und versilberten Stromschienen wird in der Norm eine identische, dauerhaft zulässige Grenztemperatur von 115 °C angegeben, obwohl die elektrischen und mechanischen Eigenschaften der Beschichtungswerkstoffe sehr unterschiedlich sind. An stromdurchflossenen und stromlos im Wärmeschrank gelagerten Schraubenverbindungen mit vernickelten und versilberten Stromschienen aus verschiedenen Aluminiumwerkstoffen wurde deshalb die Alterung insbesondere durch Interdiffusion untersucht. An diesen Verbindungen wurde der Verbindungswiderstand bis zu einer Zeit von $t = 25.000$ h bestimmt (Bild 2).

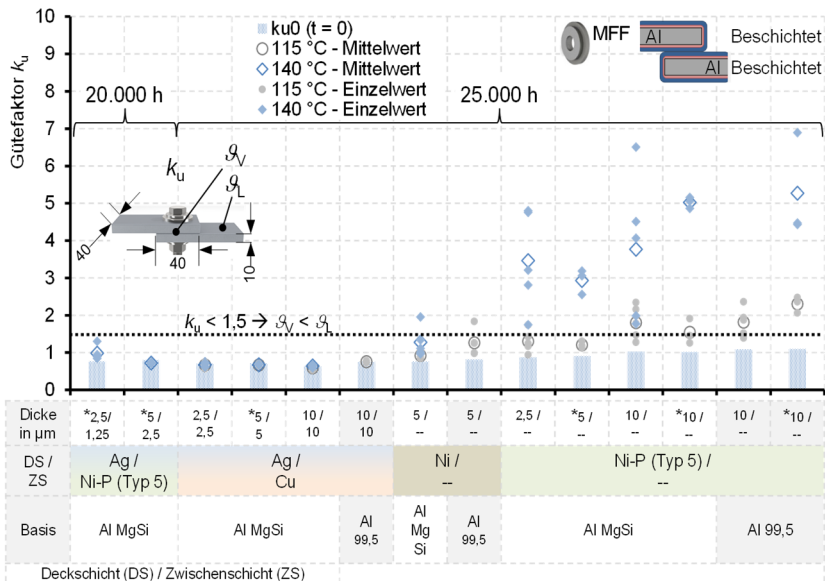


Bild 2: Gütefaktor $k_u = R_V / R_L$ von Schraubenverbindungen mit zwei beschichteten Stromschienen aus Al 99,5 und Al Mg-Si, sowie federnden Fügeelementen (MFF) abhängig von der Temperatur und Betriebszeit (Verbindungswiderstand R_V , Leiterwiderstand R_L)

Anhand der Ergebnisse wird für Schraubenverbindungen mit zwei beschichteten Stromschienen ein metallischer Überzug aus Silber empfohlen. Für Schraubenverbindungen mit nur einer beschichteten Stromschiene aus Aluminium sollte ein metallischer Überzug aus Nickel eingesetzt werden. Die Eigenschaften der elektrolytisch und chemisch abgeschiedenen Nickelschichten unterschieden sich dabei teilweise deutlich voneinander.



Christian Kühnel, Dr.-Ing.
Untersuchungen zur zulässigen thermischen Beanspruchung von NH-Sicherungseinsätzen für allgemeine Anwendung

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann - TU Dresden
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger - TU Ilmenau

NH-Sicherungseinsätze (Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungseinsätze) für allgemeine Anwendung (gG) werden in der Niederspannungstechnik in großer Stückzahl in Schaltgeräten wie Schalter-Sicherungs-Einheiten oder Sicherungslasttrennschaltern eingesetzt und dienen dem Schutz von Betriebsmitteln vor Fehlerströmen. Die Sicherungseinsätze haben einen Schmelzleiter, der im Normalbetrieb den Betriebsstrom zuverlässig und verlustarm führen und im Fehlerfall durch ein rasches Aufschmelzen Fehlerströme sicher unterbrechen soll (Bild 1). Langzeit- und Betriebsverhalten der Schmelzleiter hängen dabei stark von der Temperatur ab. Aus der Literatur ist bisher nicht bekannt, inwieweit die Temperatur der Schmelzleiter im Normalbetrieb erhöht werden kann, ohne die Zuverlässigkeit des gesamten NH-Sicherungseinsatzes zu beeinträchtigen. Im Rahmen der Arbeit wurde daher das Langzeitverhalten von Schmelzleitern experimentell untersucht. Es wurden Schmelzleiter bei hohen Betriebstemperaturen für eine Zeit von 10.000 h thermisch beansprucht und das Erwärmungs- und Schaltverhalten der gealterten Schmelzleiter betrachtet.

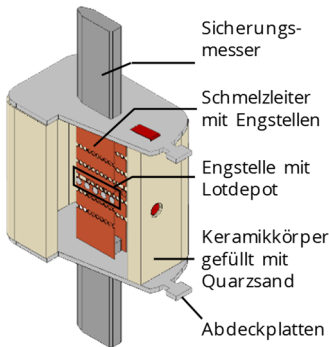


Bild 1: NH-Sicherungseinsatz für allgemeine Anwendung (gG)

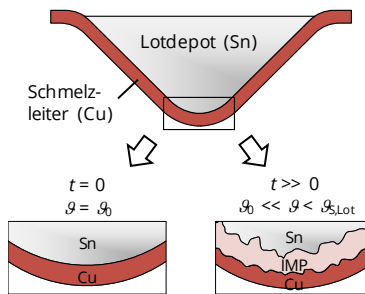


Bild 2: Wachstum intermetallischer Phasen (IMP) zwischen Schmelzleiter und Lot

Es konnte gezeigt werden, dass bereits eine dauerhaft hohe thermische Beanspruchung im festen Zustand des Lotes besonders das Schaltverhalten im Bereich kleiner Überströ-

me beeinträchtigen kann. Die Auswirkungen auf den Normalbetrieb der Schmelzleiter sind in der Regel vernachlässigbar. Das Langzeitverhalten wird wesentlich von der Alterung der Schmelzleiter durch Interdiffusion im Normalbetrieb (Bild 2) und damit durch die Kombination aus Schmelzleiter- und Lotwerkstoff bestimmt. Es wurde ein Zusammenhang zwischen dem Wachstum intermetallischer Phasen (IMP) an der Grenzfläche zwischen Schmelzleiter und Lot und der Schmelzzeit im Bereich kleiner Überströme hergestellt (Bild 3). Auf Basis der Ergebnisse wurden Grenztemperaturen für einen langzeitstabilen Betrieb der untersuchten Schmelzleiter hergeleitet.

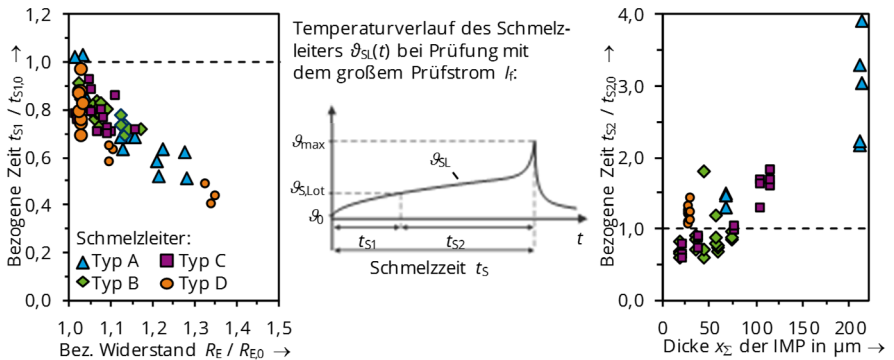


Bild 3: Schaltverhalten gealterter Schmelzleiter bei Prüfung mit dem großen Prüfstrom I_f : Einfluss des Widerstands R_E der Engstelle mit Lotdepot auf die Zeit t_{S1} zum Erreichen der Solidustemperatur $\vartheta_{S, Lot}$ des Lotes (li.) sowie Einfluss der Dicke x_2 der IMP auf die Zeit t_{S2} bis zum Auflösen des Schmelzleiters (re.)

Die Temperatur des Schmelzleiters kann in der Praxis nicht zerstörungsfrei gemessen werden (Bild 1). Stellvertretend wird häufig die Temperatur des Sicherungsmessers als alternatives Bewertungskriterium empfohlen. Um den Zusammenhang zwischen der Erwärmung des Schmelzleiters und des Sicherungsmessers zu untersuchen, wurde das thermische Verhalten der Sicherungseinsätze mit der Wärmenetzmethode berechnet und verifiziert. Es konnte gezeigt werden, dass die Temperaturdifferenz zwischen Schmelzleiter und Sicherungsmesser eine charakteristische Kenngröße eines Sicherungseinsatzes ist. Es wurden die Einflussparameter auf die Temperaturdifferenz im Betrieb untersucht und ein vereinfachtes Berechnungsverfahren entwickelt, mit dem Grenztemperaturen der Sicherungsmesser für unterschiedliche Einbausituationen berechnet werden können. Die ermittelten Grenztemperaturen sind belastungsabhängig und werden neben der Werkstoffkombination aus Schmelzleiter und Lot maßgeblich von der individuellen Dimensionierung des Sicherungseinsatzes bestimmt.



Sebastian Palm, Dr.-Ing.
Untersuchung und Bewertung von
Verfahren zur Inselnetzerkennung, -
prognose und -stabilisierung in
Verteilnetzen

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner - TU Dresden
 Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert - TU Graz

Die zunehmende Dezentralisierung der elektrischen Energieerzeugung durch stetigen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, führt im verstärkten Maße zum Phänomen der ungewollten elektrischen Inselnetze. Es handelt sich dabei um Teilnetze, die nach einer gewollten oder ungewollten Trennung vom vorgelagerten Netz nicht spannungslos werden, da sich ein elektrisches Leistungsgleichgewicht zwischen den dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und den lokalen elektrischen Lasten einstellt.

Häufig wird davon ausgegangen, dass Erzeugung und Last sehr gut ausgeglichen sein müssen ($P_R \approx P_{DEA}$ und $Q_L \approx Q_{DEA}$), damit ein elektrisches Inselnetz auftritt. Untersuchungen mit verschiedenen Arten von DEA und elektrischen Netzen zeigten jedoch, dass in zahlreichen Situationen auch mit stark unausgeglichene Leistungsbilanzen Inselnetze auftreten können. Dies ist in Bild 1 als Nichtdetektierbare Zone (NDZ) dargestellt. Insbesondere netzdienliche Systemdienstleistungen wie die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion und die statische und dynamische Spannungsstützung sowie das spannungs- und frequenzabhängige Verhalten der elektrischen Lasten wirken sich stabilisierend aus.

Zur Detektion und Abschaltung der ungewollten Inselnetze existieren zahlreiche Inselnetzdetectionsverfahren (IDV), die in der Lage sein sollen, alle Arten von ungewollten Inselnetzen zu erkennen. Der Einsatz dieser Verfahren erhöht, wie in Bild 2 dargestellt ist, die Wahrscheinlichkeit und zumeist auch die Geschwindigkeit der Inselnetzdetection. Um

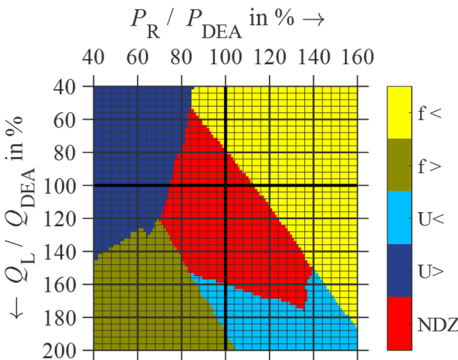


Bild 1: Nichtdetektierbare Zone bei grundlegendem Spannungs- und Frequenzschutz

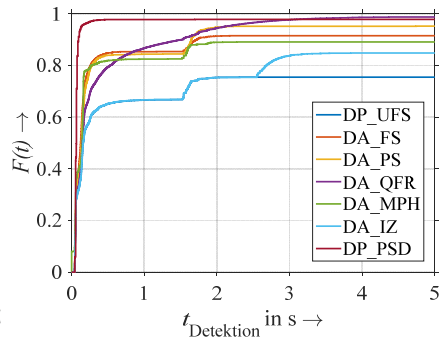


Bild 2: Summenhäufigkeitsfunktion für verschiedene IDV

eine objektive Vergleichbarkeit der IDV zu erzielen, wurden zwei Bewertungskriterien eingeführt. Mit diesen kann ein Parameter für die Größe der NDZ ($A_{NDZ, IDV}$ in Gl. (1)) und die Geschwindigkeit der Detektion ($t_{D, IDV}$ in Gl. (2)) abgeleitet werden. Beide Größen können für eine einfachere Vergleichbarkeit auf eine gemeinsame Referenzgröße bezogen werden.

$$A_{NDZ, IDV} = N_{NDZ} \cdot p_{\text{schritt}} \cdot q_{\text{schritt}} \quad S I_{NDZ} = \frac{A_{NDZ, IDV}}{A_{NDZ, \text{ref}}} \quad (1)$$

$$t_{D, IDV} = \frac{\int_0^{5s} (F(5s) - F(t)) dt}{F(5s)} \quad T I_{NDZ} = \frac{t_{D, IDV}}{t_{D, \text{ref}}} \quad (2)$$

Für die in Bild 2 aufgeführten IDV sind die Bewertungskriterien in Tabelle 1 eingetragen. Als Referenzgrößen zur Bestimmung von $S I_{NDZ}$ und $T I_{NDZ}$ wurden die Ergebnisse des grundlegenden Spannungs- und Frequenzschutzes DP_UFS gewählt.

Es zeigt sich, dass die NDZ mit dem Verfahren DA_QFR am wirksamsten reduziert wird. Mit dem Verfahren des Phasensprungs DP_PSD kann hingegen die Detektionszeit am effektivsten verringert werden. Auch die NDZ ist für dieses Verfahren sehr klein. Es ist jedoch zu beachten, dass Zu- oder Abschaltungen großer Lasten in der Nähe einer DEA ebenfalls Sprünge des Spannungszeigers bewirken können, die mit DP_PSD eine unselektive Trennung der DEA zur Folge haben können. Dieses Verfahren sollte daher in Normalfall nicht ohne weitere Bedingungen sofort zur Abschaltung führen. Eine Möglichkeit wäre die Nutzung eines detektierten Phasensprungs als Freigabesignal für zeitlich begrenzte, engere Frequenzgrenzen des grundlegenden Frequenzschutzes.

Tabelle 1: Vergleich der Bewertungskriterien für die untersuchten IDV

IDV	NDZ Fläche			Durchschnittliche Detektionszeit		
	Andz in sq%	$S I_{NDZ}$	Rang	t_D in ms	$T I_{NDZ}$	Rang
DP_UFS Spannungs- und Frequenzschutz	3818	1,00	7	352	1,00	6
DA_FS Frequenzschutz	971	0,25	4	202	0,57	2
DA_PS Phasenshift	450	0,12	3	217	0,62	3
DA_QFR $Q(f)$ -Regelung	75	0,02	1	278	0,79	5
DA_MPH Modulation der Referenzphase	2537	0,66	6	244	0,69	4
DA_IZ Impedanz-zuschaltung	1994	0,52	5	604	1,72	7
DP_PSD Phasensprung-detektion	404	0,11	2	85	0,24	1

Mit der Kenntnis der Einflussfaktoren auf die Bildung ungewollter Inselnetze konnte ein zusätzliches Verfahren zur Bestimmung der Inselnetzwahrscheinlichkeit entwickelt werden. Durch die Auswertung von Leistungsmessungen wird der aktuelle Zustand eines Teilnetzes in Relation zum Gefahrenbereich der nichtdetektierbaren Zone eingeschätzt. Wird dieses Verfahren eingesetzt, so ist der Netzbetreiber in der Lage präventive Maßnahmen vor einer geplanten Netztrennung zu ergreifen.



Rengin Idil Cabadag, Dr.-Ing.
**Analysis of the Impact of Reactive
Power Control on Voltage Stability
in Transmission Power Grids**

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner - TU Dresden
Prof. Dr. Dominik Möst - TU Dresden

Voltage stability is the ability of a power system to maintain acceptable voltages at all buses under both normal and abnormal conditions. The main reason causing voltage instability is the inability of power systems to meet reactive power demand. The voltage instability is essentially a local problem because some weak areas become prone to voltage collapse due to the shortage of the reactive power. This thesis analyses the impact of reactive power on the voltage stability phenomena both in the long-term and short-term time frames.

The voltage stability approaches in the long-term time frame are based on the steady-state power flow equations of the power systems. The reactive power compensation device is located at the “critical bus” based on Q-V analysis, an overall voltage stability enhancement in the whole grid is observed, while requiring less reactive power capacities and ensuring a reduction in transmission losses. This finding leads to less investment costs and space requirements compared to other locations on the network. Depending on wind power generation (WPG), the voltage stability margins can either increase or decrease. However, the modifications coming with generation shift bring the whole transmission grid closer to instability compared to the case without these modifications. With the implementation of optimization algorithms (in this thesis, particle swarm optimization (PSO) is used), reactive power transfers between transmission and sub-transmission grids can be reduced with a remarkable enhancement in voltage stability in the long-term time frame.

The system dynamics have to be taken into consideration to carry out more comprehensive voltage stability analysis. Therefore, the results achieved from the static voltage stability form the basis of the voltage stability analysis in the short-term time frame (transients).

As a comparison metric, the transient voltage severity ratio (*TVSR*) is developed to evaluate the performance of investigated compensation devices in terms of recovering the voltage when the system is subjected to a fault or switching operation. In addition to *TVSR*, some auxiliary metrics are improved such as Δu to assess the voltage drop and t_{10} to evaluate the period in which the voltage is within a permissible range. On one hand, the developed *TVSR* comparison metric is very practical and reliable on classifying the performance of compensation devices in recovering the bus voltages. On the other hand, this metric can be efficiently used to develop optimization algorithms and evaluate the existing parameters of compensator controllers.

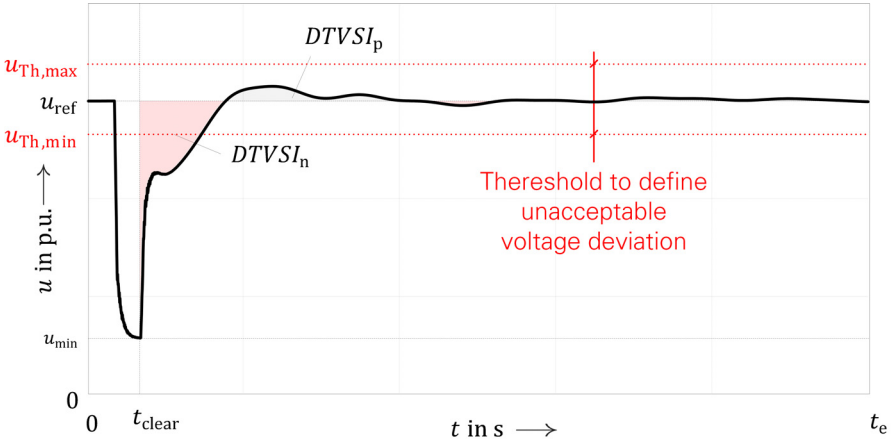


Figure 1: Power System Stability Classification with an Emphasis on Voltage Stability [1].

The typical voltage recovery after a transient event looks like as in Fig. 1. In this case, $TVSR$ is calculated depending on the ideal transient voltage severity area ($TVSA_{ideal}$) in the ideal case and total deviated transient severity area ($DTVSA_{tot}$) in the typical case. While $TVSA_{ideal}$ is calculated for each investigated case using Eq. 1, the deviated area lays above and below the u_{ref} including negative and positive deviated portions: $DTVSA_n$ and $DTVSA_p$ (see Eq. 2).

$$TVSA_{ideal} = u_{ref} \cdot (t_e - t_{clear}) \quad (1)$$

$$DTVSA_{tot} = DTVSA_p + DTVSA_n = \int_0^{t_e} |u(t) - u_{ref}| dt \quad (2)$$

$$TVSR = \frac{DTVSA_{tot}}{TVSA_{ideal}} \quad (3)$$

The submitted thesis shows that the problems regarding voltage stability as a result of reactive power scarcity can be solved by modern reactive power compensation technologies. The performance of these compensation technologies highly depends on the controller parameters. Therefore, developed comparison metrics have been used to assist in the selection and adjustment of compensation devices. The investigation of the grid situations having a high stress or a higher grid disturbance severity has been carried out based on these comparison metrics too in order to select the suitable compensation device. As a result, the submitted thesis shows a practical and reliable approach to analyze the performance of different compensation devices under different grid situations.

3.6 Habilitationen



Stephan Schlegel, Dr.-Ing. habil.
**Stromführende Verbindungen und
 Leiterwerkstoffe der
 Elektroenergie-technik -Theorie zum
 Kontakt- und Langzeitverhalten von
 Schraubenverbindungen mit
 Flächenkontakten**

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann - TU Dresden
 Prof. Dr.-Ing. habil. Thomas Zerna - TU Dresden
 Prof. Dr.-Ing. Frank Berger - TU Ilmenau

Die Anforderungen an Leiter- und Beschichtungswerkstoffe sowie Verbindungen werden sich insbesondere durch höhere Betriebsströme infolge des zunehmenden Elektroenergiebedarfs und der Dezentralisierung der Erzeugerstandorte sowie durch höhere Umgebungstemperaturen, verursacht durch eine noch kompaktere Bauweise der Anlagen, erhöhen. Dadurch wird es zukünftig zunehmend wichtiger, eine auf wissenschaftlichen Erkenntnissen basierte Auslegung der mechanischen und elektrischen Eigenschaften von Schraubenverbindungen zu erreichen. Die mechanische Auslegung von Schraubenverbindungen ist in der VDI 2230 beschrieben und weltweit anerkannte Grundlage für die Konstruktion (Bild 1).

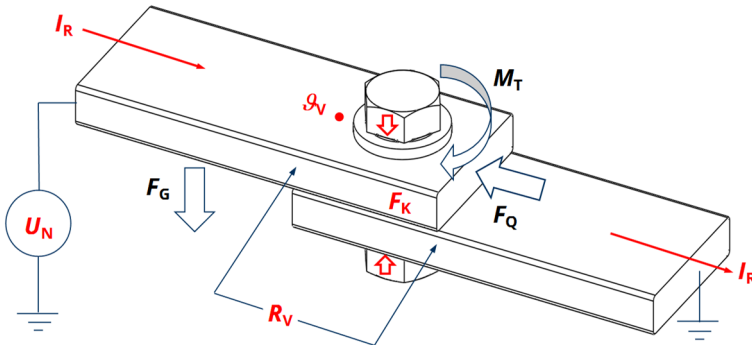


Bild 1: Anforderungen und Funktion am Bsp. der kraftschlüssigen, stromführenden Schraubenverbindungen mit Stromschiene

Die elektrische Auslegung ist bisher unzureichend beschrieben. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Schraubenverbindung mit Stromschiene zu den Flächenkontakten und damit zur komplexesten Form von elektrischen Kontakten gehört. Die vollständige mathematische Beschreibung, und damit eine Vorhersage zum Kontakt- und Langzeitverhalten, ist derzeit nicht möglich. Um zukünftig die Anforderungen an stromführende Verbindungen genauer als bisher berücksichtigen zu können, wurde ein erweiterter

Ansatz erarbeitet, der eine gesamtheitliche Auslegung ermöglicht. Dazu wurden auf Basis wissenschaftlicher Untersuchungen Empfehlungen für die Gestaltung und Vorbehandlung der Kontaktflächen, für Beschichtungen und deren Dicken, für die Wirkung von Kontaktelementen sowie für notwendige Fügeparameter gegeben. Weiterhin ist es für einen langzeitstabilen Betrieb stromführender Verbindungen unerlässlich, grundlegende Zusammenhänge zu den Alterungsmechanismen zu kennen. Deshalb wurden physikalische Prozesse im Werkstoff, deren Wirkung auf die Mikrokontakte und damit auf den Kontaktwiderstand betrachtet. Die erarbeiteten Hypothesen wurden durch gezielte experimentelle und metallographische Untersuchungen an unterschiedlichen Leiter- und Beschichtungswerkstoffen gestützt.

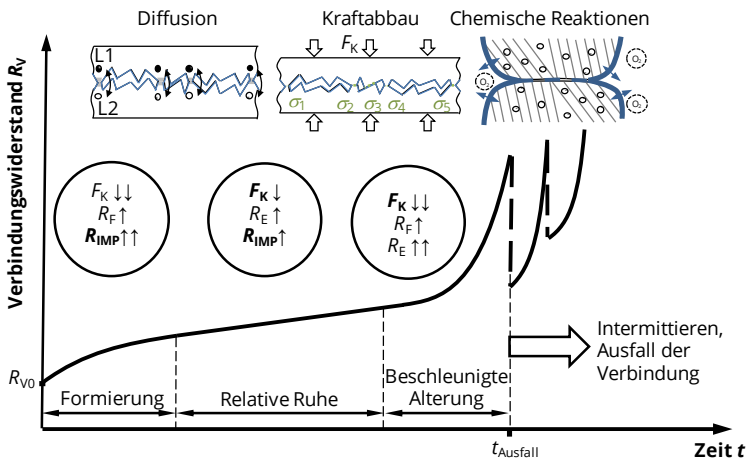


Bild 2: Lebensdauererkennlinie stromführender Verbindungen

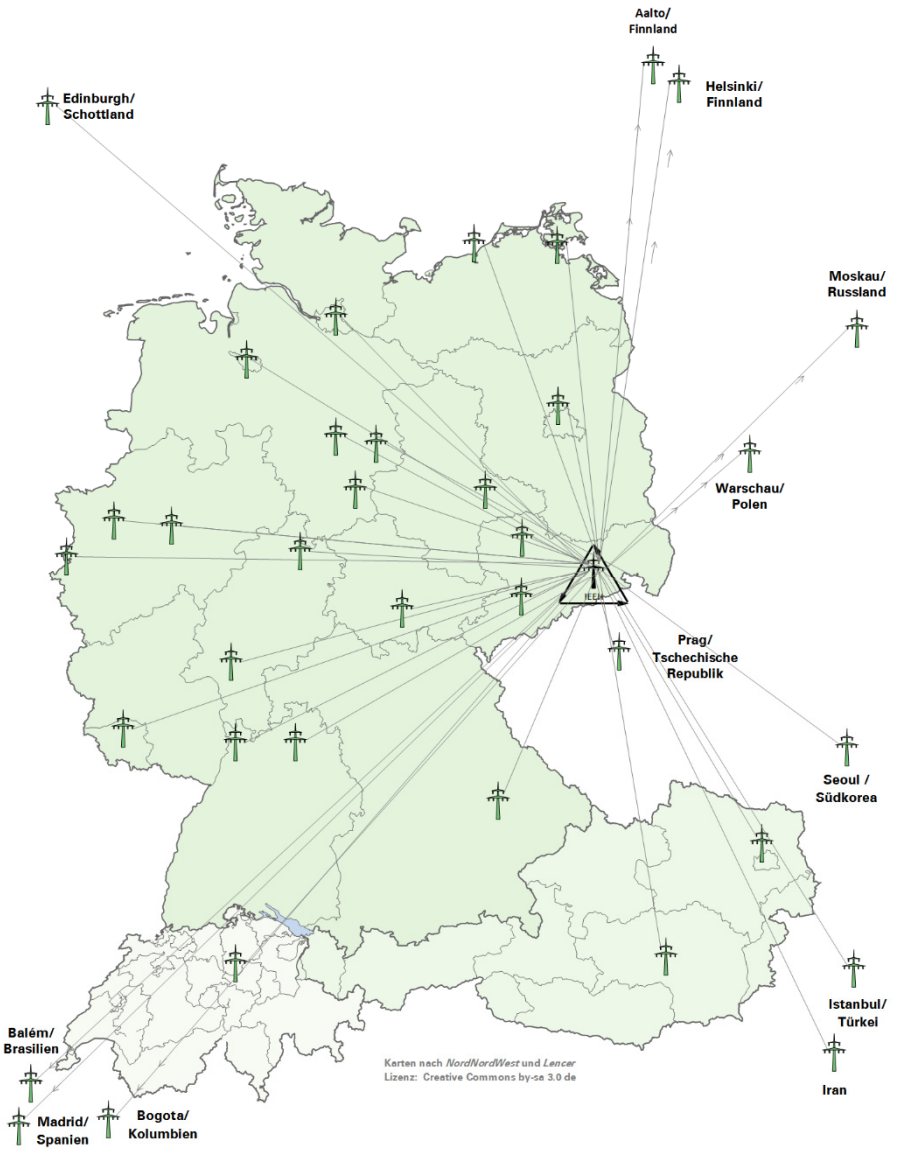
Basierend auf diesen Erkenntnissen wurden analytische mathematische Modelle hergeleitet, mit denen eine Voraussage zur Wirkung der zeit- und temperaturabhängigen Effekte möglich ist. Zudem wurden Grenztemperaturen für Leiter- und Beschichtungswerkstoffe ermittelt und Empfehlungen für den Einsatz von Fügelementen gegeben. Die Erkenntnisse wurden weiterhin genutzt, um aktuelle Prüfverfahren aus Normen zu bewerten, die das Langzeitverhalten von Verbindungen prüfen sollen. Dazu wurden diese gegenübergestellt, mit wissenschaftlichen Erkenntnissen verglichen und unter Berücksichtigung aktueller und zukünftiger Anforderungen an stromführende Verbindungen erweitert. Es konnten damit wesentliche Zusammenhänge zwischen mechanischem und elektrischem Kontaktverhalten sowie dem Langzeitverhalten ruhender, stromführender Verbindungen erarbeitet werden, die auf 40 Jahren wissenschaftlicher Untersuchungen basieren. Die so entstandene Arbeit, kann als Grundlage für weitere wissenschaftliche Arbeiten, die Lehre und die Konstruktion von ruhenden, stromführenden Verbindungen verwendet werden.

Ich danke allen meinen jetzigen und ehemaligen Kolleginnen und Kollegen, ohne deren Forschung diese Arbeit nicht entstanden wäre.

4 Kooperationen

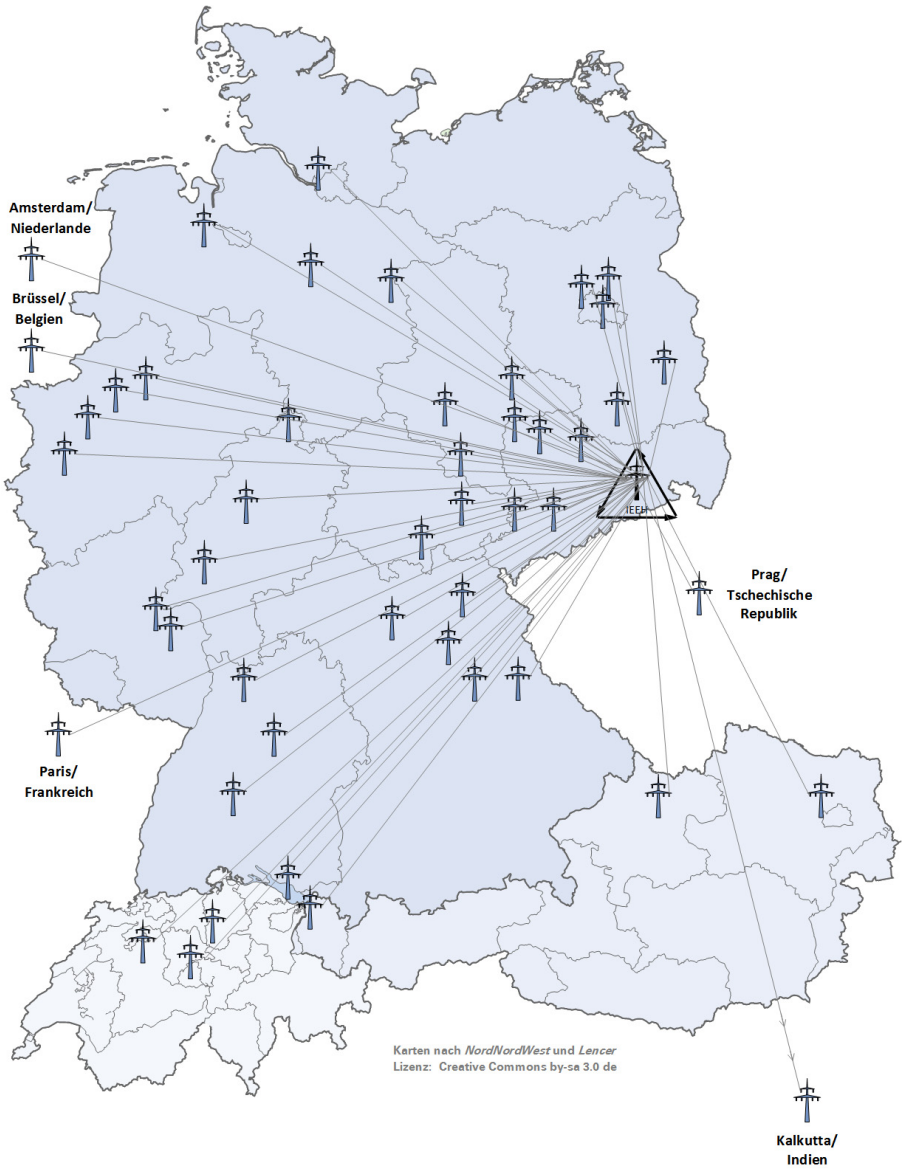
4.1 Wissenschaftskooperationen

Aalto University/Finnland	Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB
CUK – Catholic University Korea	Braunschweig
CEN SIPAM-Centro Gestor e Operacional do Sistema de Protecao da Amazonia, Brasilien	Red Eléctrica de España
DAMASCUS UNIVERSITY	RWTH Aachen
ETH Zürich	Suez Canal University-Faculty of Engineering-Electrical Department, Ägypten
Fachhochschule Südwestfalen Soest FGH e.V.	Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe Lemgo
fem Forschungsinstitut Edelmetalle + Metallchemie	Technische Universität Berlin
FGW - Forschungsgesellschaft Wind e.V.	Technische Universität Braunschweig
Fraunhofer IWES	Technische Universität Chemnitz
Fraunhofer ISE	Technische Universität Darmstadt
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Technische Universität Graz/Österreich
Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover	Technische Universität Ilmenau
Gesellschaft für Technische Thermochemie und -physik mbH	Technische Universität München
Helmut Schmidt Universität Hamburg	Technische Universität Wien/Österreich
Helsinki University of Technology	Tishreen University Lattakia- Fac. of Mechanical & Electrical Engineering, Syrien
Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt	UFPA-Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará - Faculdade Engenharia Elétrica, Brasilien
Hochschule Zittau/Görlitz (FH)	Universität Dortmund
HTW Dresden	Universität Duisburg-Essen, Campus Duisburg
HTW Saarland, Saarbrücken	University of Edinburgh
HTWK Leipzig	Universität Kassel
Hydro Aluminium Rolled Products GmbH, Forschung & Entwicklung	Universität Rostock
INP Greifswald e.V.	Universität Siegen
MIKES, Finnland	Universität Stuttgart
MPEI Moskau Russland	Wroclaw University of Technology/Polen
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	Yildiz Teknik Üniversitesi
Oncoray Dresden	
Port Said University- Electrical Engineering Department, Ägypten	



4.2 Industriekooperationen

50Hertz Transmission GmbH	Lanz Oensingen AG
ABB AG	LAPP Insulator GmbH
Alcan Singen GmbH und CO. KG	Linde Materialhandling GmbH
ALSTOM Grid	LTI Motion GmbH
Amprion GmbH	Maschinenfabrik Reinhausen
AREVA Energietechnik GmbH	MERSEN Deutschland FFM AG
ASBESCO (INDIA) PVT. LTD.	MITNETZ Strom GmbH
Avacon AG	NetzeBW GmbH
A. Eberle GmbH & Co.KG	Netzdienste Rhein/Main GmbH
BG-ETEM	Nexans Power Accessories Germany GmbH
BSD Bildungs- und Servicezentrum GmbH	NH-HH-Recyclingverein
bnNETZE GmbH	Omicron electronics GmbH
Camille Bauer Metrawatt AG	Optocon AG
CCT GmbH	Österreichische Bundesbahnen-Holding AG
Daimler AG	PARTZSCH Elektromotoren e. K
Dehn & Söhne GmbH	Pfiffner Messwandler AG
DNV GL Energy	PPC Insulators GmbH
DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	ProRail N.V.
E.ON Avacon	Ribe-SubCon GmbH
Emacon consulting GmbH	R. Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG
E.ON edis AG	RITZ Instrument Transformers GmbH
ELECTRONICON Kondensatoren GmbH	Robert Bosch GmbH
Elektrokeramik Sonneberg GmbH	Rosenberger Hochfrequenztech. GmbH / Co. KG
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	RWE AG
EnBW Regional AG	R. Stahl AG
ENSO Energie Sachsen Ost AG	Stäubli Connectors AG
ENSO NETZ GmbH	SBB - Schweizerische Bundesbahnen
envia Mitteldeutsche Energie AG	Scheidt GmbH & Co KG
ESA Elektroschaltanlagen Grimma GmbH	Schneider Electric GmbH
Europoles GmbH & Co. KG	SGB Neumark GmbH
EWZ - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	SGS Société Générale de Surveillance H. GmbH
FEAG GmbH	Siemens AG
Fichtner GmbH & Co. KG	SMA Technologie GmbH
fuseXpert	Sprecher Automation GmbH
GAHL Hochleitungsbau	Société Nationale des Chemins de fer Français
GWT-TUD	Stadtwerke Oranienburg
Heine Resistors GmbH	TEN - Thüringer Energienetze
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH	TenneT TSO GmbH
Infrabel AG Belgien	ThyssenKrupp Aufzüge GmbH
Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	TÜV Süddeutschland Holding AG
InfraTec GmbH	Tyco Electronis AG
ivis GmbH	Vattenfall Europe Distribution GmbH
Jean Müller GmbH	VEM Sachsenwerk GmbH
Korropol GmbH	Werner Industrielle Elektronik - Werner GmbH



4.3 Kommissions- und Gremienarbeit

4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

Dozent Dr.-Ing. Hartmut Bauer

- VDE-Ausschuss Sicherheits- und Unfallforschung (stv. Obmann)
- VDE Dresden Geschichte der Elektrotechnik (Vorsitzender)
- VDE Dresden Arbeitskreis: Koordination der Isolation

M.Sc. Christian Jäschke

- Schriftführer VDE Dresden
- Energy Saxony Arbeitskreis: *Energietechnische Komponenten*

Dipl.-Ing. Sebastian Kraemer

- VDE Dresden Arbeitskreis: *Verteilungsnetze*

Dr.-Ing. habil. Jan Meyer

- VDE Dresden Arbeitskreis: Netzurückwirkungen
- DK CIREC und CIREC Technical Committee (Session 2)
- German national Committee CIGRÉ C4
- CIREC/CIGRÉ Working Group C4.40 Revisions to IEC Technical Reports 61000-3-6, 61000-3-7, 61000-3-13, and 61000-3-14
- CIREC/CIGRÉ Working Group C4.42 Continuous assessment of low-order harmonic emissions from customer installations
- VDE/FNN Expertennetzwerk Netzurückwirkungen
- D-A-CH-CZ Arbeitsgruppe EMV (Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen)
- DKE/UK 767.1 Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen
- CENELEC SC205A WG11 Mains Communication Systems/Immunity

Dr.-Ing. Jörg Meyer

- VDE Dresden Arbeitskreis 07: Relais- und Schutztechnik
- Mitglied im Vorstand des VDE Dresden: Schatzmeister
- Mitglied der Programmkommission: Tutorial Schutz- und Leittechnik 2020

Dr.-Ing. Sebastian Palm

- ETG/ITG Task Force: *Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Energie-Verteilungsnetzen*

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

- VDE (ETG) Task Force Grundsätzliche Auslegung Neuer Netze (Vorsitzender)
- CIGRÉ Study Committee B5 Protection and Automation
- Council member of the Power Systems Computation Conference (PSCC)
- Freunde und Förderer der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik (Mitglied des Vorstands)
- VDE Dresden Arbeitskreis: *Relais- und Schutztechnik*
- Energy Saxony Mitglied im Arbeitskreis *Speicher und Netzdienstleistungen*

Dipl.-Ing. Tobias Schnelle

- VDE (ETG) Task Force Grundsatzstudie *Gleichspannungsverteilstetze*

Dipl.-Ing. Robert Stiegler

- DKE/UK 964.2 *Einrichtungen zum Messen / Überwachen der Netzqualität in elektrischen Energieverteilungsnetzen* (Gastmitglied)

4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann

- Mitglied im Vorstand des VDE-Bezirksvereins Dresden e. V.
- Mitglied im Arbeitskreis Hochspannungsgeräte und -anlagen im VDE-BV Dresden
- Mitglied im VDE-ETG-Fachbereich Q3 Kontaktverhalten und Schalten
- Mitglied im VDE/VDI-GMM-Fachausschuss Optische und Elektronische Verbindungstechnik
- Gesellschaft von Freunden und Förderer der TU Dresden e. V.
- Schatzmeister des Vereins der Freunde und Förderer der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik e. V.
- CIGRÉ-WG D1.54 - Principles to measure the AC and DC resistance of conductors
- Arbeitskreis CIGRÉ B2 - Hochspannungsfreileitungen
- Mitglied im Förderverein Kontakte und Schalter e.V.
- Energy Saxony Arbeitskreis „Energietechnische Komponenten“

Dr.-Ing. Christian Hildmann

- IEC TC 11, Joint Working Group 13

Dipl.-Ing. Toni Israel

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

Dipl.-Ing. Hans-Peter Pampel

- DKE K214 Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung
- DKE UK 214.5 Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung; Arbeitsgeräte und starre Schutzvorrichtungen
- DKE AK 222.0.2 DC Abstände
- IEC TC78 MT 62192 Maintenance of IEC 62192: Live working – Insulating rope
- CIGRÉ Working Group B2.64 Inspection and Testing of Equipment and Training for Live-Line Work on Overhead Lines
- Fachausschuss V2.2 Arbeiten unter Spannung der ETG im VDE

Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel

- Arbeitskreis DKE AK 411.3.2 *Verbinder*

Dipl.-Ing. Thomas Götz

- CIGRÉ Working Group D1.63 Partial *discharge detection under DC voltage stress*

5 Veranstaltungen

Power Grill 22.05.2019

Traditionell wurde wieder der „Power“-Grill im Rahmen des dies academicus von zahlreichen Studierenden genutzt, um mit den Hochschullehrern und Beschäftigten des Elektrotechnischen Instituts und des Instituts für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik ins Gespräch zu kommen. Mit Grillgut und gekühlten Getränken wurden Informationen zur Vertiefungsrichtung Elektroenergie-technik im Hauptstudium ausgetauscht und anschließend durch die Labore geführt. Aufgrund des schlechten Wetters fand der Austausch dieses Jahr nicht nur auf dem Hof hinter der Hochspannungshalle, sondern auch im Gebäude selbst statt. In Gesprächen wurde über aktuelle Forschungsthemen und Praktikumsversuche der Institute informiert. Anschließend wurde der Nachmittag in lockerer Atmosphäre genutzt, um Fragen zu beantworten und Erfahrungen ausgetauscht. Für Interessierte standen außerdem zwei Elektrofahrzeuge der für Probefahrten bereit. Die ENSO stellte in Kooperation mit der DREWAG einen BMW i3 und einen VW e-Golf zur Verfügung, die von Studierenden und Beschäftigten getestet werden konnten.

Tag der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik 2019

Am 8. November 2019 fand der Tag der Fakultät statt. Bei der Veranstaltung wurden unsere Absolventinnen und Absolventen feierlich verabschiedet und hervorragende Studien- und Promotionsleistungen ausgezeichnet. In einem weiteren Veranstaltungsteil präsentierten die Professuren unserer Fakultät ihre Forschungsarbeit in Vortragsreihen und einer Posterausstellung. Dabei stellten sich die Fachrichtung Automatisierungs-, Mess- und Regelungstechnik, Geräte-, Mikro- und Medizintechnik und Elektroenergie-technik vor. Dabei wurden zwei Vorträge von der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik mit den Themen „Hochspannungs-Gleichstromübertragung in Deutschland – neue Anforderungen an die Betriebsmittel“ und „Das I²t-Kriterium in der KfZ-Ladesäule“ sowie zwei Vorträge von der Professur für Elektroenergieversorgung mit den Themen „Untersuchung und Bewertung von Verfahren zur Inselnetzerkennung, -prognose und -stabilisierung in Verteilnetzen“ und „Die Zukunft der Störlichtbogenforschung an der TU Dresden - Vorstellung des neuen National Arc fault Research Center (NARC)“ präsentiert. Ergänzend wurden in einer Posterausstellung die aktuellen Lehrveranstaltungen, Forschungsthemen und Kooperationsprojekte dem Fachpublikum vorgestellt. Die Veranstaltung fand nun endlich wieder im neu eröffneten Heinz-Schönfeld-Hörsaal statt, der im neuen Glanz eine besondere Atmosphäre schuf. Eröffnet wurde der festliche Teil vom Dekan Prof. Dr. phil. nat. R. Tetzlaff. Nach einem Grußwort der Universitätsleitung rundete ein Festvortrag zum Thema „Künstliche und natürliche neuronale Netze“ von Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Wolf Singer das Programm ab. Der Abend wurde mit einem Sektempfang eröffnet und anschließend mit einem Buffet im Foyer des Hörsaals weitergeführt.

VDE Pfingstexkursion „Elektroenergietechnik“ ins Dreiländereck D – CZ – PL

Es ist eine gute und langjährige Tradition, dass den Studentinnen und Studenten der Hochschule in Zittau und der TU Dresden in der Woche nach Pfingsten eine viertägige Fachexkursion zu Unternehmen und Einrichtungen der Elektroenergietechnik angeboten wird. Prof. Stefan Kornhuber (Zittau) und Prof. Steffen Großmann (Dresden) haben dazu ein interessantes und abwechslungsreiches Programm im Dreiländereck Deutschland – Tschechien – Polen vorbereitet. Die Finanzierung erfolgte wieder zu wesentlichen Teilen durch den VDE Bezirksverein Dresden und die Fakultäten Elektrotechnik und Informationstechnik der beiden Hochschulen. Für die Zittauer Teilnehmer begann das Programm nach einer kurzen Einführung durch Prof. Großmann mit einem Kennenlernen der Forschungsaktivitäten und Labore am IEEH (Toeplerbau, Binderbau) und dem Elektrotechnischen Institut (Görgesbau) der TU Dresden. Gemeinsam mit den Studierenden der TU Dresden ging die Fahrt weiter nach Dohna zur Firma F&S Prozessautomation GmbH. In dem mittelständigen Unternehmen, in welchem auch Absolventen unserer Fakultät tätig sind, werden seit 25 Jahren Anlagen zur Leittechnik sowie leistungselektronische Komponenten hergestellt. Die Fahrt ging weiter durch das Erzgebirge und das böhmische Mittelgebirge in die Tschechische Republik nach Prag. Im Verbindungsbüro des Freistaates Sachsen auf der Prager Kleinseite gab dessen Leiter Dr. David Michel einen Überblick über die wirtschaftliche, wissenschaftliche und kulturelle sächsisch-tschechische Zusammenarbeit, bevor Herr Ing. Jiří Velek vom tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS a.s. Praha den aktuellen Stand und zukünftige Entwicklungen auf dem tschechischen Energiesektor sehr anschaulich erläuterte. Nach einem gemeinsamen Abendessen in einer gemütlichen Prager Bierstube gab es noch ausreichend Gelegenheit zum individuelle Bummel durch die goldene Stadt an der Moldau.



Bustransfer in Prag



Verbindungsbüro des Freistaates Sachsen in Prag



TU Prag, im Lichttechnischen Kabinett



Demonstration im Labor elektrischer Maschinen

In der Technischen Universität Prag, Fakultät Elektrotechnik, erhielten wir beim Besuch der Hochspannungshalle mit einigen interessanten Vorführungen, dem Labor für elektrische Maschinen und dem lichttechnischen Kabinett, einen umfangreichen Einblick in die studentische Ausbildung und Forschung an dieser Bildungseinrichtung. Am Nachmittag hatten wir die Gelegenheit, engagiert geführt von Herrn Dr. Jan Lachmann, das EGU HV Laboratorium in Bechovice und seine Testhallen, unterstützt durch beeindruckende Experimente, kennenzulernen. Das KEMA-Hochleistungsprüffeld befindet sich in unmittelbarer Nachbarschaft und war unsere nächste Station. In einem ausführlichen Laborrundgang konnten sich die Teilnehmer von der Leistungsfähigkeit dieses international anerkannten Prüfinstituts überzeugen. Der dritte Tag war für die Besichtigung der Škodawerke und des Automobilmuseums in Mladá Boleslav vorgesehen. Das Unternehmen fiel durch die hervorragende Betreuung der Besucher, ein umfangreiches Besichtigungsprogramm, eine große Fertigungstiefe bei zugleich hohem Automatisierungsgrad und eine ausgefeilte Organisation und Logistik auf.

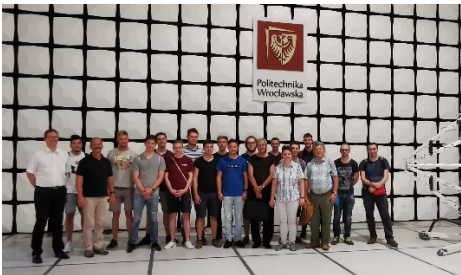


Hochspannungshalle im EGU Bechovice



Im Automobilmuseum in Mladá Boleslav

Am Nachmittag brachte uns unser Bus durch das landschaftlich schöne Riesengebirge nach Polen in die Technische Universität nach Wrocław, wo uns Prof. Krystian Chrzan durch das EMV-Labor führte. Hier können dank der Absorber an Decke und Wänden Experimente mit elektromagnetischen Wellen bis zu Frequenzen um 400 GHz durchgeführt werden. Darauf folgte eine sachkundige, ausführliche und hochinteressante Führung von Prof. Chrzan durch die sehenswerte, historische Altstadt von Wrocław.



Gruppenfoto im EMV-Labor des Politechnika Wroclawska



Am historischen Marktplatz in Wrocław

Der vierte Tag führte uns zunächst zu Bombardier in den Waggonbau nach Bautzen. Ebenso interessant wie der Automobilbau, jedoch auf Kleinserien orientiert, hat der Waggonbau eine völlig andere Struktur und andere Abläufe in der Fertigung. Wir waren begeistert zu sehen, wie ein Eisenbahnwagen oder ein Straßenbahnzug entsteht. Am Nachmittag hatten wir noch die Gelegenheit, die modernen hochspannungstechnischen Laborkolonien der Hochschule in Zittau mit einer engagierten Führung durch Prof. Stefan Kornhuber kennenzulernen. Zum Abschluss werteten wir noch die Exkursion miteinander aus und ließen alles Gesehene und Erlebte noch einmal Revue passieren, ehe die Dresdner Teilnehmer mit dem Bus wieder sicher nach Hause fuhren.

Im Rückblick bleiben eine Vielzahl neuer technischer Erkenntnisse, der Blick hinter die Tore der besuchten Unternehmen und viele positive Eindrücke aus unseren benachbarten Regionen in Erinnerung.

Fotos: Steffen Großmann

Kolloquium Hochspannungs- und Hochstromtechnik

12. Assistententreffen am 18.05.2019

Die Assistententreffen der Hochspannungs- und Hochstromtechnik der TU Dresden finden seit 1967 statt und führen ehemalige und derzeitige wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter dieses Fachgebietes zusammen. Der Einladung zum nunmehr 12. Kolloquium Hochspannungs- und Hochstromtechnik folgten am 18.05.2019 nahezu 80 ehemalige wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.



12. Assistententreffen – Gruppenfoto vor dem Barkhausenbau

Foto: Stephan Schlegel

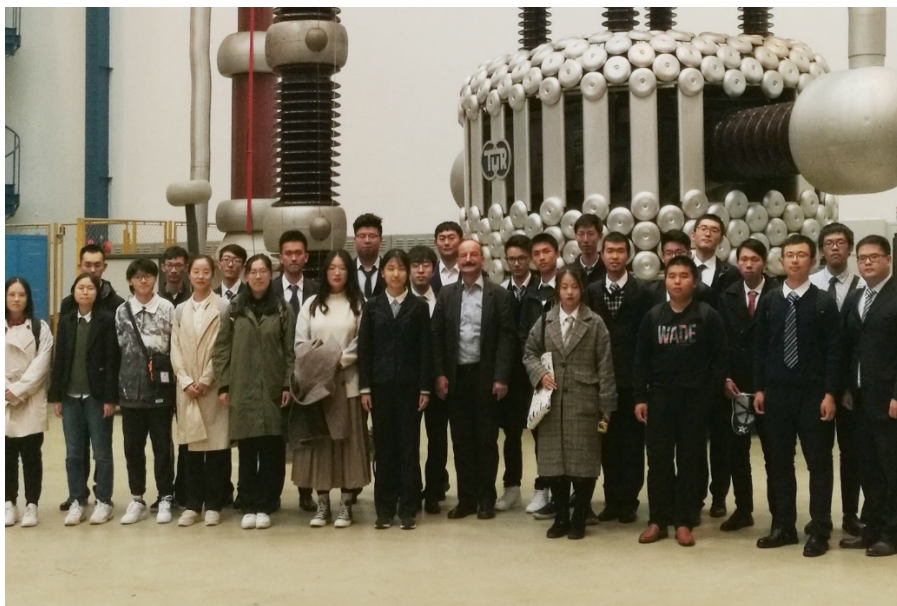
Nach dem obligatorischen Fototermin war der Tag zunächst von Fachvorträgen bestimmt. Der erste Vortragsblock informierte in drei Vorträgen über die Entwicklung von Forschung und Lehre der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik. Interessierter Zuhörer dieser Vorträge war neben allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern der Rektor der Technischen Universität Dresden Herr Prof. Hans Müller-Steinhagen. Herr Prof. Müller-Steinhagen war der Einladung der Professur gefolgt das Kolloquium mit einem Grußwort zu beginnen und nutzte diese Gelegenheit die Entwicklung der Technischen Universität Dresden sowie die Bedeutung der Energieforschung aus dem Blick der Universitätsleitung darzulegen. Ein zweiter Vortragsblock mit drei Vorträgen ehemaliger Assistenten widmete sich den Anforderungen an Absolventen von Universitäten aus Sicht der Industrie.

Parallel zu den Vorträgen bestand für Begleitpersonen die Möglichkeit an einer Führung im Residenzschloss sowie einer Führung durch die Sächsische Landes-, Staats- und Universitätsbibliothek Dresden teilzunehmen. Abgerundet wurde der Tag durch die Besichtigung neuer Versuchsstände in den Laboren der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik und einem geselligen Beisammensein aller Teilnehmerinnen und Teilnehmern am Abend in der Hochspannungshalle.

Die Begegnungen und der Erfahrungsaustausch des 12. Assistententreffen zwischen ehemaligen und derzeitigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern erwies sich, besonders im Hinblick auf die aktuellen und zukünftigen Aufgaben der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik in Lehre und Forschung, wiederum als unschätzbare Wert.

Besuch aus Dresdens Partnerstadt Hangzhou

Die Landeshauptstadt Dresden hat 13 Partnerstädte. Seit 2009 gehört auch die Hauptstadt der Provinz Zhejiang im Osten Chinas, Hangzhou, mit neun Millionen Einwohnern dazu und bereichert vor allem die Bereiche Wissenschaft und Wirtschaft. Das zehnjährige Jubiläum dieser Städtepartnerschaft war Anfang Oktober dieses Jahres von einer Reihe von Aktivitäten begleitet. Dazu gehörte auch der Besuch von 27 Studentinnen und Studenten der Universität in Hangzhou am IEEH der Technischen Universität Dresden, Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik. Professor Steffen Großmann gab den Studierenden einen Überblick über die TU Dresden und den Bereich Ingenieurwissenschaften sowie über Lehre und Forschung am IEEH. Besonderes Interesse zeigten die chinesischen Studierenden an den Herausforderungen der Energietechnik, wie sie sich in Europa derzeit stellen und für die dazu begleitende Forschung an der TU Dresden. Beeindruckt waren die Gäste vom Hochspannungslabor unserer Universität, wo sie einen fachlich guten Einstieg in die nächste Station ihres Besuchsprogramms, das Innovationskraftwerk der DRE-WAG in Dresden-Reick, erhielten.



Studenten aus der Universität Hangzhou besuchen die Hochspannungshalle

18. Lange Nacht der Wissenschaften

Am 19. Juni 2019 fand die 18. Dresdner Lange Nacht der Wissenschaften statt an der sich das IEEH mit zwei Veranstaltungen beteiligte.

Am National Arc fault Research Center (NARC) der TU Dresden konnten die Besucher unter dem Motto „Strom – sehen, hören und riechen“ während einer Experimentalvorführung die Auswirkungen eines Störlichtbogens live erleben. Die gezeigten stromstarken Lichtbögen mit einem Lichtbogenstrom von 10 kA demonstrierten die Gefahr von Lichtbögen in elektrischen Anlagen der Energieversorgung. Die besondere Gefahr für Personen bei einem Störlichtbogenunfall wurde durch einen Testdummy mit Freizeitbekleidung verdeutlicht. Mit über 300 Besuchern zeugte auch in diesem Jahr die Veranstaltung wieder für reges Interesse.



Störlichtbogenvorführung am NARC
Foto: Sebastian Krahrmer



Testdummy nach Störlichtbogeneinwirkung
Foto: Sebastian Krahrmer

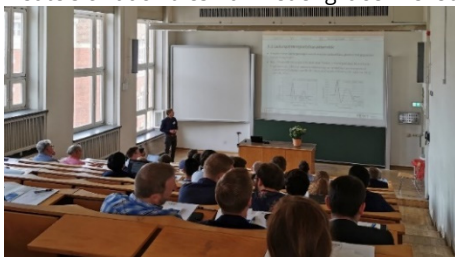
In der Hochspannungshalle der TUD Dresden wurden parallel zur Veranstaltung am NARC hochspannungstechnische Phänomene und aktuelle Herausforderungen der Hochspannungstechnik in spannenden Experimentalvorträgen vorgestellt. Dabei wurden in zahlreichen Versuchen technische Lösungen gezeigt, die heute bei der Gestaltung moderner Anlagen der Elektroenergietechnik eingesetzt werden. Auch die Faszination von Blitzen bei Gewittern wurde den kleinen und großen Besuchern wieder eindrucksvoll gezeigt. Krönender Abschluss war der Blitzeinschlag in ein mit Personen besetztes Fahrzeug. Dank der Wirkung des Faradayschen Käfigs konnten alle Mutigen unversehrt den weiteren Abend genießen und mit tollen Erinnerungen durch die Nacht der Wissenschaften wandern.



Experimentalvortrag zu hochspannungstechnischen Phänomenen und technischen Lösungen
Foto: Hans-Peter Pampel

27. Kolloquium „Hochspannungs- und Anlagentechnik“ an der TU Dresden vom 04. - 06. Juli 2019

Seit 1993 treffen sich jährlich Doktorandinnen und Doktoranden sowie die Hochspannungs-Professoren der TU Darmstadt (einst Initiatoren dieses Kolloquiums), der TU Dresden, TU Ilmenau, TU München und der Hochschule Zittau zum Austausch wissenschaftlicher Forschungsergebnisse, zum gegenseitigen Kennenlernen und zum Gespräch über aktuelle Themen in der Lehre und der Hochschulpolitik. In zwanzig hochwertigen Vorträgen wurden neue Erkenntnisse zu den Themenschwerpunkten HVDC-Anlagen und –Komponenten, gasisierte Systeme, neue Materialien sowie das Kontaktverhalten und Schalten präsentiert und diskutiert. Das fachliche Programm wurde um eine Exkursion in das Silberbergwerk Freiberg ergänzt. Hier wurde die große Bedeutung von Silber für die Geschichte von Sachsen ebenso belichtet wie Silber als eines der wichtigsten Metalle in der Starkstromtechnik. In einer ausführlichen Laborbesichtigung konnten sich unsere Gäste von der Leistungsfähigkeit unserer sanierten und modern ausgestatteten Laboratorien überzeugen. Mit großem Interesse wurden dabei Erfahrungen beim Experimentieren und Modellieren ausgetauscht. Viel Lob erhielten unser Laborleiter, Hans-Peter Pampel, sein Labor- und Werkstattteam sowie alle wissenschaftlichen Mitarbeiter für die klaren Strukturen und Abläufe sowie Ordnung, Sicherheit und Sauberkeit im Laborbetrieb. Der zweite Abend bot den 35 Teilnehmern traditionell die Gelegenheit für individuelle Begegnungen und Gespräche bei Bratwurst und Bier hinter der Hochspannungshalle und erfreute sich auch diesmal wieder großer Beliebtheit.



Eine gute Gelegenheit, eigene Forschungsergebnisse zu präsentieren und zu diskutieren als Vorbereitung auf große Konferenzen und Tagungen



Sachkundige Führung und Präsentation von Forschungsergebnissen und –infrastruktur, hier im Hochstromlabor Nöthnitzer Straße



Bei einer Führung im Silberbergwerk Freiberg spüren alle den Berggeist, aber auch die Bedeutung des sächsischen Bergbaus für die Region und für die Technikentwicklung.

Fotos: Steffen Großmann



„Dresdner Kreis 2019“ am 27. und 28.03.2019 in Hannover

Im Rahmen des Dresdner Kreises findet jährlich ein Treffen der Lehrstühle im Bereich elektrischer Energiesysteme der Universitäten Magdeburg, Hannover, Dresden und Duisburg-Essen statt.

Das 19. Treffen des Dresdner Kreises wurde vom Institut für Elektrische Energiesysteme der Leibniz Universität Hannover ausgerichtet.

Der erste Tag stand ganz im Fokus des fachlichen Austausches. In insgesamt 8 Vorträgen wurden aktuelle Arbeiten der vier Universitäten vorgestellt und diskutiert. Von der TU Dresden aus präsentierte Sebastian Kraemer sein Arbeiten zu Reglerstabilität von Erzeugungsanlagen und Morteza Pourarab stellte seine Ergebnisse zur Bewertung der harmonischen Beeinflussung durch Kundenanlagen vor. Der Tag fand seinen Ausklang bei einem gemeinsamen Abendessen, das gleichzeitig zum besseren Kennenlernen diente.



Gruppenfoto des Dresdner Kreises im VW-Werk in Hannover

Foto: Universität Hannover

Am zweiten Tag besichtigte der Dresdner Kreis das VW-Werk in Hannover. Neben dem fabrikeigenen Kraftwerk wurde ein Rundgang durch die Fahrzeugproduktion durchgeführt. Bei der Besichtigung der Fahrzeugproduktionslinie wurde einige Kilometer zurückgelegt, bei der u. a. beobachtet werden konnte, wie aus wenigen Stücken Blech eine fertige Karosserie entsteht.

IGCS Summer School 2019 an der TU Dresden

Vom 15. – 26. Juni 2019 fand die Sommerschule 2019 des Indo-German Centre for Sustainability (IGCS) in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen University unter dem Titel „Smart Grids – Intelligente Elektrizitätsnetze als Rückgrat einer klimaneutralen Gesellschaft!“ an der Technischen Universität Dresden statt. Mit insgesamt 30 deutschen und indischen Studenten startete die Summer School am 15. Juni in das zwölf Tage dauernde Programm.

An den Vormittagen der Sommerschule wurden den Studenten durch zahlreiche internationale Experten aus Wissenschaft und Industrie in Vorlesungen und Vorträgen Konzepte zu intelligenten Energienetzwerken, zum Zusammenwirken einzelner Interessengruppen, zum Ansatz der Sektorkopplung, zu einzelnen Verbrauch- und Erzeugungseinheiten sowie Energieversorgungsnetzen vorgestellt und mit wirtschaftlichen, ökologischen und regulatorischen Gesichtspunkten verknüpft. Die Gastprofessoren und Experten hierfür kamen unter anderem von der Technischen Universität Dresden, dem Indian Institute of Technology in Madras (IIT Madras in Chennai) sowie verschiedenen renommierten Unternehmen aus der ganzen Welt.

Nachmittags galt es in Gruppen zu einem bestimmten Themengebiet Problemstellungen zu erkennen und Lösungsvorschläge zu erarbeiten. Ziel dabei war es, die Studierenden in die Lage zu versetzen, intensivere Kenntnisse über die entsprechenden Themen und praktischen Ansätze der F & E-Projektarbeit zu erlangen. In kleinen Gruppen von 4 bis 5 Studierenden arbeitete jedes Projektteam, unterstützt durch einen Dozenten, zu den folgenden Themen:

- Sektorkopplung
- e-Mobility
- Integration erneuerbarer Energien
- Dynamische Auslastung von Netzkomponenten und -systemen
- Ecology Drives Economy: Wie ökologische Lösungen zu wirtschaftlichem Erfolg führen

Am 26. Juni, dem letzten Tag der Sommerschule, präsentierten die Projektgruppen vor einer Jury aus Experten der TU Dresden, IIT Madras und dem IGCS-Partner Highvolt Prüftechnik GmbH aus Dresden ihre Ergebnisse. Das Team mit dem Thema e-Mobility konnte dabei mit Ihren Vorschlägen überzeugen und kann nun im Rahmen der 17. CIGRE-CIRED Informationsveranstaltung am 22.10.2019 in Berlin sowie zur 2020 ISGF India Smart Utility Week vom 03.-07.03.2020 in New Delhi ihre Ergebnisse einem breiten Fachpublikum vorstellen und bekommt somit die Möglichkeit, nachhaltig Ihre Expertise auf ihrem Gebiet zu festigen.

Neben den Vorlesungen und der Projektarbeit wurde durch die TU Dresden ein umfangreiches Programm an technischen sowie kulturellen Exkursionen organisiert. Neben einer Stadtführung durch Dresden und einer gemeinsamen Wanderung durch die Sächsische Schweiz, besichtigten die Teilnehmer das Innovationskraftwerk der DREWAG/ENSO in

Dresden Reick, die HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH sowie die Dresdner VW Manufaktur. Zudem fand eine große Exkursion zu der 50 Hertz-Compact-Line, in die Lutherstadt Wittenberg und zu Ferropolis - Stadt aus Eisen statt.

Für einen gelungenen Abschluss der Sommerschule sorgte die Führung im Stammhaus der Feldschlösschen Brauerei in Dresden mit anschließendem Closing Dinner.

Organisiert und durchgeführt wurde die Sommerschule vom Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik in enger Zusammenarbeit mit den Referentinnen Internationales des Bereiches Ingenieurwissenschaften der TU Dresden sowie vom deutschen Projektbüro des Indo-German Centre for Sustainability. Das IGCS unterstützt Lehre und Forschung zu Nachhaltigkeitsthemen wie nachhaltigem Wasser- und Abfallmanagement, Landnutzung und Stadtentwicklung. Dabei steht der Küstenschutz in Zeiten des Klimawandels zurzeit im Fokus der deutsch-indischen Partnerschaft. Das IGCS befindet sich am Indian Institute of Technology in Chennai, koordiniert wird es neben dem IIT Madras von der RWTH Aachen University. Weitere deutsche Partner sind die Carl-Albrechts-Universität Kiel und die TU9-Universitäten Universität Stuttgart und Technische Universität Berlin. Die TU Dresden hat maßgeblich die Lehre bei der IGCS Winter School in Chennai in 2018 und der IGCS Summer School in Dresden in 2019 mitgetragen. Der DAAD und das indische Forschungsministerium (DST) fördern die verschiedene Austauschformate und Forschungsprojekte des IGCS. Vom 15.-29. Februar 2020 richtet der Schwerpunktbereich Landnutzung / ländliche und städtische Entwicklung die nächste Winter School in Chennai aus.



Gruppenfoto am Rektorat der TU Dresden

Foto: TU Dresden Bereich ING

Assistentenfahrt der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik in den Thüringer Wald, 26.07.-29.07.2019

Die Assistentenfahrt der Angehörigen der Professur Hochspannungs- und Hochstromtechnik ging dieses Jahr in den Thüringer Wald. Ausgehend vom Waldhotel im überschaubaren Kurort Friedrichroda konnte bei sommerlichen Wetter die Mittelgebirgsluft geschnuppert werden. Um sich schrittweise auf die immerhin 916 m Höhe ü. NN zu akklimatisieren, startete der Samstag am kleinen Inselsberg unter anderem mit einer Fahrt auf der dortigen Sommerrodelbahn. Der kräftezehrende Aufstieg zum großen Inselsberg wurde dann belohnt mit toller Weitsicht über Mittelthüringen bis hin zur Wartburg in Eisenach. Nach der Mittagspause ging es in einer Runde über den Rennsteig zurück bis zum kleinen Inselsberg. Der Abend wurde im uralten Brauhaus Friedrichroda verbracht, welches durch traditionelle Thüringer Küche zu überzeugen wusste.

Zum Sonntag wurde bei einer Stadtführung durch die thüringische Landeshauptstadt Erfurt mit ihrem mittelalterlichen Stadtkern über die historische Bedeutung als Handels- und Universitätsstadt berichtet. Ob Martin Luther als bekanntester Student der Universität Erfurt aber so wie wir in einem der Altstadtlokale Thüringer Klöße genießen konnte, bleibt offen. So abgerundet geht ein erlebnisreiches Wochenende in Thüringen zu Ende.



Gruppenfoto auf dem großen Inselsberg

Foto: Stephan Schlegel

Rewe Team Challenge am 29.05.2019

In diesem Jahr nahmen 4 Teams mit insgesamt 16 Mitarbeitern des Instituts an der Rewe Team Challenge, einem fünf Kilometer langen Lauf, teil. Dieses Jahr wurde das Team „EV-Flitzpiepen“ mit Jens Werner, Tobias Heß, Jörg Dickert und Sascha Müller das Beste männliche Team der TU Dresden. Herzlichen Glückwunsch! Aber auch bei allen anderen Mitstreitern kamen an diesem Tag der Spaß und die Freude am gemeinsamen Laufen nicht zu kurz.



Fotos: Jan Keller



Anfahrtsskizze

Sitz des Institutes:

Mommsenstr. 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).