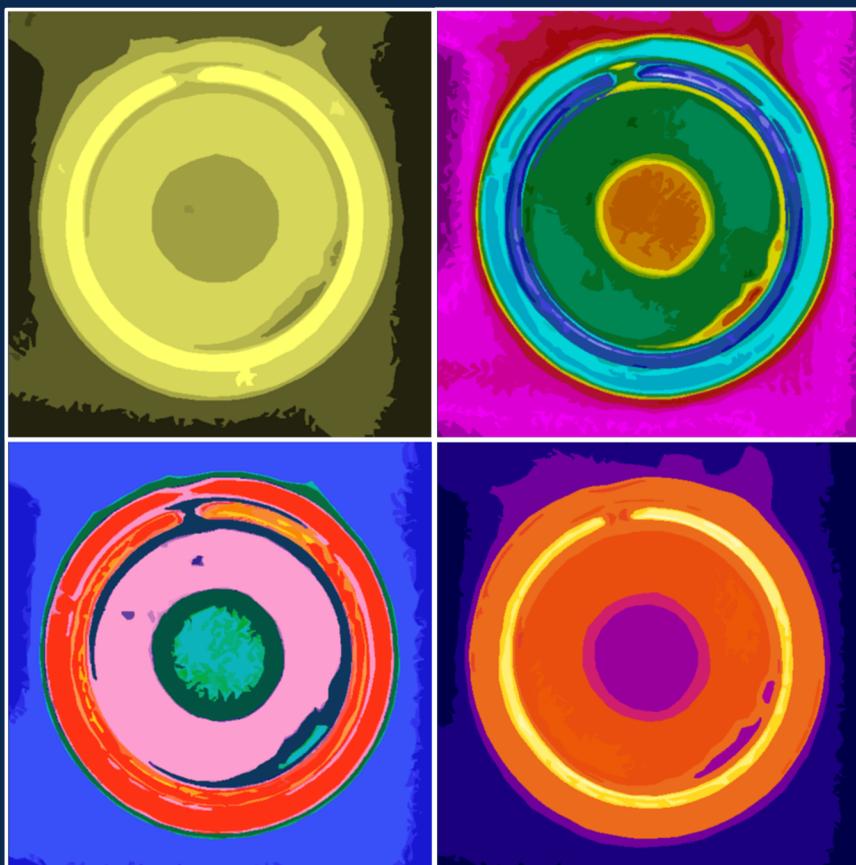


Jahresbericht 2020

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG
UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK



Vorwort

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

ein ereignisreiches Jahr geht zu Ende und trotz herausfordernder Randbedingungen kann wieder auf eine erfolgreiche Lehre und Forschung zurückgeblickt werden. Der Jahresbericht 2020 informiert Sie über die Aktivitäten und wichtigsten Ereignisse am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH).

Die zunehmende Bedeutung elektrischer Energie in der Gesellschaft, der Wirtschaft und der Mobilität führt zum Weiterentwickeln regenerativer Energiewandler, zu Notwendigkeit des elektrischen Energietransports über große Distanzen mittels HGÜ, der Sektorenkopplung zu anderen Energieträgern durch „Power-to-Gas“, der Energiespeicher und zum der Wandel der Systemarchitektur der Energieversorgungsnetze zu intelligenten, interagierenden zellularen Strukturen. Daraus resultiert eine interdisziplinäre Lehre und Forschung unter besonderer Berücksichtigung der Digitalisierung und Vernetzung im Bereich der Ingenieurwissenschaften. Die dargestellte Entwicklung unterstreicht die zentrale Bedeutung des Fachgebiets für die Weiterentwicklung der zukünftigen, nachhaltigen Energieversorgung, die eng an den Klima- und Naturschutz sowie die gesellschaftliche Akzeptanz gekoppelt ist. Um dieser Verantwortung gerecht zu werden, wurden wieder zahlreiche Projekte unmittelbar mit Industriepartnern oder durch öffentliche Förderung gestartet und durchgeführt. Neue Erkenntnisse wurden in zahlreichen Beiträgen und Arbeiten veröffentlicht. Damit konnte ein starker Technologietransfer gewährleistet und die Lehre aktuell ausgestaltet werden. Über Details können sie sich insbesondere in den Kurzberichten zur Forschung der wissenschaftlichen Mitarbeiter*innen informieren. Diese Forschungsarbeit wurde auch wieder mit hochrangigen Auszeichnungen honoriert.

Nach über 17 Jahren ist Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann am 31.03.2020 in den Ruhestand gewechselt. Wir danken ihm für sein unermüdliches Wirken und seine Leistungen. Die kommissarische Leitung der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik hat am 01.04. 2020 Herr PD Dr.-Ing.-habil. Stephan Schlegel übernommen. Der vorbereitete, nahtlose Übergang sichert die Forschung und Lehre bis zur Neubesetzung der Professur ab.

Eine weitere Voraussetzung für das Weiterführen der hervorragenden wissenschaftlichen Leistungen ist die ausgezeichnete, engagierte Zusammenarbeit der Mitarbeiter*innen im wissenschaftlichen, administrativen und technischen Bereich. Dafür bedanken wir uns herzlich bei allen Kollegen*innen. Wir freuen uns zudem über die Neubesetzung und zukünftige Zusammenarbeit der Sekretariate, durch Frau Corinna Sprotowsky als Institutssekretärin und Frau Carola Neubert als Sekretärin der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik. Ebenfalls freuen wir uns über die Unterstützung durch unsere neue Projektadministratorin Frau Katrin Taubeneck.

Die Absolventen der Elektroenergietechnik sind überwiegend Studierende aus den Studiengängen „Elektrotechnik“ und „Regenerative Energiesysteme“. Leider ist die Zahl der Studienanfänger auch in diesem Jahr wieder deutlich rückläufig. Trotz vielfältiger Bemühungen ist zu erwarten, dass dies mittelfristig weiter zu einer Reduktion der Absolventen in der Elektroenergietechnik führen wird, die auf dem Arbeitsmarkt so dringend benötigt werden.

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

Allen Forschungspartnern, mit denen wir auch in diesem Jahr wieder erfolgreich 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 unter den erschwerten Bedingungen der Corona-Pandemie zu danken.

Wir wünschen Ihnen ein gesundes, erfolgreiches und frohes Jahr 2021 und freuen uns auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit.

Dresden, November 2020



Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner



PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|------------|
| Vorwort | 3 |
| 1 Personelle Besetzung | 4 |
| 1.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung..... | 4 |
| 1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik..... | 7 |
| 1.3 Labor und Werkstatt..... | 9 |
| 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..... | 14 |
| 2.3 Studentischer Newsletter..... | 15 |
| 3 Forschung | 16 |
| 3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung..... | 17 |
| 3.1.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte..... | 17 |
| 3.1.2 Publikationen..... | 76 |
| 3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik..... | 82 |
| 3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte..... | 82 |
| 3.2.2 Publikationen..... | 112 |
| 3.3 National Arc fault Research Center | 115 |
| 3.4 Preise und Auszeichnungen | 117 |
| 3.5 Promotionen..... | 119 |
| 3.6 Ausgründungen..... | 125 |
| 4 Kooperationen | 128 |
| 4.1 Kooperationen National..... | 128 |
| 4.2 Kooperationen International..... | 130 |
| 4.3 Kommissions- und Gremienarbeit | 132 |
| 4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung | 132 |
| 4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik..... | 133 |
| 5 Veranstaltungen | 134 |
| 5.1 Verabschiedung von Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann..... | 134 |
| 5.2 Verabschiedung unserer langjährigen Institutssekretärin..... | 135 |

Titelbild: Wärmebildaufnahme einer Hochstrom-Steckverbindung unter Kurzschlussstrombelastung in verschiedenen Farbpaletten. In Anlehnung an Andy Warhols Marilyn Series.

Foto: Herr Dipl.-Ing. Toni Israel

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 | |
| Prof. Dr.-Ing. habil. | Winkler | Gert | |
| <i>Professoren, Dozenten und Lehrbeauftragte</i> | | | |
| Dr.-Ing. | Berger | Frank | |
| Hon.-Prof. Dr.-Ing. | Hable | Matthias | |
| Hon.-Prof. Dr.-Ing. | Hentschel | Gert | |
| PD Dr.-Ing. habil. | Meyer | Jan | 35102 |
| Dr.-Ing. | Meyer | Jörg | bis 02/2020 |
| Dipl.-Ing. | Schindler | Jörg | |
| <i>Sekretariat</i> | | | |
| | Scharf | Regina | bis 04/2020 |
| | Sprotowsky | Corinna | 33202 seit 07/2020 |
| <i>Projektkoordination</i> | | | |
| Dipl.-Ing. | Keller | Jan | 35432 |
| M. Sc. | Mehnert | Kathleen | bis 07/2020 |

| Titel | Nachname | Vorname | Telefon (0351-463-) |
|--|-----------------|----------------|--------------------------------|
| <i>Wissenschaftliche Mitarbeiter*innen</i> | | | |
| Dr.-Ing. | Blanco | Ana Maria | 32482 |
| Dipl.-Ing. | Bruhns | Michael | 35088 |
| Dr.-Ing. | Cabadag | Rengin Idil | bis 03/2020 |
| Dipl.-Ing. (FH) | Dabow | Jonas | 36132 |
| Dr.-Ing. | Domagk | Max | 35223 |
| Dipl.-Ing. | Frowein | Karla | 37869 |
| Dipl.-Ing. | Franke | Martin | 33341 |
| Dipl.-Ing. | Gasch | Etienne | 43206 |
| Dipl.-Ing. | Heß | Tobias | bis 07/2020 |
| Dipl.-Ing. | Herrmann | Ricardo | seit 12/2020 |
| 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 |
| Dipl.-Ing. | Kozak | Wojciech | bis 04/2020 |
| Dipl.-Ing. | Krahmer | Sebastian | 39993 |
| Dipl.-Ing. | Kreutziger | Marcus | 43202 |
| Dipl.-Ing. | Liebermann | Carlo | 43204 |
| Dipl.-Ing. | Luhnau | Deborah Tabea | 33725 |
| Dipl.-Ing. | Ma | Liya | 43080 |
| Dipl.-Ing. | Möller | Friedemann | 43209 |
| Dipl.-Ing. | Müller | Sascha | 43210 |
| M. Sc. | Nilges | Matthias | 40438 |
| Dr.-Ing. | Ossevorth | Fabian | 43205 |
| M. Sc. | Peng | Zhiyuan | 33094 |
| Dipl.-Ing. | Potyka | Marta Sophia | 43203 |
| M. Sc. | Pourarab | Morteza | 40665 |
| Dipl.-Ing. | Rasti | Sasan Jacob | 40766 |

1 Personelle Besetzung

| Titel | Nachname | Vorname | Telefon (0351-463-) |
|--------------|-----------------|----------------|--------------------------------|
| Dipl.-Ing. | Schmidt | Maximilian | 43081 |
| Dipl.-Ing. | Stiegler | Robert | 32217 |
| Dipl.-Ing. | Thomas | Friederike | bis 03/2020 |
| M. Eng. | Weis | Irina | bis 07/2020 |
| M. Sc. | Wenzlaff | Karsten | 43200 |
| Dipl.-Ing. | Werner | Jens | bis 07/2020 |
| M. Eng. | Zyabkina | Olga | 40535 |

Technische Angestellte

| | | | |
|--|-------|--------|--------------|
| | Lemke | Gunter | seit 04/2020 |
|--|-------|--------|--------------|

1.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

| Titel | Nachname | Vorname | Telefon (0351-463-) |
|---|-----------------|----------------|--------------------------------|
| <i>Kommissarischer Leiter der Professur</i> | | | |
| PD Dr.-Ing. habil. | Schlegel | Stephan | 32746 Fax 37157 |
| <i>Professoren und Hochschullehrer im Ruhestand</i> | | | |
| Prof. Dr.-Ing. habil. | Eberhardt | Martin | |
| Dr.-Ing. | Engelmann | Eberhard | |
| Prof. Dr.-Ing. | Großmann | Steffen | seit 04/2020 |
| PD Dr.-Ing. habil. | Löbl | Helmut | |
| Dr.-Ing. | Speck | Joachim | |
| <i>Dozenten und Lehrbeauftragte</i> | | | |
| Dr.-Ing. | Fricke | Winfried | |
| Dr. | Gortschakow | Sergey | |
| Dipl.-Ing. | Kudoke | Matthias | |
| Dr.-Ing. | Kunze | Dirk | |
| Hon.-Prof. Dr. techn. | | | |
| Dr.-Ing. habil. | Papailiou | Konstantin | |
| Dr.-Ing. | Kosse | Maria | |
| Dr.-Ing. habil. | Schmuck | Frank | |
| Dr.-Ing. | Jordan | Thomas | |
| <i>Sekretariat</i> | | | |
| | Neubert | Carola | 33428 |
| <i>Projektmanagement</i> | | | |
| M. A. | Taubeneck | Katrin | 33307 |

*Wissenschaftliche Mitarbeiter*innen*

| | | | |
|------------|------------|------------|-------|
| Dr.-Ing. | Adam | Robert | 34789 |
| Dr.-Ing. | Backhaus | Karsten | 33608 |
| Dipl.-Ing. | Büttner | Lukas | 33917 |
| M. Sc. | Dowbysch | Andreas | 40522 |
| Dipl.-Ing. | Elspaß | Lena | 40517 |
| Dipl.-Ing. | Gabler | Tobias | 40518 |
| Dipl.-Ing. | Götz | Thomas | 40519 |
| Dr.-Ing. | Hildmann | Christian | 33917 |
| Dipl.-Ing. | Israel | Toni | 34756 |
| Dipl.-Ing. | Linde | Thomas | 40520 |
| Dipl.-Ing. | Oberst | Marcella | 34756 |
| Dipl.-Ing. | Pampel | Hans-Peter | 33103 |
| Dipl.-Ing. | Schladitz | Markus | 33080 |
| Dipl.-Ing. | Sokolowski | Michal | 40523 |
| Dipl.-Ing. | Matthias | Voigt | 33507 |

Technische Angestellte

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

1.3 Labor und Werkstatt

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

2 Lehre

2.1 Lehrveranstaltungen

2.1.1 Lehrveranstaltungen für das Grundstudium

| Vorlesungen / Übungen / Praktika | SS | WS |
|---|-------|-------|
| <i>Modul Elektroenergie-technik</i> | | |
| Elektroenergie-technik <i>Prof. Schegner</i> | | 3/1/0 |
| Praktikum Elektroenergie-technik | 0/0/1 | |

2.1.2 Lehrveranstaltungen für das Hauptstudium

| Vorlesungen / Übungen / Praktika | SS | WS |
|--|-------|-------|
| <i>Modul Hochspannungs- und Hochstromtechnik</i> | | |
| Hochspannungs- und Hochstromtechnik <i>PD Dr. Schlegel</i> | | 2/1/0 |
| Praktikum Hochspannungs- und Hochstromtechnik | 0/0/1 | |
| <i>Modul Grundlagen elektrischer Energieversorgungs-systeme</i> | | |
| Betriebsmittel und Berechnungsgrundlagen für elektrische Energieversorgungs-systeme <i>Prof. Schegner</i> | | 2/1/0 |
| Grundlagen der Elektroenergieanlagen <i>Prof. Schegner</i> | | 1/1/0 |
| <i>Modul Betrieb elektrischer Energieversorgungs-systeme</i> | | |
| Betrieb elektrischer Energieversorgungs-systeme <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 / PD Dr. Schlegel</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 | |
| Versorgungsqualität <i>PD Dr. Jan Meyer</i> | 1/1/0 | |
| Komplexpraktikum zum Netzbetrieb | 0/0/1 | |
| <i>Modul Planung elektrischer Energieversorgungssysteme</i> | | |
| Netzplanung <i>Prof. Schegner / Dr. Hable</i> | 1/1/0 | |
| Elektroenergieanlagenprojektierung <i>Prof. Schegner / Prof. Hentschel</i> | 1/1/0 | |
| Netzberechnung <i>Prof. Schegner</i> | 2/1/0 | |
| <i>Modul Vertiefung Hochspannungstechnik</i> | | |
| Vertiefung Hochspannungstechnik <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Backhaus / Dipl.-Ing. Pampel</i> | 5/0/0 | |
| Praktikum Vertiefung Hochspannungstechnik | 0/0/1 | |
| <i>Modul Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel</i> | | |
| Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Adam</i> | | 3/0/0 |
| Beleg Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel <i>PD Dr. Schlegel / Dr. Adam</i> | | 0/1/0 |
| Praktikum Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel | | 0/0/2 |
| <i>Modul Schutz- und Leittechnik in elektrischen Energieversorgungssystemen</i> | | |
| Selektivschutztechnik <i>Prof. Schegner</i> | | 2/1/0 |
| Leittechnik <i>Prof. Schegner / Dipl.-Ing. Schindler</i> | | 1/1/0 |
| Praktikum Sekundärtechnik | | 0/0/1 |
| <i>Modul Experimentelle Hochspannungstechnik</i> | | |
| Experimentelle Hochspannungstechnik <i>PD Dr. Schlegel / Dipl.-Ing. Pampel</i> | | 4/0/0 |
| Praktikum Experimentelle Hochspannungstechnik | | 0/0/2 |

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

2.1.3 Lehrexport an andere Fakultäten – Grundstudium

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

2.2 Studentische Arbeiten

2.2.1 Studienarbeiten und Forschungspraktika

Hu, Dongyang

Grundlegende Untersuchungen des Verhaltens eines Teilentladungsmesskreises nach IEC 60270
14/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Gommlich, Franz

Berücksichtigung probabilistischer Erzeugungsprognosen in Netzberechnungsverfahren
17/2019 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Thomas)

Behle, Fabian

Untersuchungen zum Verhalten des Widerstands von Verbindungen mit mehrdräftigen Leitern bei Temperaturbeanspruchung
18/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Hildmann)

Deng, Tianxiang

Identification of electric domestic appliances with significant power profile
19/2019 (Betreuerin: Dipl. -Ing. Ma)

Linke, Johanna

Analyse der Ausbreitung und Überlagerung von Harmonischen im Nieder- und Mittelspannungsnetz
20/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. habil Meyer, Dr.-Ing. Domagk)

Dong, Qingqing

Untersuchung der Kopplungen Harmonischer gleicher und unterschiedlicher Frequenz bei einphasigen Photovoltaikinvertern
21/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kaufhold)

Cramer, Lukas

Identifikation der Haushaltsgeräte mit Hilfe ihrer stationären Spannungs- und Stromeigenschaften
23/2019 (Betreuerin: Dipl. -Ing. Ma)

Guo, Zefan

Klassifizierung und Charakterisierung der Schaltvorgänge von parallel betriebenen Haushaltsgeräten
24/2019 (Betreuerin: Dipl. -Ing. Ma)

Hertel, Jonathan

Ansätze zum Vereinheitlichen der Konstruktion von Schraubenverbindungen in Wechselrichtern
25/2019 (Betreuer: PD Dr.-Ing. habil. Schlegel)

Grünberg, Christoph

Erstellung eines Excel-Tools zur Dimensionierung von Stromwandlern für Schutzzwecke

26/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Meyer, Jörg)

Qi, Rong Zhen

Bewertung der Anwendbarkeit von Verfahren der künstlichen Intelligenz zur Klassifizierung von Netzzrückwirkungen

01/2020 (Betreuerin: M. Eng. Zyabkina)

Hornung, Felix

Analyse der Interaktion von Photovoltaik-Invertern mit dem Niederspannungsnetz

02/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Kaufhold)

2.2.2 Diplom- und Masterarbeiten

Bujdo, Damir

Optische Untersuchung der Teilentladungsphysik an einer festen Störstelle in gasisolierten Systemen bei Gleich- und Wechselspannungsbelastung

11/2019 (Betreuer: Dipl.-Ing. Götz)

Franke, Martin

Untersuchung von Betriebs- und Schutzkonzepten in Modularen Netzen

13/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Palm)

Elspaß, Lena

Erkennung und Unterscheidung von Nutz- und Störsignalen bei der Teilentladungsmessung anhand numerischer Signalverarbeitung

14/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Backhaus)

Belmar Palma, Hector Gustavo

Kalibrieren einer Versuchsanlage zum Messen der Widerstandsbeiwerte von Lüftungsgittern

15/2019 (Betreuer: Dr.-Ing. Adam)

Kulakli, Gizem

Ferroresonance Detection by Artificial Neural Network

16/2019 (Betreuerin: Dipl.-Ing. Frowein)

Sokolowski, Michal

Untersuchungen zur Erwärmung erdgelegter Kabel für Erdschlussdrosseln

01/2020 (Betreuer: Dr.-Ing. Adam)

Munikoti, Aurobindo

Regionales virtuelles Kraftwerk - Verfahren zur Parameteridentifikation

02/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Heß)

Werner, Sarah-Anne Christin

Untersuchung der dielektrischen Verluste fester Isolierstoffe bei harmonisch verzerrter Spannungsbelastung

03/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Linde)

Hohlfeld, Franz

Berechnung der kapazitiv eingekoppelten Spannung während einer einpoligen AWE an 400-KV-Leitungen

04/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Liebermann)

Naubereit, Nick

Entwicklung eines vereinfachten Messverfahrens zur Bestimmung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens von MS-Spannungswandlern

06/2020 (Betreuer: Dipl.-Ing. Stiegler)

2.3 Studentischer Newsletter

Der Studentische Newsletter richtet sich an Studierende der Elektroenergietechnik sowie alle anderen Interessierten.

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

Pro Newsletter werden einzelne der am Institut ausgeschrieben Studien- und Diplomarbeiten näher beschrieben, während alle Aufgabenstellungen in der zugehörigen OPAL-Gruppe zu finden sind.

Genauso werden am Institut ausgeschrieben SHK-Stellen veröffentlicht sowie Praktikums- und Jobausschreibungen und Stipendien externer Firmen der Elektroenergietechnik vorgestellt.

Bei Interesse können sich an der TU Dresden immatrikulierte Studierende in die OPAL-Gruppe „Studierende am IEEH“ einschreiben. Externe wenden sich dahingehend bitte per Email an karla.frowein@tu-dresden.de.

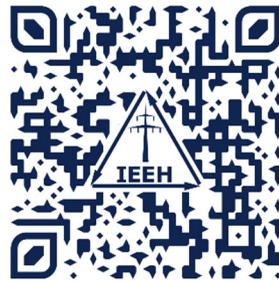
3 Forschung

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

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



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



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



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



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

3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

3.1.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

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

Energie- und Messwandler

- Analytische Berechnungs- und messtechnische Bewertungsverfahren von Generatorstromwandlern mit erweitertem Frequenzmessbereich
- Modellierung und Optimierung des Frequenzübertragungsverhaltens von Mittelspannungs-Spezialtransformatoren
- Entwicklung 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
- 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 Verteilnetzen
- Einbindung von DC-Leitungen in Verteilnetze und Auslegung hybrider AC-DC-Netze

- Digitalisierung der Energietechnik durch Einsatz funkbasierter Technologien – Strategien und Anforderungsanalyse für die Ausgestaltung der Kommunikationsarchitektur

Power Quality

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

Schutz- und Leittechnik

- Untersuchung stromstarker Niederspannungsstörlichtbögen am National Arc fault Research Center (NARC)
- Algorithmenentwurf zur schnellen Detektion von Störlichtbögen
- Entwurf digitaler Schutzalgorithmen
- Auswirkungen der verstärkten Einbindung von Stromrichtern in das Übertragungsnetz auf das Netzschutzsystem
- Grundlagen des übergeordneten Schutzes von elektrischen Transport- und Verteilungssystemen (Systemschutz)
- Entwurf von Schutzkonzepten für ausgewählte Betriebsmittel
- Auswertung von Störfallaufzeichnungen
- Modellierung von Strom- und Spannungswandlern zur Beurteilung der Tauglichkeit im Schutzsystem
- Detaillierte Modellierung von Freileitungen zur Untersuchung des Systemverhaltens unter Berücksichtigung realer Anordnungen

- Untersuchung des Einflusses der elektromagnetischen Verkopplung von Übertragungsstrecken auf die Genauigkeit des Schutzsystems im Fehlerfall
- Modellierung von Übertragungsstrecken zur Untersuchung der eingekoppelten Spannung und des Lichtbogenstroms beim Auftreten von sekundären Lichtbögen während der AWE-Pause
- Grundlagenuntersuchung zum Schutz bei Zwischensystemberührungen

Smart Grid

- Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom, Gas, Wärme und Kälte
- Planungs- und Betriebsalgorithmen für Virtuelle Kraftwerke
- Netzzustandsidentifikation und Phasenerkennung in Verteilnetzen
- Planwertbasiertes und operatives Engpassmanagement in Verteilnetzen
- Netzdienliche Integration von Elektrofahrzeugen in das Niederspannungsnetz
- Automatisierte Analyse von Lasten und Lastgruppen in Niederspannungsnetzen
- Combined Energy Lab - thermische und elektrische Versuchseinrichtung zum Test von Mikro-KWK-Anlagen
- Automatisierte Parameteridentifikation, energetische Bewertung und Optimierung des Betriebs von dezentralen Energieanlagen

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Energie- und Messwandler“



Christian Jäschke, M. Sc.
Struktur der Modellgleichungen
dynamischer linearer Systeme zur
effizienten Kopplung

Komplexe dynamische Systeme werden im Zeitbereich häufig in der Zustandsraumdarstellung durch linear unabhängige Systemgrößen (*Zustandsgrößen*) beschrieben. Zur Beschreibung komplexer Systeme, die sich durch die Kombination von Teilsystemen zusammensetzen, ist diese Systemdarstellung jedoch ungeeignet. Abhängig von den individuellen Teilsystemeigenschaften treten lineare Abhängigkeiten zwischen den Zustandsgrößen der zu kombinierenden Teilsysteme auf. Erst wenn die linearen Abhängigkeiten identifiziert und durch Substitution der betreffenden Zustandsgrößen eliminiert wurden, kann das Zustandsraummodell des Gesamtsystems aufgestellt werden. Sollen beispielsweise komplexe Transformator- oder Messwandlermodelle mit Netz- und Lastmodellen verknüpft werden, lassen sich die Zustandsraumbeschreibungen der einzelnen Teilsysteme nur mit Mehraufwand kombinieren.

Deskriptorsysteme, bei denen neben Zustandsgrößen auch Linearkombinationen dieser betrachtet werden, weisen diese Restriktionen nicht auf und ersparen eine aufwendige Nachbearbeitung der Modellgleichungen. Durch die Einführung zusätzlicher Systemgrößen und entsprechender algebraischer Gleichungen lassen sich einzelne Teilsysteme auf einfache Weise miteinander koppeln. Zur systematischen Beschreibung und Kopplung n komplexer Teilsysteme, können deren Systemgleichungen jeweils in der Form

$$\mathbf{E}_v \frac{dz_v}{dt} + \mathbf{E}_{T_v} \frac{dz_{T_v}}{dt} = \mathbf{F}_v z_v + \mathbf{F}_{T_v} z_{T_v} + \mathbf{G}_v \mathbf{u}_v \quad v \in \{1, 2, \dots, n\} \quad (1)$$

dargestellt werden. Die Systemgrößen werden dabei jeweils in rein *interne Systemgrößen* z_v und *Torgroßen* z_{T_v} des Teilsystems v aufgeteilt. Während z_v ausschließlich innere Vorgänge widerspiegelt, dient z_{T_v} , analog zur klassischen Torbeschreibung linearer Netzwerke [1], zur Kopplung der Teilsysteme untereinander. Die Matrizen \mathbf{E}_v , \mathbf{E}_{T_v} , \mathbf{F}_v und \mathbf{F}_{T_v} beschreiben die Kopplungen aller Systemgrößen miteinander und bestimmen damit die Dynamik des Teilsystems. Bei aktiven Systemen beschreibt \mathbf{u}_v systeminterne Vorgaben (z. B. Quellenspannungen) und \mathbf{G}_v deren Einfluss auf die Systemgrößen innerhalb des Teilsystems.

Die n Teilsysteme (1) werden durch

$$\mathbf{E}_G = \begin{pmatrix} \text{diag}(\mathbf{E}_1, \dots, \mathbf{E}_n) & \text{diag}(\mathbf{E}_{T_1}, \dots, \mathbf{E}_{T_n}) \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{pmatrix}, \quad (2)$$

$$\mathbf{F}_G = \begin{pmatrix} \text{diag}(\mathbf{F}_1, \dots, \mathbf{F}_n) & \text{diag}(\mathbf{F}_{T_1}, \dots, \mathbf{F}_{T_n}) \\ \mathbf{0} & \mathbf{F}_{KG} \end{pmatrix}, \quad \mathbf{G}_G = \begin{pmatrix} \text{diag}(\mathbf{G}_1, \dots, \mathbf{G}_n) \\ \mathbf{0} \end{pmatrix}$$

mit Hilfe der Kopplungsmatrix F_{KG} zum Gesamtsystem

$$\mathbf{E}_G \frac{d\mathbf{z}_G}{dt} = \mathbf{F}_G \mathbf{z}_G + \mathbf{G}_G \mathbf{u}_G \quad \text{mit} \quad \mathbf{z}_G^T = (\mathbf{z}_1^T \quad \dots \quad \mathbf{z}_n^T \quad \mathbf{z}_{T1}^T \quad \dots \quad \mathbf{z}_{Tn}^T), \quad \mathbf{u}_G^T = (\mathbf{u}_1^T \quad \dots \quad \mathbf{u}_n^T) \quad (3)$$

gekoppelt. Die Kopplungsmatrix F_{KG} beinhaltet dabei die Knoten- und Maschengleichungen des Netzwerkes, das durch die Verbindung der Torzweige entsteht.

Das Gesamtsystem (3) lässt sich durch eine strenge Äquivalenztransformation [2] in ein Zustandsraummodell und ein algebraisches Gleichungssystem zerlegen. In dieser Form lässt sich beispielsweise der Zeitverlauf der transformierten Zustandsgrößen mit expliziten Lösungsverfahren berechnen und anschließend in $\mathbf{z}_G(t)$ zurücktransformieren. Aufgrund ihrer besonderen Struktur kann $\mathbf{z}_G(t)$ dabei nicht nur von $\mathbf{u}_G(t)$, sondern auch von dessen zeitlichen Ableitungen abhängen. Auskunft über die Dynamik des Systems sowie dessen Abhängigkeit von zeitlichen Ableitungen der Eingangsgrößen geben dabei die Eigenwerte, die aus $[\lambda \mathbf{E}_G - \mathbf{F}_G] = 0$ resultieren. Neben den endlichen Eigenwerten, die identisch zu den Eigenwerten der Systemmatrix eines entsprechenden Zustandsraummodells sind, besitzen Deskriptorsysteme unendliche Eigenwerte [2]. Deren maximale Vielfachheit bestimmt beispielsweise, bis zu welcher Ableitung $\mathbf{u}_G(t)$ die Systemgrößen $\mathbf{z}_G(t)$ beeinflusst [3].

Bild 1 zeigt an einem einfachen Beispiel die Kombination eines einphasigen Netz-, Transformator- und Lastmodells. Da die Verknüpfung ausschließlich durch die Torgrößen (Ströme und Spannungen) erfolgt, ist der innere Aufbau der einzelnen Teilsysteme für die Modellverknüpfung unbedeutend.

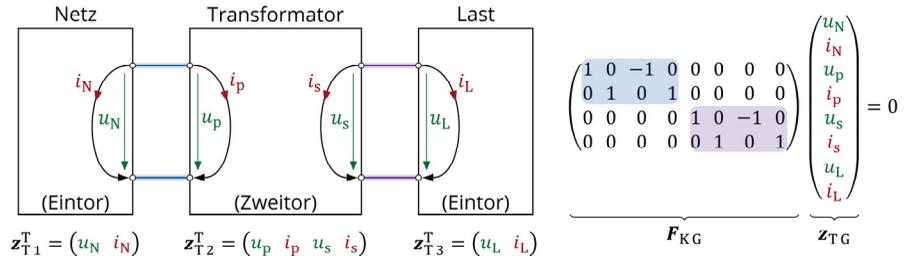


Bild 1: Beispiel für die Verknüpfung dreier dynamischer Teilsysteme.

Jede Verbindung zweier Torzweige wird durch eine Maschen- und eine Knotengleichung beschrieben. Da das Gesamtsystem im Bild 1 aus zwei Verknüpfungen gebildet wird, repräsentiert die Matrix F_{KG} die insgesamt 4 Verbindungsgleichungen der Torzweige.

[1] K. Reinschke, P. Schwarz: *Verfahren zur rechnergestützten Analyse linearer Netzwerke*. Akademie-Verlag, 1976.
 [2] F. R. Gantmacher: *Matrizentheorie*, Deutscher Verlag der Wissenschaften, 1986.
 [3] L. Dai: *Singular Control Systems*. Springer-Verlag, 1989.



Matthias Nilges, M. Sc.
Ermittlung dielektrischer Eigenschaften
von Isoliermaterialien zur
höherfrequenten Modellierung von
Transformatoren und Messwandlern

Aufgrund der steigenden Anzahl leistungselektronischer Betriebsmittel nimmt der Anteil an höherfrequenten Signalen in der elektrischen Energieversorgung zu. Diese Signalanteile können bei induktiven Betriebsmitteln wie Transformatoren und Messwandlern zu Resonanzerscheinungen führen. Vor allem bei vergossenen Bauteilen folgt hieraus häufig eine Zerstörung des Betriebsmittels [1]. Um durch Simulation noch vor Inbetriebnahme neuer Anlagen zu prüfen, wie wahrscheinlich eine Schädigung der Betriebsmittel ist, müssen diese entsprechend modelliert werden. Der hohe Spannungspegel bei Resonanzfrequenz erfordert hierbei insbesondere die Berücksichtigung parasitärer kapazitiver Kopplungen und weiterer Phänomene wie den Skin- und Proximity-Effekt.

Neben dem geometrischen Aufbau sind bei den parasitären kapazitiven Kopplungen vor allem die dielektrischen Eigenschaften der Isoliermaterialien von großer Bedeutung. Für die klassische Transformatorentwicklung ist allerdings ausschließlich die Durchschlagfestigkeit von Interesse. Daher müssen die dielektrischen Parameter (relative Permittivität, dielektrische Verluste) zur Berechnung der kapazitiven Kopplung messtechnisch bestimmt werden. Typischerweise wird zur messtechnischen Untersuchung eine entsprechende Platten-Elektrodenanordnung aufgebaut und über die ermittelte Kapazität der Anordnung auf die Permittivität zurückgeschlossen. Vor allem der Isolierlack der Drähte steht häufig nicht in Rohform zur Verfügung, so dass ein Plattenkondensator-Aufbau nicht möglich ist. In diesem Fall kann auch ein bereits isolierter Draht zur Permittivitätsbestimmung verwendet werden. Hierzu wird, wie in Bild 1 dargestellt, ein leitfähiger Lack auf den Draht aufgetragen und dient so als Messelektrode. Links und rechts von dieser befinden sich Erdungselektroden um elektrische Feldverzerrungen vorzubeugen. Über den kapazitiven Strom zwischen dem Draht und der Messelektrode wird bei definierter Spannung auf die Kapazität des Lackabschnitts zurückgeschlossen. Für den vorliegenden Drahtlack wurde eine Permittivität von $\epsilon_r \approx 2,99$ und der Verlustfaktor $\tan \delta \approx 6,90 \cdot 10^{-3}$ ermittelt.

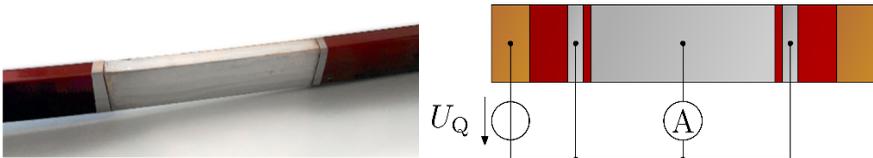


Bild 1: Leitfähiger Lack auf einem Wickeldraht zur Bestimmung der dielektrischen Eigenschaften.

Zusätzlich zur Lackisolierung wird bei Gießharz-Transformatoren in Epoxidharz vergossenes Glasvlies als Isoliermaterial eingesetzt. Im Gegensatz zu den bei Öl-Transformatoren

eingesetzten Papierisolierungen ist das Glasvlies kompressibel (siehe Bild 3). Da die Zugkraft des Wickeldrahtes das Glasvlies unterschiedlich stark zusammenpresst, variiert dessen Füllfaktor stark. Dementsprechend wurden zur Bestimmung der mittleren Permittivität der Glasvlies-Harzverbundschicht mehrere Isolierplatten gleicher Dicke mit unterschiedlicher Anzahl an Glasvlieschichten untersucht. Neben einem typischen Vakuum-Vergussharz wurde auch ein Tränkharz analysiert. Bild 2 zeigt beispielhafte Prüfplatten.

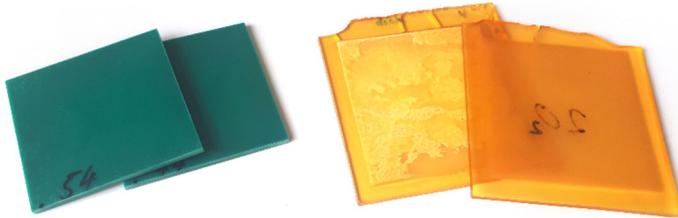


Bild 2: Glasvlies-Harzverbundproben zur Ermittlung der Permittivitäten in einer Elektrodenanordnung

Das Messergebnis in Bild 4 zeigt in der relativen Permittivität leichte Unterschiede für beide Harze. Die mittlere Permittivität der Vakuum-Vergussharz-Proben ist dabei geringer als die der Tränkharzproben. Während die Tränkharzprobe keine messbare Abhängigkeit vom Glasvliesfüllfaktor aufweist, steigt bei der Vergussharz Probe die Permittivität mit zunehmenden Füllfaktor. Der dielektrische Verlustfaktor zeigt qualitativ das gleiche Verhalten wie die relative Permittivität. Quantitativ weist hier das Vergussharz jedoch einen deutlich geringeren Verlustfaktor als das Tränkharz auf. Die linke Tränkharzprobe in Bild 2 lässt außerdem darauf schließen, dass dort vermehrt Luftbläschen eingeschlossen sind und somit die dielektrischen Eigenschaften stark beeinflussen.

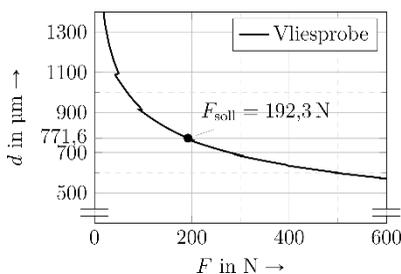


Bild 3: Kraft-Weg-Messung einer reinen sechschichtigen Glasvliesprobe

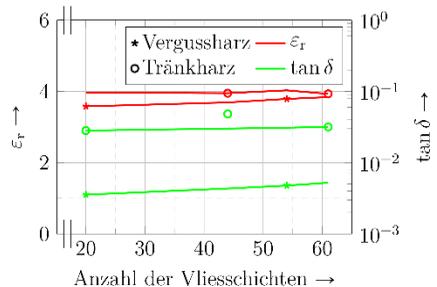


Bild 4: Permittivität und Verlustfaktor verschiedener Glasvlies-Harzverbundproben in Abhängigkeit des Füllfaktors

[1] 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.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Planung und Betrieb von Netzen“



Jonas Dabow, Dipl.-Ing. (FH)
**Ansatz zur Bewertung von Resonanzen
 über Eigenwerte komplexer Systeme im
 Zustandsraum**



Die Verteilung elektrischer Energie geschieht auf der Ebene der Mittelspannung. Aufgrund der örtlichen Ausdehnung dieser Netze, insbesondere von Kabel und Leitungen, ist die Modellierung und Untersuchung der frequenzabhängigen Impedanz mittels eines Γ -Ersatzschaltbildes mit konzentrierten Elementen unzureichend. Wird das elektrische Netz im Zustandsraum dargestellt, muss demzufolge eine Ortsdiskretisierung erfolgen. Es entsteht ein Gesamtsystem, das sowohl eine umfangreiche Systemmatrix A und einen großen Zustandsvektor $x(t)$, als auch eine große Anzahl an Eigenwerten aufweist. Eine Transformation des Zustandsvektors $x(t)$ mit der Matrix V (siehe Gl. (1)) liefert ein entkoppeltes Gesamtsystem mit Modalkoordinaten (Gl. (2)).

$$x(t) = V \cdot z(t) \tag{1}$$

| | |
|---|--|
| <p><i>Zustandsgleichung</i></p> $V \cdot \dot{z}(t) = A \cdot V \cdot z(t) + B \cdot r(t)$ $\dot{z}(t) = A \cdot z(t) + \tilde{B} \cdot r(t)$ | <p><i>Ausgangsgleichung</i></p> $y(t) = C \cdot V \cdot z(t)$ $= \tilde{C} \cdot z(t)$ |
|---|--|

Wobei

- | | |
|------------------------------------|---|
| $z(t)$ | Zustandsvektor im Modalraum |
| $V = [v_1, \dots, v_k]$ | Transformationsmatrix V , bestehend aus den k Eigenvektoren v |
| $\Lambda = V^{-1} \cdot A \cdot V$ | Diagonalmatrix der k Eigenwerte |
| $\tilde{B} = V^{-1} \cdot B$ | Transformierte Eingangsmatrix |
| $\tilde{C} = C \cdot V$ | Ausgangsmatrix |

Um daraufhin den Einfluss des jeweiligen Eigenwertes auf das dynamische Verhalten des Gesamtsystems zu bewerten, werden das Maximal- und Summenmaß nach Litz [1] herangezogen (siehe Gl. (3)). Sie beschreiben die Wirkung des k -ten Eigenwertes auf die Übertragung eines Signals am j -ten Eigang auf den i -ten Ausgang.

$$M_k = \max_{i=1, \dots, p} \left(\max_{j=1, \dots, m} \left| \frac{c_{ik}^* \cdot b_{kj}^*}{\lambda_k} \right| \right)$$

$$S_k = \sum_{i=1}^p \sum_{j=1}^m \left| \frac{c_{ik}^* \cdot b_{kj}^*}{\lambda_k} \right| \tag{3}$$

Dabei sind:

- | | | |
|------------|-------|---|
| M_k | S_k | Maximalmaß und Summenmaß des k -ten Eigenwertes |
| b_{kj}^* | | j -tes Element von \tilde{B} , zugehörig zum k -ten Eigenwert |

| | |
|-----------------|---|
| c_{ik}^* | i -tes Element von $\tilde{\mathcal{C}}$, zugehörig zum k -ten Eigenwert |
| λ_k | k -ter Eigenwert; (k, k) -tes Element von Λ |
| $j = 1 \dots m$ | m Eingangsgrößen |
| $i = 1 \dots p$ | p Ausgangsgrößen |

Für ein exemplarisches System mit einer Eingangsgröße ($m = 1$) und einer Ausgangsgröße ($p = 1$) - siehe dazu Bild 1 a - genügt die Zuordnung des Maximalmaßes M_k zu jedem Eigenwert, gemäß Tabelle 1. Mithilfe dieses Maßes werden die Eigenwerte nach dominant (hohes Maximalmaß) und nicht-dominant (niedriges Maximalmaß) eingeteilt.

Tabelle 1: Damonanzliste

| Eigenwert λ_k | Maximalmaß M_k |
|-----------------------|------------------|
| $-0,01 + 3,604j$ | 0,003 |
| $-0,01 - 3,604j$ | 0,003 |
| $-0,01 + 2,494j$ | 0,014 |
| $-0,01 - 2,494j$ | 0,014 |
| $-0,01 + 0,890j$ | 0,061 |
| $-0,01 - 0,890j$ | 0,061 |

Bild 1 b zeigt die Eigenwerte in der komplexen Ebene, wobei das dominante, konjugiert-komplexe Paar markiert ist.

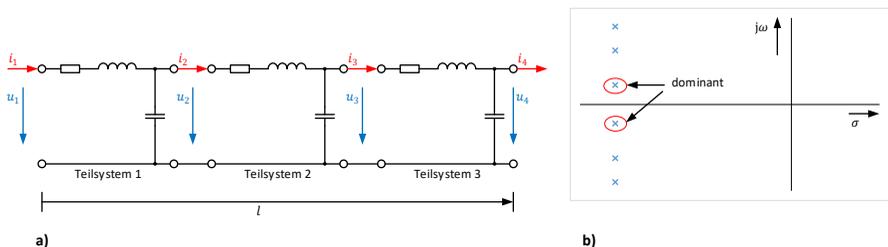


Bild 1: Bewertung der Eigenwerte;

a) verkettete, einphasige T-Ersatzschaltbilder, **b)** Eigenwerte in der komplexen Ebene

Basierend auf diesen Ergebnissen wird in den nächsten Schritten ein, zur Untersuchung der frequenzabhängigen Impedanz, reduziertes Modell im Zustandsraum geschaffen. Es ist eine Approximation der nicht-dominanten Modalkoordinaten durch die dominanten notwendig, um sowohl eine stationäre, als auch eine dynamische Genauigkeit zu gewährleisten. Die zugehörigen Eigenwerte können schlussendlich über auftretende Resonanzen aufschluss geben.

- [1] L. Litz: *Dezentrale Regelung – Methoden der Regelungstechnik*. R. Oldenbourg Verlag GmbH, München/Wien, 1983.
- [2] O. Föllinger: *Regelungstechnik – Einführung in die Methoden und ihre Anwendung*. Hüthig Buch Verlag, 7. Auflage, Heidelberg, 1992.
- [3] T. Wolf, A. Castagnotto, R. Eid: *Moderne Methoden der Regelungstechnik 3 – Teil B: Einführung in die Modellreduktion*. Technische Universität München, 2017.



Martin Franke, Dipl.-Ing.
Grundlegende Betrachtungen zum Betrieb und Schutz von Modulen Netzen unter Verwendung eines Sternpunktbildners

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das Forschungsprojekt FlexNet-EKO (Flexibilisierung des Netzbetriebs durch entkoppelte Ortsnetze) zielt darauf ab, ein sogenanntes Modulares Netz (MN) im öffentlichen Niederspannungsnetz zu implementieren. Die folgenden Ausführungen stehen in Anlehnung zu [1]. Ein MN ist ein durch Leistungselektronik entkoppelter Teil des Verteilnetzes. Die Entkopplung wird durch eine sogenannte leistungselektronische Netzkupplung (eNK) realisiert. Bild 1 zeigt beispielhaft einen solchen Aufbau.

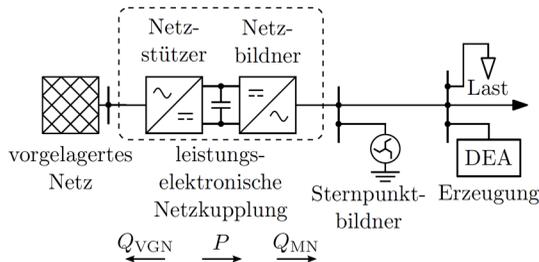


Bild 1: Modulares Netz

Die Übertragung der im MN geforderten oder erzeugten Wirkleistung über den Gleichspannungszwischenkreis der eNK führt zu entkoppelten Blindleistungsflüssen im vorgelagerten Netz (VGN) und im MN. Innerhalb des MN können Form und Frequenz der Netzspannung unabhängig vom restlichen Verteilnetz geregelt werden. Mit diesem Konzept könnten die Anforderungen an die Versorgungsqualität im Übertragungsnetz reduziert werden, da diese sich nicht direkt auf das MN auswirkt. Der erforderliche Netzausbau könnte so reduziert werden. Darüberhinaus lassen sich im Rahmen des Projektes Erfahrungen mit dem Betrieb von Netzen mit hauptsächlich leistungselektronischer Einspeisung sammeln.

Im MN steht nicht die vollständige Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes zur Verfügung, so stellt die eNK dauerhaft maximal nur ihren Bemessungsstrom zur Verfügung. Dies beeinträchtigt die Funktionalität der vorhandenen Schutzeinrichtungen.

Im Feldtest wird ein dreiphasiger 2-Level-Stromrichter ohne herausgeführten Mittelpunkt verwendet. Ein Sternpunktbildner stellt den notwendigen Neutralpunkt zum Anschluss einphasiger Lasten zur Verfügung. Bild 2 zeigt das dreiphasige Ersatzschaltbild für diesen Belastungsfall. Im zugehörigen Zeigerbild in Bild 3 ist zu sehen, dass in den eigentlich unbelasteten Leiter b und c der Einspeisung ein zusätzlicher Blindleistungsstrom auftritt. Außerdem übernehmen diese Leiter auch je 1/6 der gesamten Wirkleistung.

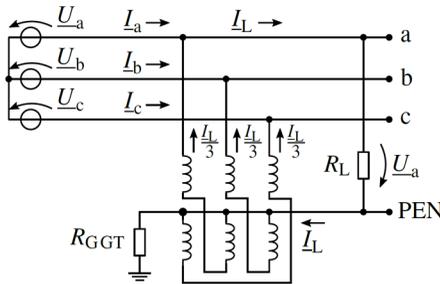


Bild 2: Dreipolige Quelle mit Sternpunktbildner zur Bereitstellung eines Nullsystempfads

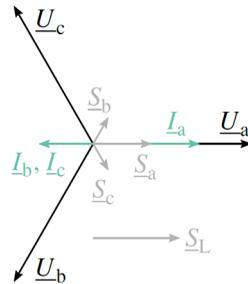


Bild 3: Zeigerbild der Quellströme, -spannungen und -leistungen

Daraus resultiert auch, dass der Leiterstrom I_a nicht dem vollständigen einpoligen Last- oder Fehlerstrom I_L entspricht. Es gilt

$$I_L = \frac{3}{2} I_a. \quad (1)$$

Somit ergibt sich ein erhöhter maximaler einpoliger Fehlerstrom, welcher über dem maximalen Leiterstrom der eNK liegt. Das ist vorteilhaft für die Sicherungsauslösung. Sicherungen sind die vorherrschenden Schutzeinrichtungen im NS-Netz. Es müssen entsprechend VDE 0100-410 [2] die Abschaltzeiten in Tabelle 1 eingehalten werden.

Tabelle 1: Geforderte Abschaltzeiten für NS-Sicherungen

| Einbauort | t_{\max} | Übliche Sicherungsgrößen |
|---------------------------|------------|----------------------------|
| NS Verteilung | n. a. | 231 A bis 909 A |
| Abgang | n. a. | 160 A, 200 A, 250 A, 315 A |
| Hausanschluss ≤ 63 A | 5 s | 80 A bis 200 A |
| Hausanschluss > 63 A | 0,4 s | ≤ 63 A |

Für NS-Verteilungs- und Abgangssicherungen gilt, dass eine Überlastauslösung ausreichend ist. Üblich sind 1 h bis 4 h.

Unter Einbeziehung des maximalen Kurzschlussstromes der eNK muss sichergestellt werden, dass diese Abschaltzeiten t_{\max} eingehalten werden. Je nach vorhandenen Sicherungsgrößen kann dafür eine Überdimensionierung der eNK notwendig sein.

[1] M. Franke, S. Palm, P. Schegner, *Basic Considerations for Operation and Protection of Modular Grids with Grounding Transformer*, IEEE Power and Energy Student Summit (PESS), 2020.

[2] DKE, *DIN VDE 0100-410: Errichten von Niederspannungsanlagen*



Karla Frowein, Dipl.-Ing.
Erdschlussmessungen in 20-kV-Netzen mit
Resonanzsternpunktterdung

Teil des sicheren Betriebs von Energieversorgungsnetzen ist, die Sicherheit von Personen und Betriebsmitteln zu gewährleisten. Um dies in Mittelspannungsnetzen mit Resonanzsternpunktterdung sicher zu stellen, sind im Fehlerfall die in der DIN VDE 0101-2 [1] angegebenen Grenzwerte einzuhalten. Hierbei ist die maßgebliche Größe die am Fehlerort zwischen Leiter und Erde abfallende Erderspannung U_E beziehungsweise die daraus resultierende Berührungsspannung U_T .

Die am Fehlerort zulässige Berührungsspannung beträgt $U_{Tp} = 80 \text{ V}$, sodass für die maximal zulässige Erdungsspannung $U_{E \max}$ gilt:

$$U_{E \max} = 2 U_{Tp} = 160 \text{ V} \quad (1)$$

Erdschluss-Reststrom I_{RES} und Erdungsspannung U_E hängen über die Summe aus Erdwiderstand R_E und Fehlerwiderstand R_F zusammen. Daraus folgt, dass entsprechend der Auslegung der Erdungsanlagen der Stationen ein maximal zulässiger Erdschluss-Reststrom berechnet werden kann:

$$I_{RES \max} = \frac{U_{E \max}}{(R_E + R_F)} \quad (2)$$

Dabei wird $R_F = 0 \Omega$ angenommen.

Dieser maximale Erdschluss-Reststrom $I_{RES \max}$ enthält neben den gut abschätzbaren Grundschwingungsanteilen (Wirkreststrom I_{rw} und Blindreststrom I_{rb}) auch Harmonische Anteile $I_{RES}^{(v)}$:

$$I_{RES} = \sqrt{I_{rw}^2 + I_{rb}^2 + \sum_{v>1} I_{RES}^{(v)2}} \quad (3)$$

Diese Harmonischen Anteile variieren stark in Abhängigkeit von Parametern wie z.B. Netzgröße, Fehlerort und im Betrieb vorhandener Pegel Harmonischer.

Ziel der hier vorgestellten Messkampagne war es, zu überprüfen ob die dargestellten Bedingungen für Netze mit hohen Erdschluss-Restströmen erfüllt sind und zu zeigen, dass der Betrieb des Netzes sicher ist. Daher wurden Netze ausgewählt, bei denen viele dieser Parameter einem Worst-Case-Szenario entsprechen.

Die für den Erdschluss-Reststrom maßgeblich beitragenden Frequenzen Harmonischer sind $f = 250 \text{ Hz}$ und $f = 350 \text{ Hz}$. Dementsprechend wurden Netze gesucht, die im Fall eines einpoligen Erdfehlers eine Reihenresonanzfrequenz in diesem Frequenzbereich und hohe Spannungspegel bei diesen Frequenzen im Betrieb aufweisen. Im Folgenden wird ein reines Kabelnetz mit einem kapazitiven Erdschlussstrom von $I_{CE} = 577 \text{ A}$ gezeigt.

Bei Messungen an der Sammelschiene treten selbst bei sehr hohen Erdschluss-Restströmen aufgrund der guten Erdungsanlage des Umspannwerks kaum unzulässige Berührungsspannungen auf. Daher wurden Fehler nicht nur an der Sammelschiene des speisenden Umspannwerks, sondern auch in einer Fehlerentfernung von $l_F \approx 10 \text{ km}$ vom Umspannwerk eingelegt (s. Bild 1). Die Fehlerorte befanden sich dabei außerhalb des globalen Erdungssystems.

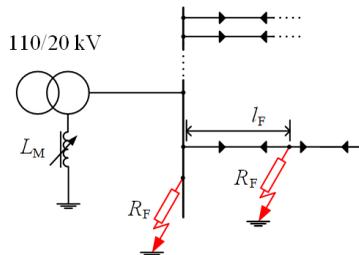


Bild 1: Darstellung der Messstellen des Erdschluss-Reststromes bei den Netzuntersuchungen

Um zu zeigen, inwiefern der Fehlerwiderstand R_F den Erdschluss-Reststrom einschließlich seiner harmonischen Anteile dämpft, wurde dieser variiert. Weiterhin wurden jeweils die gleichen Messungen bei Nacht und bei Tag durchgeführt. So zeigte sich, dass bei Tage die Harmonischen Anteile im Erdschluss-Reststrom durch die Last gedämpft werden, während der Grundschwingungsanteil kaum variiert.

Die Erdschluss-Restströme der entfernten Messung bei Tag und bei Nacht sind in Bild 2 und 3 dargestellt. Bei keinem der gemessenen Szenarien kam es zu einer Überschreitung der zulässigen Ströme und Spannungen.

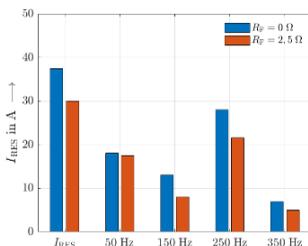


Bild 2: Tagmessung mit Fehlerentfernung $l_F \approx 10 \text{ km}$

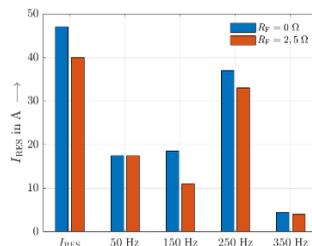


Bild 3: Nachtmessung, mit Fehlerentfernung $l_F \approx 10 \text{ km}$

[1] DIN-VDE-0101-2(DIN EN 50522): 2011-11 Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV.



Sebastian Krahmer, Dipl.-Ing.
AC2DC –
Grundlegende Bewertung von
Verteilnetzen im Kontext der Umnutzung
existierender AC- in neue DC-Leitungen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Um den Zielen der Pariser Klimakonvention gerecht zu werden, muss eine Reduzierung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe in den Bereichen Elektroenergie, Gebäude, Transport und Mobilität erreicht werden. Nach einer voraussichtlich kurzen Periode des Rückgangs wird der jährliche Bedarf an elektrischer Energie aufgrund der notwendigen massiven Sektorkopplung bis 2050 spürbar ansteigen. Dies führt daher zu einer höheren Belastung der unteren Spannungsebenen und erfordert hohe Übertragungskapazitäten um ein robustes und flexibles Netzmanagement umzusetzen. Die Möglichkeiten der Netzoptimierung und Netzverstärkung – dies beinhaltet die Einführung von Gleichstrom (DC)-Verbindungen – sind dem teuren, zeitaufwendigen und genehmigungsintensiven Neubau von Leitungen im Verteilnetz gegenüber zu stellen.

Zugleich sind aufgrund der wachsenden Nachfrage und der kontinuierlichen Entwicklung die spezifischen Kosten von Leistungselektronik in den letzten Jahren deutlich gesunken. Mittlerweile liegen Betriebserfahrungen über längere Zeiträume vor, so dass ein zuverlässiger Betrieb gewährleistet werden kann. Leistungselektronische Umrichter werden in naher Zukunft zur Standardausrüstung im Verteilungsnetz gehören.

Das Projekt AC2DC greift die mit diesem Übergang verbundenen Herausforderungen [1] [2] auf und zeigt konkrete Entwicklungspfade und deren mögliche technische Umsetzung auf. Als Ziel steht die Bewertung von DC-Verbindungen als wirtschaftliche und technische Option zu homogenen Wechselstromnetzen.

Vergleich der Übertragungskapazität von AC- und DC-Systemen gleicher Topologie

Die Übertragungsfähigkeit von DC-Systemen ist abhängig von dem maximalen Nennstrom, der gewählten Spannung und der Topologie resp. Ausnutzung der Kabelsysteme. Während bei geringen Kabelquerschnitten der zulässige Maximalstrom für AC- und DC-Systeme als gleich angenommen werden kann (Gl. (1), [3]), bestehen hinsichtlich der Stehspannungsfestigkeit (SSF) von Kabelisolierungen (Gl. (3)) deutliche Vorteile bei DC-Systemen. Die Untersuchung der SSF ist Forschungsgegenstand. Mit Hilfe der rekursiven Isolationskoordination lässt sich folglich die zulässige Größe des Spannungserhöhungsfaktors k_u ableiten. Tabelle 1 zeigt die bisher höchstzulässigen dauerhaften Betriebsspannungen von Leitungen.

Tabelle 1: Übersicht bisher höchstzulässiger dauerhafter Betriebsspannungen von Leitungen. Die Spannungswerte für den Gleichstrom werden aus den Werten für Wechselstrom hergeleitet. [4]

| Nennspannung in kV U_0/U | Höchstzulässige dauerhafte Betriebsspannung U_s in kV | | | |
|----------------------------------|---|-------------------------|--|-----|
| | AC-1ph Leiter-Erde | AC-3ph Leiter-Leiter | DC (asym. und sym. Ausführung resp.) Pol-Erde: U_{DC0} Pol-Pol: $2 \cdot \pm U_{DC0} $ | |
| 0,6 / 1 | 0,7 | 1,2 | 0,9 | 1,8 |
| 12 / 20 | 13,9 | 24 | 18 | 36 |

$$I_{DC} = k_i \cdot I_{AC} \quad \text{mit } k_i \approx 1 \quad (1)$$

$$U_{DC0} = k_u \cdot U_{nDC0} = k_u \cdot \left| \pm \sqrt{2} \cdot \frac{U_{nAC}}{\sqrt{3}} \right| = k_u \cdot \sqrt{2} \cdot U_{nAC0} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} P_{DC} &= n_{LDC} \cdot U_{DC0} \cdot I_{DC} = n_{LDC} \cdot \frac{U_{DC}}{p} \cdot I_{DC} \\ &= n_{LDC} \cdot k_u \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{U_{nAC}}{\sqrt{3}} \cdot k_i \cdot I_{AC} \end{aligned} \quad (3)$$

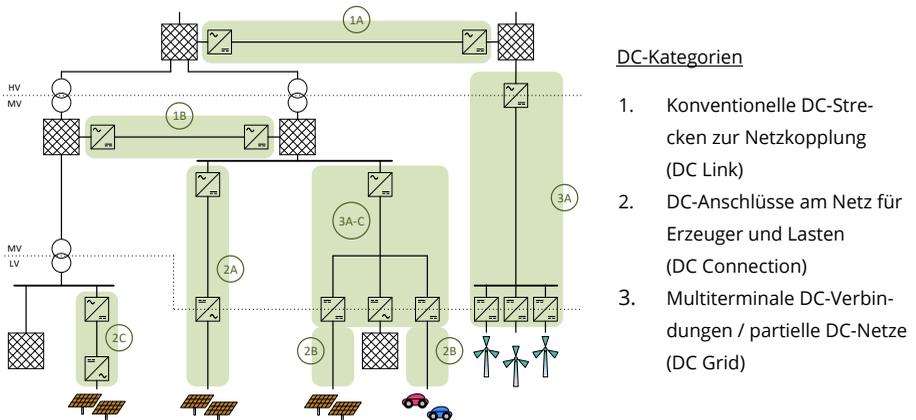
mit: n_L ... Leiteranzahl; p ... Polanzahl (asym.: $p = 1$, sym.: $p = 2$)

$$P_{AC} = n_{LAC} \cdot \frac{U_{nAC}}{\sqrt{3}} \cdot I_{AC} \cdot \cos \varphi \quad \text{mit } n_{LAC} = 3 \cdot \text{Systemanzahl} \quad (4)$$

$$\frac{P_{DC}}{P_{AC}} = \frac{\sqrt{2} \cdot n_{LDC} \cdot k_u \cdot k_i}{n_{LAC} \cdot \cos \varphi} \quad (5)$$

Klassifikation von DC-Leitungsanwendungen

Der Einsatz von DC-Leitungsanwendungen ist vielfältig und richtet sich nach Art und Umfang von Regelbarkeit, Systemdesign, Schutzkonzept und wirtschaftlichen Einflüssen. Bild 1 zeigt Kategorien für die Einordnung der Systemkomplexität. Neue Anwendungen in naher Zukunft könnten der Anschluss einer großen Anzahl von Ladestationen (2B) und lokalen Erzeugungsschwerpunkten (2C) sein. Letztlich entstehen damit sogenannte Hybride AC- und DC-Netze.



DC-Kategorien

1. Konventionelle DC-Strecken zur Netzkopplung (DC Link)
2. DC-Anschlüsse am Netz für Erzeuger und Lasten (DC Connection)
3. Multiterminale DC-Verbindungen / partielle DC-Netze (DC Grid)

Bild 1: Übersicht möglicher DC-Anwendungen und deren Klassifizierung anhand von DC-Kategorien

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *Gleichspannung in der elektrischen Energieverteilung*, Grundsatzstudie, Frankfurt am Main (November 2018)
- [2] CIGRE WG C6.31: *Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study*, 2020.
- [3] A. Shekhar, E. Kontos, L. Ramirez-Elizondo, A. Rodrigo-Mor and P. Bauer: *Network capacity and efficiency enhancement by operating medium voltage AC cables as DC links with modular multilevel converters*, Electrical Power and Energy Systems 93, pp. 479-493, 2017.
- [4] DIN VDE 0298-3:2006-06 Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen – Teil 3: Leitfaden für die Verwendung nicht harmonisierter Starkstromleitungen.



Fabian Ossevorth, Dr.-Ing.
Stochastische Modellierung von
Netzaggregationen mit Hilfe der
LoCA-Theorie



Die Modellierung eines komplexen Energienetzwerkes, dass aus Erzeugern, Verbrauchern und Betriebsmitteln besteht, orientiert sich oft an der Hierarchie der Spannungsebenen. Mit Hilfe der Loop-Circle-Arc (LoCA) -Theorie wird ein neuer Ansatz verfolgt. Durch die Nutzung einfacher, elementarer Bausteine, wird ein organisches selbstabbildendes System erzeugt. Die einzelnen Komponenten sind

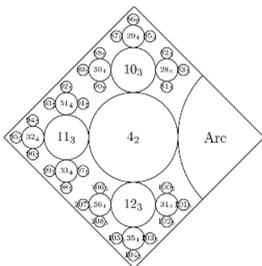
- Loops
- Circles
- Arcs.

Die unterste Ebene wird durch Loops repräsentiert, dies kann zum Beispiel ein Endverbraucher sein. Prinzipiell ist das Netzwerk durch Zellen aufgebaut, wobei je nach Ebene die Zellen als Loop, Circle oder Arc interpretiert werden. Unabhängig davon ist jede Zelle durch eine Schnittstelle mit der angrenzenden, aber übergeordneten Einheit, dem Circle, verbunden. Bild 1a zeigt einen Ausschnitt eines idealisierten Netzwerkes. Die Netzwerkebenen sind durch die von innen nach außen kleiner werdenden Radien gekennzeichnet. Die Zellen selbst, siehe Bild 1b, bilden ein dynamisches System

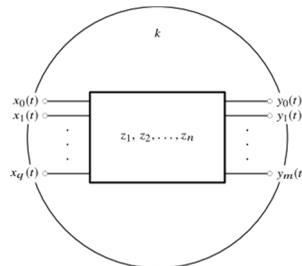
$$\frac{d}{dt} z_i = f(z_1(t), z_2(t), \dots, z_n(t); x_1(t), x_2(t), \dots, x_q(t)), \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$y_j = g(z_1(t), z_2(t), \dots, z_n(t); x_1(t), x_2(t), \dots, x_q(t)), \quad j = 1, 2, \dots, m$$

mit Zuständen z , Eingaben x und Ausgaben y , [1]. Der Index α_{lk_i} bezeichnet die Zelle α in der Ebene l am Circle k_i . Die Eingaben können sowohl Quellen sein, die der Zelle selbst zuzuordnen sind, als auch Quellen, die über die Schnittstelle bereitgestellt werden. Die Aufgabe einer Schnittstelle zwischen den Loops und dem Rest des Netzwerks, das allgemein als Arc bezeichnet wird, übernehmen die Circles.



(a) LoCA-Topologie



(b) Dynamisches System einer Zelle

Bild 1: Idealisiertes Netzwerk mit fünf Ebenen und allgemeiner Aufbau einer Zelle als dynamisches System

Der oben beschriebene Ansatz setzt Kenntnis über die Zustandsgrößen \mathbf{z} voraus. Ist über den inneren Aufbau der Zellen allerdings wenig bekannt, so ist das Zustandsraummodell nicht praktisch anwendbar. Dies trifft zum Beispiel auf die Modellierung des Energieverbrauchs von Haushalten zu.

Ist jedoch die Beobachtung der Ausgaben $\mathbf{y}(t)$ einer Zelle α_{ik_l} möglich, kann aus dieser Beobachtung die zugrundeliegende Verteilungsdichte $\hat{f}_{\alpha_{ik_l}}(y_1(t), y_2(t), \dots, y_m(t))$ geschätzt werden. Für die Zellen $\alpha_{ik_l} = 1, \dots, N_{ik_l}$ am Circle k_l erhält man auf diese Weise eine Dichtefunktion der Ausgaben $\mathbf{y}_{\alpha_{ik_l}}$. Anhand der Verteilungsdichten kann zum Beispiel die Summenleistung an einem Netzknoten zu einer bestimmten Zeit ermittelt werden. Dazu werden die Beobachtungen $\mathbf{y}_{\alpha_{ik_l}}(t)$ zum Zeitpunkt t als Zufallsvariablen mit den Dichten $f_{\alpha_{ik_l}}$ betrachtet. Die resultierende Summendichte entsteht dann aus der Faltung der einzelnen Dichten

$$f_{\Sigma} = \hat{f}_1 * \hat{f}_2 * \dots * \hat{f}_{N_{ik_l}}, \quad (1)$$

wenn die Zellen als unabhängig voneinander betrachtet werden. (*) repräsentiert den Faltungsoperator.

Die Unsicherheit der summierten Werte wird durch die Varianz angegeben, die aus der Summendichte ermittelt wird. Die eigentliche Schätzung der zugrundeliegenden Wahrscheinlichkeitsdichten stellt ein gesondertes Problem dar. Es ist davon auszugehen, dass die Verteilungsdichten der einzelnen Zellen im allgemeinen Fall nicht durch eine einzige Distribution erfasst werden können. Das heißt, dass pro Zelle eine Mischverteilungsdichte mit M Komponenten

$$\hat{f}_{\alpha_{ik_l}} = \sum_{i=1}^{M_{ik_l}} \lambda_i \hat{f}_{i\alpha_{ik_l}} \quad \text{mit} \quad \sum_{i=1}^{M_{ik_l}} \lambda_i = 1 \quad (2)$$

angesetzt wird. Die einzelnen Dichtefunktionen werden als multivariate Gauss-Verteilungen

$$\hat{f}_i \propto |\Sigma_i|^{-\frac{n}{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} ((\mathbf{x} - \boldsymbol{\mu}_i)^T \Sigma_i^{-1} (\mathbf{x} - \boldsymbol{\mu}_i)) \right] \quad (3)$$

mit Erwartungswert $\boldsymbol{\mu}_i$ und Kovarianzmatrix Σ_i festgelegt. Die unbekannt Parameter der Verteilungsfunktionen werden iterativ mit Hilfe des Estimate Maximize (EM) - Algorithmus bestimmt [2, 3].

Die auf diese Art und Weise charakterisierten Netzwerkelemente ermöglichen es stochastische Prozesse innerhalb der LoCA-Theorie abzubilden. Eine Kombination dynamischer und stochastischer Prozesse ist ebenfalls möglich.

[1] G. Wunsch, H. Schreiber: *Analoge Systeme: Grundlagen*. Springer 1993.

[2] A. P. Dempster, N. M. Laird et al. *Maximum Likelihood from Incomplete Data via the EM Algorithm*. Journal of the Royal Statistical Society, Series B (Methodological), 1977.

[3] C. Fraley, A. Raftery: *Bayesian Regularization for Normal Mixture Estimation and Model-Based Clustering*. Journal of Classification, Vol. 24, 2007.



Zhiyuan Peng, M. Sc.
Improvement methods of three-phase PLL for grid synchronization

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

The detection of the grid voltage frequency and the phase angle is necessary for the synchronization of grid-connected converters. Among different technologies, the three-phase phase-locked loop (PLL) is the most established method due to high efficiency and simple implementation [1]. The conventional synchronous reference frame (SRF) PLL is a closed-loop feedback system. It consists of three major parts: a Phase Detector (PD) to detect the phase error, which in SRF-PLL is based on Park-transformation, a Loop Filter (LF) to remove the high-frequency components and a Voltage-Controlled Oscillator (VCO) to obtain the phase angle. If the grid voltage is under ideally sinusoidal condition, SRF-PLL features a good dynamic response and can achieve zero steady-state error. However, it fails to track the phase and frequency when the grid voltage is unbalanced or distorted by harmonics. To overcome the drawback, several improved PLL schemes are proposed in recent years. The central idea is to separate positive sequence components and eliminate harmonics before the signal goes into the LF. A decoupled double synchronous reference frame (DDSRF) PLL was developed to extract the positive sequence component of unbalanced voltage. However, the DDSRF-PLL does not consider the grid harmonics and needs four low-pass-filters in its structure. Another improvement method is the double second-order generalized (DSOGI) PLL as shown in Figure 1. Two second-order filters act as pre-filter to obtain the positive sequence components in the stationary ($\alpha\beta$) reference frame system. But the performance of DSOGI-PLL can still be affected by voltage harmonics [2].

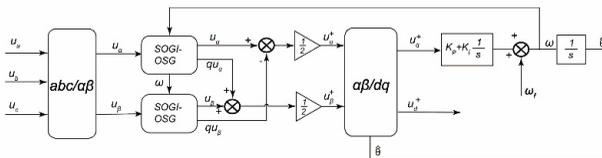


Figure 1: Structure of the DSOGI-PLL

The application of the Delayed Signal Cancellation (DSC) method in PLL has recently gained more and more attention. DSC is originally used under unbalanced grid voltage and fault-ride-through control. DSC_n method can be expressed as (1):

$$DSC_n[x(t)] = \frac{1}{2} \left[x(t) + x \left(t - \frac{T}{n} \right) \right], \tag{1}$$

where n represents the delay factor and T is the fundamental grid period.

After applying Clarke transformation ($T_{\alpha\beta}$), the positive sequence vectors of the three-phase unbalanced grid voltage in $\alpha\beta$ reference frame are (2):

$$\begin{bmatrix} u_{\alpha}^{+}(t) \\ u_{\beta}^{+}(t) \end{bmatrix} = T_{\alpha\beta} T_{+} \begin{bmatrix} u_{\alpha}(t) \\ u_{\beta}(t) \\ u_{\gamma}(t) \end{bmatrix} = [T_{\alpha\beta}] [T_{+}]^T \begin{bmatrix} u_{\alpha}(t) \\ u_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -j \\ j & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{\alpha}(t) \\ u_{\beta}(t) \end{bmatrix} \quad (2)$$

It is easy to be seen from (2) that using a $\frac{T}{4}$ transport delay (DSC₄) can cancel out the negative sequence component in $\alpha\beta$ reference frame. Moreover, based on conventional DSC₄-PLL, some new modifications have been introduced. For example, the combination of the DSC₄ method and Notch filter can improve the steady-state response of PLL and cascade connection of several DSC (CDSC) operates very effectively for the elimination of grid voltage harmonics.

Modeling and simulation are carried out in MATLAB Simulink to compare the performances of different improved three-phase PLLs. Figure 2 shows the results of the estimated grid voltage frequency of different PLLs. The simulation begins from a symmetrical condition with a fundamental frequency of 49 Hz. In order to test their behaviors under diverse unbalanced conditions, several changes are added into the input signal during the simulation:

- $t = 1$ s: Fundamental frequency changes from 49 Hz to 52 Hz
- $t = 2$ s: Magnitude of phase a reduced to 50 %
- $t = 2.5$ s: 5th Harmonic is added in phase a
- $t = 3$ s: 7th Harmonic is added in phase b
- $t = 3.5$ s: Phase a has a phase shift of $\frac{\pi}{6}$

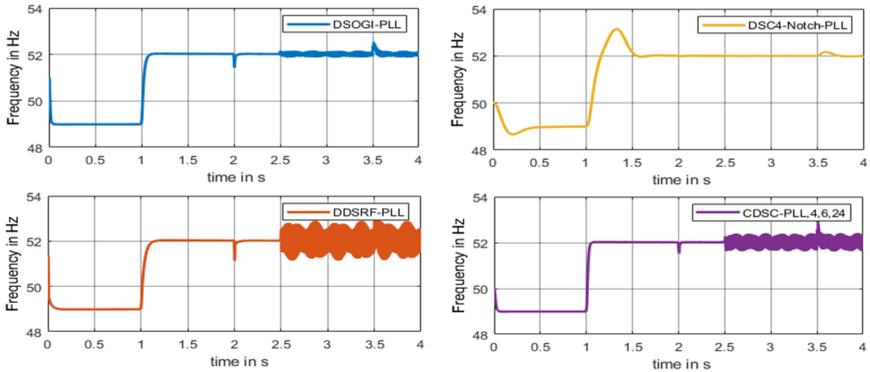


Figure 2: Measured grid frequency of different improved PLLs in an unbalanced system

The results show that DSC₄-Notch-PLL has much better steady-state performance than other PLLs under unbalanced conditions. However, it has an obvious disadvantage in dynamic behavior, responding slower when changes occur. According to the simulation, DSOGI-PLL is also a good option for grid synchronization in converter control.

- [1] Y. F. Wang and Y. W. Li, "Grid synchronization PLL based on cascaded delayed signal cancellation," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 7, pp. 1987–1997, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2099669.
- [2] A. Kulkarni and V. John, "A novel design method for SOGI-PLL for minimum settling time and low unit vector distortion," *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, pp. 274–279, 2013, doi: 10.1109/IECON.2013.6699148.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Power Quality“



Ana Maria Blanco, Dr.-Ing.
**Waveform distortion characteristics of
an islanded microgrid with residential
loads**



Microgrids are autonomously networks composed mainly of any kind of load or customer, distributed generators of any technology (e.g. photovoltaic panels, heat pumps, biomass plants, etc.), accompanied by storage schemes (mainly batteries and electric vehicles), protection and control equipment. A microgrid can operate interconnected or non-interconnected (islanded) to the power system.

Islanded microgrids are usually built in areas where the access to interconnected networks is limited, unreliable, economically not feasible, or when the network does not exist at all. The implementation of islanded microgrids is of special relevance in developing countries, where significant number of rural habitants do not count with energy supply.

Islanded microgrids have to provide energy with acceptable levels of reliability, power quality and stability. In particular, the impedance characteristics of islanded microgrids at fundamental and non-fundamental frequencies are very different compared to interconnected grids. Harmonic emission limits are mostly derived on impedance assumptions based on typical interconnected grids. Therefore, the practicability of these limits and consequently proper EMC coordination is not clear for islanded microgrids.

In this project, the waveform distortion and the impedance characteristic of an islanded microgrid setup in the laboratory was analysed. The microgrid is composed of one Photovoltaic inverter (4.6 kW), one Battery charger (2.3 kW) and several household loads, including linear loads and different types of power-electronic based loads, which are combined in four different load scenarios. In order to have a suitable reference for comparison, the load scenarios were also measured in interconnected mode (typical LV-network connection).

Figure 1 and Figure 2 show the first odd voltage and current harmonics obtained for different load scenarios in islanded mode (island) and interconnected mode (network). The NPFC scenario corresponds to power-electronic devices with no power factor correction (PFC), like certain compact fluorescent lamps and laptop power supplies. The APFC scenario contains devices with active PFC, like certain LEDs and PC power supplies. The LIN scenario consists of linear loads and the MIX scenario is a mixture of power electronic and linear loads.

The voltage harmonics increase during the islanded operation, especially with NPFC and MIX load scenarios. For the NPFC and MIX load scenarios some voltage harmonics exceed the compatibility levels defined in the IEC 61000-2-2 (c.f. the dotted lines in Figure 1). The voltage distortion (background distortion) during interconnected operation mode does not vary with the load scenarios, but for the islanded operation mode the voltage distortion depends strongly on the type and amount of load. The current harmonic magnitudes decrease during the islanded operation for the NPFC and MIX load scenarios, but in most

cases, the variation is not significant (max. 10 % variation). The APFC and LIN load scenarios have the lowest voltage and current harmonic distortion.

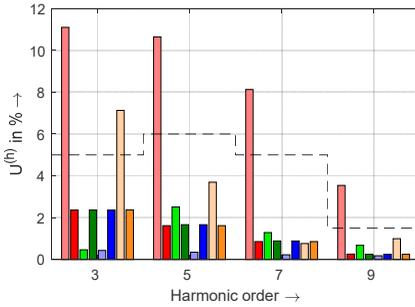


Figure 1: Voltage harmonics in the islanded microgrid and a typical LV-network with different types of loads.

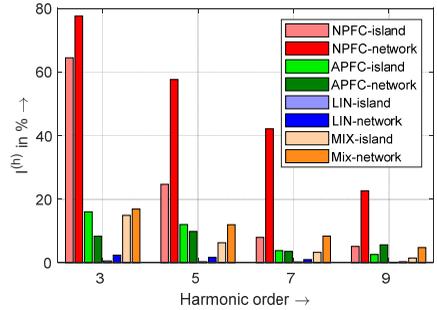


Figure 2: Current harmonics in the islanded microgrid and a typical LV-network with different types of loads.

The increase in the voltage distortion during the islanded operation is caused by the difference in the network harmonic impedance, which is considerably higher in islanded mode compared to interconnected mode. Figure 3 compares the network harmonic impedance of the microgrid during the island and interconnected operation mode for three load scenarios. The impedance is about 10-20 times higher during the islanded mode operation, and it has a resonance at about 300 Hz. Moreover, the impedance varies slightly with the type of load connected. More analysis of the network impedance in islanded microgrids is indispensable to understand the behavior of the microgrids and the interaction between devices as well as to initiate the discussion about emission limits in small, power electronic based networks.

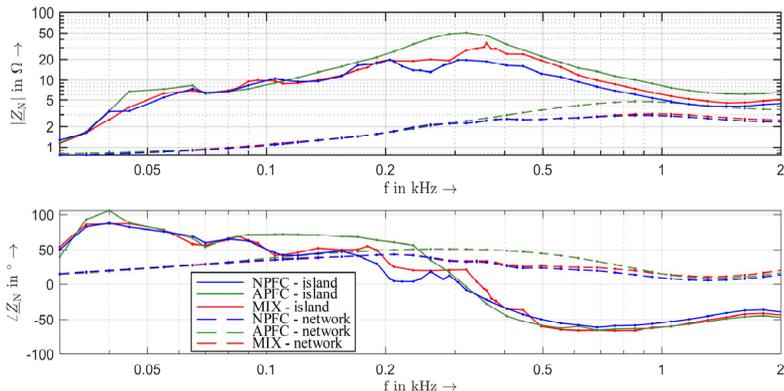


Figure 3: Network harmonic impedance of the microgrid during island and interconnected mode



Max Domagk, Dr.-Ing.
Trendentwicklungen der
Elektroenergiequalität in Großstädten

Die derzeit umgesetzten Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und Reduzierung von CO₂-Emissionen zusammen mit dem Bedürfnis der Kunden nach betrieblicher Flexibilität führen zu einer steigenden Zahl an leistungselektronischen Geräten und Anlagen, die in den Verteilungsnetzen angeschlossen werden. Diese Entwicklung gilt in ähnlicher Weise für verbrauchende Geräte und Anlagen (z. B. Ladegeräte für Elektrofahrzeuge oder LED-Lampen), Erzeugungsanlagen (z. B. PV-Wechselrichter, Windturbinen) und Speicheranwendungen. Die nichtlineare Charakteristik dieser Geräte beeinflusst die Elektroenergiequalität (EEQ) im Netz und wirkt sich hauptsächlich auf die Spannungs- und Stromverzerrungen im Frequenzbereich bis 2 kHz (Oberschwingungen, Zwischenharmonische) und bis 150 kHz (Supraharmonische) aus.

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

Die Methodik zur Analyse und Bewertung von Trendentwicklungen in EEQ-Kenngrößen besteht aus mehreren Teilschritten. In einem ersten Schritt werden die Daten einer Plausibilitätsprüfung unterzogen, um fehlerhafte und ungültige Daten, die die Ergebnisse erheblich beeinflussen können, zu identifizieren und zu entfernen. In einem zweiten Schritt wird ein Verfahren zur Trendanalyse auf die einzelnen Zeitreihen angewendet, um langfristige und kurzfristige Trendentwicklungen bewerten zu können. Dazu werden die Trendkomponenten durch exponentielle Glättung nach der STL-Methode (Saison- und Trendzerlegung mittels lokal gewichteter Regression) aus den Zeitreihen extrahiert. Grundsätzlich können Trendentwicklungen bei einer Trendkomponente in unterschiedlich langen Zeitabschnitten betrachtet werden. Während langfristige Trendentwicklungen über Zeitintervalle von in der Regel zwei oder mehr Jahren charakterisiert sind, werden kurzfristige Trendentwicklungen meist über ein Zeitintervall von einem Vierteljahr bis zu einem Jahr charakterisiert. Diese Unterscheidung ist besonders vorteilhaft, um Tendenzveränderungen in den analysierten Zeitreihen zu erkennen.

Am Beispiel der 5. Stromharmonischen in Bild 1 ist die Methodik zur Analyse und Bewertung von Trendentwicklungen veranschaulicht. Die langfristigen bzw. kurzfristigen Trendentwicklungen werden mit Hilfe des Anstiegs innerhalb der letzten zwei Jahre (g_{2y}) bzw. der letzten sechs Monate (g_{6m}) quantifiziert. Für die Entwicklung innerhalb der letzten zwei Jahre ergibt sich ein Anstieg von +13 % während innerhalb der letzten sechs Monate bereits eine Reduzierung um -11 % erfolgt ist. In der Schlussfolgerung ist die aktuelle Trendentwicklung für die 5. Stromharmonische dieses Messortes als unkritisch zu betrachten.

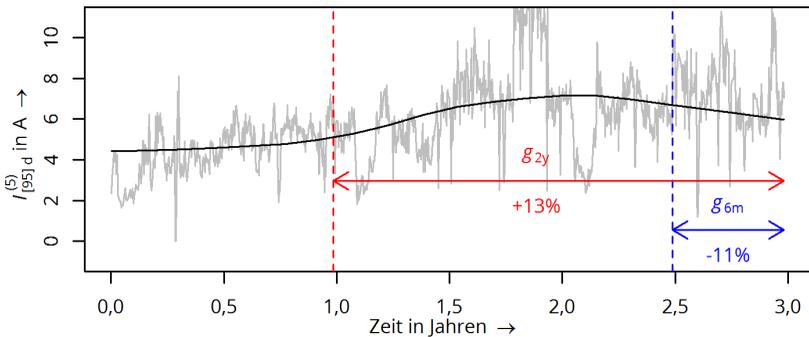


Bild 1: Zeitreihe der 5. Stromharmonischen (*grau*) für insgesamt 1089 Tage vom Januar 2017 bis Dezember 2019; mittels STL-Verfahren extrahierte Trendkomponente (*schwarz*); Bewertung der lang- und kurzfristigen Trendentwicklung mittels Anstieg über zwei Jahre g_{2y} und sechs Monate g_{6m} ; Tendenz: steigend (*rot*) oder fallend (*blau*)

Mit Hilfe der beiden Anstiege lassen sich Trendentwicklungen auch für mehrere Messungen und EEQ-Kenngrößen einfach miteinander vergleichen. Die Auswertung der 7. Spannungsharmonischen für 16 Messungen in verschiedenen Millionenstädten Chinas zeigt, dass sich für drei der 16 Messungen signifikante Trendentwicklungen ergeben. Die kurz- und langfristigen Anstiege sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Messungen M05 sowie M03 ergaben einen deutlichen Anstieg innerhalb der letzten sechs Monate sowie innerhalb der letzten zwei Jahre. Hingegen zeigt die Messung M06 eine deutlich fallende Tendenz für die letzten sechs Monate.

Verallgemeinerbare Trends der 7. Spannungsharmonischen lassen sich für die untersuchten Messungen nicht ableiten, da die restlichen 13 Messungen nur sehr geringe bis gar keine Tendenzen (kurzfristiger und langfristiger Anstieg < 25 %) aufweisen.

Tabelle 1: Signifikante Trendentwicklungen der 7. Spannungsharmonischen

| Messung | M05 | M03 | M06 |
|--------------------------------|-------|-------|-------|
| Langfristiger Anstieg g_{2y} | +85 % | +82 % | -19 % |
| Kurzfristiger Anstieg g_{6m} | +71 % | +59 % | -67 % |



Etienne Gasch, Dipl.-Ing.
Methodik zur Auswahl repräsentativer
Messorte für die Analyse der
Spannungsqualität in
Höchstspannungsnetzen

Durch den zunehmenden Einsatz leistungselektronischer Komponenten in allen Netzebenen sowie den kontinuierlichen Wandel der Netze im Rahmen der Energiewende gewinnt die Strom- und Spannungsqualität (Power Quality) auch im Übertragungsnetz immer mehr an Bedeutung. Neben einer Zunahme von Netzurückwirkungen erzeugenden Anlagen im Höchstspannungsnetz ist auch mit einem wachsenden Eintrag von Netzurückwirkungen aus den unterlagerten Spannungsebenen zu rechnen.

Für eine umfassende Beurteilung der Spannungsqualität im Höchstspannungsnetz müsste die Spannungsqualität an allen Messpunkten gemessen werden. Ein Messpunkt umfasst dabei alle impedanzlos verbundenen Punkte (z.B. Sammelschienen), so dass es je Umspannwerk auch mehrere Messpunkte geben kann. Für eine effiziente Bewertung der Spannungsqualität sind die zu messenden Messpunkte durch eine statistisch repräsentative Auswahl geeignet zu reduzieren. Diese Auswahl (Stichprobenerhebung) kann ungeschichtet erfolgen, indem eine ausreichend große Menge an Messpunkten zufällig aus der Gesamtheit aller Messpunkte (Grundgesamtheit) gezogen wird. Eine etwas effizientere Alternative stellt die geschichtete Stichprobenerhebung dar, welche alle Messpunkte in geeignete Klassen einteilt, für die eine jeweils unterschiedliche Ausprägung der Spannungsqualität erwartet wird. Aus diesen Klassen werden proportional zur Klassengröße zufällig Messpunkte gezogen.

Für die Auswahl der Messpunkte mittels geschichteter Stichprobenerhebung sind fünf Schritte notwendig. Im ersten Schritt werden geeignete Strukturmerkmale definiert, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit die Spannungsqualität beeinflussen. Dies sind bspw. die am Messpunkt vorhandene Kurzschlussleistung oder die Art der am Messpunkt angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger (mit/ohne Leistungselektronik). Die erforderlichen Daten wurden mittels einer entsprechenden Umfrage durch die beteiligten Netzbetreiber bereitgestellt.

Im zweiten Schritt erfolgte die Einteilung der Strukturmerkmale in Klassen (Klassifizierung). Dazu sind zwei Stufen erforderlich. Zuerst wurden die Strukturmerkmale separat kategorisiert. Dazu wurde bspw. die Kurzschlussleistung in die Kategorien klein, mittel und groß eingeteilt. Die Anzahl an Kategorien erfolgte individuell für jedes Strukturmerkmal. In Stufe zwei wurden die Kategorien der Strukturmerkmale in Klassen kombiniert. Bild 1 zeigt eine solche Klassifizierung am Beispiel zweier Strukturmerkmale mit je drei Kategorien, welche insgesamt neuen Klassen ergibt. In der ersten Zeile sind alle 200 Messpunkte noch vereint. Dann werden Sie anhand ihrer Kurzschlussleistung in drei Klassen unterteilt und danach werden diese Klassen anhand der Größe von angeschlossenen Erzeugungs- und Speicheranlagen ohne Leistungselektronik weiter unterteilt. Als Beispiel entsteht eine Klasse mit kleiner Kurzschlussleistung und ohne Erzeugungs-/Speicheranlagen ohne Leistungselektronik.

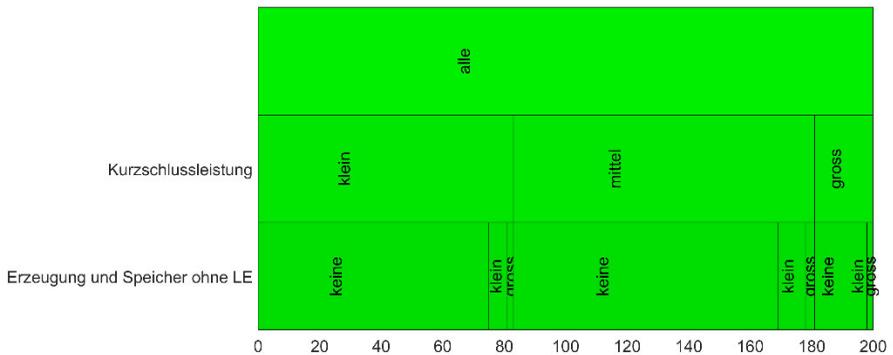


Bild 1: Klassifizierung mit Hilfe zweier Strukturmerkmale

Im dritten Schritt werden die Messpunkte den einzelnen Klassen zugeordnet. Das ist in Bild 1 anhand der Größe der einzelnen Klassen erkennbar. Es gibt Klassen mit vielen Messpunkten und Klassen, die nur sehr wenige Messpunkte enthalten. Im Projekt wurden noch zwei weitere Merkmale zur Klassierung verwendet, wodurch sich insgesamt 81 Klassen ergaben, wobei nicht alle Klassen auch Messpunkte enthalten.

Im vierten Schritt erfolgt die Festlegung des Mindeststichprobenumfangs n gemäß

$$n \geq \frac{\frac{z^2 \cdot p \cdot (1-p)}{e^2}}{1 + \frac{z^2 \cdot p \cdot (1-p)}{e^2 \cdot N}} \quad (1)$$

Für die unbekannte Standardabweichung p wurde der konservativste Wert von 0,5 angenommen. Das Konfidenzintervall e wird auf 10 % festgelegt. Der z -Wert ist vom Konfidenzniveau abhängig. Für ein Konfidenzniveau von 90 % ($z = 1,69$) sollte der Stichprobenumfang bei einer Grundgesamtheit von 560 Messpunkten mindestens 64 Messpunkte betragen.

Im fünften und letzten Schritt wurden diese 64 Messpunkte unter Berücksichtigung der Schichtung aus den Klassen gezogen. Dies erfolgte mit dem Verfahren von Sainte-Laguë, wobei zunächst aus jeder Klasse ein Messpunkt gezogen wurde. Anschließend wurden die restlichen Messpunkte proportional zu den Klassengrößen gezogen.



Shrinath Kannan, M. Sc.
Suitability of harmonics powers for resonance detection in public low-voltage distribution net-works

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

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, preferably by noninvasive methods. Harmonic powers have shown to possess unique characteristics that can aid resonance detection in public low-voltage networks. The initial hypothesis is that in a network with harmonic resonance, at the resonance frequency, the harmonic apparent and reactive (capacitive) power at the busbar is greater compared to a network without resonance characteristics. In order to validate the hypothesis, an aggregated representation of the public LV network at the busbar as shown in Figure 1 is considered and an iterative simulation process is performed. In Figure 1, the upstream system (T) is composed of background voltage source ($\underline{U}_T^{(h)}$) and transformer impedance ($Z_T^{(h)}$) and the downstream system (C) is composed of customer current emission ($\underline{I}_C^{(h)}$) and the impedance ($Z_{C,y}^{(h)}$). Two scenarios based on the presence of resonance are generated which are defined by the ratio ($|Z_{B,y}^{(h)}|/|Z_{B,ext}^{(h)}|$) between the actual node impedance ($Z_{B,y}^{(h)}$) and the impedance ($Z_{B,ext}^{(h)}$) extrapolated based on the impedance at power frequency. When the ratio is greater than unity, the scenario is classified as resonance (A) and lesser than unity is classified as no-resonance (D) which is differentiated by the subscript 'y'. For the resonance scenario, three cases are generated representing various intensity levels of resonance – low, medium, and strong. The various resonance and no-resonance scenarios are generated by varying ($Z_{C,y}^{(h)}$) and maintain the ($Z_T^{(h)}$) constant. The corresponding numerical data is as shown in Table 1.

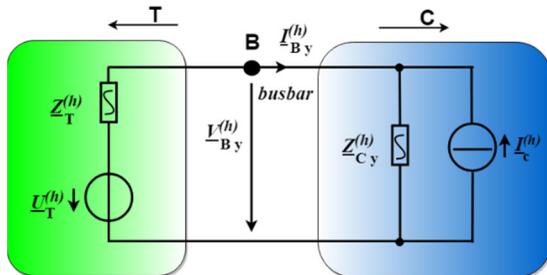


Figure 1: Schematic of generalized LV network aggregated at busbar

Table 1: Various scenario based on the presence of resonance

| Corresponding symbolism | Magnification level of resonance | $ z_{B y}^{(h)} $ | Resonance frequency in Hz | Peak value of $Q_{B y \Sigma}^{(h)}$ in var | Peak value of $P_{B y \Sigma}^{(h)}$ in W |
|-------------------------|----------------------------------|---------------------|---------------------------|---|---|
| | | $ z_{B ext}^{(h)} $ | | | |
| A1 | Low | 1.08 | 500 | 0.09 | 4.56 |
| A2 | Medium | 1.32 | 522 | -2.75 | 7.08 |
| A3 | Strong | 1.87 | 549 | -9.62 | 9.03 |
| D | No-res | 0.89 | N/A | 2.67 | 4.38 |

The resonance frequency is chosen to be at and around the 11th harmonic order in order to analyze the impact of both the emission sources on the hypothesis considered. The magnitudes and phase angles for $\underline{u}_r^{(h)}$ and the $\underline{u}_c^{(h)}$ for the 11th harmonic order are generated based on field measurement data. 16 different values of $\underline{u}_r^{(h)}$ and 1440 values for $\underline{u}_c^{(h)}$ are considered, which encompasses the variation in both magnitude and phase angle for 11th harmonic order. The harmonic active ($p_{B y \Sigma}^{(h)}$), reactive ($q_{B y \Sigma}^{(h)}$) and apparent power ($s_{B y \Sigma}^{(h)}$) at the busbar are iteratively calculated and in total 23040 data points are generated for each respective scenario. Figure 2 (a) – (c) shows the kernel distribution function (k.d.f) for the above-mentioned data points for various parameters and scenarios. The k.d.f of the ratio between the harmonic apparent power for scenarios A1, A2 and A3 to D shows distinct magnification and are positively correlated to that of the $|z_{B y}^{(h)}|/|z_{B ext}^{(h)}|$ ratio as shown in Figure 2 (a) and Table 1. In Figure 2 (b) and (c) and Table 1, it can be seen that for scenario A3, the harmonic reactive power (capacitive) is greater than the harmonic active power. The peak value of $p_{B y \Sigma}^{(h)}$ is greater than $q_{B y \Sigma}^{(h)}$ for scenario A1 and A2 due to background voltage distortion. When the magnitude of background voltage distortion is negligible, then the hypothesis considered is valid for all intensities of the resonances. The simulation proves the initial hypothesis considered with respect to apparent power for all resonance scenarios and with respect to reactive power for scenario A3 and thereby validating the suitability of harmonic powers for resonance detection in a public LV network.

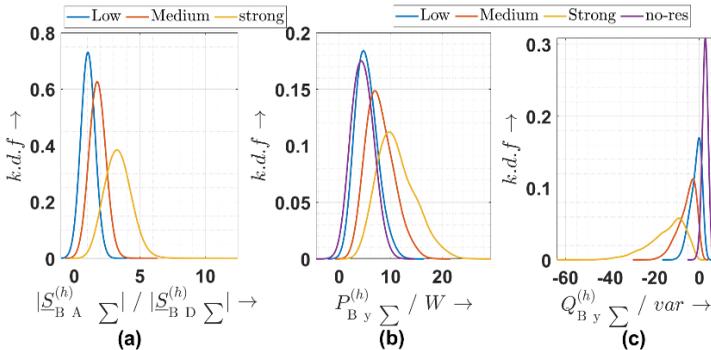


Figure 2: (a) Ratio of the harmonic apparent power between scenarios A and D, (b) Harmonic active power, (c) Harmonic reactive power for scenarios A and D



Elias Kaufhold, Dipl.-Ing.
Einfluss der frequenzabhängigen
Netzimpedanz auf die Stabilität
einphasiger Photovoltaik Inverter in
Niederspannungsnetzen



Der stabile Betrieb einphasiger Photovoltaikanlagen ist maßgeblich abhängig von der Charakteristik des Niederspannungsnetzes. Reale Netzimpedanzen sind frequenzabhängig und weisen häufig Resonanzstellen auf, welche bei der Auslegung der Photovoltaik (PV) Inverter oft vernachlässigt werden. Grund dafür sind unter anderem die starken Unterschiede zwischen verschiedenen Niederspannungsnetzen. In der Praxis zeigt sich, dass sich Photovoltaikanlagen an bestimmten Netzanschlusspunkten abschalten und somit nicht immer stabil betrieben werden können. Um die Stabilität der PV Inverter an einem spezifischen Netzanschlusspunkt zu beurteilen, wird in der Praxis oftmals eine impedanzbasierte Stabilitätsanalyse durchgeführt. Für die impedanzbasierte Stabilitätsanalyse ist das Verhältnis der Impedanzbeträge, d.h. der Impedanz des PV Inverters $|Z_{inv}|$ und des Niederspannungsnetzes $|Z_{grid}|$, entscheidend. Ist das Verhältnis der Netzimpedanz zur Impedanz des Inverters eins und die Phasenreserve von Inverterimpedanz $\Phi_{Z_{inv}}$ und Netzimpedanz $\Phi_{Z_{grid}}$ kann

$$180 - \Phi_{Z_{grid}} + \Phi_{Z_{inv}} > 0 \tag{1}$$

nicht erfüllen, wird der PV Inverter instabil.

Bild 1 zeigt die Impedanzcharakteristik eines simulierten PV Inverters. Unterschreitet die Impedanz des Inverters einen Phasenwinkel von 90° , kann ein hoch induktives Netz bereits zu einer Instabilität führen.

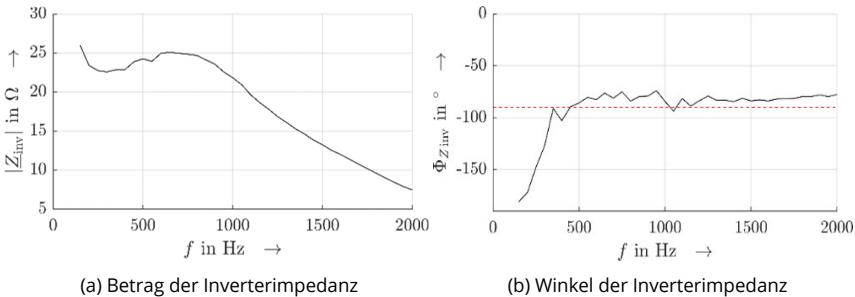
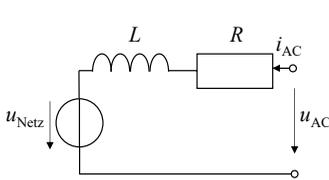


Bild 1: Charakteristik der Impedanz eines simulierten Inverters

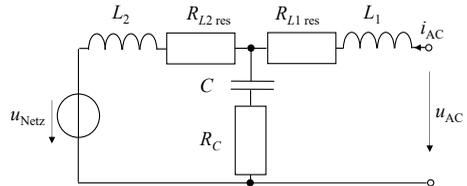
Aufgrund der Regelbandbreite ist der kritische Frequenzbereich für PV Inverter üblicherweise auf 1 kHz begrenzt. Die Netzimpedanz kann aufgrund ihrer induktiven Charakteristik bereits in diesem Bereich deutlich ansteigen.

Um nun den Einfluss einer vernachlässigten Resonanz zu betrachten, können zwei verschiedene Netzkonfigurationen mit den gleichen Längsparametern ($R = R_{L1\ res} + R_{L2\ res} = 0,07\ \Omega$,

$L = L_1 + L_2 = 3,2 \text{ mH}$) entsprechend Bild 2 untersucht werden. In einem der beiden Netze, Bild 2 (b), wird zusätzlich ein Querzweig mit einer Kapazität ($C = 45 \mu\text{F}$) und einem Ableitwiderstand ($R_C = 0,055 \Omega$) eingefügt, sodass sich eine Resonanzstelle ausprägt.



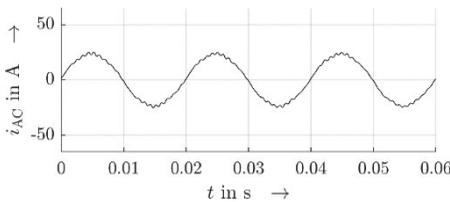
(a) Ersatzschaltbilder der Netzimpedanz ohne Resonanzstelle



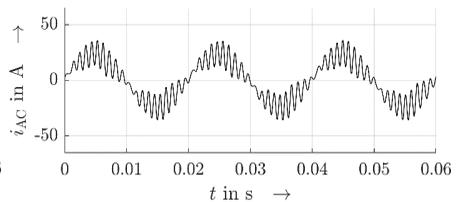
(b) Ersatzschaltbild der Netzimpedanz mit Querzweig

Bild 2: Ersatzschaltbild der beiden Netzimpedanzen

Die Simulationsergebnisse der netzseitigen Ströme des PV Inverters (Impedanzcharakteristik entsprechend Bild 1) in beiden Netzkonfigurationen sind in Bild 3 für eine unverzerrte Netzspannung u_{Netz} , d. h. eine rein sinusförmige Spannung (50 Hz, 230-V-Effektivwert), dargestellt. Die Resonanzstelle im Netz verstärkt die Rückwirkung des verzerrten netzseitigen Inverterstroms i_{AC} auf die Spannung u_{AC} am Anschlusspunkt. Als Folge nimmt die Verzerrung des inverterseitigen Netzstroms i_{AC} weiter zu. In der Praxis ist davon auszugehen, dass der Inverter bei Strömen, wie in Bild 2 (b) simuliert, abschaltet.



(a) Netzseitiger Inverterstrom bei Netzimpedanz ohne Resonanzstelle



(b) Netzseitiger Inverterstrom bei Netzimpedanz mit Resonanzstelle

Bild 3: Zeitverlauf des netzseitigen Inverterstroms i_{AC}

Die Resonanzstelle bewirkt eine lokale Erhöhung der Netzimpedanz und damit einen Schnittpunkt mit der Impedanz des Inverters, d.h. ein Verhältnis von eins, bei einer Frequenz unterhalb von 1 kHz. Auf Grund der einspeisenden Charakteristik des Inverters ($\Phi_{Z_{\text{inv}}} < -90^\circ$) und der induktiven Netzimpedanz steigt durch Netzresonanzen das Risiko von Inverterinstabilitäten. Dies sollte zukünftig bei der Auslegung von PV Invertern für Niederspannungsnetze berücksichtigt werden.



Victor Khokhlov, M. Sc.
Test procedure for determining the stabilisation time of lamps and other household appliances

The key requirement for laboratory measurements of electrical appliances is the reproducibility of measurement results. The reproducibility is determined by the measurement setup itself, but also by the steady-state operating conditions of the tested appliance, where the later is often omitted. Recent studies report a considerable change in light intensity and active power consumption of lighting equipment after connection to a power source. This suggests that measurements taken before the entire stabilisation may not be comparable with each other, which poses difficulties for systematic research as well as for compliance assessment.

In order to investigate the stabilisation process and to develop an efficient and robust test procedure, detailed laboratory measurements of lamps and other household appliances were carried out [1]. Two aspects of stabilisation are considered in this study. First, the stabilisation of electrical parameters, i.e. active power consumption (P) and magnitude of individual current harmonics ($I^{(h)}$). Second, the thermal stabilisation of circuit components, especially the operating temperature of the DC-link capacitor ($\vartheta_{DC-link}$).

The results of previous research have shown that the variation of electrical and thermal parameters during the stabilisation process in most of the cases follows an exponential behaviour. It suggests that any stabilisation process can be described by a function

$$y = y_0 + k \cdot \left(1 - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}}\right), \tag{1}$$

where y_0 and y represent the initial and actual value of the stabilisation process. Coefficient k defines the maximum growth or decay of the function over time, whereas time constant τ determines the rate of its change. A time interval of 5τ , which corresponds to 99.3 % of an exponential function rise, is a suitable estimate of the stabilisation time.

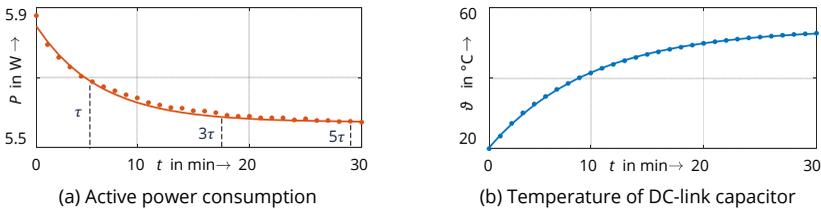


Figure 1: Variation of parameters over time for a LED lamp

The parameters of a function can be obtained from the measurement values by the least-squares method. In Figure 1 (a) the interpolated active power consumption of a LED lamp over time with Root Mean Square Error (RMSE) being less than $1.5 \cdot 10^{-3}$. The main benefit of

the proposed method lies in its ability to obtain the parameters, particularly the time constant of the function from a low amount of measurement values. Thus, the stabilisation time can be determined well before the stabilisation process is finished.

As can be seen, a 4 % reduction in active power consumption of a LED lamp is obtained after 30 minutes of operation. The variation of individual current harmonic emission over time shows similar behaviour, although their magnitude changes vary considerably, as presented in Table 1. The time constant for electrical parameters (τ_{el}) amounts 5.8 minutes and is usually equal for the considered parameters. It follows that electrical stabilisation time for this LED lamp amounts 29 minutes.

Table 1: Variation of harmonic emission during stabilisation time

| $\Delta I^{(3)}$ | $\Delta I^{(5)}$ | $\Delta I^{(7)}$ | $\Delta I^{(9)}$ | $\Delta I^{(11)}$ | $\Delta I^{(13)}$ | $\Delta I^{(15)}$ |
|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| -3 % | 0 % | 5 % | 5 % | 3 % | 0 % | 8 % |

The variation of the operating temperature of the DC-link capacitor is presented in Figure 1 (b). During the stabilisation process $\vartheta_{DC-link}$ increases from the ambient temperature of 20 °C to the steady-state conditions of 55°C. The estimated time constant τ_{th} amounts 9 minutes, and the thermal stabilisation time is determined with 45 minutes. It follows that a longer stabilisation time is required for thermal parameters compared to electrical parameters.

The procedure was repeated for 18 selected appliances including retrofit lamps with electronic ballast (CFL and LED lamps), micro USB chargers and portable laptop chargers. The time constants for electrical and thermal parameters of stabilisation processes are presented in Figure 2.

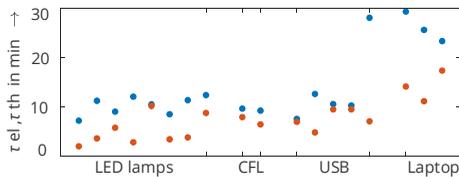


Figure 2: Time constants of stabilisation processes
(red - electrical stabilisation, blue - thermal stabilisation)

The time constants vary significantly between different appliances with the thermal time constant being usually more or less higher than the electrical time constant. The time constant is linked to the rated power of appliances, where large appliances need up to three times longer stabilisation times. The results show that the commonly used time of 60 minutes may not be enough for the stabilisation of thermal and electrical parameters.

It can be concluded that the stabilisation time should be individually determined for each tested appliance, where the proposed method can save a significant amount of time. The test conditions have to be carefully selected to reflect realistic operating conditions adequately.

[1] V. Khokhlov, J. Meyer, P. Schegner: *Test procedure for determining the stabilisation time of lamps and other household appliances*, International Conference on Harmonics and Quality, ICHQP, July 2020.



Matthias Klatt, Dipl.-Ing.
Bewertung der
Oberschwingungsemission von
Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge

Mit steigender Batteriekapazität von Elektrofahrzeugen steigt auch der Leistungsbedarf beim Laden, welcher sinnvoll nur durch stationäre Ladegleichrichter geliefert werden kann. Diese werden auch als Schnellladesäulen oder Fast-Charger bezeichnet. Durch die zunehmende Nachfrage nach leistungsstarken Schnellladesäulen wächst das Angebot und die Vielfalt derartiger Systeme gegenwärtig sehr schnell. Über die Netzurückwirkungen dieser Schnellladesäulen ist jedoch bisher wenig bekannt. Grundsätzlich müssen die Ladesäulen den Anschlussbedingungen der Netzbetreiber genügen. Bezüglich der Emission von Stromharmonischen gilt in Niederspannungsnetzen für einzelne Geräte mit Leistungen zwischen 11 und 52 kW die DIN EN 61000-3-12 [1]. Für Anlagen aus größeren Einzelgeräten oder mehreren Geräten, deren Summenleistung 52 kW überschreitet enthält die VDE AR-N 4100 [2] entsprechende Grenzwerte für Stromharmonische.

In Kooperation mit deutschen Verteilnetzbetreibern wurden Messungen an mehreren Schnellladesäulen durchgeführt. Beispielhaft wird nachfolgend eine Messung genauer vorgestellt und ausgewertet. Die Messung wurde an einer einzelnen Schnellladesäule (50 kVA) über einen Zeitraum von 10 Wochen durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 168 Ladevorgänge gezählt, wovon 41 Schnellladevorgänge waren. Diese Zeiträume werden ausgewertet. Die gemessenen Stromharmonischen sind als Boxplots im Bild 1 im Vergleich zu den Grenzwerten aus DIN EN 61000-3-12 dargestellt.

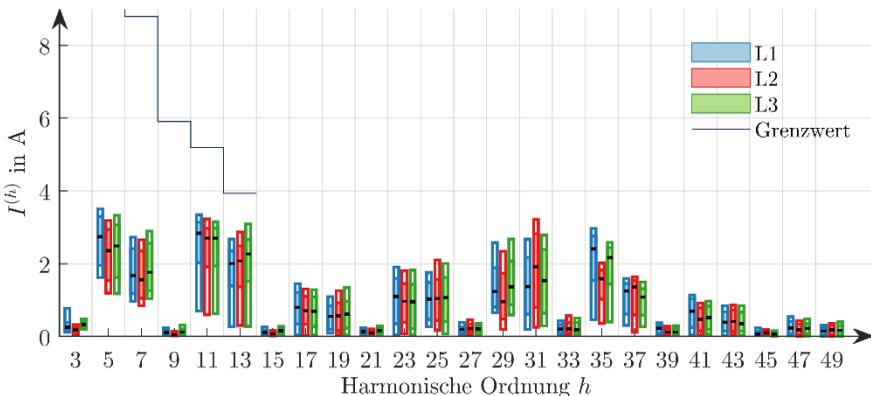


Bild 1: Stromharmonische der Ordnung h während der Schnellladevorgänge, Grenzwerte aus DIN EN 61000-3-12; farbiger Kasten markiert min/max-Bereich, die schwarze Linie den Median, Grenzwerte für 3. und 5. Harmonische liegen oberhalb des dargestellten Bereichs

Die gegebenen Grenzwerte der DIN EN 61000-3-12 werden sowohl für einzelne Harmonische, wie auch THD und PWH (hier nicht dargestellt) durchgängig eingehalten. Die DIN EN 61000-3-12 enthält jedoch nur Grenzwerte für einzelne Harmonische bis zur 13. Ordnung. Es ist zu erkennen, dass die Ströme bei der 31. und 35. Harmonischen ähnlich groß sind wie die der 11. und 13. Harmonischen, und nur knapp unter dem Grenzwert der 13. Harmonischen liegen.

Im Bild 2 sind die gleichen Messwerte im Vergleich zu den Grenzwerten aus der VDE AR-N 4100 dargestellt, wobei als Anschlussleistung der Anlage (Leistung der Ladesäule 50 kVA) zur Berechnung der Grenzwerte eingesetzt wurde.

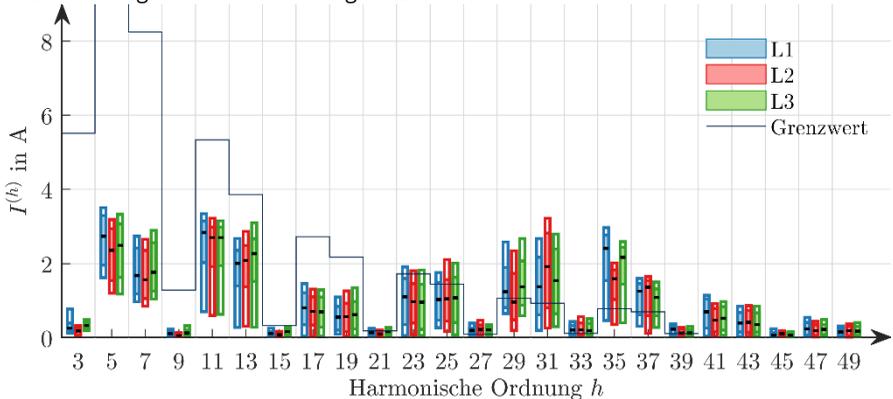


Bild 2: Stromharmonische der Ordnung h während der Schnellladevorgänge, Grenzwerte für eine Anlage aus nur einer Ladesäule (50 kVA) aus VDE AR-N 4100; farbiger Kasten markiert min/max-Bereich, die schwarze Linie den Median

Bis zur 19. Harmonischen werden die Grenzwerte eingehalten, darüber werden sie teilweise verletzt. Bei der 35. Harmonischen liegen 95 % aller Messwerte über dem Grenzwert. Das Maximum der 35. Harmonischen übersteigt den Grenzwert um das 3,5-Fache. Auch der in der Norm vorgegebene, zulässige Beitrag zu den Spannungsharmonischen wird überschritten.

Die Unterschiede im Bewertungsergebnis sind u.a. auf unterschiedliche Philosophien bei der Definition der Grenzwerte zurückzuführen. Die DIN EN 61000-3-12 stellt die Betrachtung des Einzelgerätes in den Vordergrund und wurde mit Fokus auf klassische netzgeführte Technologien entwickelt. Die AR-N 4100 folgt bei der Allokation der Grenzwerte einem anderen Ansatz, der das gesamte System mit dem Ziel betrachtet, dass die Verträglichkeitspegel im NS-Netz nicht überschritten werden. Eine größere Zahl solcher Ladesäulen in einem NS-Netz kann demnach bei gleichzeitigem Betrieb zur Verletzung der Verträglichkeitspegel führen, wenn diese nur als Einzelgeräte betrachtet werden.

- [1] DIN EN 61000-3-12 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 3-12: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme
- [2] VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)



Jan Meyer, PD Dr.-Ing. habil.
Impact of Nonlinear Lighting Loads on the Neutral Conductor Current in Residential Low Voltage Networks

In the last decade, mainly due to political incentives towards energy efficiency, the share of lamps with power electronic interface, like Compact Fluorescent Lamps (CFL) and Light Emitting Diode (LED) lamps, has significantly increased in the residential sector. Their massive use might have a substantial impact on harmonic currents and consequently on the current flowing in the neutral conductor. In order to study the impact of modern energy-efficient lighting technologies on the neutral conductor current, a joint project was developed together with the Universidad Nacional de San Juan (Argentina). For the simulations a residential LV network with 124 single-phase connected residential customers is used, which represents typical urban areas in Argentina (Figure 1).

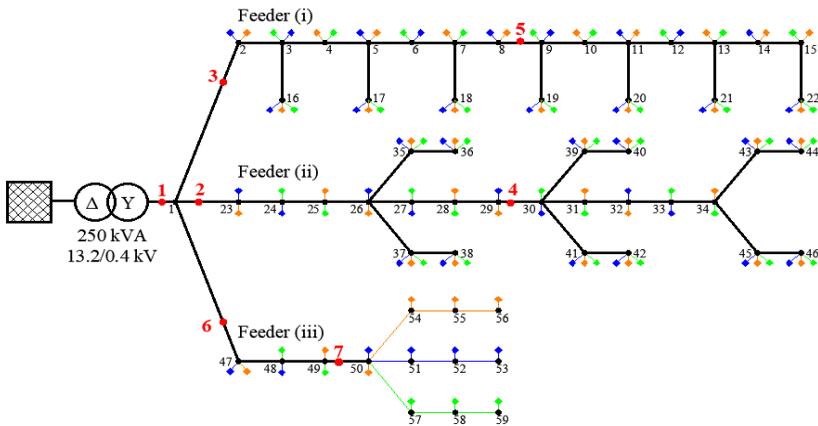


Figure 1: Diagram of the LV distribution network (colors indicate different phases) [1] (Diamonds represent residential customers, red dots different evaluation points).

Different load scenarios (Table 1) reflecting the transition from incandescent lamps (IHL), via CFL, to LED lamps are compared with regard to the neutral conductor current at different points in the network. The harmonic current emission of CFL and LED lamps is modelled as constant current sources using measurements of a pre-selected set of commercially available lamps from the PANDA database (<https://panda.et.tu-dresden.de>). A Monte Carlo simulation is applied to consider the randomness related to the use of lamps by each residential customer. The number of lamps in operation is randomly determined

based on a weighted uniform distribution (Table 2), the type of lamp is randomly chosen from the pre-selected set.

Table 1: Load scenarios

| Scenario | IHL (%) | CFL (%) | LED (%) |
|----------|---------|---------|---------|
| 1 | 100 | 0 | 0 |
| 2 | 50 | 50 | 0 |
| 3 | 0 | 100 | 0 |
| 4 | 0 | 50 | 50 |
| 5 | 0 | 0 | 100 |

Table 2: Weighted distributions to determine the number of operating lamps.

| Lamps in operation | Weight per lamp number |
|--------------------|------------------------|
| 0 - 5 | 0.0476 |
| 6 - 10 | 0.0952 |
| 11 - 15 | 0.0476 |

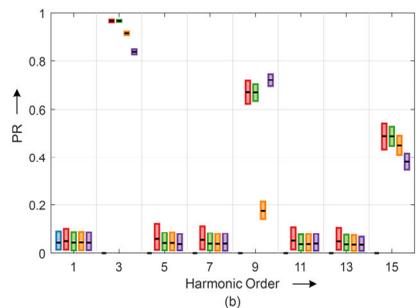
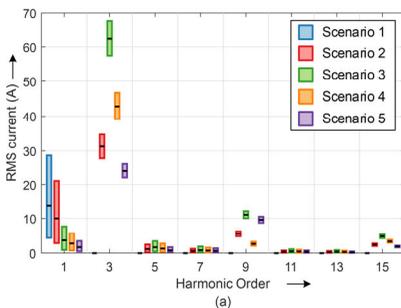


Figure 2: Overview of the neutral currents under sinusoidal supply voltage at analysis point 1: a) harmonic components, b) prevailing ratios.

Figure 2 exemplarily presents the harmonic components of the neutral conductor current and their prevailing ratio (PR) at evaluation point 1 (cf. Figure 1) for all scenarios. The highest impact on the neutral conductor current is expected for scenario 3 with the 3rd harmonic current having the highest value. For the 3rd harmonic current the phase angle diversity is low (high value of PR), which means that the 3rd harmonic current of the lamps adds up virtually arithmetically. For all considered harmonics except the 9th harmonic a reduction of harmonic current in the neutral conductor contributed by lamps is expected with the increasing use of LED lamps in the future. Due to the favorable diversity for the 9th harmonic current between CFL and LED (low PR value), an effective cancellation exists in scenario 4, which disappears again for scenario 5. For scenario 1 only the fundamental component exists, because IHL represent linear loads. The current is only a consequence of unbalanced distribution of the lamps to the 3 phases. Further results can be found in [2].

[1] J. E. Caicedo Navarro, "Methodological Contribution to the Assessment of the Harmonic Distortion in Residential Distribution Networks, Considering the Penetration of Plug-In Electric Vehicles," Universidad Nacional de San Juan, 2019.

[2] Hernández, J.; Romero, A. A.; Meyer, J.; Blanco, A. M., Impact of Nonlinear Lighting Loads on the Neutral Conductor Current of Low Voltage Residential Grids. *Energies* 2020, 13, 4851.



Friedemann Möller, Dipl.-Ing.
Analyse der Charakteristik von MS-
Netzen als Grundlage zur Verbesserung
der Berechnung von
Emissionsgrenzwerten für
Kundenanlagen

Eine effiziente Nutzung der elektrischen Netze beinhaltet, dass vorgegebene Verträglichkeitspegel für die Kenngrößen der Elektroenergiequalität möglichst gut ausgeschöpft, jedoch nicht überschritten werden. Um dies zu erreichen werden entsprechende Emissionsgrenzwerte für Kundenanlagen vorgegeben. Die Berechnung der Grenzwerte für Stromharmonische in Mittelspannungsnetzen (MS-Netzen) erfolgt bspw. nach Gleichung (1) [1]:

$$I_{vzul\ i} = \frac{p_v}{1000} \cdot \frac{1}{k_v} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_{KV}}{S_{Ai}}} \cdot I_{Ai} \quad (1)$$

- $I_{zul\ i}$ zulässiger Emissionsgrenzwert der Kundenanlage i
- p_v, k_v Proportionalitäts- und Resonanzfaktor für Harmonische der Ordnung v
- k_B, k_E, k_S prospektive Ausbaufaktoren für Bezug, Einspeisung und Speicher
- S_{KV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt
- S_{Ai}, I_{Ai} Beantragte Anschlussleistung / Bemessungsstrom der Kundenanlage i

Die Berechnungsgleichung geht davon aus, dass nur ein anteiliger Beitrag des Verträglichkeitspegels für das MS-Netz genutzt wird, welcher sich leistungsproportional auf die angeschlossenen Kundenanlagen aufteilt. Die gleiche Kundenanlage (Anschlussleistung S_{Ai}) erhält bei Anschluss im NS-Netz aufgrund der niedrigeren Kurzschlussleistung niedrigere Grenzwerte als bei direktem Anschluss an das MS-Netz. Bei zunehmenden Anteil an unterlagerten NS-Netzen nimmt die Ausnutzung des anteiligen Beitrages im MS-Netz ab [2].

Um das Verhältnis zwischen MS-Kunden zu unterlagerten NS-Netzen abzuschätzen sowie Anhaltspunkte für Wertebereiche und typische Verteilungen weiterer netzspezifischer Kenngrößen wie z. B. die beantragte Anschlussleistung von Kundenanlagen und die Bemessungsleistung der speisenden HS/MS Transformatoren in MS-Netzen zu erhalten, wurde eine Umfrage unter Netzbetreibern durchgeführt. Dazu wurden insgesamt 41 repräsentative MS-Netze von 17 Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich, Schweiz und Tschechien ausgewertet.

Erfragt wurde neben der Nennspannung, den Parametern der speisenden HS/MS-Transformatoren und den prospektiven Ausbaufaktoren, ausgewählte Angaben zu allen angeschlossenen Kundenanlagen. Diese sind:

- Einteilung in Mittelspannungskunde bzw. unterlagertes Niederspannungsnetz
- Vereinbarte Anschlussleistung
- Kurzschlussleistung am entsprechenden Verknüpfungspunkt
- Art der Kundenanlage (Bezugs- bzw. Einspeiseanlage)

Bild 1 zeigt die relative Häufigkeit über alle untersuchten MS-Netze in Hinblick auf den Anteil k_{NS} der installierten Leistung aller unterlagerten NS-Netze zur insgesamt im MS-Netz installierten Anlagenleistung. Es ist ersichtlich, dass in über 50 % der MS-Netze die unterlagerten NS-Netze einen Anteil von 50 % oder mehr an der gesamten installierten Leistung haben. In Anlehnung an [2] bedeutet dies, dass die Verträglichkeitspegel in vielen Fällen nicht optimal ausgenutzt werden.

Bild 2 stellt die kumulierte Häufigkeit über alle untersuchten MS-Netze für das Verhältnis der Summe aus MS-Bezugsanlagen $S_{B,MS}$ und der Summe der unterlagerten NS-Netze S_{NS} zur Summe der Bemessungsleistung der speisenden HS/MS-Transformatoren S_{T} dar. Der prospektive Ausbaufaktor für Bezugsanlagen k_B wird von allen Netzbetreibern mit maximal 1 angegeben (Summe der Anschlussleistung aller Kundenanlagen gleich der Bemessungsleistung des HS/MS-Transformators). Dennoch übersteigt die Leistung der als Bezugsanlagen interpretierbaren Kundenanlagen die Leistung S_{T} in ca. 40 % und kann in Einzelfällen sogar bis zum 2,5-fachen betragen. Diese Art der „Überbuchung“ des MS-Netzes resultiert u. a. aus den der Netzplanung typischerweise zugrundeliegenden Gleichzeitigkeitsfaktoren und wird in der Ermittlung der Emissionsgrenzwerte durch die prospektiven Ausbaufaktoren berücksichtigt.

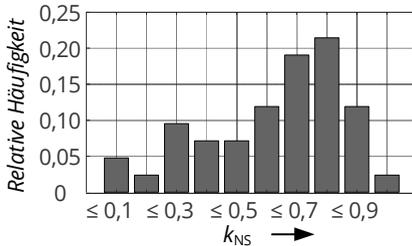


Bild 1: Relative Häufigkeit des Anteils an unterlagerten NS-Netzen an der gesamten installierten Leistung des MS-Netzes

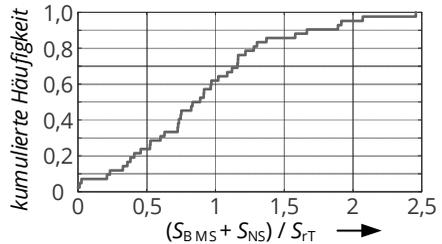
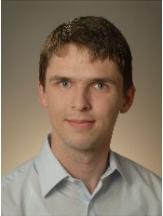


Bild 2: Kumulierte Häufigkeit des Verhältnisses der Summe der Leistung der Bezugsanlagen zur Summe der Bemessungsleistungen der HS/MS-Transformatoren

Wie aus der Auswertung der Umfrageergebnisse und ersten Untersuchungen ersichtlich, besteht ein Optimierungspotential für die Berechnung der Emissionsgrenzwerte, um vorgegebene Verträglichkeitspegel besser zu nutzen. Geeignete Anpassungen der Gleichungen zur Berechnung der Emissionsgrenzwerte sind Gegenstand weiterer Untersuchungen. Der für die Oberschwingungen geltende Zusammenhang kann dabei durch Modifikation des Proportionalitäts- und Resonanzfaktors und $I_{A,i}$ ebenfalls auf Unsymmetrie und Flicker angewandt werden.

[1] VDE-AR-N 4110 *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, 2018

[2] J. Linke, F. Möller, J. Meyer: *Impact of the share between medium and low voltage customers on the harmonic levels in medium voltage distribution networks*, PESS 2020, October 2020.



Sascha Müller, Dipl.-Ing.
Modellierung der frequenzabhängigen
Eingangsimpedanz von modernen
leistungselektronischen Geräten

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Die zunehmende Verbreitung von leistungselektronischen Geräten im Niederspannungsnetz kann zu erhöhten Oberschwingungspegeln führen. Ursache dafür ist nicht nur die zusätzliche Emission aufgrund der Nichtlinearität dieser Geräte, sondern auch deren Einfluss auf die frequenzabhängige Netzimpedanz. Um dieses Verhalten simulieren zu können, sind Modelle erforderlich, welche neben der Oberschwingungsemission auch die Eingangsimpedanz bzw. deren Kehrwert, die Eingangsadmittanz, nachbilden [1]. Bild 1 zeigt deren Betragsfrequenzgang beispielhaft für sechs PV-Wechselrichter.

Zu diesem Zweck wird das klassische Norton-Modell durch eine passive Schaltung erweitert, welche den gemessenen Frequenzgang der Eingangsadmittanz des Gerätes approximiert. Gewählt wird hierzu das in Bild 2 dargestellte generische Schaltungsmodell, welches aus zwei parallelen RLC-Zweigen besteht. Dieses Modell lässt sich im Frequenzbereich bis 2 kHz für beliebige Geräte parametrieren, wobei in einigen Fällen nicht alle Bauelemente der Schaltung benötigt werden und sich die Schaltung somit vereinfacht. Das dargestellte Modell entspricht jedoch in der Regel nicht der realen Filterschaltung, sondern stellt lediglich ein geeignetes Schaltungsäquivalent dar.

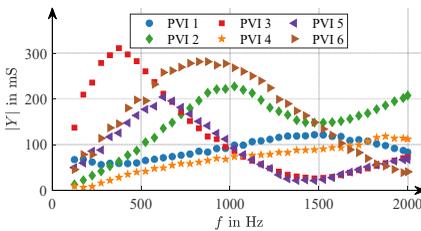


Bild 1: Gemessener Betragsfrequenzgang der Eingangsadmittanz von PV-Wechselrichtern

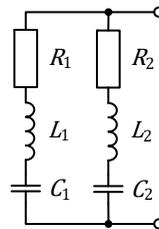
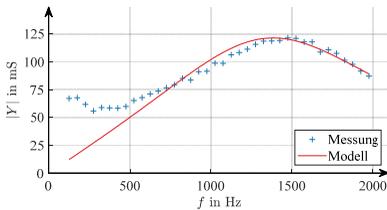
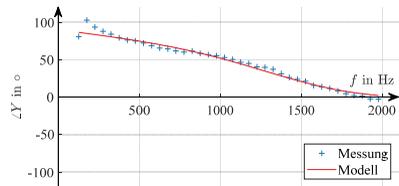


Bild 2: Generisches Schaltungsmodell

Die Parametrierung des Schaltungsmodells erfolgt entweder durch eine nichtlineare Minimierung der Abweichungsquadrate (Methode der kleinsten Quadrate) oder durch die Anwendung der sogenannten Partikelschwarmoptimierung, deren Zielfunktion ebenfalls die Summe der Abweichungsquadrate ist. Zwischen der gemessenen und der gefitteten Eingangsadmittanz gibt es jedoch in der Regel eine verbleibende Abweichung. Diese entspricht u.a. dem aktiven Anteil der Eingangsadmittanz, welche durch den implementierten Regelalgorithmus zur Ansteuerung der Leistungshalbleiter verursacht wird. Bild 3 zeigt beispielhaft den Vergleich zwischen gemessener und modellierter Eingangsadmittanz für einen PV-Wechselrichter (PVI 1).



(a) Betragsfrequenzgang

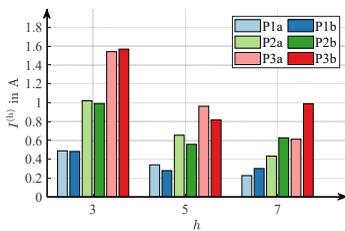


(b) Phasenfrequenzgang

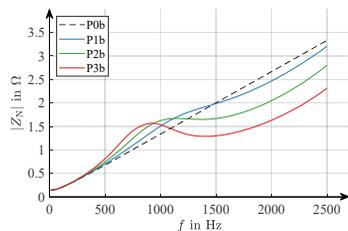
Bild 3: Vergleich von gemessener und modellierter Eingangsadmittanz am Beispiel von PVI 1

Die verbleibende Abweichung zwischen Messung und Modell wird aber nicht vernachlässigt, sondern stattdessen durch Anpassung der im Norton-Modell vorhandenen spannungsge- steuerten Stromquellen berücksichtigt. Die Spannungsabhängigkeit der Oberschwingungs- emission ist somit in dem hier beschriebenen, erweiterten Norton-Modell in gleicher Weise wie im klassischen Norton-Modell abgebildet. Der Unterschied zwischen beiden Modellen besteht darin, dass nur das erweiterte Norton-Modell eine explizit mittels passiver Bauele- mente dargestellte Eingangsadmittanz enthält. Nur auf diese Weise ist es möglich, in übli- cher Software zur Netzsimulation die Oberschwingungslastflüsse und die Netzimpedanz korrekt zu berechnen, da sonst die Admittanz eines Gerätes mit Null angenommen wird.

Um diesen Effekt zu illustrieren, wird eine vereinfachte Simulation eines generischen Netzes mit unterschiedlichen Durchdringungsraten für PV-Wechselrichter (P1, P2, P3) durchge- führt, wobei einmal das klassische (a) und einmal das erweiterte Norton-Modell (b) genutzt wird. Die resultierenden Oberschwingungsströme sowie der Einfluss auf die Netzimpedanz sind in Bild 4a und b dargestellt. Besonders deutlich werden die Unterschiede bei der höchst- en Durchdringung (rot). Hinsichtlich der Oberschwingungsströme ist sowohl eine Reduk- tion (5. Harmonische) als auch eine Erhöhung (7. Harmonische) möglich. Erhöhte Pegel sind vor allem dann zu erwarten, wenn es gegenüber der Kurzschlussgeraden (P0b in Bild 4b) zu einer Resonanzüberhöhung kommt.



(a) Oberschwingungsströme am Leitungsanfang



(b) Netzimpedanz am Leitungsende

Bild 4: Einfluss der modellierten Eingangsadmittanz auf die Oberschwingungspegel und die Netzim- pedanz bei unterschiedlichen Durchdringungsraten für PV-Wechselrichter

[1] S. Müller, J. Meyer, P. Schegner. *Extended coupled Norton model of modern power-electronic devices for large-scale harmonic studies in distribution networks*. IET Power Electronics, 2020.



Morteza Pourarab, M. Sc.
Interpretation of harmonic contributions with respect to emission limits

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

One of the main requirements for optimal operation of the grid is to maintain the levels of individual and total voltage harmonics of a customer installation below the prescribed limits in order to ensure that in a fully utilized system the compatibility levels are still met. For this purpose, the harmonic voltage “contribution” of each customer during operation has to be determined and compared with the “emission limits” determined during the planning stage. So far, several methods have been proposed in literature for the identification of harmonic contribution of customer installations, with IEC and VHV method being the most common ones. However, it is not clear, if and how the corresponding contribution indices (magnitude of the phasor) can be compared with the emission limits. In order to evaluate this, the frequency domain model of a simple LV distribution network with three customers along the feeder is used.

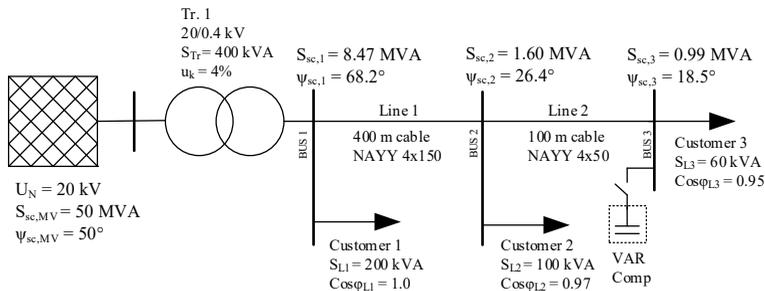


Figure 1: Single line diagram of the test network

First, for each customer, the respective emission limits (voltage and current) are calculated. Next, the harmonic current for each customer installation is adjusted to the corresponding current limit taking the recommended summation exponent into account. Finally, the contribution indices are determined and compared with the voltage emission limits. The contribution of customer side and supply side to the harmonic voltage at the Point of Connection (POC) is determined by considering a simplified circuit modelling the supply side as Thevenin equivalent and the customer side as Norton equivalent and applying the superposition principle. The magnitude of the harmonic voltage phasor at POC due to the current source of the customer is the contribution of customer installation denoted as $|U_{POC-C}^{(5)}|$. Harmonic current and voltage limits are usually defined considering the customer installa-

tion as an ideal source of harmonic current (e.g. IEC 61000-3-6). At first, an ideal case (reference case) is analysed, where the customers are presented as constant current sources and the impedance of the supply side corresponds to the impedance line extrapolated from the short-circuit impedance (no resonances, reference impedance). The 5th harmonic voltage at each POC are listed in Table 2 (case 1). The total 5th harmonic voltage occurs at the end of the feeder (customer 3) and equals the expected total 5th harmonic voltage calculated based on the emission limits.

Table 1: Emission limits (5th harmonic order)

| | Customer 1 | Customer 2 | Customer 3 |
|----------------------|------------|------------|------------|
| $u_{lim}^{(5)}$ in % | 1.22 | 0.74 | 0.52 |
| $I_{lim}^{(5)}$ in A | 32.07 | 7.18 | 3.99 |

The contribution indices of the customer installations are shown in Table 3. As expected, IEC index ($\underline{Y}_c = 0$) equals the value of voltage emission limit, because the calculated emission limit corresponds to the case where all harmonic currents are injected at the POC and each customer is modelled with an ideal current source. On the other hand, the VHV index ($\underline{Y}_c \neq 0$) gives slightly different values.

In a second case, a 50 kvar capacitor bank is connected at Bus 3 resulting in a deviation between the actual impedance and the reference impedance at 5th harmonic on the supply side (introduction of resonance). As shown in Table 2 (case 2), it is clear that the rise in voltage harmonic at the customer busbar is due to change in supply side impedance. The respective contribution indices for both actual (act) and reference (ref) impedances are given in Table 3. As it can be seen, the customer contribution indices based on reference impedance are less affected than those of actual impedance. The VHV and IEC indices both provide feasible results with respect to the allocated emission limits. Further details has been published in [1].

Table 2: 5th harmonic voltage data

| | Customer 1 | Customer 2 | Customer 3 |
|----------------------------------|--------------------|-------------|-------------|
| $\underline{u}_{POC}^{(5)}$ in % | case 1 1.20∠30.17° | 1.74∠51.37° | 1.86∠52.13° |
| $\underline{u}_{POC}^{(5)}$ in % | case 2 1.41∠13.65° | 1.95∠19.61° | 2.09∠15.43° |

Table 3: Contribution indices

| impedance | Customer 1 | | Customer 2 | | Customer 3 | |
|---|-------------|------|------------|------|------------|------|
| | act | ref | act | ref | act | ref |
| IEC $\left \frac{\underline{u}_{POC}^{(5)}}{\underline{u}_{POC}^{(5)}} \right $ in % | case 1 1.22 | 1.22 | 0.74 | 0.74 | 0.52 | 0.52 |
| VHV $\left \frac{\underline{u}_{POC}^{(5)}}{\underline{u}_{POC}^{(5)}} \right $ in % | case 1 1.17 | 1.17 | 0.92 | 0.92 | 0.67 | 0.67 |
| IEC $\left \frac{\underline{u}_{POC}^{(5)}}{\underline{u}_{POC}^{(5)}} \right $ in % | case 2 1.32 | 1.23 | 0.60 | 0.46 | 0.44 | 0.32 |
| VHV $\left \frac{\underline{u}_{POC}^{(5)}}{\underline{u}_{POC}^{(5)}} \right $ in % | case 2 1.27 | 1.20 | 0.85 | 0.70 | 0.62 | 0.49 |

- [1] M. Pourarab, J. Meyer, M. Halpin, Z. Iqbal and S. Djokic, "Interpretation of harmonic contribution indices with respect to calculated emission limits," 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Dubai, United Arab Emirates, 2020.



Robert Stiegler, Dipl.-Ing.
Messtechnische Bestimmung des
Ausbreitungsverhaltens
Spannungsharmonischer im
Höchstspannungsnetz

Simulationen zur Ausbreitung von Harmonischen in vermaschten Übertragungsnetzen sind komplex und hängen maßgeblich von der zuverlässigen Kenntnis einer Vielzahl verschiedener Einflussfaktoren, insbesondere bei der Modellparametrierung ab. Die Ausbreitung zwischen zwei Knoten wird durch den komplexen Beeinflussungskoeffizienten quantifiziert. In Simulationen wurde zwischen verschiedenen Knoten neben der erwarteten Dämpfung auch eine Verstärkung von Spannungsharmonischen durch Resonanzen beobachtet. Um die simulativ gefundenen Beeinflussungskoeffizienten zu plausibilisieren, wurde exemplarisch eine messtechnische Bestimmung der Ausbreitung von Harmonischen im Höchstspannungsnetz der TenneT auf Basis zeitsynchronisierter Messungen durchgeführt. Als anregende Quelle wurde der Einschalttrush eines 380 kV Transformators genutzt, welcher sich durch ein breitbandiges und hohes Stromspektrum auszeichnet.

Der untersuchte Netzausschnitt ist in Bild 1 dargestellt. Er besteht aus einer 113 km langen Doppelleitung zwischen zwei Netzknoten (UW A und UW C). In ein Leitungssystem ist ein weiteres Umspannwerk (UW B) mit einem Transformator in das unterlagerte 110 kV Netz eingeschleift. Zur Anregung dient ein sekundärseitig leerlaufender 380 kV / 110 kV Transformator mit 300 MW Bemessungsleistung in UW A. Alle relevanten Ströme und Spannungen (siehe Bild 1) wurden mit mehreren GPS-synchronisierten Transientenrekordern mit einer Abtastrate von 500 kS/s aufgezeichnet.

Insgesamt wurden die Zeitverläufe von 14 Einschaltvorgängen des Transformators erfasst. Je nach Zuschaltaugenblick lag der maximale Halbperiodeneffektivwert des Inrush-Stromes bei 100 A bis 1 kA. Aus den Zeitverläufen werden zunächst die einzelnen Schaltereignisse isoliert. Die Zeitverläufe werden je Schaltereignis in ein 10-Perioden-Fenster vor der Zuschaltung und mehrere Fenster nach der Zuschaltung unterteilt. Nach der Überführung der Fenster in den Frequenzbereich und in die symmetrischen Komponenten wird das Differenzspektrum zwischen den Fenstern nach der Zuschaltung und dem Fenster vor der Zuschaltung bestimmt.

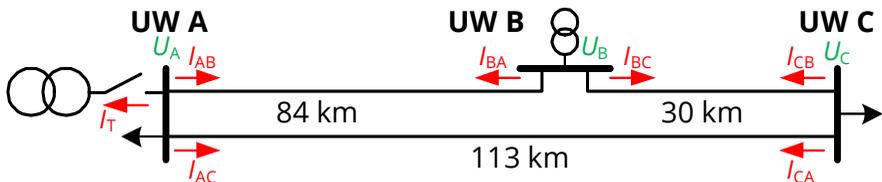


Bild 1: Übersicht des Untersuchten Netzausschnittes

Der komplexe Beeinflussungskoeffizient wird nach (1) definiert. Ein Koeffizient von $|\underline{c}_{AB}^{(h)}| < 1$ bedeutet dabei eine Dämpfung, $|\underline{c}_{AB}^{(h)}| > 1$ eine Verstärkung der jeweiligen Harmonischen h auf der Strecke vom Knotenpunkt A zum Knotenpunkt B.

$$\underline{c}_{AB}^{(h)} = \frac{\Delta U_{-B}^{(h)}}{\Delta U_{-A}^{(h)}} \quad (1)$$

Die Bestimmung der frequenzabhängigen Beeinflussungskoeffizienten aus den Differenzspektren erfolgt mittels Regressionsrechnung. Dabei werden alle Schaltereignisse sowie alle Differenzspektren genutzt um den Einfluss des Messrauschens zu minimieren.

Bild 2 zeigt die Beträge der bestimmten Beeinflussungskoeffizienten. Die Fehlerbalken kennzeichnen in dieser Darstellung den Vertrauensbereich der Regression.

Die Beeinflussungskoeffizienten für das Nullsystem weichen teilweise stark von den Werten für Mit- und Gegensystem ab, was u. a. aufgrund der unterschiedlichen Impedanz der Leitungen im Nullsystem gegenüber dem Mit-/Gegensystem den theoretischen Erwartungen entspricht. Für Mit- und Gegensystem sind die Beeinflussungskoeffizienten im Bereich bis zur 7. Harmonischen näherungsweise konstant und unabhängig von der harmonischen Ordnung. Bei höheren Harmonischen kommt es teilweise zu deutlichen Verstärkungseffekten. So werden die Spannungsharmonischen der 23. bis 27. Ordnung auf der Strecke vom UW A zum UW B um bis zu Faktor 6 verstärkt.

Durch die Messergebnisse konnten die Simulationen plausibilisiert werden, die gemessenen und simulierten Beeinflussungskoeffizienten bewegen sich im gleichen Wertebereich.

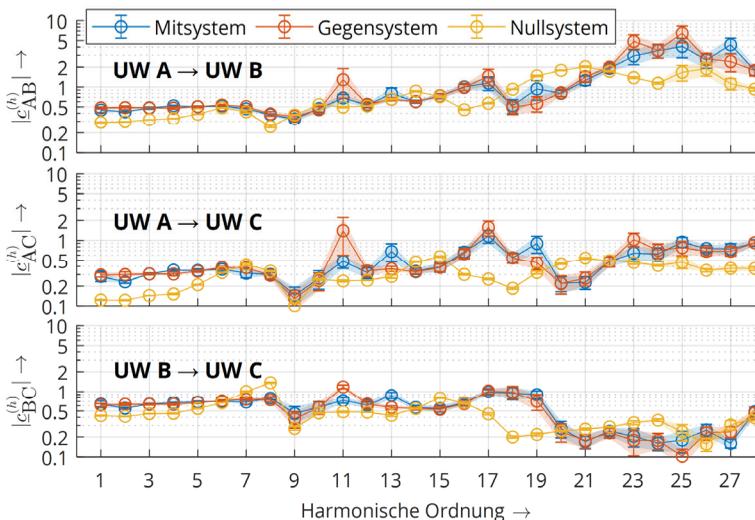
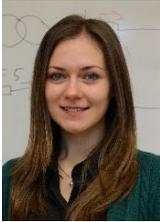


Bild 2: Messtechnisch bestimmtes Ausbreitungsverhalten im untersuchten Netz



Olga Zyabkina, M. Eng.
Feature engineering for detection of atypical behavior in Power Quality measurements



Due to the growing penetration of power electronic devices for the consumption, storage and generation of electrical energy, power quality is becoming increasingly important. In order to identify possible power quality disturbances at the early stage, network operators conduct extensive measurement campaigns, which result in a big amount of recorded and stored Power Quality (PQ) data.

Beside the typical variations observed in PQ data caused by electrical and non-electrical factors, “atypical” variations can occur as well. Such “atypical” behavior is also referred to as anomalies or outliers. Examples of normal and abnormal daily behavior are presented in Figure 1 - 3 in grey and red colors respectively. The detection of such abnormal behavior in PQ data can provide helpful information to the network operator, as it indicates changes in the operating state of a network or connected customers. As manual screening of the data is not feasible, an automatic method for anomaly detection in big amount of PQ data has been developed [1].

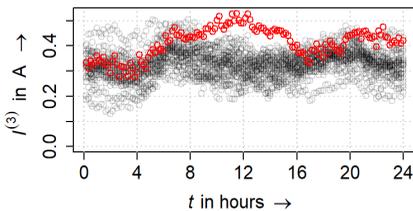


Figure 1: Daily profiles of 3rd current harmonics for normal days (in grey) and abnormal day (in red) in classes C

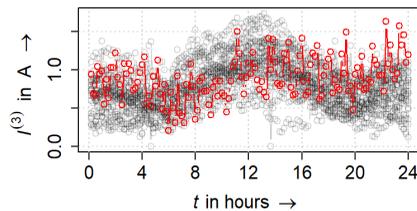


Figure 2: Daily profiles of 3rd current harmonics for normal days (in grey) and abnormal day (in red) in classes V

The anomaly detection method can be applied to the raw data, which has often a low efficiency. Applying the method to suitable features derived from the raw data can improve the efficiency of detection significantly. A feature can be defined as attribute or numeric value, which is used to quantify or characterize specific data property or phenomenon being observed. The process of feature engineering uses domain knowledge to extract features from raw data via data mining techniques.

To distinguish normal and abnormal days, based on screening a large set PQ data regarding their typical characteristics, nineteen features have been developed based on four data property classes: centrality, variability, dispersion and extrema.

Centrality (C) refers to the central value of the data distribution and is quantified with mean value (MN). In order to estimate dynamic of the mean value over intervals of a day, variation

of interval means feature (VIM) is introduced as a second feature in C class. Figure 1 exemplarily shows an abnormal day belonging to anomaly class C. The abnormal day (red) has increased values during day time, which results in the change of mean values for this day. Property class *variability* (V) is quantified by two features, namely level of fluctuation (LOF) and variance of interval variances (VIV). While LOF estimates variation between consecutive values of a day, VIV estimates dynamic of variance values over intervals of a day. Figure 2 exemplarily presents an abnormal day (red) belonging to anomaly class V. It can be noticed how variation between consecutive values for the day in red is different from days in grey. Another class is introduced to quantify data *dispersion* (D). Therefore, 13 percentiles are used, namely 1 %, 5 %, 15 %, 25 %, 35 %, 45 %, 50 %, 55 %, 65 %, 75 %, 85 %, 95 %, and 99 %. Exemplarily in Figure 3 the day in red colour exhibits different profile/dispersion compared to the days in grey. The fourth data property class *extrema* (E) is related to the typical range within which values vary during a day. Maximum (MAX) and minimum (MIN) values are used as respective features. In Figure 3, the data for the day in red varies within a range higher than the range for days highlighted in grey colour.

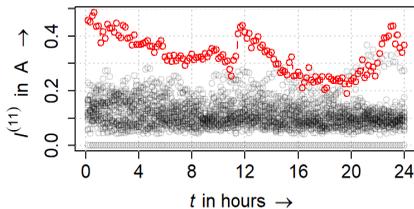


Figure 3: Daily profiles of 11th current harmonics for normal days (*in grey*) and abnormal day (*in red*) for D and E anomaly classes

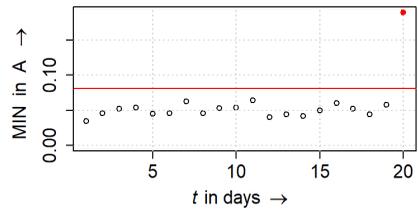


Figure 4: MIN feature values calculated for 20 days and a threshold (*in red*) with detected abnormal day (*red circle*) and comparison days (*black circles*)

As result of the feature engineering step, the raw time series of PQ parameters are represented as feature time series (daily values). As example Figure 4 presents the time series of MIN feature (anomaly class E) of 20 days including the abnormal day presented in Figure 3. From Figure 4 it is clear that MIN feature for the abnormal day is significantly higher than values of MIN feature for normal days. Therefore, by applying the anomaly detection threshold (red line in Figure 4) the abnormal day can be easily detected.

Application of feature-based time series representation presents efficient tool not only to reduce the size of data under analysis but also to improve detection efficiency and speed. Moreover, the development of features based on domain knowledge eases the identification of root causes of a particular anomaly.

- [1] O. Zybalkina, M. Domagk, J. Meyer, and P. Schegner, "A Feature-Based Method for Automatic Anomaly Identification in Power Quality Measurements," 2018 IEEE Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst., pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440460.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Schutz- und Leittechnik“



Michael Bruhns, Dipl.-Ing.
**Phänomenologische Modellierung
stromstarker Störlichtbögen in Nie-
dersspannungsanlagen**



Stromstarke Störlichtbögen in der Niederspannung

Eine wesentliche Einflussgröße für das Zerstörungspotential von Störlichtbögen ist der Lichtbogenstrom. Tritt der Lichtbogenfehler in Reihe zur angeschlossenen Last auf, spricht man von einem Längsfehler. Der Lichtbogenstrom nimmt maximal den Wert des Laststromes an. Bei einem Querfehler fließt der Lichtbogenstrom parallel zur angeschlossenen Last und wird nur von der Netzimpedanz und dem Lichtbogen selbst begrenzt. Die auftretenden Fehlerströme liegen im kA-Bereich. In Niederspannungsanlagen treten stabile Störlichtbögen erst ab einem prospektiven Kurzschlussstrom von etwa 1000 A auf. Man bezeichnet diese auch als stromstarke Störlichtbögen. [1] [2]

Die Strombegrenzungswirkung von Störlichtbögen

Den Ladungsträgertransport innerhalb eines Störlichtbogens übernimmt ein Plasma, das sich bei hohen Lichtbogenströmen auf mehrere 1000 K aufheizt. Daraus resultiert eine hohe Abgabe vor allem von thermischer Energie an die Umgebung, die eine direkte Gefährdung elektrischer Anlagen und Personen durch die Entwicklung von hohen Temperaturen, Metalldampf, Strahlung und Druck zur Folge hat. Aus elektrischer Sicht führt die Energieabgabe außerdem zu einer ohmschen Komponente der Impedanz des Störlichtbogens, die eine Reduktion des Kurzschlussstroms bewirken kann. Im Niederspannungsbereich kann es infolge der Strombegrenzung bei einem Störlichtbogenereignis zu einer verzögerten Abschaltung von Schutzsystemen mit einer Überstrom-Charakteristik kommen. Um die elektrischen Auswirkungen des Störlichtbogens bei der Auswahl und Prüfung von Schutzkonzepten berücksichtigen zu können, sind Modelle zur Berechnung des elektrischen Zeitverhaltens von Störlichtbögen zur Einbindung in Netzberechnungsprogramme notwendig. [1] [3]

Modellierung von Störlichtbögen

Bei der Modellierung von Lichtbögen kommen je nach Anwendung unterschiedliche Modelle zum Einsatz. Brennt der Lichtbogen in einem begrenzten Volumen dessen Randbedingungen bekannt sind, lässt sich das Plasma mit Hilfe von strömungsmechanischen und magnetoelktrodynamischen Gleichungen beschreiben. Diese s. g. physikalischen Modelle werden z.B. bei der Entwicklung von Schaltgeräten eingesetzt. Aufgrund der hohen Anzahl unbekannter Parameter bei frei in Luft brennenden Störlichtbögen, wie es in elektrischen Anlagen der Fall ist, werden stattdessen phänomenologische Modelle („Black-Box-Modelle“) eingesetzt, die das charakteristische elektrische Verhalten mit einem reduzierten Satz an Parametern beschreiben. Dazu zählen die Theorien des zeitabhängigen Lichtbogenverhaltens nach Cassie oder Mayr. Die Mayr'sche Differenzialgleichung (s. Gl. 1) beschreibt das

Verhalten der „Klemmgrößen“ Lichtbogenspannung u_{LB} und Lichtbogenstrom i_{LB} um den Stromnulldurchgang mit Hilfe einer Lichtbogenzeitkonstante i_{LB} und der abgegebenen Leistung P_0 .

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau} \left(\frac{u \cdot i}{P_0} - 1 \right) \quad (1)$$

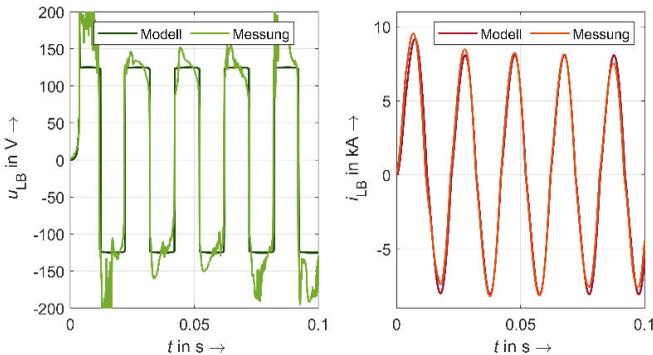


Bild 3: Vergleich des Hybridmodells mit gemessenen Werten

Weitere Modellen wie die von Habedank, Schavemaker und Schwarz sind aus der Kombination der Ansätze von Cassie und Mayr und durch die Einführung weiterer Parameter entstanden. Die Bestimmung der Parameter erfolgt durch die Auswertung von Messungen. Deren Übertragbarkeit auf einen Anwendungsbereich außerhalb der experimentellen Basis, der sie entstammen, ist nur begrenzt möglich und für jede Erweiterung neu zu verifizieren. Um die Vorteile phänomenologischer und physikalischer Modelle zu nutzen, lassen sich beide Modellarten zu Hybridmodellen kombinieren. Beispielsweise kann der Zündvorgang durch ein Schmelzbrückenmodell abgebildet werden. Nach Beendigung des Zündvorgangs erfolgt die Modellierung des Klemmverhaltens phänomenologisch nach Schwarz. Der Vergleich der mit einem Hybridmodell berechneten und gemessenen Werte in Bild 3 zeigt, eine gute Übereinstimmung während des Zündvorgangs und während der Nulldurchgänge. Für die Abbildung des stochastischen Verhaltens der Lichtbogenspannung ist eine Erweiterung des Modells notwendig. [4] [5] [6] [7]

- [1] H. Schau, A. Halinka, W. Winkler: *Elektrische Schutzeinrichtungen in Industrienetzen und -anlagen: Grundlagen und Anwendungen*. Heidelberg, 2008.
- [2] E. Hetzmanseder, J. Zuercher: *Lichtbogenfehler*. In: 16. Fachtagung Albert-Keil-Kontaktseminar (2001), Nr. 57, S. 29–34.
- [3] P.L. Könen, H. Schäfer: *Störlichtbogenschutz in der Niederspannung – eine Herausforderung in der Schutztechnik*. Bonn, 1998.
- [4] M. Lindmayer: *Lichtbogensimulation – ein Überblick*. In: 20. Fachtagung Albert-Keil-Kontaktseminar (2009), Nr. 65, S. 113–123.
- [5] R. Rüdenberg: *Elektrische Schaltvorgänge*. Berlin, 1974.
- [6] C. Rümpler, *Lichtbogensimulation für Niederspannungsschaltgeräte*, Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2009.
- [7] W. Hartmann, M. Römheld, K.-D. Rohde: *Hydrodynamische Instabilität von Schmelzbrücken beim Öffnen Stromtragender Kontakte*. In: 18. Fachtagung Albert-Keil-Kontaktseminar (2005), Nr. 61, S. 63–67



Carlo Liebermann, Dipl.-Ing.
Berechnung der Messabweichung bei der Fehlerortung im Distanzschutz

Da Freileitungen unsymmetrische Betriebsmittel darstellen, werden diese ab einer bestimmten Länge verdreht. Eine ideale Verdrehung bewirkt eine symmetrische Impedanzmatrix der Gesamtstrecke. Einzelne Verdrehungsabschnitte (VAS I...III) sind unabhängig davon unsymmetrisch verkoppelt.

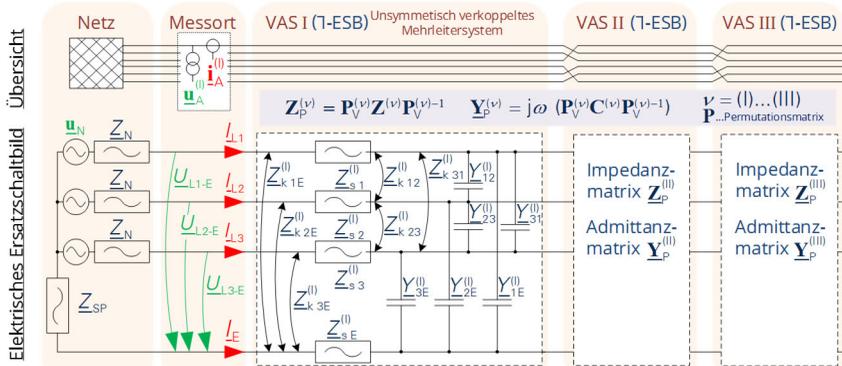


Bild 1: Übersicht, Elektrische Ersatzschaltung

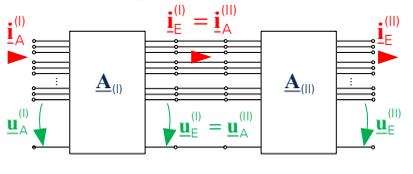
Die symmetrische Impedanzmatrix der gesamten Leitung kann mit entsprechenden Modellen berechnet, oder bei der Leitungsinbetriebnahme durch Messung bestimmt werden. Bei der Parametrierung des Distanzschutzrelais wird die Mitsystemimpedanz und ein, zur Kompensation des Erdeinflusses bei Leiter-Erde-Fehlern, zu parametrierender Faktor (k_E – Faktor) eingestellt.

Das Distanzschutzrelais berechnet im Fehlerfall die Entfernung zum Fehlerort, indem mit den Messgrößen Strom und Spannung die Mitsystemimpedanz der Fehlerschleife bestimmt wird. Aus dem Vergleich von gemessener und eingestellter Mitsystemreaktanz wird die Entfernung bis zur Fehlerstelle abgeschätzt, wodurch Fehler auf der Leitung erkannt und im Idealfall selektiv geklärt werden. Kurzschlüsse innerhalb eines Verdrehungsabschnitts führen durch die nicht symmetrische Verkopplung bis zur Fehlerstelle zu Fehlern bei der Distanzberechnung, da die parametrisierte Mitsystemimpedanz eine symmetrisch verkoppelte Matrix voraussetzt.

Ziel ist die Entwicklung eines Verfahrens zur Berechnung der Abweichung, sodass nach der Fehlerklärung durch das Distanzschutzrelais die Lokalisierung des Fehlerorts mit einer deutlich verbesserten Genauigkeit ermöglicht werden kann. Dies hat vor allem Vorteile bei einer erfolglosen AWE, da bei dieser zur Begutachtung des Schadens an der Leitung der tatsächliche Fehlerort durch Abfahren der Leitung gesucht werden muss. Mit der Verringerung der

Unsicherheit bei der Fehlerortbestimmung wird folglich der Aufwand bei der Schadensbegutachtung reduziert.

Neben der Geometrie des Mastbildes, dem Schaltzustand der Drehstromsysteme, der Fehlerart und der Verdrillung soll auch der kapazitive Einfluss berücksichtigt werden. Dafür wird die Freileitung durch Kettenmatrizen beschrieben (Γ – ESB).



$$\begin{pmatrix} \underline{u}_E^{(v)} \\ \underline{i}_E^{(v)} \end{pmatrix} = \underline{A}_v \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_A^{(v)} \\ \underline{i}_A^{(v)} \end{pmatrix} = \prod_{k=1}^v \underline{A}_k \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_A^{(1)} \\ \underline{i}_A^{(1)} \end{pmatrix} \quad (1)$$

mit $\underline{A}_v = \begin{bmatrix} \mathbf{E} + \mathbf{Z}_P^{(v)} \mathbf{Y}_P^{(v)} & \mathbf{Z}_P^{(v)} \\ \mathbf{Y}_P^{(v)} & \mathbf{E} \end{bmatrix}$

Bild 2: Verknüpfte Kettenmatrizen

Mit dem in [1] aufgezeigten Berechnungsverfahren kann die Abweichung vorab unter den gegebenen Randbedingungen für alle Fehlerschleifen bestimmt werden. Zur Verifikation des Algorithmus wurden die Einflüsse an der Modellfreileitung des IEEH (Mastbild: 220-kV-Einebene mit δ_1 – Verdrillung) messtechnisch und mit den Ergebnissen der Berechnungsmethode verglichen.

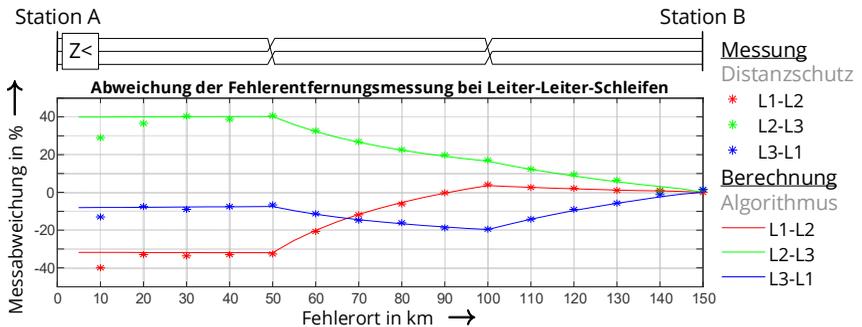


Bild 3: Messung und Berechnung der Messabweichung

Die Messung an der Modellfreileitung bestätigt die Funktionalität des Algorithmus. Aus den Ergebnissen können folgende Rückschlüsse gezogen werden:

- 1) Die Abweichung ist nicht für alle Fehlerschleifen einheitlich. Innerhalb eines Verdrillungsabschnitts ist diese sowohl positiv als auch negativ. Im Fehlerfall werden ohne Korrektur folglich zu große und zu kleine Fehlerentfernungen bestimmt.
- 2) Am Ende der Freileitung (150 km) liegt der Fehler in allen Fehlerschleifen bei null Prozent. Dies ist bei einer symmetrischen Verkopplung nach einer vollständigen Verdrillungsperiode zu erwarten und bestätigt die Theorie.
- 3) Nach Einbeziehung der Ergebnisse des Algorithmus kann die Messabweichung aller Fehlerschleifen deutlich reduziert werden, was zu einer signifikanten Verbesserung der Genauigkeit bei der Fehlerortung führt.

[1] Liebermann, C.; Meyer J.; Schegner, P.; Lange B.; Ludwig A.: *Berücksichtigung von Freileitungsunymmetrien bei der Fehlerortung im Distanzschutz*, FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2020, Berlin, 18.-19.02.2020.



Karsten Wenzlaff, M. Sc.
Untersuchung von Gleichstromlichtbögen
am National Arc fault Research Center
(NARC)

Elektroenergieversorgungssysteme basieren bisher üblicherweise auf Wechselspannung. Durch die verstärkte Einbindung regenerativer Energiequellen für den Eigenverbrauch im Bereich der Industrie und der privaten Haushalte kommt es zu einer größeren Durchdringung mit DC-Systemen. Beschädigungen der Kabelisolierung, das Ziehen von Steckern im Lastbetrieb, Knickstellen, fehlerhafte Installationen, Tierbisse oder freihängende Leitungen sind beispielhafte Ursachen für Störlichtbögen.

Stromstarke Gleichstrom-Anlagen

Zukünftig könnten lokale DC-Systeme in der Industrie die Versorgung von Antriebsmaschinen, die z. B. drehzahlgesteuert über einen Frequenzumrichter betrieben werden, übernehmen. Somit kann auf dezentrale Gleichrichter und die Zwischenkreise verzichtet werden. Die Umwandlungsverluste reduzieren sich und die Systemeffizienz steigt. Für eine effiziente DC-Versorgung aus regenerativen Energien ist bedingt durch das volatile Verhalten der dezentralen Energiewandler eine Zwischenspeicherung notwendig. Lokale Lösungen bieten hierzu im Bereich Industrie und Haushalt die Verwendung elektrochemischer Energiespeicher mit hohen Kurzschlussströmen. [1]

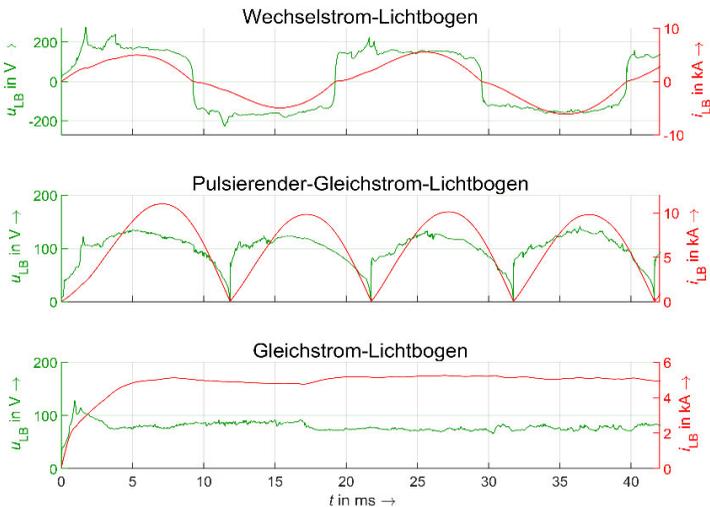


Bild 1: Zeitbereichsverhalten von Strom und Spannung unterschiedlich gespeister Störlichtbögen

Erkennung von Gleichstromlichtbögen

Besonders in stromstarken Industrieanlagen können Störlichtbögen zu erheblichen Zerstörungen der Anlage sowie zu Personengefährdungen führen. Eine Erhöhung der Sicherheit vor Störlichtbögen kann erreicht werden, wenn Fehlerströme bereits in einem möglichst frühen Stadium, in dem das Zerstörungspotential noch gering ist, detektiert und gelöscht werden. Für diesen Zweck kommen beispielsweise in AC-Systemen optische Schutzlösungen in Kombination mit schnellen Kurzschließern zum Einsatz. Zukünftig soll der Einsatz dieser Systeme auch für DC-Anlagen untersucht werden. Hierzu wurde am National Arc fault Research Center (NARC) der TU Dresden ein hybrider Störlichtbogenversuchsstand aufgebaut, der es ermöglicht sowohl Wechselstrom- als auch Gleichstrom-Lichtbögen, sowie deren Zwischenformen als pulsierender Gleichstrom zu untersuchen. Der Versuchsstand ist für Lichtbögen bis max. 20 kA ausgelegt. Die Netzspannung kann für Wechselstromlichtbögen auf 400 V und 690 V eingestellt werden. Für Gleichstromlichtbögen kann die Spannung zwischen 216 V und 1296 V variiert werden.

Zum Zeitbereichsverhalten von Lichtbögen in DC-Anlagen gibt es insbesondere in den ersten Millisekunden der Lichtbogenzündung bislang nur wenige Daten. Die Kenntnis über das Zeitverhalten von Fehlern ist aber für den sicheren Netzbetrieb und eine zuverlässige und selektive Lichtbogenerfassung sowie Schutzauslösung notwendig. Bild 1 zeigt das unterschiedliche Zeitbereichsverhalten von Strom und Spannung stromstarker Störlichtbögen von Wechselstrom-, Pulsierendem Gleichstrom- und Gleichstrom-Lichtbögen.

Eigenschaften des Strom- und Spannungsverlaufs

Der Spannungsverlauf eines Lichtbogens zeigt unabhängig von der Spannungsform ein volatiles Verhalten. Dies lässt sich durch die Bewegung des Lichtbogens infolge der elektromagnetischen Kräfte erklären. Die Schwankungen von Spannung und Strom gleichen sich so weit aus, dass es unter idealen Bedingungen zu einem konstanten Leistungsumsatz kommt. Der Lichtbogenwiderstand wird dabei exponentiell mit steigendem Strom kleiner, da mit steigender Temperatur bei größeren Strömen mehr Ladungsträger frei werden. Der Elektrodenabstand beschreibt in realen Anlagen nicht die Lichtbogenlänge, da es infolge der magnetischen Kräfte zu einer Aufweitung des Lichtbogens kommt. [2]

Dynamisches Verhalten von Lichtbögen

Das dynamische Verhalten von Lichtbögen unterscheidet sich in Abhängigkeit der speisenden Quelle: die Verläufe der elektrischen Größen eines pulsierenden Gleichstromlichtbogens sind vergleichbar mit denen von Wechselstromlichtbögen. Es treten ähnliche Hysterese-Effekte auf und der zeitliche Verlauf des Lichtbogenwiderstandes weist die gleichen Charakteristika auf. Bei batteriegespeisten Lichtbögen ist die Spannungsversorgung kontinuierlich, sodass der Lichtbogen nicht verlischt.

[1] Gleichstrom im Niederspannungsbereich. Deutsche Normungs-Roadmap Version 2. Frankfurt: VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e. V., 2018.

[2] A D Stokes und WT Oppenlander. "Electric arcs in open air". In: Journal of Physics D: Applied Physics 24.1 (Jan. 1991), S. 26–35.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Smart Grid“



Marcus Kreuziger, Dipl.-Ing.
Flexibilitäten von Wärmespeicheranlagen – Auswertung eines Feldtests

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das Forschungsprojekt SERVING setzte sich als Ziel, Verteilnetze ganzheitlich mithilfe einer Service-Plattform effizient und kostenoptimal zu betreiben. Die Plattform soll dabei das technisch nutzbare Flexibilitätpotenzial vorhandener Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen von Energiedienstleistern für eine preisoptimale Energiebeschaffung zur Verfügung stellen. Durch zeitgleiche Betrachtung von technischen und marktlichen Randbedingungen ist es möglich, einen kostenoptimalen Einsatz dieser Anlagen unter Berücksichtigung von Netz- und Anlagenrestriktionen durchzuführen.

Im Mittelpunkt der Plattform stehen eine für Verteilnetze weiterentwickelte State-Estimation und die Lastallokation als Werkzeug zum preisoptimalen Anlagenbetrieb. Die Lastallokation besitzt die Aufgabe, preisoptimale Gesamtfahrpläne netzkonform auf Einzelanlagen aufzuteilen.

Nach der simulativen Entwicklung der Algorithmen galt es, das Gesamtsystem in einem groß angelegten Feldtest in einem realen Verteilnetz einzusetzen und die Verfahren zu verifizieren. Hierfür musste aufgrund des verzögerten Rollouts des intelligenten Messsystems (iMSys) zunächst eine aufwändige Ersatzlösung zur Messwerverfassung und Steuerung entwickelt werden. Als flexibel steuerbare Anlagen wurden dabei Wärmespeicheranlagen (WSA) verwendet.

Der Feldtest zum Nachweis der Funktionstüchtigkeit des Gesamtsystems wurde dabei in drei Phasen unterteilt:

- Phase 1: Manuelle Steuerung einer Anlage des Netzbetreibers
- Phase 2: Manuelle Steuerung aller Feldtestanlagen
- Phase 3: Automatische Steuerung ausgewählter Feldtestanlagen

Während der manuellen Steuerung wurden zunächst einfache Fahrpläne erstellt, um sowohl ein sicheres Versenden als auch das Umsetzen der Fahrpläne auswerten zu können.

Nach den ersten Erfahrungen mit der WSA des Netzbetreibers wurde die manuelle Steuerung schrittweise auf die Feldtest-WSA ausgedehnt. Auch hier wurden zunächst einfache Fahrpläne an alle versendet um den Empfang und das Anlagenverhalten zu prüfen. Die Ansteuerung erfolgte zunächst mit einer begrenzten Anzahl von Anlagen, um mögliche Störungen schnell beheben zu können. Insgesamt wurden über 1.000 Fahrpläne versendet. Als Ergebnis konnten zuverlässig steuerbare WSA für die Phase 3 ausgewählt werden.

In der dritten Phase sollte das Gesamtsystem automatisiert im Zusammenspiel aller Funktionen und Akteure betrieben werden. Dabei wurden ausgewählte WSA in vollem Umfang durch die SERVING-Plattform gesteuert, überwacht und die Ergebnisse ausgewertet. Bild 1

zeigt die erfolgreiche Steuerung der ausgewählten Anlagen (WSA optimiert) im Vergleich zur unflexiblen Steuerung (WSA standard) und dem Spotpreis über eine Woche.

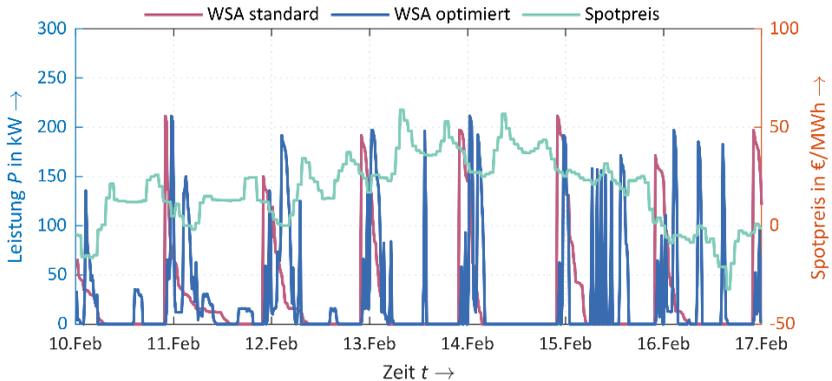


Bild 1: Flexible Steuerung der WSA im Feldtest über einen Woche [1]

Es ist gut zu erkennen, dass die WSA mit optimiertem Fahrplan zu Zeiten deutlich niedrigerer Spotpreise ihre Leistung abrufen. Die Energiebeschaffungskosten konnten in dieser Woche um ca. 13 % reduziert werden.

Ein weiterer Hauptindikator zur Verifikation der Anlagensteuerung, ist der Vergleich von prognostizierter und tatsächlich geladener Tagesenergiemenge. Wichtig hierbei war, dass nicht dauerhaft zu wenig Bedarf für eine Anlage prognostiziert wird, was zu einer schrittweisen Reduzierung des WSA-Speicherinhalts führen würde. Dies hätte eine nicht mehr ausreichende Wärmeversorgung des Kunden zur Folge. Sowohl durch die konservativ ausgelegte Prognose als auch aufgrund einer effizienteren Steuerung der Anlagen lagen die prognostizierten Tagesenergiemengen bei flexibler Steuerung, im Mittel zwischen 18 % und 27 % über dem tatsächlichen Bedarf. Das entwickelte Steuerkonzept hat zur Folge, dass die WSA nicht mehr abends bzw. zu Beginn des Tages vollgeladen werden und folglich im Speicher, aufgrund einer geringeren Kerntemperatur, geringere Wärmeverluste auftreten.

Im Feldtest konnte sowohl die Funktionalität aller Komponenten des Gesamtsystems, als auch das mögliche technische Potenzial der WSA nachgewiesen werden.

Die Service-Plattform bildet damit einen wichtigen Schritt zur Entwicklung des Verteilnetzes hin zu einem Smart Grid [1].

[1] M. Kreuziger, M. Schmidt, et al., Abschlussbericht - SERVING, Dresden, 2020



Maximilian Schmidt, Dipl.-Ing.
**Zustandsidentifikation im
Niederspannungsnetz basierend auf
Unsicherheitsintervallen**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die sich stetig verändernde Erzeuger- und Verbraucherstruktur im Niederspannungsnetz, verursacht durch eine wachsende Anzahl von Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, erfordert eine zunehmend aktive Betriebsführung in dieser Netzebene. Die Kenntnis des aktuellen Netzzustandes ist dabei unabdingbar, um Netzengpass-situationen zu detektieren und geeignete Gegenmaßnahmen als Teil des aktiven Netzbetriebes zu ergreifen. Der Netzzustand ist allgemein durch einen minimalen Satz von Variablen gekennzeichnet, aus denen alle übrigen Größen des Netzes bestimmt werden können. In Elektroenergieversorgungssystemen wird der Netzzustand typischerweise in Form komplexer Knotenspannungen beschrieben. Die Netzzustandsidentifikation besitzt die Aufgabe, den Netzzustand basierend auf der Netztopologie und gegebenen Eingangsdaten über entsprechende mathematische Verfahren zu ermitteln. In der Hoch- und Höchstspannungsebene ist die Zustandsschätzung, als ein Vertreter der Identifikationsverfahren, bereits seit Jahrzehnten Teil des operativen Netzbetriebes. Eine wesentliche Voraussetzung für etablierte Verfahren ist ein vollständig beobachtbares Netz, d. h. jede Zustandsgröße wird mindestens durch eine Messung erfasst. In Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist aufgrund der hohen Knotenzahl und des geringen Vermaschungsgrades eine vollständige messtechnische Erfassung hingegen nicht vertretbar. Daher werden für Netzknoten, die nicht direkt gemessen werden, s. g. *Pseudo-Messwerte* verwendet. Pseudo-Messwerte sind synthetische Ersatzwerte, die z. B. aus historischen Daten, Prognosen oder Korrelationsanalysen abgeleitet werden. Die Qualität der Pseudo-Messwerte bestimmt maßgeblich die Höhe des Zustandsfehlers. Das Quantifizieren der Fehler von Pseudo-Messwerten ist in der Praxis zu meist schwierig durchzuführen, da eine Vielzahl zusätzlicher Messungen notwendig wäre. Statt einer probabilistischen Modellierung der Unsicherheit von Pseudo-Messwerten wird ein deterministischer Ansatz gewählt. Die Beschreibung des immanenten Fehlers erfolgt über das Konzept der Unsicherheitsintervalle. Diesem liegt die Annahme zugrunde, dass Fehler von Pseudo-Messwerten zwar unbekannt, jedoch auf einen Wertebereich begrenzt sind. Beispielsweise kann der mögliche Wertebereich eines Pseudo-Messwertes für einer 10-kW-Photovoltaik-Anlage auf das Intervall $[0 \text{ kW}, 10 \text{ kW}]$ beschränkt werden. Die so erzeugten statischen Intervalle sind mitunter sehr groß und grenzen den Lösungsraum für die Zustandsidentifikation nur unzureichend ein. Zudem können sie im Widerspruch zu aktuellen Messinformationen stehen. Unter Berücksichtigung der Netzdaten ist es mittels geeigneter Verfahren möglich, zu den Messwerten konsistente, geschmälerete Intervallgrenzen bestimmt werden. Die Modellierung der Unsicherheit in Form geschlossener Gebiete legt die Anwendung eigens dafür entwickelte Lösungsmethoden aus dem Bereich der *Gebietsarithmetik* nahe. Die *Affine Arithmetik* gehört zur Gruppe der gebietsarithmetischen Verfahren und hat ihren Ursprung im Bereich des *Reliable Computing*.

Zur Eliminierung inkonsistenter Belegungen in den initialen Unsicherheitsintervallen von Pseudo-Messwerten wurde ein Algorithmus basierend auf Affiner Arithmetik implementiert und an die Besonderheiten für die Zustandsidentifikation im Niederspannungsnetz angepasst [1]. Nach der simulationsgestützten Erprobung galt es, das entwickelte Verfahren der Zustandsidentifikation in der Praxis zu verifizieren. Dazu wurden im Rahmen eines Feldversuches mehrere Niederspannungsnetze eines Verteilnetzbetreibers mit stationärer Messtechnik an vorher bestimmten Messpunkten ausgestattet. Mit Hilfe zusätzlicher temporärer Messtechnik war es möglich, die Berechnungsergebnisse der Zustandsidentifikation zu verifizieren. Insgesamt wurden 23 stationäre und vier temporäre Messgeräte in zwei Niederspannungsnetzen installiert.

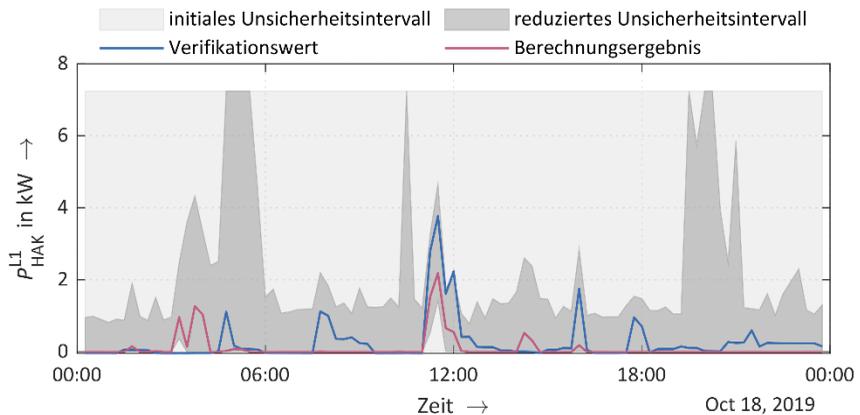


Bild 1: Verlauf der Wirkleistung im Außenleiter L1 eines nicht gemessenen Hausanschlusses mit Unsicherheitsintervallen, dem Berechnungsergebnis der Zustandsidentifikation und dem Verifikationsmesswert

Bild 1 zeigt den Verlauf der gemessenen und berechneten Wirkleistung im Außenleiter L1 an einem Verifikationsmessort über 24 h. Das initiale Unsicherheitsintervall $[0, 7,2 \text{ kW}]$ konnte durch den entwickelten Algorithmus in den meisten Zeitschritten signifikant reduziert werden. Obwohl an diesem Netzknoten keine direkte Messinformation für die Berechnung des Unsicherheitsintervalls zur Verfügung steht, ist es dennoch möglich, die Unsicherheit auf bis unter 1 kW zu reduzieren. Es ist weiterhin gut zu erkennen, dass der gemessene Wirkleistungsverlauf stets durch das berechnete Unsicherheitsintervall umschlossen wird. Die Leistungsspitze des Verbrauchers im Zeitbereich zwischen ca. 11:00 und 12:30 Uhr wird durch die Zustandsidentifikation in guter Übereinstimmung detektiert.

Aus Sicht der Netzbetriebsführung ist die Erkennung von Last- und Erzeugungsspitzen von besonderem Interesse, da diese maßgeblich für die Netzengpassbewertung sind.

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



Sasan Rasti, Dipl.-Ing.
Untersuchung zur Autarkiesteigerung in einer Wohnquartierszelle

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Umstellung der Energieversorgung von zentralen Großkraftwerken hin zu dezentralen, dargebotsabhängigen Erzeugern wie Windkraft und Photovoltaik (PV) stellt vor allem das elektrische Energiesystem vor große Herausforderungen. Um den Verbrauch der nicht steuerbaren Erzeugung anzugleichen, ist der Einsatz von Flexibilitäten, wie Speichern oder steuerbaren Verbrauchern nötig. Um diese Flexibilitäten einzusetzen, sind neuartige Planungs- und Betriebskonzepte, wie der Zellulare Ansatz ([1], [2]) nötig. Der verwendete Ansatz [3] weist streng hierarchische Strukturen von Zellen auf, die anhand der elektrischen Netzinfrastruktur gebildet werden. Neben dem elektrischen Netz sowie der darin angeschlossenen Anlagen beinhaltet die Zelle auch die Anlagen und Netze der Sektoren Gas und Wärme, die sich im elektrischen Netzgebiet der Zelle befinden. Diese Zellen können zunächst eigene Flexibilitäten nutzen, um einen gewünschten Betriebszustand herzustellen und im zweiten Schritt Energie mit benachbarten Zellen austauschen.

Die untersuchte Zelle besteht aus einem simulierten Neubauwohnquartier im Raum Dresden mit zehn Einfamilienhäusern, deren Dächern mit PV-Anlagen (installierte Leistung = 10 kWp, $\cos \varphi = 0,9$) ausgerüstet sind. Die Wärmeversorgung der Häuser (nach KfW55-Standard: Heizwärmebedarf $\leq 35 \text{ kWh/m}^2$) wird durch moderne Gasthermen realisiert, deren Wirkungsgrad 95 %, bezogen auf den Brennwert beträgt. Die elektrischen und thermischen Lastprofile sowie die PV-Erzeugungsprofile sind nach VDI4655 [4], die Beladeprofile der Warmwasserspeicher nach [5] erstellt.

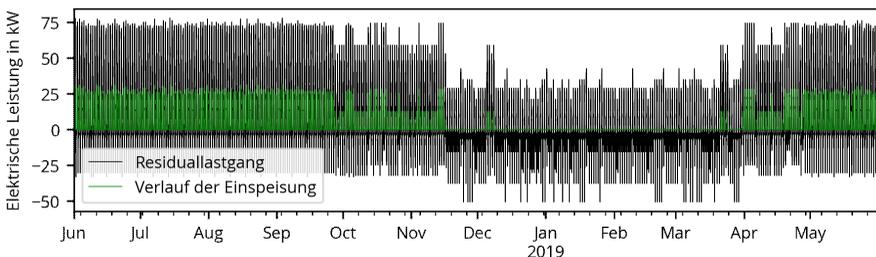


Bild 1: Elektrischer Residuallastgang der Zelle ohne Elektrolyseur (schwarz), Verlauf der Einspeiseleistung mit Elektrolyseur (grün)

Am kumulierten elektrischen Residuallastgang (Bild 1) lässt sich erkennen, dass im Sommer weitaus höhere Leistungsspitzen durch die Erzeugung (78 kW) auftreten als durch die Lasten (50 kW). Diese Erzeugungsspitzen stellen für das elektrische Netz eine höhere Belastung als die Leistungsbezugsspitze dar. Geht man von einem 50-kVA-Trafo zwischen der betrachteten und der nächsthöheren Zelle aus, müsste ab einer Einspeiseleistung größer als 46 kW

abgeregelt werden, was etwa 52 % der gesamten ins Netz eingespeisten Energie entspricht. Es soll daher untersucht werden, inwieweit ein quartierszugehöriger Elektrolyseur mit Gasspeicher das elektrische Netz entlasten und zur Wärmeversorgung des Quartiers beitragen kann. Die elektrische Leistung des Elektrolyseurs wird auf das 75%-Quantil der Netzeinspeisung festgelegt (ca. 46 kW). Der Wirkungsgrad der Elektrolyse beträgt bezogen auf den Brennwert 51 % [6] und der der Methanisierung 81 % [7].

Durch den Einsatz des Elektrolyseurs reduziert sich die maximale Einspeisungsspitze auf 32 kW (Bild 1). Bild 2 zeigt die Ein- bzw. Ausspeicherleistung am Gasspeicher. Die maximal zu speichernde Energie beträgt ca. 14 MWh, was bei einer Speicherung bei 250 bar etwa einem Gasvolumen von ca. 6 m³ entspricht [8]. Selbstentladung sowie Ein- und Ausspeicherverluste wurden in der Untersuchung nicht berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass lediglich in den Monaten Januar bis April Gas aus dem Netz bezogen werden muss. Der Bezug aus dem Gasnetz reduziert sich insgesamt von 63,3 MWh auf 25,8 MWh. Somit wird ca 59 % des Gasbedarfs aus der PV-Einspeisung gedeckt. Weiterhin werden 90 % der erzeugten PV-Energie innerhalb der Zelle genutzt. Es kann gezeigt werden, dass die zellinterne Nutzung einer Flexibilität den Leistungsfluss zwischen benachbarten Energienetzen verringert und somit die Autarkie im Netzgebiet steigt.

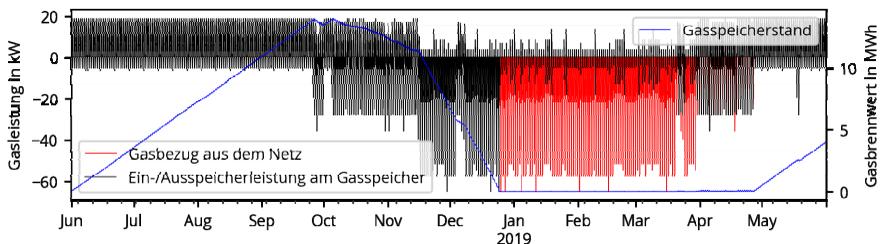


Bild 2: Ein-/Ausspeicherleistung am Gasspeicher (schwarz), Netz (rot), Gasspeicherstand (blau)

- [1] T. Benz u. a., „Der Zellulare Ansatz“, Juni 2015, Studie.
- [2] J. Bayer u. a., „Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen“, Fachbeitrag, Mai 2019.
- [3] B. Uhlemeyer u. a., „The Cellular Approach as a Principle in Integrated Energy System Planning and Operation“, *CIREC 2020; Berlin*, Bd. 2020.
- [4] Verein Deutscher Ingenieure e. V., „VDI 4655 Blatt 1:2019-09, Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen“.
- [5] „Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 6: Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“, Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Dez. 2019.
- [6] A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener, und U. Zuberbühler, „Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)“, Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.), Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [7] M. Schmidt, S. Schwarz, B. Stürmer, L. Wagener, und U. Zuberbühler, „Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)“, Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.), Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [8] D. Sauer, G. Fuchs, B. Lutz, und M. Leuthold, „Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies“, Juni 2012.



Marta Sophia Potyka, Dipl.-Ing.
Prognose von thermisch-elektrischen Anlagen mittels Maschinellen Lernens

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Durch den Einsatz regenerativer Energiequellen sowie den aktuellen politischen Zielen und dem vermehrten Nachhaltigkeitsbewusstsein der Bevölkerung erfolgt die Energieerzeugung zunehmend dezentral. Um weiterhin eine hohe Versorgungszuverlässigkeit durch den Netzbetreiber zu gewährleisten, werden zukünftig Lastgangprognosen thermisch-elektrischer Anlagen benötigt. Des Weiteren ist es für das Energiemanagement von Gebäuden und Liegenschaften von Vorteil, voraussagen zu können, zu welchem Zeitpunkt welche Alternativenenergiequellen optimaler Weise eingesetzt werden müssen. Nur dadurch kann eine zuverlässige thermische wie elektrische Versorgung gewährleistet und der Anteil erneuerbarer Energiequellen maximiert werden. Innerhalb des Projektes TEK-EKG (thermisch-elektrischer Anlagen EKG) wurde ein Messsystem entwickelt, welches thermische wie elektrische Zustandsgrößen verschiedener Anlagen innerhalb eines Gebäudes aufzeichnet und in einer Datenbank ablegt. Diese Daten werden im Projekt unter anderem dazu verwendet, Prognosetools zu entwickeln, mit denen aus Messdaten von wenigen Wochen auf Jahreslastgänge und andere Anlagenparameter rückgeschlossen werden soll.

Bild 1 zeigt eine innerhalb des Projektes entwickelte Messwerterfassungsbox für die elektrischen Größen sowie ein Wärmestrommessgerät. Das ganze Messsystem ist Plug & Play-fähig, um eine möglichst einfache und schnelle Montage zu gewährleisten. Sowohl die elektrischen als auch die thermischen Messgeräte sind mit Datenübertragungsmodulen verbunden, die die Messwerte automatisch in der Datenbank ablegen.



(a) Elektrische Messbox



(b) Wärmestrommessgerät

Bild 1: Messgeräte zur Erfassung elektrischer und thermischer Zustandsgrößen.

In Bild 2 ist exemplarisch die elektrische und thermische Versorgung eines Gebäudes dargestellt, das von einer Solarthermieanlage sowie einem Gas-Brennwertkessel bivalent versorgt wird. Die thermische Energie wird dabei in einem Speicher zwischengespeichert. Neben der elektrischen und thermischen Leistung werden Zustandsgrößen wie Strom, Spannung und Außentemperatur gemessen.

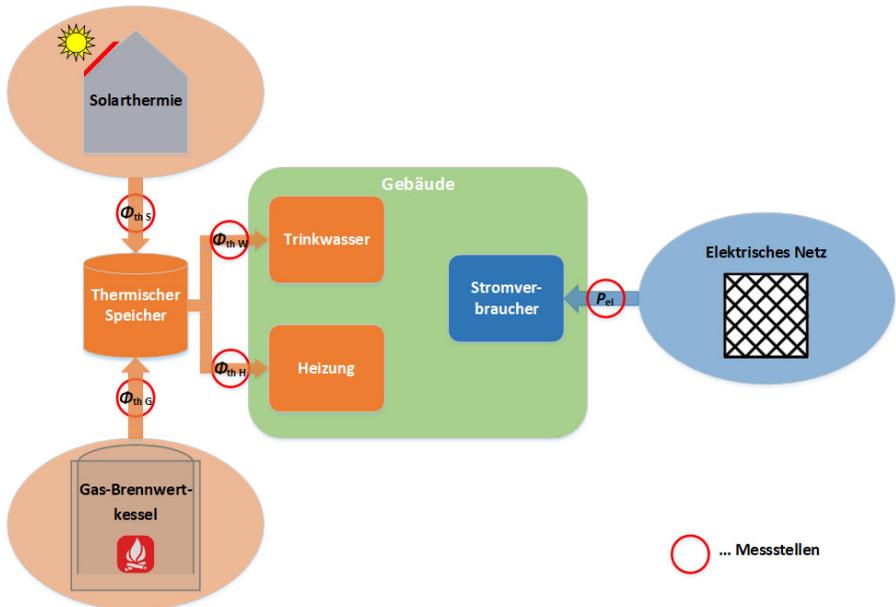


Bild 2: Elektrische und thermische Versorgung eines Gebäudes.

Nach eingehender Literaturrecherche zeigte sich, dass sich als Verfahren zur Lastgangprognose nichtlineare Regressionen oder künstliche neuronale Netze besonders eignen. Als nichtlineare Regression kommen beispielsweise polynomielle oder logistische Regressionen in Frage.

Im weiteren Projektablauf werden die genannten Prognoseverfahren implementiert, parametrisiert und miteinander verglichen. Zurzeit liegen Messdaten von 3 bis 16 Monaten vor. Zunächst wird auf Basis dieser Daten untersucht, welche Jahreszeit sich für die zukünftigen Kurzzeitmessungen von wenigen Wochen am besten eignet.

Abschließend werden die Algorithmen so aufbereitet, dass sie für beliebige Gebäude und Liegenschaften anwendbar sind. Auf Basis der Auswertung sollen automatisch Regelungsverfahren entwickelt und implementiert werden, die die Zustände der jeweiligen Anlagen optimieren.

3.1.2 Publikationen

Poster

Hable, M., Knoll, R., Darda, T., Haenchen, H., Schmidt, M., Kreutziger, M., Schegner, P., Laesig, J.:
Challenges to use flexibility in low voltage networks – results of a pilot project.
CIRED 2020 Berlin Workshop Online,
Webkonferenz, 22. - 23.09.2020

Knorr, M.; Wiemann, S.; Kraemer, S.; Seifert, J.:
National 5G Energy Hub – Einführung zukunfts-trächtiger Kommunikationsstrukturen in der Ener-gietechnik.
Fachkonferenz BMWi-Forschungsnetzwerke Energiewendebauen und Bioenergie,
Webkonferenz, 24.11.2020

Liebermann, C.; Meyer, J.; Schegner P.; Lange B.; Ludwig A.:
Berücksichtigung von Freileitungsunsymmetrien bei der Fehlerortung im Distanzschutz.
FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leitetchnik,
Berlin, 18. - 19.02.2020

Vorträge

Kraemer, S.:
National 5G Energy Hub.
VDE Arbeitskreis Verteilnetze,
Salzgitter, 02. - 03.03.2020

Meyer, J.:
Distortion characteristics of modern power electronics based on measurements.
eGrid 2020,
Webkonferenz, November 2020

Meyer, J.; Müller, S.:
Einfluss der Modellbildung auf die Genauigkeit von Oberschwingungssimulationen im Nieder-spannungsnetz.
Power Quality Vertiefungsseminar,
Webkonferenz, 18. - 20.02.2020

Meyer, J.; Ritzmann, D.; Wright, P.; Lodetti, S.; de la Vega, D.:
SupraEMI: Towards the development of a normative method for grid measurements in the frequency range 2-150 kHz.
IEEE PES GM 2020,
Webkonferenz, 11.08.2020

Meyer, J; Stiegler, R.; Pourarab, M.; Blanco, A.-M.:
Berechnung und Bewertung der Oberschwingungsemission von Kundenanlagen.
Online Seminar Power Quality,
Webseminar, 21.10.2020

Möller, F.:
Charakterisierung der Gleichstromemission elektrischer Geräte für den Anschluss an das Niederspannungsnetz.
Power Quality Vertiefungsseminar,
Mannheim, 18. - 20.02.2020

Möller, F.:
Charakterisierung der Ableitströme elektrischer Geräte zum Anschluss an das Niederspannungsnetz.
Power Quality Vertiefungsseminar,
Mannheim, 18. - 20.02.2020

Stiegler, R.:
Frequenzabhängige Impedanz (Messverfahren, Geräteimpedanz, Netzimpedanz).
Workshop PLC-Übertragung, IES Institut für Elektrotechnik und Sicherheitswesen Ziviltechniker GmbH,
Baden bei Wien, 05. - 06.10.2020

Stiegler, R.:
Überblick der Frequenzabhängigen Netzimpedanz in öffentlichen Niederspannungsnetzen.
Konferenz Interessenverband Netzimpedanz,
Hamburg, 29.10.2020

Veröffentlichungen

Abdelsamad, A., Myrzik, J., Kaufhold, E., Meyer, J., Schegner, P.:
Nonlinear identification approach for black-box modeling of voltage source converter harmonic characteristics.
2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC),
Webkonferenz, Edmonton, Canada, 09. - 10.11.2020

Baranski, M.; Storek, T.; Kümpel, A.; Blechmann, S.; Streblov, R.; Müller, D.; Groß, S.; Guarnieri, C.; Haghgoo, M.; Sowa, I.; Monti, A.; Knorr, M.; Wiemann, S.; Haupt, L.; Seifert, J.; Sychev, I.; Fitzek, F.; Kraemer, S.; Gasch, E.; Schegner, P.; Farac, R.; Williams, F.:
National 5G Energy Hub - Application of the Open-Source Cloud Platform FIWARE for Future Energy Management Systems.
Whitepaper, DOI 10.18154/RWTH-2020-07876,
Aachen, 2020

Blanco, A. M.; Möller, F.; Meyer, J.:

Characterization of the leakage currents produced by household electronic devices.

2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),

Webkonferenz, 06. - 07.07.2020

Busatto, T.; Ravindran, V.; Larsson, A.; Rönnberg, S.; Bollen, M.; Meyer, J.:

Deviations between the commonly-used model and measurements of harmonic distortion in low-voltage installations.

ELSEVIER Electric Power Systems Research, Volume 180,

März 2020

Darmawardana, D.; David, J.; Perera, S.; Robinson, D.; Meyer, J.; Jayatunga, U.:

Analysis of High Frequency (Supraharmonics) Emissions Caused by Electric Vehicle Charging.

2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),

Webkonferenz, 06. - 07.07.2020

Darmawardana, D.; Perera, S.; Robinson, D.; Meyer, J.; Jayatunga, U.:

Important Considerations in Development of PV Inverter Models for High Frequency Emission (Supraharmonic) Studies.

2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),

Webkonferenz, 06. - 07.07.2020

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

Issues and Challenges Related to Interharmonic Distortion Limits.

2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),

Webkonferenz, 06. - 07.07.2020

Espin-Delgado, A.; Busatto, T.; Ravindran, V.; Rönnberg, S.; Meyer, J.:

Evaluation of Supraharmonic Propagation in LV Networks Based on the Impedance Changes Created by Household Devices.

2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe),

Webkonferenz, 26. - 28.10.2020

Franke, M.; Palm, S.; Schegner, P.:

Basic Considerations for Operation and Protection of Modular Grids with Grounding Transformer.

2020 Power and Energy Student Summit (PESS),

Webkonferenz, 05. - 07.10.2020

Hernandez, J.; Romero, A.; Meyer, J.; Blanco, A.M.:
Impact of Nonlinear Lighting Loads on the Neutral Conductor Current of Low Voltage Residential Grids.
Energies 2020,
September 2020

Kannan, S., Meyer, J.:
Analysis of Sensitivity of Harmonic Resonance in Low Voltage Networks.
2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),
Dubai, United Arab Emirates, 06. - 07.07.2020

Kaufhold, E., Meyer, J., Schegner, P.:
Impact of grid impedance and their resonance on the stability of single-phase PV-inverters in low voltage grids.
2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE),
Webkonferenz, Delft, Netherlands, 17. - 19.06.2020

Kaufhold, E., Meyer, J., Schegner, P.:
Transient response of single-phase photovoltaic inverters to step changes in supply voltage distortion.
2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),
Webkonferenz, Dubai, United Arab Emirates, 06. - 07.07.2020

Kaufhold, E., Meyer, J., Schegner, P.:
Measurement Framework for Analysis of Dynamic Behavior of Single-Phase Power Electronic Devices.
18th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'20),
Webkonferenz, Granada, Spain, 02. - 04.09.2020

Kaufhold, E., Meyer, J., Schegner, P., Abdelsamad, A., Myrzik, J.:
Comparison of solvers for time-domain simulations of single-phase photovoltaic systems.
2020 3rd International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES),
Webkonferenz, Perth, Australia, 23. - 26.11.2020

Khokhlov, V.; Meyer, J.; Greverer, A.; Busatto, T.; Rönnerberg, S.:
Comparison of Measurement Method for the Frequency Range 2-150 kHz (Supraharmonics) Based on the Present Standards Framework.
IEEE Access, Volume 8
April 2020

Khokhlov, V.; Meyer, J.; Schegner, P.:
Test Procedure for Determining the Stabilisation Time of Lamps and Other Household Appliances.
2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),
Webkonferenz, 06. - 07.07.2020

Krahmer, S.; Knorr, M.; Wiemann, S.; Gasch, E.; Sychev, I.; Kozak, W.; Seifert, J.; Schegner, P.: *National 5G Energy Hub – A Future-Oriented Communication Architecture for Electrical and Thermal Energy Systems.*

2020 Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS),
Webkonferenz, 14. - 15.09.2020

Linke, J.; Möller, F.; Meyer, J.:

Impact of the share between medium and low voltage customers on the harmonic levels in medium voltage distribution networks.

2020 Power and Energy Student Summit (PESS),
Webkonferenz / Darmstadt, 05. - 07.10.2020

Lodetti, S.; Bruna, J.; Melerio, J. J.; Khokhlov, V.; Meyer, J.:

A Robust Wavelet-Based Hybrid Method for the Simultaneous Measurement of Harmonic and Supraharmonic Distortion.

IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement, Volume 69, Issue 8,
März 2020

M. Pourarab, J. Meyer, M. Halpin, Z. Iqbal and S. Djokic:

Interpretation of Harmonic Contribution Indices with respect to Calculated Emission Limits.

2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),
Dubai, United Arab Emirates, 2020

Meyer, J.; Müller, S.; Möller, F.:

Stecker rein und gut? Wie sich das Laden von Elektrofahrzeugen auf die Strom- und Spannungsqualität im Niederspannungsnetz auswirkt.

vdiv aktuell Ausgabe 06/20,
Juni 2020

Müller, S.; Meyer, J.; Schegner, P.:

Extended coupled Norton model of modern power-electronic devices for large-scale harmonic studies in distribution networks.

IET Journal on Power Electronics,
Mai 2020

Ritzmann, D.; Wright, P.; Meyer, J.; Khokhlov, V.; de la Vega, D.; Fernandez, I.:

Measurement of 2-150 kHz Conducted Emissions in Power Networks.

2020 Conference on Precision Electromagnetic Measurements (CPEM),
Webkonferenz, 24. - 28.08.2020

Schmidt, M., Schegner, P.:

Deriving Power Uncertainty Intervals for Low Voltage Grid State Estimation Using Affine Arithmetic.

2020 XXI Power Systems Computation Conference (PSCC),

Webkonferenz, 29.06. - 03.07.2020

Schmidt, M., Schegner, P.:

Deriving Power Uncertainty Intervals for Low Voltage Grid State Estimation Using Affine Arithmetic.

ELSEVIER Electric Power Systems Research, Volume 189,

Dezember 2020

Uhlemeyer, B., Jakob, J., Zdrallek, M., Baumann, C., Wellßow, W., Dickert, J., Rasti, S., Blumberg, G., Schinke-Nendza, A.:

The Cellular Approach as a Principle in Integrated Energy System Planning and Operation.

CIRE2020 Berlin Workshop Online,

Webkonferenz, 22. - 23.09.2020

Yadav, J.; Vasudevan, K.; Meyer, J.; Kumar, D.:

Modelling Three Phase Variable Frequency Drive (VFD) as a Frequency Coupling Matrix.

2020 IEEE International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC),

Webkonferenz, 25. - 26-09.2020

3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

3.2.1 Forschungsschwerpunkte und Forschungsprojekte

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

Elektrische Kontakte und Verbindungen

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

Grundlagenforschung

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

Angewandte Forschung

- Qualifizieren neuer Werkstoffe für die Konstruktion von Verbindungen
- Langzeitverhalten von gG-Sicherungen bei erhöhter Temperatur
- Kontakt- und Langzeitverhalten von Verbindungen für konventionelle 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
- Elektrisch-thermisches Verhalten von Verbindungen bei Belastung mit einem Kurzzeitstrom
- Weiterentwickeln von Konstruktionsrichtlinien und Verfahren für elektrische Alterungsprüfungen

Hochspannungstechnik

Untersuchen von flüssigen, festen und gasförmigen Isolierstoffen:

Grundlagenforschung

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

Angewandte Forschung

- Bestimmung der Durchschlagfestigkeit von Isolierpapieren
- Zustandsbewertung isolierender Seile für AuS
- Leitfähigkeitsmessung von Isolierölen
- Bohren harter Gesteine mit Impulsspannung
- Teilentladungsmessung bei Gleich- und Wechselfspannung 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 -übertragung in Gasen, Flüssigkeiten und Festkörpern
- Stromdichteverteilung in Mehrleiteranordnungen bei Wechsel- und Drehstrom unter Berücksichtigung des Proximity- und des Skin-Effekts
- Temperaturabhängigkeit von Widerständen elektrischer Kontakte und Verbindungen
- Messen von Temperaturen auf Metall- und Kunststoffoberflächen
- Berechnen des Wärmeübergangs durch Konvektion in Gasen und Flüssigkeiten mit CFD

Angewandte Forschung

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

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Elektrische Kontakte und Verbindungen“



Christian Hildmann, Dr.-Ing.
Untersuchung zum Langzeitverhalten
stromführender Armaturen bei
Freiluftbedingungen

Die erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien sowie deren Transport über lange Distanzen von den Erzeugungs- zu den Verbrauchszentren führen zu einer stetig höheren Auslastung im Übertragungsnetz. Entsprechend werden die Komponenten in den Strompfaden höher belastet. Zu den betroffenen Komponenten zählen die stromführenden Armaturen, die durch ein stabiles Langzeitverhalten den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Gesamtsystems sicherstellen müssen. Stromführende Armaturen für Leiterseile von Freileitungen sind im realen Betrieb neben den elektrisch-thermischen Belastungen aufgrund der fließenden Betriebs- oder ggf. Fehlerströme, Umwelteinflüssen und zum Teil mechanischen Belastungen ausgesetzt. Eine genaue Kenntnis der Einflussgrößen des Langzeitverhaltens verschiedener Verbindungstechnologien ermöglicht damit die Auswahl von Verbindungstechnologien für spezifische Anwendungsfälle sowie zielgerichtete Maßnahmen bei der Wartung und dem Monitoring im Betrieb befindlicher Systeme. Zielstellung des Projekts ist es daher das Langzeitverhalten stromführender Armaturen mit verschiedenen Verbindungstechnologien unter realen Belastungsbedingungen zu ermitteln (Tabelle 1). Dafür wurde ein Aufbau für einen Langzeitversuch auf dem Freiluftversuchsfeld der TU Dresden konzipiert und realisiert [1].

Tabelle 1: Übersicht untersuchter Verbindungstechnologien für stromführende Armaturen mit konventionellen Al/St-Leiterseilen

| Zugfeste Armaturen | Nicht-Zugfeste Armaturen |
|---------------------------|--------------------------------------|
| <i>Pressverbinder</i> | <i>Flachanschlusspresshülsen</i> |
| <i>Kerbverbinder</i> | <i>Schweißverbinder</i> |
| <i>Sprengeverbinder</i> | <i>Wejtapverbinder</i> |
| <i>Verbinderspiralen</i> | <i>Reparatur-/Sanierungsspiralen</i> |
| | <i>Schalenstromklemmen</i> |

In jedem der vier Stromkreise à zwei Stränge wird die elektrisch-thermische Belastung mit einer Temperatur- oder einer Stromregelung vorgegeben. Bei Witterungsbedingungen mit intensiver Kühlung der Prüflinge, z. B. durch hohe Windgeschwindigkeiten, wird der Belastungsstrom zeitweise abgeschaltet. Weiter wird auf die Stränge mit zugfesten Armaturen eine statische Zugkraft aufgebracht. Die Verbindungswiderstände der stromführenden Armaturen werden zyklisch, die Verbindungstemperaturen während der Belastungsphasen

im 60-s-Takt gemessen. Die Temperaturen der Referenzleiter und der Prüflinge können damit über definierte Zeiträume statistisch ausgewertet werden. Die Witterungsbedingungen werden über eine Wetterstation, ein Ultraschallanemometer und Thermolemente erfasst. Ein prinzipielles Verhalten der gemessenen Temperaturen von Prüflingen und Leiterseilen wird exemplarisch für zwei ausgewählte Prüflinge im Zeitraum Juli 2020 ausgewertet und diskutiert. In diesem Zeitraum wurden Umgebungstemperaturen im Bereich (10...35) °C sowie Windgeschwindigkeiten (0...8,4) m/s gemessen. In ca. 6 % der Versuchszeit wurde aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeit kein Strom eingespeist. Es regnete in ca. 4 % der Zeit des Monats. Bei diesen Versuchsbedingungen im Freien wurde festgestellt, dass die an stromführenden Armaturen mit stabilem elektrischen Langzeitverhalten gemessenen Temperaturen in erster Näherung mit der Normalverteilung beschrieben werden können (Bild 2). Die Streuung der Temperaturen hängt dabei von der Art der elektrisch-thermischen Belastung im jeweiligen Stromkreis ab. Durch den temperaturgeführten Betrieb wurde eine geringere Streuung der Temperaturen des Referenzleiters als beim stromgeregelten Betrieb erreicht. Nicht alle Umgebungsbedingungen können und sollen durch die verwendete Versuchstechnik vollständig kompensiert werden. Die breite Streuung ist entsprechend bei niedrigen Temperaturen durch Regen oder hohe Windgeschwindigkeiten begründet (Bild 2). Die Verbindungswiderstände der beiden Prüflinge waren im Rahmen der Messgenauigkeit im betrachteten Zeitraum unverändert. Für die in diesem Fallbeispiel betrachteten Armaturen gilt, dass eine stabiles elektrisches Verhalten mit einem stabilen thermischen Verhalten einhergeht. Zum Bewerten des thermischen Verhaltens können die Kenngrößen der Normalverteilung verwendet werden.

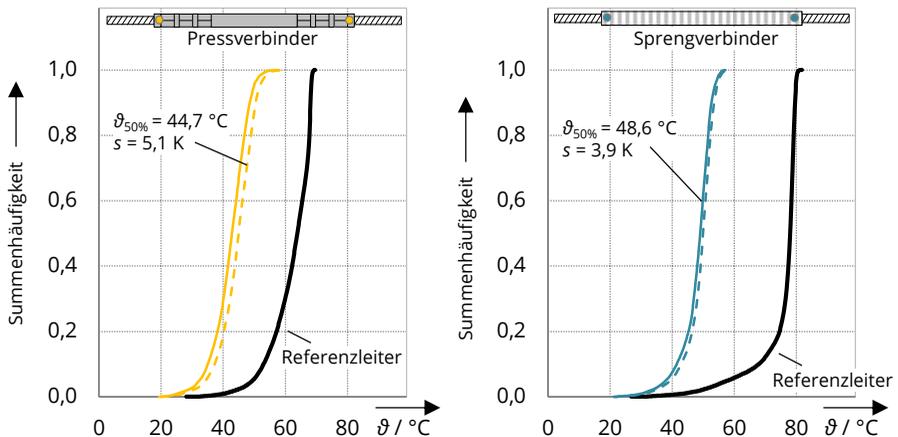


Bild 2: Häufigkeit der an einem Pressverbinder und einem Sprengverbinder gemessenen Temperaturen von je zwei Messstellen für Juli 2020 mit den Parametern Median $\vartheta_{50\%}$ und Standardabweichung s der Normalverteilung

- [1] Kühnel, C.: Aufbau eines Versuchsstandes zum Untersuchendes Langzeitverhaltens stromführender Verbindungen für Freileitungsseile unter Freiluftbedingungen. IEEH Jahresbericht 2019.



Toni Israel, Dipl.-Ing.
Verhalten von Hochstrom-Steckverbindungen bei transienter Strombelastung

Wie in jedem elektrischen Energieversorgungssystem können auch in elektrisch angetriebenen Fahrzeugen Fehler auftreten. Durch große Energiespeicher in batterie-elektrisch angetriebenen Transportmitteln können im Fall von Isolationsfehlern oder anderen metallischen Kurzschlüssen kurze Strombelastungen im kA-Bereich entstehen. Die Stromkreise sind zwar in der Regel durch Sicherungen geschützt, die die meisten Bauteile im Stromkreis schützen, indem sie bei Erreichen einer spezifischen Schmelzwärme aufschmelzen und schalten. Dennoch stellen Steckverbindungen bedingt durch die Kontakte und Kontaktelemente eine Einengung in der Strombahn dar, die einen metallischen Querschnitt in der Größenordnung der Schmelzleiter einer Sicherung haben können (Bild 1).

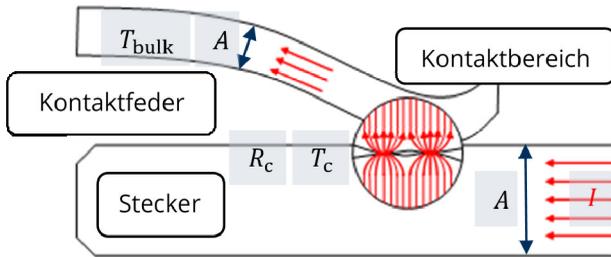


Bild 1: Schematische Darstellung des elektrischen Strömungsfeldes im Kontakt eines Steckverbinders

Durch die kleinen stromführenden Querschnitte können sich die Kontakte einer Steckverbindung bei sehr kurzen und hohen Strombelastungen stark erwärmen, da die entstandene Wärme nicht vollständig in die Anschlussleiter geleitet werden kann. Bei extrem hohen Stromspitzen im kA-Bereich und Belastungsdauern im Milli- bis Mikrosekundenbereich kann es vorkommen, dass die Sicherungen träger reagieren als die Kontakte einer Steckverbindung. Die Folge ist eine Beschädigung oder sogar ein Schmelzen der Kontakte. Beim Extrapolieren der Strombelastbarkeit einer Steckverbindung basierend auf der Schmelzwärme der verbauten Sicherungen, kann es für sehr kurze Strombelastungen daher zu erheblichen Unsicherheiten und gefährlichen Belastungssituationen kommen.

Es konnte gezeigt werden, dass ein Schätzen des Schweißgrenzstroms einer Steckverbindung mit verschiedenen analytischen Berechnungsmodellen für Stromflusszeiten im Bereich zwischen 150 μ s und 100 ms prinzipiell analytisch möglich ist (Bild 2). Die Modelle gehen von verschiedenen Vereinfachungen aus, um eine analytische Lösung zu ermöglichen.

Beispiele sind die Annahme einer stationären Erwärmung der Kontakte, temperaturunabhängige thermische Leitfähigkeit, Vernachlässigung der Kontaktflächenvergrößerung bei Erwärmung und Vernachlässigung elektromagnetischer Kräfte.

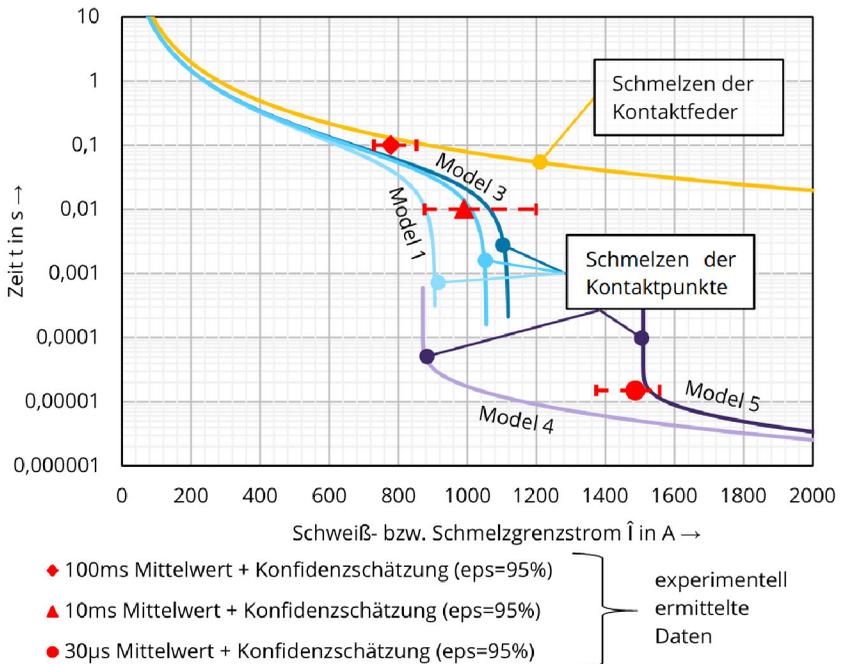


Bild 2: Mittelwert und Vertrauensbereich der experimentell ermittelten Grenzströme im Vergleich mit verschiedenen analytischen Berechnungsmodellen (u. A. [1], [2])

Sowohl bei der Messung als auch bei der Berechnung gibt es jedoch Hindernisse, die ein direktes Übertragen der experimentellen Ergebnisse auf praktische Anwendungen erschweren. Durch die Geometrie der untersuchten Steckverbindung konnte die Temperatur in der Nähe der Kontaktpunkte nicht direkt gemessen werden. Weiterhin weisen die Steckverbindungen eine Streuung der Kontaktkraft zwischen den einzelnen Kontaktpunkten und zwischen den Proben auf. Da die Kontaktkraft den Kontaktwiderstand und damit die Stromaufteilung zwischen den Kontaktpunkten und die Erwärmung stark beeinflusst, streuen daher die ermittelten Schweißgrenzströme. Zudem wurde statt eines Vergleichs gemessener und berechneter Temperaturen das Aufschmelzen und Abreißen der Beschichtung als Ausfallkriterium definiert.

[1] P. G. Slade, „The Current Level to Weld Closed Contacts“, in 2013 IEEE 59th Holm Conference on Electrical Contacts (Holm 2013), Sep. 2013, S. 1–7, doi: 10.1109/HOLM.2013.6651431.

[2] Hilgarth, Günther, „Über die Grenzstromstärken ruhender Starkstromkontakte“, Elektrotechnische Z., Bd. 78, Nr. Ausgabe A, S. 211–217, 1957.



Lukas Büttner, Dipl.-Ing.
Entwicklung eines Ganzbereichs-
Sicherungseinsatzes mit erhöhter
Zuverlässigkeit für den Einsatz im
Energieversorgungsnetz der Zukunft

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

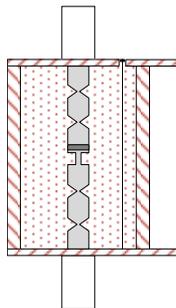
Sicherungen bieten bereits seit Jahrzehnten einen kostengünstigen und effizienten Schutz von elektrischen Anlagen und Bauteilen vor unzulässigen Fehlerströmen. In Photovoltaik-Anlagen werden NH-Sicherungseinsätze in sehr hoher Stückzahl eingesetzt. Hierbei kommt es zu veränderten Belastungen, durch die schwankende Einspeisung sowie veränderliche Umgebungsbedingungen. Um die Anforderungen an das Schaltverhalten auch in Zukunft zuverlässig erfüllen zu können, müssen NH-Sicherungseinsätze und insbesondere die eingesetzten Schmelzleiter konstruktiv weiterentwickelt werden.

Bei NH-Sicherungseinsätzen befindet sich der Schmelzleiter innerhalb des Keramikgehäuses in Sand gebettet (Bild 1). Der Schmelzleiter einer Ganzbereichssicherung (z.B. gG oder gPV) hat mehrere Engstellen in Reihe zum Abschalten von Fehlerströmen. Kommt es zu unzulässigen Fehlerströmen, schmelzen die Engstellen auf und der entstehende Lichtbogen wird vom umgebenden Sand gelöscht. Der Stromkreis wird somit galvanisch unterbrochen. Beim Kurzschluss schmelzen alle Engstellen nahezu gleichzeitig auf (Bild 2). In der Mitte des Schmelzleiters befindet sich bei Ganzbereichssicherungen meist ein Lotdepot nahe einer Engstelle, welches im Bereich kleiner Überströme bei geringeren Temperaturen an der Engstelle durch Diffusionsprozesse zum Schmelzen führt. [1]

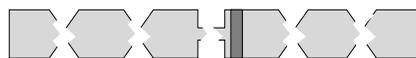
Einbausituation



Schnittbild



Abschalten beim Kurzschluss



Abschalten geringer Überströme



Bild 1: NH-Sicherungseinsatz

Bild 2: Abschalten bei Fehlerströmen

Bei PV-Anlagen kann es im normalen Betrieb durch wechselnde Sonneneinstrahlung zu erhöhten Strömen kommen. Die schwankende Einspeisung kann zu einer erhöhten Erwärmung des Schmelzleiters insbesondere im Bereich des Lotdepots führen. Um die elektrischen Anlagen vor Fehlerströmen zu schützen ist also eine exakte konstruktive Auslegung

der Schmelzleiter notwendig. Hierbei unterscheiden sich die veränderten Betriebs- und Umgebungsbedingungen deutlich zu denen konventioneller Stromerzeugung wie beispielsweise der Kohleverstromung. Sind NH-Sicherungseinsätze nicht exakt an die Bedingungen im Betrieb angepasst, kann es zum vorzeitigen Abschalten kommen. Um dies zu verhindern, muss das Optimierungspotential der konstruktiven Parameter des Schmelzleiters ermittelt und dieser konstruktiv weiterentwickelt werden.

Hierfür wird der Einfluss der unterschiedlichen geometrischen Abmessungen der Schmelzleiter mittels eines Berechnungsmodells auf die Erwärmung des Schmelzleiters untersucht. Mit dem entwickelten FEM-Modell ist es möglich das Schaltverhalten von NH-Sicherungseinsätzen im Überlastbereich näherungsweise zu berechnen. Um das FEM-Modell zu verifizieren, werden Schaltversuche an ausgewählten Modell-Schmelzleitern durchgeführt (Bild 4). Mit den gewonnenen Erkenntnissen können Schmelzleiter konstruktiv optimiert und weiterentwickelt werden.

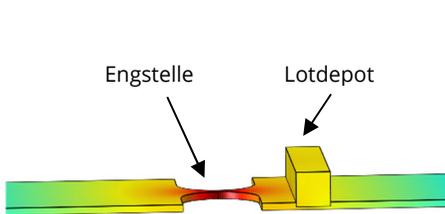


Bild 3: Schmelzleiter im FEM-Modell

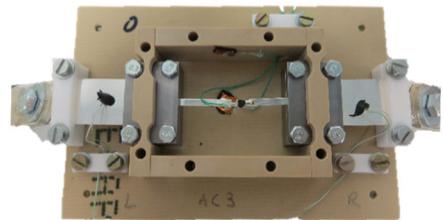


Bild 4: Aufbau Schaltversuche

Kommt es im Normalbetrieb zu erhöhten Temperaturen am Schmelzleiter, so kann es zur Alterung von NH-Sicherungseinsätzen kommen. Hierbei können Diffusionsprozesse und das Wachsen intermetallischer Phasen zur Veränderung des Werkstoffgefüges führen. Diese können zu einem veränderten Schaltverhalten führen. Um die wechselnden Belastungs- und Umgebungsbedingungen zu berücksichtigen, wird das Langzeitverhalten der Schmelzleiter untersucht. Diese werden an einer optimierten Geometrie des Schmelzleiters bei verschiedenen Wechsellasten durchgeführt. Hierfür werden die Schmelzleiter mit unterschiedlichen Umgebungstemperaturen und Stromprofilen belastet. Aus den Langzeitversuchen lässt sich ableiten, ob der optimierte Schmelzleiter nach Belastung mit Wechsellast noch zuverlässig schaltet. Dadurch können erhebliche Kosten für die Betreiber von PV-Anlagen eingespart und ein zuverlässiger Betrieb auch in Zukunft gewährleistet werden.

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



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

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EI6011A

Steckverbindungen werden sowohl in der Elektromobilität als auch in der Elektroenergieversorgung eingesetzt, um Betriebsmittel mit geringem Aufwand demontierbar stromführend miteinander zu verbinden. Für ein stabiles Kontakt- und Langzeitverhalten ist es Stand der Technik die Kontaktpartner zu beschichten und gegebenenfalls zusätzlich Kontaktschmiermittel einzusetzen. Da sich der Verbindungswiderstand durch die Alterung des Kontaktschmiermittels oder eine ungenaue Dosierung dessen unzulässig erhöhen kann, werden als Alternative selbstschmierende Silberschichten untersucht. Durch das Einbringen von Dispersionspartikeln in die Silbermatrix sollen die tribologischen Eigenschaften der Schicht verbessert werden. Abhängig vom Gehalt der Dispersoide wird ein verringerter Reibverschleiß aber auch eine verringerte elektrische Leitfähigkeit gegenüber einer Beschichtung mit reinem Silber erwartet. Um die Schichten für den praktischen Einsatz in stromführenden Verbindungen zu qualifizieren, werden im ersten Schritt die elektrischen und tribologischen Eigenschaften der Silberdispersionsschichten mit Modellgeometrien abhängig von Art, Gehalt und Größe der Partikel betrachtet (Bild 1 und Bild 2). Die elektrischen Leitfähigkeiten der Schichten werden dabei an Folien mit der jeweiligen Zusammensetzung der Schicht in einem Temperaturbereich von Raumtemperatur bis 200 °C bestimmt.

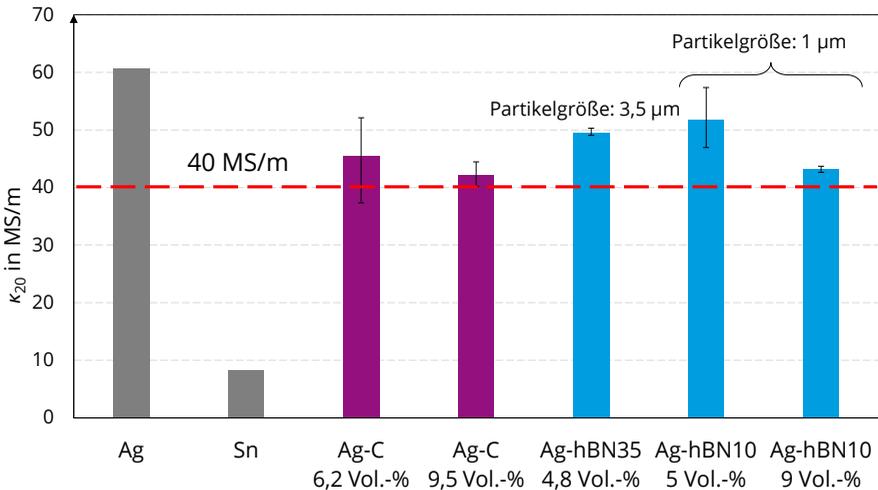


Bild 1: Elektrische Leitfähigkeit verschiedener Beschichtungsvarianten

Während ein zunehmender Gehalt der untersuchten Partikel aus Graphit (C)- und hexagonalem Bornitrid (hBN) die elektrische Leitfähigkeit verringert, hat die Größe der Partikel keinen eindeutigen Einfluss darauf. Für Partikelgehalte bis ungefähr 10 % wurde die vorher definierte, geringste zulässige Leitfähigkeit von 40 MS/m erreicht. Um die tribologischen Eigenschaften der Schichten zu bestimmen, wurden am fem (Forschungsinstitut Edelmetall+Metallchemie, Schwäbisch Gmünd) Untersuchungen mit einem Stift-Scheibe-Tribometer durchgeführt. Während durch das Einbringen von Graphit-Partikeln der Reibverschleiß gegenüber einer reinen Silberschicht verringert werden konnte, erhöhte er sich bei den hBN-Partikeln (Bild 2).

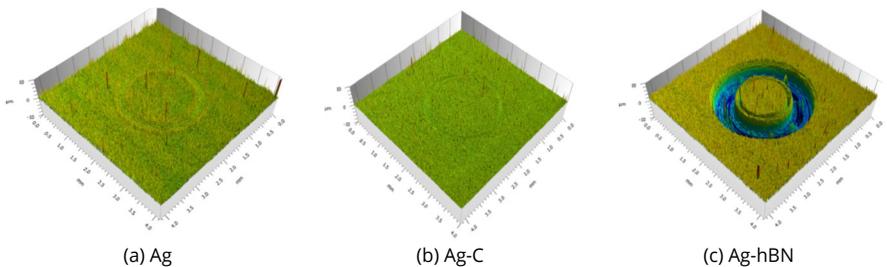


Bild 2: 3D-Darstellung des Materialabtrags durch die Reibspur eines Stift-Scheibe-Tribometers bei $F = 1 \text{ N}$ und $n = 1000$ Umdrehungen für verschiedene Beschichtungen

Metallographische Untersuchungen der Ag-hBN-Schichten zeigten einen homogenen Einbau der Partikel in die Matrix (Bild 3). Trotz verschiedener Variationen der Abscheideparameter konnten die tribologischen Eigenschaften der Ag-hBN-Schichten nicht ausreichend verbessert werden. Für den praktischen Einsatz ist sie damit ungeeignet.



Bild 3: Ag-hBN-Dispersionsschicht mit 7,3 Vol.-% hBN und einer Partikelgröße von 35 µm

In weiterführenden Untersuchungen werden zunächst weitere Partikelarten auf ihre tribologischen und elektrischen Eigenschaften untersucht. Der Fokus liegt dabei auf verschiedenen Beschichtungsvarianten mit Sulfiden wie z. B. Wolframdisulfid WS_2 oder Molybdändisulfid MoS_2 , um die geforderten Eigenschaften an den Modellgeometrien zu realisieren. Geeignete Schichtsysteme werden anschließend auf industrielle Probekörper appliziert. Anhand einer exemplarischen Steckverbindung aus dem Automotive-Bereich sowie Schraubenfedern und Kontaktlamellen, die in der Elektroenergie-technik beispielsweise in gasisolierten Schaltanlagen eingesetzt werden, wird das Kontakt- und Langzeitverhalten der Verbindungen mit verschiedenen Dispersionsschichten untersucht. Dazu werden zukünftig neben Steck- und Reibzyklen, bestromte Erwärmungsversuche, Langzeitversuche im Wärmeschrank sowie teilweise die Kurzzeitstrombelastbarkeit durchgeführt.



Franck Stephane Djuimeni Poudeu,
Dipl.-Ing.
Einfluss der Montageparameter auf das
Kontakt- und Langzeitverhalten von
stromführenden Schrauben-
verbindungen

Projekt gefördert durch:
Daimler AG
(Industriepromotion)

Im Fahrzeug werden häufig Stromschienen als Leiter zwischen den elektrischen Komponenten des Bordnetzes eingesetzt. Schraubenverbindungen gehören zur Gruppe der lösbaren Verbindungen und werden zur Verbindung von Stromschienen und elektrischen Komponenten bevorzugt eingesetzt, da sie im Reperaturfall einfach zu de- und wieder montieren sind. Die Qualität derartiger Verbindungen hängt von zahlreichen Parametern ab, unter anderem von den eingesetzten Leiter- und Beschichtungswerkstoffen, der Geometrie der Verbindung und der in der Trennfuge zwischen den Klemmteilen vorhandenen Flächenpressungen. Zur Bewertung der elektrischen Qualität der Verbindung wird zusätzlich zum Verbindungswiderstand der dimensionslose werkstoff- und geometrieunabhängige Gütefaktor k_U verwendet. Direkt nach der Montage sollte der Anfangswert des Gütefaktors k_{U0} den temperaturäquivalenten Gütefaktor k_{UT-20} (Temperaturgleichheit zwischen Verbindung und angeschlossenem Leiter) nicht überschreiten, da die Verbindung sonst bereits nach der Montage eine Heistelle ist und damit eine beschleunigte Alterung zu erwarten ist. Der temperaturäquivalente Gütefaktor ist von der Geometrie der Verbindung abhängig. Für viele Geometrien liegt der k_{UT-20} im Bereich 1,41...2. Daher wird in der Literatur ein Wert für $k_{UT-20} = 1,5$ als Richtwert angenommen [1], [2]. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass Verbindungen mit einem Anfangswert des Gütefaktors $k_{U0} < 1,5$ nicht zwangsläufig langzeitstabil sind. Daher muß zusätzlich zu den genannten Einflussparametern die Alterung untersucht werden. Im Folgenden werden die Einflüsse der Leiter- und Beschichtungswerkstoffe und der Montagevorspannkraft bzw. Flächenpressung auf das Kontakt- und Langzeitverhalten näher betrachtet.

Um die Qualität der Verbindung sicherzustellen ist eine Mindestflächenpressung P_{erf} erforderlich. Dabei ist P_{erf} von der Kontaktfläche abhängig. Bei sehr weichen Kontaktwerkstoffen wie Zinn (15...30) HV sind bei statischer mechanischer Belastung ca. (5...6) N/mm² erforderlich, um k_{UT-20} zu erreichen (Bild1). Bei sehr harten Schichten wie Nickel-Phosphor (NiP mit 7...9 % P) sind ca. 46 N/mm² erforderlich. Es wird aktuell in der industriellen Schraubenmontage das Drehwinkelanziehverfahren bevorzugt. Dabei wird die Schraube nur im Bereich unterhalb der Streckgrenze R_{p02} der Schraube angezogen. Die zulässige Schraubkraft einer Schraube der Größe M5 mit der Festigkeitsklasse 8.8 ist damit geringer als 8 kN. Für Schraubenverbindungen mit zwei vernickelten Stromschienen und einer Schraube der Größe M5 kann keine ausreichende Qualität der Verbindung erreicht werden (Bild1). Die Kenntnisse über die im statischen mechanischen Zustand ermittelten Mindestflächenpressung ist nicht ausreichend, um eine langzeitstabile Schraubenverbindung auszulegen. Es muss die Mindestflächenpressung unter Berücksichtigung von dynamischen Umgebungsbelastungen ermittelt und für die Auslegung herangezogen werden. Alterungsmecha-

nismen wie Reibverschleiß und chemische Reaktionen (solange die Verbindungen nicht gasdicht sind) haben eine größere Wirkung auf Schraubenverbindungen mit geringerer Flächenpressung als bei Verbindungen mit höherer Flächenpressung. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass bei Verbindungen mit zwei verzinneten Stromschienen aus Aluminium und Kupfer eine Montagevorspannkraft von mindestens 4 kN (ca. 20,6 N/mm²) notwendig ist (Bild 2). Ist die Montagevorspannkraft kleiner als 4 kN und kommt es während der Lebensdauer zum starken Kraftabbau (ca. 50 %), ist damit zu rechnen, dass die Restvorspannkraft bzw. die Restflächenpressung kleiner wird als die im statischen Zustand ermittelten Mindestflächenpressung. Damit kann es insbesondere bei dynamischen Belastungen wie Temperaturschock oder Vibration zum Erhöhen des Verbindungswiderstands kommen.

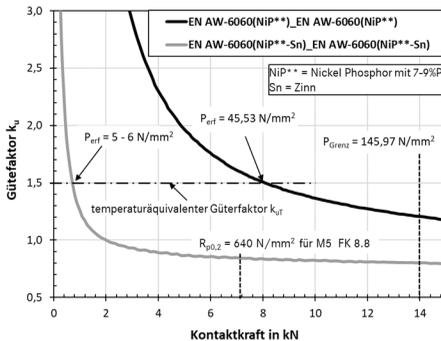


Bild 1: Mindestvorspannkraft ausgewählter Kontaktpaarungen im statischen Zustand

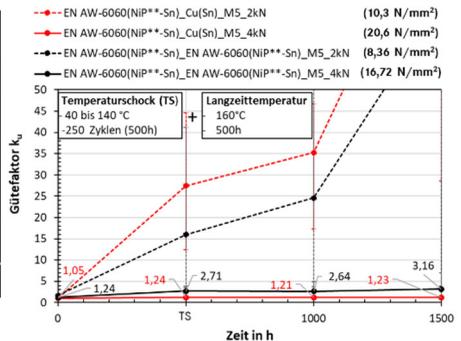


Bild 2: Einfluss der Montagevorspannkraft auf das Langzeitverhalten stromführender Schraubenverbindungen

Bei Verbindungen mit zwei verzinneten Stromschienen aus Aluminium ist eine Montagevorspannkraft von 4 kN (ca. 16,72 N/mm²) nicht ausreichend, um die Langzeitstabilität der Verbindung sicherzustellen (Bild 2). Aufgrund der geringeren Temperaturbeständigkeit von Aluminium kommt es im Vergleich zu Kupfer zu höheren Setzbeträgen und Kriechverformungen, die sich im Abbau der Vorspannkraft zeigen.

Um die Langzeitstabilität der Schraubenverbindungen sicherzustellen, muss die Montagevorspannkraft so gewählt werden, dass die Restvorspannkraft bzw. Restflächenpressung selbst bei sehr starkem Vorspannkraftabbau um das ca. 1,5-fache größer ist als die im statischen Zustand ermittelte Mindestflächenpressung. Die temperaturspezifische Grenzflächenpressung darf dabei nicht überschritten werden, da dies zu einem beschleunigten Abbau der Vorspannkraft führt.

- [1] Böhme, H.; Löbl, H.: Zur Theorie des Langzeitverhaltens von Aluminium-Schraubverbindungen. ELEKTRIE, Berlin 1987.
- [2] Bergmann, R.: Zum Langzeitverhalten des Widerstands elektrischer Stromschienenverbindungen. Diss. TU Dresden, Fortschritt-Berichte VDI Nr. 195. VDI-Verlag 1996. - ISBN 3-18-319521-6.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Hochspannungstechnik“



Karsten Backhaus, Dr.-Ing.

Aktuelle Fragestellungen der Hochspannungsisolieretechnik

Forschungsvorhaben AC2DC

Die Energiewende und die damit zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und die neuen Lastanforderungen z.B. durch Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge erfordern höhere Übertragungsleistungen in Verteilnetzen. Entweder müssen dazu Leitungen neugebaut oder Leitungen des Bestandsnetzes höher belastet werden. AC2DC hat dazu die Evaluation von konventionellen AC-Mittelspannungs- und AC-Niederspannungskabeln für die Eignung der Energieübertragung mit Gleichspannung (MVDC) zum Gegenstand. Grundlegende Berechnungen zeigen dabei die Möglichkeit einer Übertragungsleistungs-Verdoppelung von Bestandsleitungen auf.

Der Arbeitsplan bezüglich der isoliertechnischen Fragestellung sieht insbesondere vor:

- DC-Dauerversuche (Bild 2) an Kabeln und Garnituren für Mittel- und Niederspannung
- Evaluation des Teilentladungsverhaltens
- Überschlagverhalten an Muffen und Endverschlüssen
- Einfluss von Temperaturgradienten und wechselnder Spannungsformen



Bild 1: Schnittdarstellung eines 20 kV Mittelspannungskabels und Endverschluss mit kapazitiver Feldsteuerung

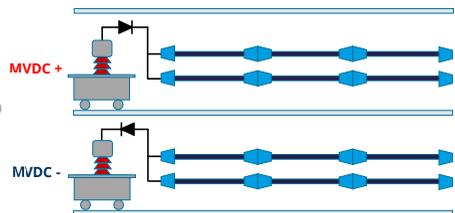


Bild 2: Schematischer Prüfaufbau der Dauerversuche

DGA von Öl-Papier-Isolierungen bei Belastung mit hoher Gleichspannung

Öl-Papier-Isolationssysteme werden aufgrund ihrer Fähigkeit, hohen thermischen und elektrischen Belastungen standzuhalten, häufig für Isolationszwecke von Leistungstransformatoren verwendet. Die Analyse gelöster Gase (eng. Dissolved Gas Analysis) ist eine anerkannte Technik, den Zustand des Isolationssystems in Transformatoren zu bewerten. Maßgeblich werden dabei Gasgenerierungsraten und das Verhältnis unterschiedlicher sogenannter

nannter Fehlerrate bewertet. Die Untersuchungen in [1] zeigten dabei signifikante Unterschiede für besagte Messgrößen zwischen der Belastung einer künstlichen, teilentladungs-behafteten Fehlstelle mit Wechselspannung im Vergleich zu Gleichspannung.

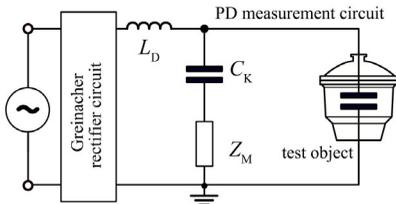


Bild 3: Gleichspannungsquelle mit hermetischem Prüfgefäß [1]

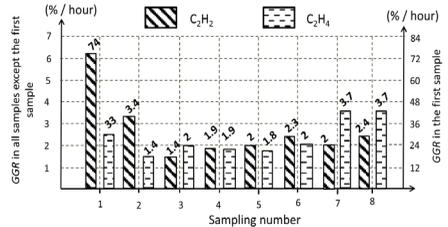


Bild 4: Gas-Generierungsraten für C₂H₂ und C₂H₄ bei hoher Gleichspannung einer Öl-Papier-Isolierung mit künstlichem Defekt [1]

Wasseraufbereitung mit Hochspannungstechnik

Der Eintrag von organischen Reststoffen ins Abwasser und deren Abbau in Kläranlagen ist eine stete Herausforderung. Die Arbeiten am Lehrstuhl für Verfahrenstechnik und Hydrosystemen zur Entwicklung eines Verfahrens unter Anwendung eines nicht-thermischen Plasmas wurden dabei bezüglich mehrerer Fragestellungen wie Hochspannungserzeugung, Messtechnik, Isoliertechnik und Personensicherheit in einer entsprechenden Anlage begleitet. Ein erfolgreicher Abbau der Referenzsubstanzen Indigokarmin, para-Chlorbenzoesäure und Phenol konnte nachgewiesen werden [2].

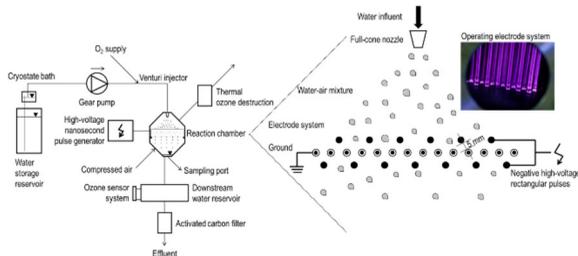


Bild 5: Schematischer Aufbau der Wasseraufbereitungsanlage im Labormaßstab [2]

- [1] K. Helal, R. A. A. El-Aal and K. Backhaus: *Studying the Aging Evolution of Oil-Paper Insulation Comprising of a Gas Cavity Under the Stress of AC and DC Voltage Depending on Partial Discharge and Dissolved Gases Measurements in IEEE Access*, vol. 8, pp. 146510-146522, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014400.
- [2] S. Schönekerl, A. Weigert, S. Uhlig, K. Wellner, R. Pörschke, C. Pfefferkorn, K. Backhaus and A. Lerch: *Evaluating the Performance of a Lab-Scale Water Treatment Plant Using Non-Thermal Plasma Technology in MPDI Water*, pp. 1956, vol 12, 2020.



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

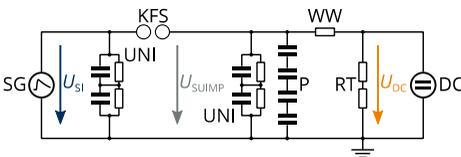
Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

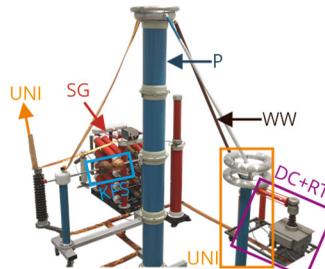
Förderkennzeichen: 03EI6010

Die von der Bundesregierung avisierten Klimaschutzziele erfordern die Integration weiterer regenerativer Erzeugungsanlagen in das bestehende Energiversorgungsnetz und damit dessen umfassenden Ausbau und teilweise Erneuerung. Dabei hat sich bei der entsprechenden Planung die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) auf einigen Trassen gegen die konventionelle Drehstromübertragung sowohl wirtschaftlich als auch technisch durchgesetzt. Die in HGÜ-Anlagen eingesetzten neuen Komponenten dürfen das hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Europa jedoch nicht gefährden. Um die Funktion aller Betriebsmittel über mehrere Jahrzehnte sicherzustellen, müssen diese mit für den Betrieb repräsentativen Belastungen geprüft werden. Jedoch fehlen bis zum jetzigen Zeitpunkt entsprechende Prüfstandards für die HGÜ-Komponenten. An dieser Stelle setzt das Projekt *PaBmE* an. Der Stand der Forschung ist, die Betriebsmittel, wie bei der Drehstromübertragungstechnik, mit den reinen Spannungsbelastungen zu prüfen. Der bei Gleichspannungsbelastung auftretende kapazitiv-resistive Übergang und der starke Einfluss von Raum- und Oberflächenladungen auf die elektrische Feldverteilung machen zusätzliche Prüfungen mit zusammengesetzter Spannung U_{SUIIMP} aus Gleich- und Stoßspannung (U_{DC} ; U_{SML}) notwendig. [1-3] Angelehnt an die Ausführungen in der DIN EN 60060-1:2010 wurde ein Prüfkreis zur Erzeugung zusammengesetzter Spannungen aufgebaut (Bild 1).



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

(a) Schematische Darstellung



(b) Fotografie des Prüfkreises

Bild 1: Prüfkreis zur Erzeugung zusammengesetzter Spannungen an einer Prüflingsnachbildung

Um den Stoßgenerator und die Gleichspannung vor den Spannungsbelastungen der jeweils anderen Anlage zu schützen, kommen eine Kugelfunkenstrecke (KFS) und ein hochohmiger Wasserwiderstand (WW) zum Einsatz. Die Nachbildung eines typischen kapazitiven Prüflings erfolgt mit vier in Reihe geschalteten Hochspannungskondensatoren. Zur Spannungsmessung wird am Stoßgenerator (SG) und am Prüfling (P) jeweils ein Universalteiler (UNI) und

an der Gleichspannungsanlage (DC) ein resistiver Teiler (RT) genutzt. Dadurch ist eine Beurteilung der gegenseitigen Einflussnahme der Anlagen auf die Spannungsverläufe möglich. Grundsätzlich können mit dem gezeigten Prüfkreis (Bild 1) zusammengesetzte Spannungen erzeugt werden (Bild 2). Zudem lassen sich mit der realitätsnahen Versuchsanordnung die Auswirkungen auf die Spannungsverläufe nachbilden, die sich bei Entwicklungstests von HGÜ-Komponenten beobachten ließen [1-2] (Bild 2).

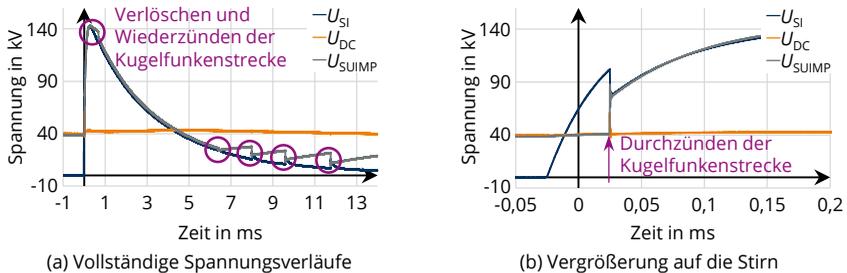


Bild 2: Zusammengesetzte Spannung (U_{SUIIMP}) aus Schaltstoß- (U_{Si}) und Gleichspannung (U_{bC})

Bild 2 (b) zeigt das erste Durchzünden der KFS, wodurch sich in der Stirn der zusammengesetzten Spannung eine kleinere Scheitelzeit ergeben kann als es die Norm für eine Schaltstoßspannung vorsieht ($T_p = 250 \mu s \pm 20 \%$). Die Anstiegszeiten dieses steilen Spannungsanstiegs können zudem deutlich kleiner sein als die Stirnzeit einer genormten Blitzstoßspannung ($T_1 = 1,2 \mu s$). Beide Effekte können einen Einfluß auf das Prüfergebn haben. Eine weitere Auswirkung der Überlagerung mit KFS zeigt sich in Bild 2 (a) im Verlöschen und Wiederzünden der KFS. Nach dem Verlöschen der KFS unterscheiden sich die Spannungsverläufe am Prüfling und am Stoßgenerator. Daraus folgt eine Spannungsdifferenz über der KFS, welche zum Wiederzünden dieser führen kann. Dabei gleichen sich die Spannungsverläufe mit einem steilen Spannungsanstieg bzw. -abfall wieder an. Zudem ist ersichtlich, dass sich der Prüfling im Rücken der zusammengesetzten Spannung deutlich unter die vorbelastende Gleichspannung entlädt. Dies kann zur Folge haben, dass sich die Raum- und Oberflächenladungsverteilungen und damit die elektrische Feldverteilung innerhalb des Prüflings verändert und somit eine realitätsnahe Prüfung in darauffolgenden Überlagerungen nicht mehr möglich ist. Weitere Untersuchungen sollen Bedingungen aufzeigen, die zu reproduzierbaren Spannungsverläufen führen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem Zünd-, Lösch- und Wiederzündverhalten der KFS sowie einer möglichen Entladung des Prüflings.

- [1] K. Juhre, M. Reuter *Composite Voltage Testing of Gas-insulated HVDC Systems – Basic Test Circuits and Testing Experience*. In: 21st International Symposium on High Voltage Engineering ISH, Budapest 2019.
- [2] M. Hering, K. Juhre, M. Häusler *Gasisolierte Gleichspannungsanlagen – Erfahrungen bei thermoelektrischen Prüfungen während der Entwicklung und Anwendungspotenziale für den Netzausbau*. In: VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin 2018.
- [3] F. Blumenroth, U. Riechert et.al. *Prüfverfahren für gasisolierte HGÜ-Komponenten und Schaltgeräte*. In: VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin 2016.



Lena Elspaß, Dipl.-Ing.
**Untersuchung alternativer Harzsysteme
für die Isolierung langer, rotierender
Hochspannungsmaschinen**



Rotierende Hochspannungsmaschinen finden in zahlreichen Lebensbereichen Anwendung. Während kleine Maschinen in der Elektromobilität Einsatz finden, werden mittelgroße Maschinen beispielsweise als Generatoren in Windkraftanlagen genutzt. Zu den größten Maschinen mit Ausmaßen im Meterbereich zählen die Antriebe in der Schifffahrt. Im Betrieb sind die Maschinen thermisch (u.a. Stromwärmeverluste), mechanisch (Vibrationen) und durch Umgebungsbedingungen (Feuchtigkeit) hochbeansprucht. Maschinen mit besonders langem Aktivteil erfahren zudem noch eine gesteigerte thermo-mechanische Beanspruchung, die aus den unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten der verschiedenen Materialien resultiert. Hinzu kommt die elektrische Beanspruchung, die neben der Betriebsspannung auch transiente Überspannungen umfassen kann. Nichtsdestotrotz ist die Zuverlässigkeit der Maschinen oberstes Gebot und wird im Rahmen der Normprüfungen gefordert.

Auf dieser Grundlage begründet sich ein Projekt mit zwei Zielstellungen: Zum einen liegt der Fokus auf der Untersuchung von Isolierharzsystemen hinsichtlich der genannten elektrischen, thermischen, mechanischen und umgebungsbedingten Beanspruchungen. Zum anderen gilt es die Lebensdauer und insbesondere das Alterungsverhalten von Maschinen mit besonders langem Aktivteil zu untersuchen.

Die Isolierung rotierender Hochspannungsmaschinen besteht aus Glimmerlagen, die mit einem Epoxidharzsystem, welches Harz und Härter umfasst, imprägniert sind. Die geläufigsten Härter basieren auf sogenannten Anhydriden und sind deshalb für die Aufnahme auf die Liste der besonders besorgniserregenden Stoffe im Rahmen der REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals) Verordnung vorgeschlagen [1]. Das hat zur Folge, dass zukünftig mit ihrer Einschränkung oder gar ihrem Verbot zu rechnen ist. Durch diese Aussicht ist die Industrie bemüht, alternative Isolierharzsysteme zu identifizieren und hinsichtlich der erforderlichen Eigenschaften zu qualifizieren.

Der Umstieg auf ein alternatives Harzsystem erfordert ausgiebige Untersuchungen des Isoliersystems hinsichtlich der Beanspruchungen, die im Betrieb auftreten. Zur Untersuchung der alternativen Harzsysteme wird deshalb u.a. eine thermische Klassifizierung nach IEC 60034-18-31 [2] durchgeführt. Diese beinhaltet die elektrische, thermische, mechanische und umgebungsbedingte Beanspruchung des Isoliersystems. Während die Beanspruchungen im Betrieb simultan auftreten, kommt es im Rahmen der Norm zu einer seriellen Beanspruchung der Isolierung durch die verschiedenen Faktoren. Die Prüfung nach IEC 60034-18-31 untergliedert sich in Zyklen, die jeweils vier Phasen umfassen (Bild 1). Sie basiert auf der beschleunigten thermischen Alterung der Isolierung für verschiedene Temperaturstufen. Aus den Ergebnissen wird die resultierende Lebensdauer extrapoliert.

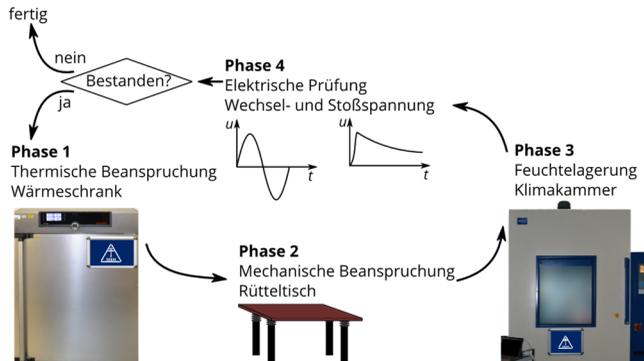


Bild 1: Ablauf eines Zyklus nach IEC 60034-18-31

In Phase 1 wird das Isoliersystem in einem Wärmeschrank beschleunigt thermisch gealtert. Für eine umfassende Untersuchung findet dies bei verschiedenen Temperaturstufen gemäß der angestrebten Wärmeklasse statt [2]. Die Temperaturstufen liegen allesamt oberhalb der Klassentemperatur, um eine beschleunigte thermische Alterung herbeizuführen. Je höher die Temperaturstufe angesetzt ist, desto kürzer ist die thermische Beanspruchung. Anschließend wird das Isoliersystem durch eine mechanische 50-Hz-Schwingung mit einer Beschleunigung von circa 15 m/s^2 auf einer Rüttelplatte mechanisch beansprucht. Phase 3 stellt eine zweitägige Konditionierung bei hoher Luftfeuchte dar. Abschließend wird die Isolierung sowohl mit Wechsel- als auch mit Stoßspannung elektrisch geprüft. Alle Prüflinge, die die elektrische Prüfung bestehen, durchlaufen einen weiteren Zyklus. Besteht ein Prüfling die elektrische Prüfung nicht, wird die Ausfallzeit, die der summierten Dauer der thermischen Beanspruchung im Wärmeschrank entspricht, festgehalten und zur Ermittlung der Lebensdauer genutzt. Da die Dauer der thermischen Beanspruchung von der Temperaturstufe abhängt, variiert die Zyklusdauer zwischen Tagen (hohe Temperaturstufe) bis hin zu einem Monat (niedrigste Temperaturstufe).

Der zweite Teil des Projekts untersucht das Alterungsverhalten von besonders langen Maschinen infolge von zyklischem Betrieb. Wird eine lange Maschine gestartet, erwärmt sich das Leitermaterial infolge der Stromwärmeverluste. Die Erwärmung führt eine Längenausdehnung der Spulen herbei. Die restliche Maschine folgt der Erwärmung verzögert und dehnt sich dementsprechend auch verzögert aus. Verstärkt durch die verschiedenen Wärmeausdehnungskoeffizienten der unterschiedlichen Materialien (Kupfer, Stahl, Isoliersystem) treten so thermo-mechanische Spannungen auf, die die Isolierung zusätzlich beanspruchen und einen möglichen Einfluss auf das Alterungsverhalten dieser haben.

[1] European Chemicals Agency (ECHA), ANNEX XV – SVHC DOSSIER MHPA – CAS NO. 25550-51-0

[2] IEC EN 60034-18-31: *Rotating electrical machines – Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Thermal evaluation and classification of insulation systems used in rotating machines*. 2012



Tobias Gabler, Dipl.-Ing.
Aufbau eines Prüfkreises zum Erzeugen langer, nichtgenormter Konverterfehler-Impulse für Untersuchungen am Isoliersystem von HGÜ-Stromrichtertransformatoren

Projekt gefördert durch:



Stromrichtertransformatoren der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) erfahren als Bindeglied zwischen Drehstrom- und Gleichspannungsnetz nicht nur Belastungen aufgrund der anliegenden Betriebsspannung. Zusätzlich zur auftretenden Gleichspannungsbelastung infolge der nachgeschalteten, kaskadierten Stromrichtermodule können sich der normalen Betriebsspannung äußere und innere Überspannungen überlagern. Im Falle eines Konverterfehlers können diese zu einer speziellen transienten Spannungsbelastung mit steilen Anstiegen und langen Stehzeiten führen. Zur Dimensionierung der Betriebsmittel muss das Verhalten des Isoliersystems bei allen auftretenden Belastungen bekannt sein und untersucht werden.

Um das elektrische Verhalten des Isoliersystems bei einer solchen Spannungbelastung zu untersuchen, wird als Belastung die Überlagerung einer Gleichspannung mit einer steilen, aber langanhaltenden Impulsspannung gewählt. Seitens des Industriepartners *Siemens Energy* besteht dabei die Forderung, der Gleichspannung (DC) eine Impulsspannung zu überlagern, deren Stirnzeit einer Blitzimpulsspannung (LI) nach IEC 60060-1 von $T_1 = 1,2 \mu s$ entspricht, deren Rückenhalbwertzeit jedoch im zweistelligen Millisekundenbereich liegt. Zum Erzeugen einer solchen, überlagerten Spannungsform, wird der Prüfkreis für zusammengesetzte Prüfspannungen nach IEC 60060-1 genutzt, wie er sich zur Überlagerung einer Gleich- mit einer Blitzimpulsspannung mehrfach bewährte [1] (Bild 1).

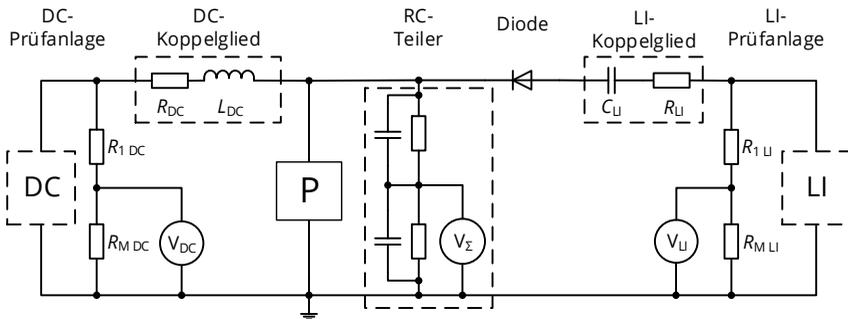


Bild 1: Modifizierter Prüfkreis nach IEC 60060-1 zur unipolaren Überlagerung einer Gleichspannung mit einem langen, nichtgenormten Konverterfehler-Impuls (P – Prüfling)

Dazu sind für jede Spannungsform separate Koppelglieder nötig. Um die erzeugte Gleichspannung zum Prüfling zu übertragen, die DC-Prüfanlage jedoch vor einer Belastung mit der zu überlagernden Impulsspannung zu schützen, wird ein hochohmiges Element mit Tiefpassverhalten genutzt (DC-Koppelglied). Impulsspannungsseitig wird in Analogie dazu

eine Kapazität mit Hochpassverhalten eingesetzt (LI-Koppelglied). Ein universaler RC -Spannungsteiler erfasst die am Prüfling resultierende Spannung.

Um die nichtgenormte Impulsspannungsform zu erzeugen, wurde der Prüfkreis modifiziert und zwischen Prüfling und LI-Koppelglied eine Hochspannungsdioden geschaltet. Da sich die Diode entsprechend der Polarität des Impulses in Durchlassrichtung befindet, ist mithilfe dieser Prüfschaltung eine der Gleichspannung überlagerte Spannungsform möglich, deren Stirn dem überlagerten Blitzimpuls entspricht. Nach Erreichen des Spannungsscheitels sperrt die Diode und der Prüfling entlädt sich vorrangig über die DC-Prüfanlage. Rechnerisch können damit steile Anstiege und aufgrund des vorgeschalteten, hochohmigen DC-Koppelgliedes lange Rückenhalbwertszeiten erreicht werden. Auch die Messungen zeigen am Beispiel der unipolaren Überlagerung (Bild 2) den erwarteten Spannungsverlauf am Prüfling mit einer steilen, kurzen Stirn und einer mehrere Millisekunden langen Rückenhalbwertszeit.

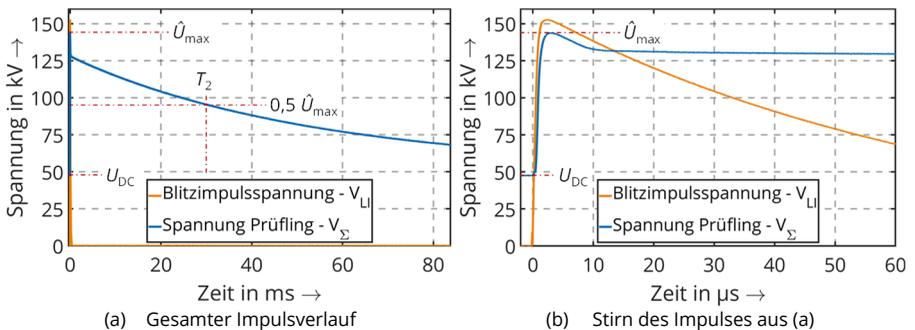


Bild 2: Gemessene Spannungsverläufe am Prüfling sowie der Blitzimpulsspannung (LI) am Beispiel der unipolaren Überlagerung einer Gleichspannung mit einem Converterfehler-Impuls

Wird der Gleichspannung von $U_{DC} \approx 48$ kV mit dieser Prüfschaltung eine genormte Blitzimpulsspannung von $U_{LI} \approx 153$ kV überlagert, kann am Prüfling die geforderte Stirnzeit von $T_1 = 1,2$ μs bei einem Scheitelwert von $\hat{U}_{max} \approx 144$ kV erreicht werden. Mithilfe der eingesetzten Diode können zudem sowohl für die unipolare als auch für die bipolare Überlagerung sehr lange Rückenhalbwertszeiten von $T_2 \approx 30$ ms bei Impulsdauern von mehr als 100 ms erzielt werden. Die Rückenhalbwertszeit kann dabei zusätzlich über den Widerstand R_{DC} des DC-Koppelgliedes variiert werden, da dieser nach Erreichen des Scheitels direkt das Entladen des Prüflings über den DC-Prüfkreis beeinflusst. Das Überschwingen der Impulsspannung am Prüfling in Bild 2(b) zeigt jedoch, dass die resultierende Spannungsform am Prüfling von der Sperrzeit der Diode nach der Polaritätsumkehr und damit von der Diodencharakteristik abhängig ist. Die gezeigte Prüfschaltung kann somit zum Erzeugen eines einzelnen oder der Gleichspannung uni- oder bipolar überlagerten Converterfehler-Impulses für Untersuchungen an Öl-Papier-Isolieranordnungen genutzt werden.

[1] T. Gabler, K. Backhaus, et al.: *Untersuchung des Durchschlagverhaltens von Öl-Papier-isolierten Anordnungen bei Überlagerung von Gleich- und Blitzimpulsspannung*. VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2018, Berlin, November 2018.



Thomas Götz, Dipl.-Ing.
**Teilentladungsmessung an einer
festen Störstelle in gasisolierten
Systemen unter
Gleichspannungsbelastung**

Gefördert durch:
DFG Deutsche
Forschungsgemeinschaft

Eine zukunftsfähige, zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektroenergie erfordert die Integration erneuerbarer Energiequellen in das bestehende elektrische Netz. Aufgrund großer Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren erfolgt die Übertragung der elektrischen Leistung wirtschaftlich nur unter Nutzung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Neben den ökonomischen Gesichtspunkten führen aber auch technische Notwendigkeiten zum Einsatz dieser Technologie, zum Beispiel bei dem Anschluss von Offshore-Konverterplattformen. Auch unter Gleichspannungsbelastung ist der Einsatz von, seit Jahrzehnten in Wechsellspannungsanwendungen genutzten, gasisolierten Anlagen vielversprechend. Die kompakte Bauweise dieser Hochspannungsanlagen führt zu einem deutlich geringeren Platzbedarf, welcher insbesondere bei der Anbindung von Offshore-Windparks, aber auch beim Einsatz in urbanisierten Gebieten vorteilhaft ist. Zudem ist die geringe Abhängigkeit des Betriebsverhaltens gegenüber äußeren Einflüssen ein wichtiger Faktor für eine dauerhaft zuverlässige Versorgung mit Elektroenergie. Bisher bestehen aber nur wenige Betriebserfahrungen mit diesen gasisolierten Gleichspannungsanlagen. Ein langfristig zuverlässiger Betrieb über die geplante Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten erfordert daher eine Prüfung auf Teilentladungsfreiheit (TE-Freiheit). Dabei bestehen derzeit allerdings noch wesentliche Erfahrungsdefizite im Vergleich zu den TE-Messungen unter Wechsellspannungsbelastung [1]. Ziel des Projektes ist es daher, das TE-Verhalten an einer festen Störstelle bei Gleichspannungsbelastung genauer zu verstehen und damit einen Beitrag zur sicheren Interpretation von TE-Messergebnissen zu liefern.

Das schwach inhomogene elektrische Feld eines gasisolierten Systems wird mit einer gestört schwach inhomogenen Elektrodenanordnung modelliert. Die Durchführung der experimentellen Untersuchungen erfolgte in SF_6 bei einem Isoliergasdruck von $p_{\text{abs } 20^\circ\text{C}} = 0,5 \text{ MPa}$. Eine hohe Gleichspannung von $\pm 250 \text{ kV}$ mit geringer Welligkeit wird von einer symmetrischen Greinacherschaltung bereitgestellt. Im Projekt werden neben konventionellen TE-Messungen nach IEC 60270 und Messungen mithilfe eines UHF-Sensors auch unkonventionelle optische Detektionsverfahren und eine direkte Messung des TE-Stromes an der Störstelle für die wissenschaftlichen Untersuchungen genutzt. Die zeitsynchrone Aufzeichnung der Messdaten erfolgt mit einem breitbandigen digitalen Speicheroszilloskop. Auszugsweise werden im Folgenden die Ergebnisse und Herausforderungen der Messung nach IEC 60270 in direktem Bezug zur Messung des TE-Stromes I_{TE} vorgestellt.

Gezeigt werden kann, dass die scheinbare Ladung Q mit der Amplitude des TE-Stroms korreliert (Bild 1). Bei positiver Störstelle treten scheinbare Ladungen bis etwa 4 pC auf, wobei ein Großteil der Impulse deutlich darunter liegt. Trotzdem bei negativer Polarität der Störstelle TE-Stromimpulse festgestellt wurden, konnte bis zur dreifachen Einsatzspannung U_i kein TE-Ereignis mit einer scheinbaren Ladung oberhalb des Grundstörpegels von $0,6 \text{ pC}$

detektiert werden [2]. Dies ist mit den deutlich geringeren Amplituden des TE-Stromes bei negativer Störstelle und der daher geringeren umgesetzten Ladung zu begründen [3].

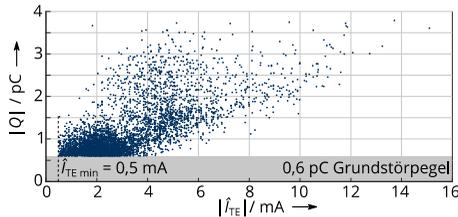


Bild 1: Betrag der scheinbaren Ladung Q in Abhängigkeit des Scheitelwerts des TE-Stromes I_{TE} bei positiver Störstelle, $U=1,7 \cdot U_i$ [2]

Trotz des geringen Rauschens bei den Untersuchungen können einzelne Impulse aufgrund der geringen Stromamplitude auch bei positiver Störstelle nicht detektiert werden (Bild 2 (a)). Dies führt zu einem Fehler bei der Auswertung von Impulshäufigkeiten. Neben der Herausforderung bei der Detektion von Impulsen mit geringer Amplitude erschwert eine schnelle Folge von Einzelimpulsen die TE-Messung. Die vorgeschriebene maximale Bandbreite des normgerechten TE-Messkreises hat zur Folge, dass schnell aufeinanderfolgende TE-Ereignisse nicht sicher separiert werden können (Bild 2 (b)).

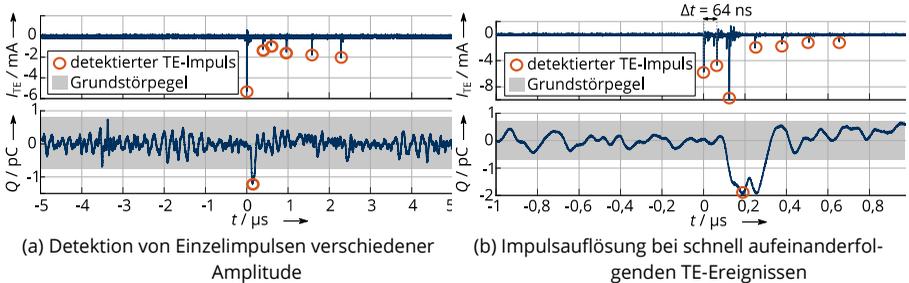


Bild 2: Zeitabhängigkeit des TE-Stroms I_{TE} und der scheinbaren Ladung Q bei positiver Störstelle, $U=1,7 \cdot U_i$ [2]

Die beschriebenen Herausforderungen bei einer TE-Messung nach IEC 60270 unter Gleichspannungsbelastung müssen bei der Interpretation von TE-Messungen beachtet werden, damit ein zuverlässiger Rückschluss auf die vorhandenen Fehlstellen im Isoliersystem gezogen werden kann.

- [1] A. Abbassi, J. Castellon, A. Cavallini, et al. *Interim Report of WG D1.63: Progress on Partial discharge detection under DC voltage stress*. CIGRE Joint Colloquium SC A2/SC B2/SC D1, Janpath, Indien, 2019.
- [2] T. Götz, P. Wenger, M. Beltle, et al. *Partial Discharge Analysis in Gas-Insulated HVDC Systems Using Conventional and Non-Conventional Methods*. CIGRE Session 2020, Paris, Frankreich, August 2020.
- [3] T. Götz, H. Kirchner, K. Backhaus *Partial Discharge Behaviour of a Protrusion in Gas-Insulated Systems under DC Voltage Stress*, Energies, Vol. 13, Nr. 12, 2020.



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

Europa fördert Sachsen.
ESF
 Europäischer Sozialfonds



Europäische Union

Mit der zunehmenden Flexibilisierung der elektrischen Netze wird die Zahl leistungselektronischer Umrichter in der Mittel- und Hochspannungsebene steigen. Die steilen Schaltimpulse der leistungselektronischen Bauelemente führen zu mittelfrequenten Störungen im Bereich einiger kHz im elektrischen Netz. Insbesondere durch Resonanzen von induktiven und kapazitiven Elementen treten verzerrte Spannungsformen auf. Diese haben zwangsläufig zusätzliche dielektrische Verluste in den Isoliermaterialien zur Folge, da mit höheren Frequenzanteilen auch der kapazitive Verschiebungsstrom im Dielektrikum steigt. Insbesondere in hochbelasteten Bereichen der Isolierung kann es dabei zu unzulässig starker Erwärmung des Materials und letztendlich zum Versagen der Isolierung kommen. Die Quantifizierung der veränderten Belastung verschiedener fester Isolierwerkstoffe bei verzerrten Spannungen ist ein Hauptziel des Projektes SaxoGRID.

Am Versuchsstand ist die Messung der dielektrischen Verluste fester Isolierwerkstoffe bei verzerrten Spannungen mit *Total Harmonic Distortion* (THD) von (0...20) % im Frequenzbereich (150...850) Hz möglich [1]. Abhängig von der Prüflingsgeometrie und dem Werkstoff können Spannungen bis 20-kV-Effektivwert erreicht werden.

Der Versuchsstand ermöglicht zwei Methoden zur Bestimmung der dielektrischen Verluste bei verzerrter Spannungsform miteinander zu vergleichen:

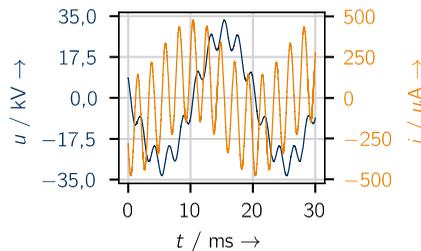


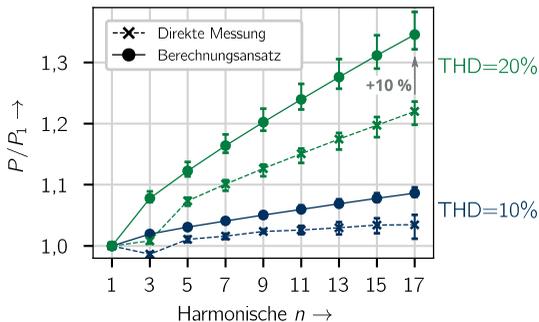
Bild 1: Gemessener Strom- und Spannungsverlauf eines Epoxidharzprüflings bei Überlagerung mit neunter Harmonischer (THD = 20 %)

1. Direkte Messmethode: Die verzerrte Spannung und der daraus resultierende Strom durch den Prüfling (Bild 1) werden gemessen und über eine Leistungsrechnung die dielektrischen Verluste bestimmt.
2. Berechnungsansatz: Die Permittivität ϵ_R und der dielektrische Verlustfaktor $\tan\delta$ werden bei niedrigen Spannungen mit üblichen Messmethoden (z. B. bei 200 V) für jede Frequenz der Harmonischen n bestimmt. Die Verlustleistung wird dann auf die tatsächlich belastende Spannung (z. B. 20 kV) extrapoliert (siehe [1]).

Der Vergleich beider Messmethoden liefert Aufschluss über Gemeinsamkeiten und Unterschiede sowie die Genauigkeit beider Methoden. Daraus abgeleitet kann der Einfluss der Harmonischen auf die Dimensionierung von Betriebsmitteln diskutiert werden.

Die auf den Wert bei 50 Hz bezogene Verlustleistung steigt linear mit der Harmonischen n . Weiterhin wird deutlich, dass mit zunehmendem THD die Verluste im Isolierwerkstoff überproportional ansteigen (Bild 2). Beide Effekte sind auf den größeren Strom, der durch die höherfrequenten Komponenten der Spannung im Isolierwerkstoff hervorgerufen wird, zurückzuführen. Infolgedessen wird eine größere Verlustleistung in den Isolierwerkstoff eingebracht.

Der Vergleich beider Messmethoden zeigt, dass die Berechnung der Verlustleistung die Werte der direkten Messung um bis zu 10 % übertrifft (Bild 2).



$U = 20 \text{ kV}$

Epoxidharz
Prüfkörper mit
Vakuumkapazität
 $C_0 = 4,4 \text{ pF}$

Phasenwinkel der
Harmonischen
 $\varphi = 0^\circ$

Bild 2: Vergleich der direkten Leistungsmessung mit der extrapolierten Berechnung der Verlustleistung für verschiedene überlagerte Harmonische

Die Gründe für die Abweichungen sind auf die große Spannungsdifferenz zwischen der Messung der dielektrischen Parameter zur Nutzung des Berechnungsansatzes und der Spannung auf die die berechneten Werte extrapoliert werden, zurückzuführen (siehe auch [1]). Der Berechnungsansatz basiert auf der Annahme der Linearität (Spannungsunabhängigkeit) der dielektrischen Eigenschaften von Isolierwerkstoffen. Die Hauptursache der dielektrischen Verluste in festen Isolierwerkstoffen sind Polarisationsverluste. Diese sind stark frequenzabhängig und im Falle der Grenzflächenpolarisation auch feldstärkeabhängig.

Beide Quantifizierungsansätze können die Frequenzabhängigkeit abbilden. Dadurch, dass der Berechnungsansatz ausschließlich Werte nutzt, die bei niedriger Feldstärke gemessen wurden, wird der Feldstärkeeinfluss auf die dielektrischen Verluste nicht korrekt abgebildet. Die Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf Grundlage des von den Abgeordneten des Sächsischen Landtags beschlossenen Haushalts.

[1] T. Linde und K. Backhaus, *Comparison of Dielectric Loss Measuring Methods on Epoxy Samples under Harmonic Distorted Voltages*, VDE Hochspannungstechnik, Berlin, 2020.



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

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 mithilfe eines mehrstufigen Impulsspannungsgenerators zerstört. Dieser unterscheidet sich von konventionellen Prüfimpulsspannungsgeneratoren neben dem eingeschränkten Bauraum durch niedrigere Energien, eine höhere Impulsrate und den dadurch notwendigen Einsatz von Ladeinduktivitäten anstelle von Ladewiderständen. Bei der Verwendung dieser Generatoren treten teilweise Fehlzündungen an den Funkenstrecken des Generators auf, so dass die notwendigen Impulsparameter nicht eingehalten werden. Nähere Untersuchungen zum Zündverhalten der Funkenstrecken bei hoher Impulswiederholrate sind daher notwendig.

Vorhergehende Untersuchungen an einem beim EIV verwendeten Impulsspannungsgenerator zeigten, dass im Idealfall die Funkenstrecken durch Überspannungen innerhalb weniger Nanosekunden gestaffelt zünden [1]. In weiteren Messungen wurde das Zündverhalten bei Unterdrückung der Photoionisation an einem zweistufigen Generator mit Funkenstreckenabständen von 2,0 und 2,1 mm untersucht. Dabei wurden die Funkenstrecken optisch getrennt. Zudem wurde der Abstand zwischen den Funkenstrecken variiert (Bild 1).

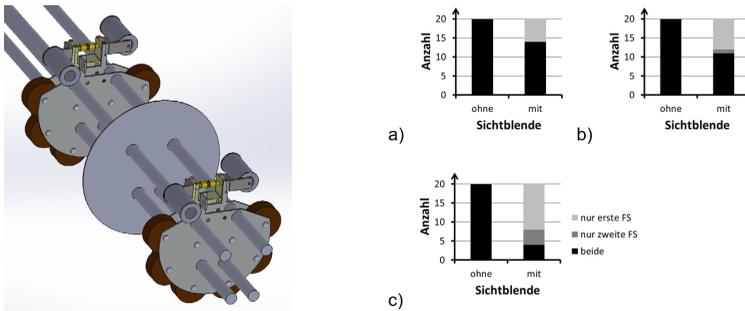


Bild 1: Versuchsanordnung und Durchschlagverhalten ohne und mit Sichtblende bei Abständen von a) 10, b) 20 und c) 50 cm

Es ist ersichtlich, dass bei ausbleibender Photoionisation Fehlzündungen im Impulsspannungsgenerator auftreten können, bei denen nur einzelne Funkenstrecken zünden, ohne dass die Überspannung ausreicht, um die anderen Funkenstrecken zur Zündung zu bringen.

Bild 2 zeigt die gemessenen Potentiale und die daraus abgeleiteten Spannungen an der zweiten, dritten und vierten Funkenstrecke eines Impulsspannungsgenerators bei fehlender Photoionisation zwischen den Funkenstrecken, wobei alle Funkenstrecken zündeten.

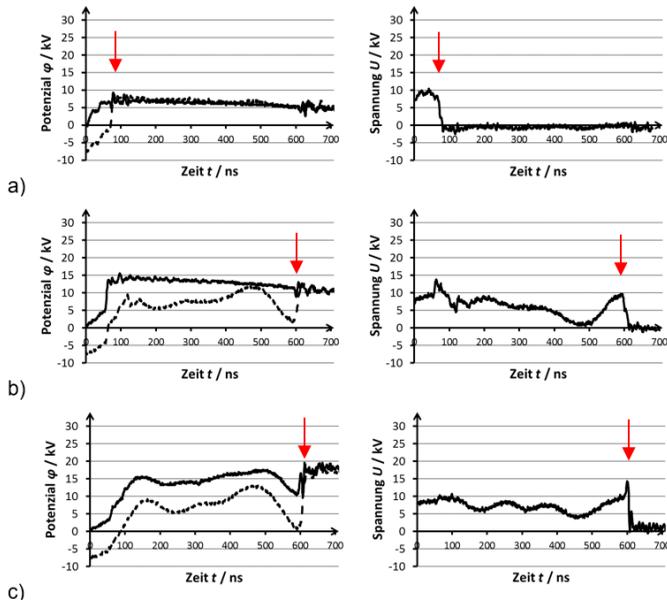


Bild 2: Gemessene Hochspannungs- und Erdpotentiale sowie Differenzspannung an der a) zweiten, b) dritten und c) vierten Funkenstrecken bei unterdrückter Photoionisation

Im Vergleich zu den Messungen mit Photoionisation ist zu erkennen, dass sich die Durchschlagzeiten der einzelnen Funkenstrecken verlängern. Nach dem Zünden der zweiten Funkenstrecke reicht die Überspannung an der dritten Funkenstrecke zunächst nicht aus, um einen Durchschlag innerhalb weniger Nanosekunden zu generieren. Erst nach mehreren hundert Nanosekunden erfolgt der Durchschlag aufgrund des Spannungs-Zeit-Gesetzes. Die an der vierten Funkenstrecke entstehende Überspannung reicht in diesem Fall aus, um einen Durchschlag innerhalb weniger Nanosekunden nach dem Zünden der dritten Funkenstrecke zu generieren. Die Ergebnisse zeigen, dass die Photoionisation für einen reibungslosen Betrieb eines Impulsspannungsgenerators zur Nutzung beim Elektro-Impuls-Verfahren einen wichtigen Anteil hat. Dies ist bei der Konstruktion von Impulsspannungsgeneratoren zu berücksichtigen.

[1] M. Voigt, E. Anders, F. Lehmann, M. Mezzetti, F. Will: *Electric Impulse Technology – Breaking Rock*. EPE'20 ECCE Europe, Lyon, 07.-11.09.2020.

[2] M. Mezzetti, O. Popov, H. Lieberwirth, E. Anders, M. Voigt, P. Hoske: *Microstructural investigation of complex ores processed with electric impulses*. XXIX International Mineral Processing Congress, Moskau, 17.-21.09.2018.

Projekte zum Forschungsschwerpunkt „Strombelastbarkeit und Erwärmung“



Robert Adam, Dr.-Ing.



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

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die zunehmende Einspeisung verteilter Energieressourcen und die Installation von Ladestationen für die Elektromobilität werden zwangsläufig die projektierten Kapazitätsgrenzen der konventionell betriebenen Wechselstromleitungen im Verteilungsnetz überschreiten. Zukünftig wird auch die Dichte der konventionellen Kraftwerke im Netz abnehmen, was zu einer reduzierten Blindleistungsversorgung führt. Bevor teure, zeit- und genehmigungsintensive Neubauten im Verteilungsnetz durchgeführt werden, ist es für den Netzausbau effektiver und effizienter, alle Möglichkeiten zur Netzoptimierung und Netzverstärkung auszuschoöpfen.

Die Entwicklung der Leistungselektronik, getrieben durch die Anwendungen im Übertragungsnetz z. B. bei Offshore-Windparks oder in der HGÜ, haben zum einen zu deutlich geringeren Kosten und zum anderen zu Betriebserfahrungen über längere Zeiträume geführt. Zukünftig werden leistungselektronische Umrichter auch im Verteilungsnetz zur Standardausrüstung gehören.

Ausgehend von diesen Entwicklungen wird im Forschungsprojekt AC2DC ein neuer Ansatz untersucht, um der Überlastung der AC-Leitungen zu begegnen. Dazu sollen bestehende AC-Kabelstrecken in der Mittel- und Niederspannungsebene in Punkt-zu-Punkt-DC-Verbindungen umgewandelt werden. Die Optimierung des Netzes hat das Ziel, größere Leistung als mit AC-Kabelstrecken zu übertragen und den Blindleistungsbedarf besser regeln zu können.

Neben den Aufgaben für diese DC-Kabelstrecken Systemkonzepte für deren Betrieb, die entsprechenden Umrichtertechnologien sowie die Konzepte für den Schutz und Netzbetrieb zu entwickeln ist es eine Teilaufgabe zu prüfen, inwieweit die AC-Kabel und Muffen den veränderten Beanspruchungen durch DC-Belastungen standhalten können (Bild 1). Eine der wesentlichen Eigenschaften für die übertragbare Leistung der DC-Kabelstrecken ist die Strombelastbarkeit. Die Strombelastbarkeit von Kabeln wird maßgeblich durch deren Erwärmung im Betrieb bestimmt. Es ist zu ermitteln, mit welchen Strömen AC-Kabel bei DC-Betrieb dauerhaft belastet werden können, ohne dass die zulässigen Grenztemperaturen überschritten werden.

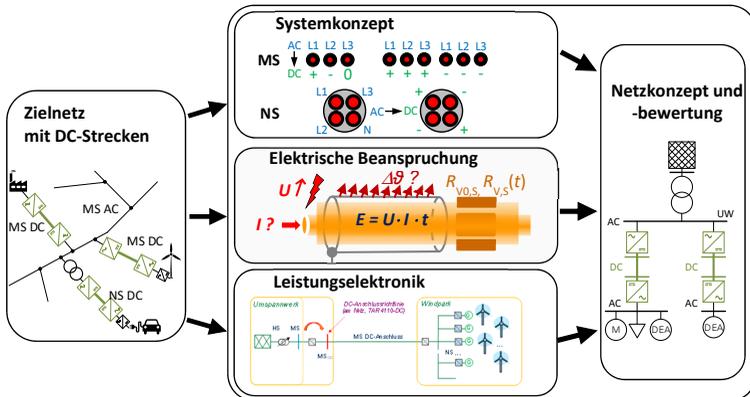


Bild 1: Aufgabenstruktur Forschungsprojekt AC2DC

Für ausgewählte Typen von Mittel- und Niederspannungskabeln ist die Erwärmung zu untersuchen, die bei typischen Anordnungen der Leitern bei den unterschiedlichen Legarten von Kabeln auftreten.

Die Erwärmung der Kabelsysteme soll in zwei Schritten ermittelt werden. Im ersten Schritt werden die thermischen Modelle für Kabel und Muffen in Luft, frei im Raum entwickelt. Die thermischen Modelle können dabei zum einen mit der FEM (Finite-Elemente-Methode) zum anderen mit der WNM (Wärme-Netz-Methode) aufgebaut werden. Der Vorteil von FEM-Modellen ist die gute Beschreibung der Wärmeleitungsprozesse. Damit können die Temperaturverteilungen im Querschnitt und entlang der Kabel und Muffen mit hohen Auflösungen dargestellt und so mögliche lokale Hotspots ermittelt werden. Für praktikable Rechenzeiten bei hoher Auflösung der Temperaturverteilung sind FEM-Modelle auf Längen von wenigen Metern limitiert. Der Vorteil der WNM-Modelle besteht in einer praktikablen Beschreibung des Wärmetransports durch Strahlung und Konvektion und einer sehr geringen Rechenzeit. Mit der WNM sollen thermische Modelle einzelner Komponenten entwickelt werden, die modular miteinander zum Modell einer Kabelstrecke kombiniert werden können. Die Ergebnisse aus den FEM-Modellen können in die WNM-Modelle integriert werden. Um die thermischen Modelle zu verifizieren, sind die Erwärmungen der ausgesuchten Kabel und Muffen experimentell zu untersuchen.

Im zweiten Schritt werden die thermischen Modelle von der Legung frei im Raum zu einer Legung im Erdboden modifiziert. Dabei sollen zunächst die in den Standards IEC 60853 genutzten Varianten z. B. direkt im Boden oder im Kanal genutzt werden. Mit den modifizierten Modellen sind die maximalen Strombelastungen der Kabelsysteme zu berechnen und mit den standardisierten Berechnungsverfahren zu vergleichen.



Markus Schladitz, Dipl.-Ing.
**Berechnung der Erwärmung von
beheizten Weichenanlagen im
Bahnverkehr unter Berücksichtigung der
Wetterverhältnisse**

In der Winterzeit können Schnee und Eis das Stellen von Weichen einschränken und somit einen sicheren und zuverlässigen Bahnverkehr behindern. Elektrische Weichenheizstäbe sind ein probates Mittel, um die Temperaturen an den Komponenten der Weiche zu erhöhen und damit Schnee und Eis aufzuschmelzen. Die Erfahrungen der Schienennetzbetreiber (Bahnunternehmen) zeigen allerdings, dass unter gewissen Wetterverhältnissen (Wind, Schneefall, etc.) ein wirksamer Einsatz von Heizstäben nicht mehr gewährleistet werden kann. Zum Beurteilen der Effektivität und Effizienz von Weichenheizstäben unter realen Anwendungsbedingungen muss zunächst die Erwärmung von Weichen untersucht werden.

Dafür wird die Wärmenetzmethode verwendet. Anhand der Analogie zwischen dem elektrischen und dem thermischen Strömungsfeld kann das Erzeugen, Speichern und Transportieren von Wärme mit thermischen Quellen, Kapazitäten und Widerständen nachgebildet werden. Das Netzwerk kann anschließend die Temperaturverteilung und die Wärmeflüsse berechnen. Um ein Modell aufzubauen wurde die Weiche zunächst in mehrere Komponenten aufgeteilt. Für jede Komponente wurde ein separates Wärmenetz aufgebaut und anhand von Messwerten aus Erwärmungsversuchen unter Laborbedingungen verifiziert. Das Verknüpfen der einzelnen Wärmenetze zu einem gesamten Wärmenetz ermöglicht schließlich die Erwärmungsberechnung der kompletten Weiche. Die Umgebungsbedingungen, die die Erwärmung dominieren, wie Windstärke, Windrichtung, Niederschlag und Globalstrahlung wurden mittels Erwärmungsversuchen unter Freiluftbedingungen und Laborversuchen bei Beregnung einer Weiche in das Wärmenetz integriert.

Weichen besitzen je eine geschlossene und eine offene Seite, bezogen auf die Konstellation der Schienen. Eine wesentliche Erkenntnis der Untersuchungen ist, dass die beiden Seiten der Weiche als thermisch unabhängig voneinander betrachtet werden können. Die Schwelle und das Gleisbett sind die Schnittstelle beider Seiten der Weiche. Allerdings ist deren Wärmeleitfähigkeit so gering, dass die Erwärmung beider Seiten der Weiche separat berechnet werden kann. Unter der Vorgabe, dass je Weichenseite nur ein Weichenheizstab am Fuß der Backenschiene angebracht wird, ist die Weichenseite mit voneinander getrennt gelagerten Backen- und Zungenschiene die thermisch kritischere. Hier wird deutlich weniger Wärme zur Zungenschiene transportiert und die Temperaturen sind allgemein niedriger.

Schnee und Eis können an der Weiche aufgeschmolzen werden, wenn Temperaturen größer als 0 °C an der Oberfläche der Schienenkomponenten auftreten. Unter Berücksichtigung möglicher Unsicherheiten des Wärmenetzes wird eine zusätzliche Temperaturreserve beaufschlagt, sodass eine Temperatur von mindestens 2 °C an den Komponenten erreicht werden muss, um einen wirksamen Betrieb zu garantieren. Ohne dem Einwirken von Wind und Niederschlag wird eine Heizleistung von 410 W m^{-1} benötigt, um bei einer Umgebungstemperatur von bis zu -10 °C diese Anforderung zu erfüllen (Tabelle 1).

Tabelle 1: Erforderliche Heizleistung bei verschiedenen Umgebungsbedingungen, um im kritischen Bereich der Weiche mindestens eine Temperatur von 2 °C zu erreichen

| Umgebungstemperatur | Wind | Niederschlag | Heizleistung |
|---------------------|-----------------------|---------------|--------------------------|
| 0 °C | - | - | < 100 W m ⁻¹ |
| -5 °C | - | - | 230 W m ⁻¹ |
| -10 °C | - | - | 410 W m ⁻¹ |
| 0 °C | 15 km h ⁻¹ | - | 540 W m ⁻¹ |
| -5 °C | 15 km h ⁻¹ | - | 2050 W m ⁻¹ |
| 0 °C | - | starker Regen | > 3000 W m ⁻¹ |
| -5 °C | - | Schneefall | > 3000 W m ⁻¹ |

Bei Wetterverhältnissen mit mäßigem Wind oder Niederschlag übersteigt der Heizbedarf schnell die Möglichkeiten konventioneller Weichenheizstäbe und ein fehlerfreies Stellen der Weiche kann nicht mehr gewährleistet werden.

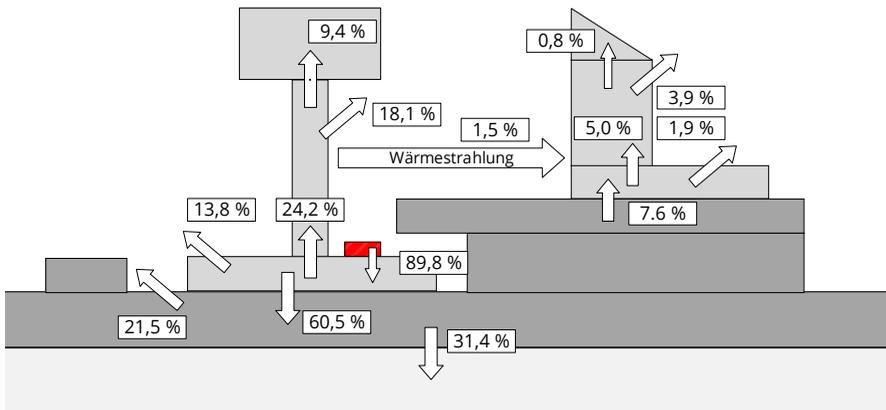


Bild 1: Auf die im Heizstab generierte Wärmeleistung bezogenen Wärmeflüsse zwischen Komponenten (vertikaler/horizontaler Pfeil) und zur Umgebung (diagonaler Pfeil)

Die Analyse der Wärmeflüsse zeigt, dass ein Großteil der generierten Wärme schon in kurzer Distanz vom Ort der Wärmeeinspeisung an die Umgebung abgegeben wird und somit nicht mehr zur Erwärmung der von der Heizquelle weiter entfernten Komponenten zur Verfügung steht (Bild 1). Der Wärmeaustausch zwischen den Schienen durch Strahlung und die per Leitung transportierte Wärme umfassen nur einen sehr geringen Anteil der eingespeisten Wärme.

Um die Temperaturverteilung zu optimieren, besteht die Möglichkeit, einen zweiten Heizstab an der Zungenschiene zu montieren. Die Temperaturverteilung ist in diesem Fall als homogener anzunehmen. Damit wäre auch ein Betrieb unter thermisch kritischeren Anwendungsszenarien effektiv.

3.2.2 Publikationen

Vorträge

C. Hildmann:

Nachhaltigkeit von Verbindungstechnik für Leiterseile – Methoden der Zustandsbewertung und Lebensdauer.

Freileitungen 2020 (EW Medien),

Webkonferenz, 29.09.2020

Veröffentlichungen

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

Selektiver, emissionsfreier Rückbau in sensiblen Bereichen mittels Elektro-Impuls-Verfahren.

8. Fachtagung Baumaschinentechnik,

Dresden, 01.-02.10.2020

L. Elspaß, K. Backhaus, R. Jacobs:

Separation of Partial Discharge Signals and Disturbances Under Impulse Voltage Stress Based on Cross-Correlation.

VDE Fachtagung Hochspannungstechnik,

Webkonferenz, 09.-11.11.2020

T. Gabler:

Beitrag zur Optimierung des Öl-Papier-Isoliersystems von Leistungstransformatoren der Hochspannungsgleichstromübertragung.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 70. Jg. (Heft 3): S. 53-55,

März 2020

S. Großmann, S. Schlegel:

Ruhende stromführende Verbindungen für langfristig zuverlässige stationäre und mobile Betriebsmittel.

16. Symposium Energieinnovation (EnInnov),

Graz, 02.-14.02.2020

T. Götz, A. Markl, K. Backhaus, U. Riechert:

Electro-Thermal Stress of Dielectric Coated Electrodes in Gas-Insulated Systems under DC Voltage Stress.

2020 IEEE 3rd International Conference on Dielectrics (ICD),

Webkonferenz, 06.-31.07.2020

T. Götz, H. Kirchner, K. Backhaus:

Partial Discharge Behaviour of a Protrusion in Gas-Insulated Systems under DC Voltage Stress.

Energies, Vol. 13, Nr. 12,

Juni 2020

T. Götz, K. Backhaus:

Optical-Electrical Investigation of the Partial Discharge Behaviour of a Protrusion in Gas-Insulated Systems under AC and DC Voltage Stress in SF6 and Synthetic Air.

VDE Fachtagung Hochspannungstechnik,

Webkonferenz, 09.-11.11.2020

T. Götz, P. Wenger, M. Beltle, K. Backhaus, S. Tenbohlen, U. Riechert:

Partial Discharge Analysis in Gas-Insulated HVDC Systems Using Conventional and Non-Conventional Methods.

VDE Fachtagung Hochspannungstechnik,

Webkonferenz, 24.08 - 03.09.2020

T. Linde, K. Backhaus:

Comparison of Dielectric Loss Measuring Methods on Epoxy Samples under Harmonic Distorted Voltages.

VDE Fachtagung Hochspannungstechnik,

Webkonferenz, 09.-11.11.2020

T. Linde, K. Backhaus, J. Stahl, T. Kaffenberger:

Comparison of the Dissipation Factor of Insulating Resins With and Without Anhydride Curing Agents.

2020 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD),

Webkonferenz, 06.-31.07.2020

T. Linde, J.T. Loh, S. Kornhuber, K. Backhaus, S. Schlegel, S. Großmann:

Implications of Nonlinear Material Parameters on the Dielectric Loss under Harmonic Distorted Voltages.

Energies, vol. 13, no. 24,

Dezember 2020

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

Impact of the Formation of Intermetallic Compounds in Current-Carrying Connections.

IEEE Transactions on Device and Materials Reliability, Vol. 20, No. 1,

März 2020

S. Schönekerl, A. Weigert, S. Uhlig, K. Wellner, R. Pörschke, C. Pfefferkorn, K. Backhaus, A. Lerch:

Evaluating the Performance of a Lab-Scale Water Treatment Plant Using Non-Thermal Plasma Technology.

MDPI Water 12 (7) DOI: 10.3390/w12071956,

Juli 2020

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

Electric Impulse Technology – Breaking Rock.

2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe),

Webkonferenz, 07.-11.09.2020

3.3 National Arc fault Research Center

Am National Arc fault Research Center (NARC) werden Stör- und Schaltlichtbögen erforscht. Eines der Forschungsziele ist die schnelle Detektion von Störlichtbögen, da durch die schnelle Erkennung die Einwirkzeit verringert wird und folglich Zerstörungen beim Auftreten von Fehlerfällen in stromstarken Niederspannungs-Schaltanlagen begrenzt werden. Das hohe Interesse an diesem Thema spiegelt sich in einer Vielzahl an Partnern aus Forschung, Entwicklung, Industrie, Handwerk und Verbänden, mit denen gemeinsam an einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung gearbeitet wird, wieder.

Interdisziplinäre Forschung am NARC

Störlichtbögen können vielfältige Ursachen haben und unter verschiedenen Bedingungen entstehen. Aus diesem Grund gestaltet sich die Forschungsarbeit fachlich so breit. Ein Thema ist unter Anderem die Erforschung der Randbedingungen, bei denen es zum Auftreten eines Störlichtbogens kommen kann. Zu diesem Zweck wird in Experimenten der Einfluss von elektrischen und geometrischen Parametern von Energieanlagen auf den Zündvorgang bewertet. Ziel ist es dabei, Maßnahmen abzuleiten, welche das Auftreten von Störlichtbögen verhindern sollen. Außerdem fließen die Untersuchungsergebnisse in die Entwicklung von Modellen zur Beschreibung des Brennverhaltens der Störlichtbögen ein. Sowohl die aufgenommenen Messreihen, als auch mit den Modellen synthetisch erzeugte Zeitverläufe finden bei der Entwicklung von Algorithmen und Schutzkonzepten zur Detektion von Störlichtbögen Anwendung. Um die Ursachen von Störlichtbogenfehlern genauer zu untersuchen, wird auch an einer exakten Lokalisierung von Lichtbogenfehlern geforscht. Die Betrachtung der betreffenden Bauteile gibt Aufschluss über die Ursachen von Störlichtbögen und erleichtert zudem die Instandsetzung.

Ausbau der Versuchsinfrastruktur

Die Versuchsinfrastruktur wird kontinuierlich weiter ausgebaut. Mit der Anschaffung eines 690-V-Transformators wird die Untersuchung einer zusätzlichen Spannungsebene möglich. Durch die Erweiterung der Schaltanlage um einen Bypass parallel zu den leistungselektronischen Draufschaltern lässt sich die Lichtbogenlöschung mit einem Kurzschließer realisieren. In Bild 1 ist der Aufbau der gesamten Hochstrom-Niederspannungsschaltanlage am NARC dargestellt. Die Auswirkungen von Störlichtbögen in elektrischen Anlagen können durch eine Versuchsanordnung mit Schaltschränken und einem integrierten Sensorsystem zur Auswertung mehrere physikalische Größen betrachtet werden. Zudem werden neue Versuchsanordnungen mit positionierbaren Elektroden (s. Bild 2) benutzt, um Störlichtbögen in Niedergleichspannungsanlagen (Bild 3) wie beispielsweise PV-Anlagen zu untersuchen. Durch die Erweiterungen des Equipments sind folgende Untersuchungen möglich:

- Lichtbogenversuche AC (230 V – 690 V) und DC (230 V bis 1296 V) zur Erzeugung ein-, zwei- und dreipoliger Lichtbögen mit einem Strom von 10 A bis 20 kA
- Lichtbogenfehler in AC/DC-Netzen, Kabeln und Sammelschienenanordnungen
- Optische Analyse mittels einer High-Speed-Kamera (Abtastrate: 2,4 kHz)
- Auswirkungen der Lichtbogeneinwirkung auf Test-Dummys

- Analyse der Funktionalität konventioneller Störlichtbogenschutzsysteme (Detektion, Lokalisierung, Kurzschließer)

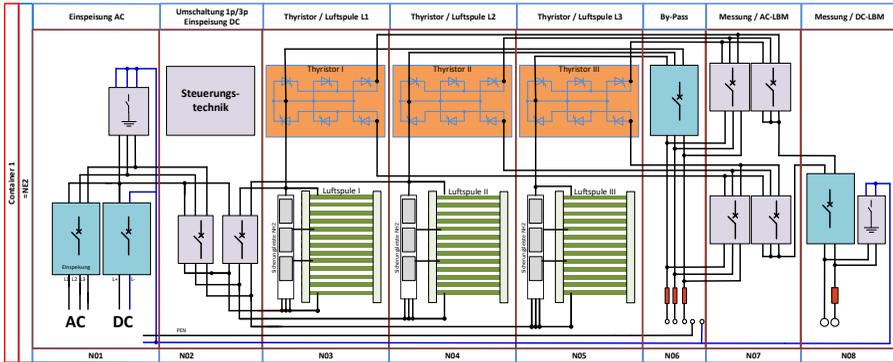


Bild 1: Aufbau der Schaltanlage des Störlichtbogensversuchsstands am NARC



Bild 2: Automatisierte Elektrodenachführung

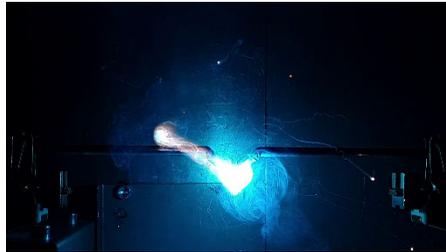


Bild 3: Serieller DC-Störlichtbogen

Untersuchung zukünftiger Energieversorgungsnetze

Der zunehmende Anteil dezentraler Energieversorgungsanlagen wirkt sich ebenfalls auf die Forschungsarbeit am NARC aus. Um den Einfluss neuester Technologien und Komponenten der Energieversorgung unter realen Betriebsbedingungen auf deren Sicherheit untersuchen zu können, ist der Aufbau eines zukunftsfähigen Energieforschungslabors in der Region mit aktiver Beteiligung der regionalen Hochschulen und Unternehmen geplant. Wesentlicher Bestandteil des Labors wird ein Hybridversuchsstand. Er bietet die Möglichkeit aus Wechselrichtern, Brennstoffzellen, PV-Anlagen und elektrischen Akkumulatorspeichern ein modernes Energieversorgungsnetz nachzubilden, das Fehlverhalten zu simulieren und deren Auswirkungen auf das Schutzsystem zu untersuchen.

3.4 Preise und Auszeichnungen

IEEH stellt zwei der drei Preisträger des ETG-Literaturpreises 2020

Die Energietechnische Gesellschaft des VDE e.V. (ETG) schreibt jährlich den ETG-Literaturpreis aus, der den wohl bedeutendsten Literaturpreis des Fachbereichs darstellt. Mit dem ETG-Literaturpreis werden jährlich drei hervorragende Publikationen auf dem Gebiet der elektrischen Energietechnik ausgezeichnet. Veröffentlichungen junger Wissenschaftler*innen, die in origineller und anschaulicher Weise den innovativen wissenschaftlichen Inhalt darstellen, werden mit dem Preis gewürdigt. Die diesjährigen Laureaten stammen allesamt aus der Elektroenergietechnik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der TU Dresden. Davon sind wiederum zwei Preisträger aus dem Hause des IEEH: Dr.-Ing. Sebastian Palm (Professur für Elektroenergieversorgung) sowie Dipl.-Ing. Tobias Gabler (Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik).



Dr.-Ing. Sebastian Palm

Foto: S. Palm



Dipl.-Ing. Tobias Gabler

Foto: S. Schlegel

Diesjährige Preisträger des ETG-Literaturpreises seitens des IEEH

Dr. Palms Artikel stellt nach Laudatio „zweifelsfrei einen wichtigen und innovativen Beitrag zu einem hochaktuellen Thema der Energieversorgungsbranche im Bereich der Verteilnetze“ dar. „Herr Gabler konnte Vorteile seines Berechnungsverfahrens beeindruckend belegen“, freut sich Prof. Steffen Großmann. Weiterhin betont er, dass die Auszeichnungen „ein nicht zu übersehendes Signal“ dafür sind, „welchen Stellenwert die Ausbildung und Forschung auf dem Gebiet der Elektroenergietechnik an der TU Dresden aus deutscher Perspektive hat“.

Das IEEH gratuliert den Preisträgern sehr herzlich!

Best Presentation Award auf der PESS 2020

Vom 05. bis zum 07. Oktober 2020 fand die *Power and Energy Student Summit (PESS)* zum 21. Mal statt. Gastgeberin war in diesem Jahr die Technische Universität Darmstadt. Aufgrund der aktuellen Lage bezüglich der Coronavirus-Pandemie fand die Veranstaltung als Webkonferenz statt.

Die PESS richtet sich an junge Wissenschaftler*innen aus dem Bereich der Energietechnik und ermöglicht ihnen das Sammeln erster Erfahrungen im wissenschaftlichen Veröffentlichen und Präsentieren sowie im Wissensaustausch auf Konferenzen.



Foto: Adriana Böttcher; Logo: TU Darmstadt

Martin Franke, Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektroenergieversorgung, hat hierbei in einer Präsentation zum Thema „*Basic Considerations for Operation and Protection of Modular Grids with Grounding Transformer*“ den übrigen Konferenz-Teilnehmer*innen seine Forschungsarbeit vorgestellt. Für die Qualität seines Vortrages wurde er am Ende der dreitägigen Konferenz durch das Young Energy Net (CIGRE/VDE) mit dem *Best Presentation Award* ausgezeichnet.

3.5 Promotionen



Matthias Klatt

Höherfrequente Emissionen von einphasigen, pulsweitenmodulierten Photovoltaikwechselrichtern im öffentlichen Niederspannungsnetz

Die Photovoltaik ist einer der wesentlichen Pfeiler der Energiewende in Deutschland. Zur Wandlung des Gleichstroms der Solarzellen in einen netzfrequenten Wechselstrom, werden selbstgeführte Wechselrichter eingesetzt, welche für die Energiewandlung eine Pulsweitenmodulation (PWM) verwenden. Bei der PWM entstehen am Wechselspannungsanschluss der Wechselrichter prinzipbedingt neben der gewünschten Grundschwingung auch Spannungs- und Stromverzerrungen in Emissionsbändern bei geradzahligem Vielfachen der Trägerfrequenz der PWM f_c (Bild 1). Die höherfrequenten Emissionen liegen bei kommerziell verfügbaren, einphasigen Wechselrichtern dominierend im Frequenzbereich zwischen 15 und 20 kHz. Höherfrequente Spannungsverzerrungen können allgemein zu einer beschleunigten Alterung, Geräusentwicklung oder Funktionsstörungen von benachbarten Geräten führen. Allgemeingültige Emissionsgrenzwerten im Frequenzbereich 2-150 kHz existieren bisher nicht. In Normungsgremien wird daran zurzeit gearbeitet.

Jedes der unendlich vielen Emissionsbänder besteht jeweils aus unendlich vielen Spektralanteilen. In der Arbeit wird gezeigt, dass die einzelnen Anteile eines Emissionsbandes zu einem Emissionsbandeffektivwert zusammengefasst werden können. Die Emissionen in einem Emissionsband der Ordnung m lassen sich dadurch mit einem einfachen Ersatznetzwerk aus einer Spannungsquelle U_Q^{Bm} und einer komplexen Quellenimpedanz Z_Q^{Bm} für den Wechselrichter, sowie der komplexen Netzschleifenimpedanz Z_N^{Bm} für das Netz als Modell nachbilden [1] (Bild 2). Der relative Fehler dieses Modellansatzes ist bei Anwendung im realen Netz typischerweise besser als $\pm 10\%$.

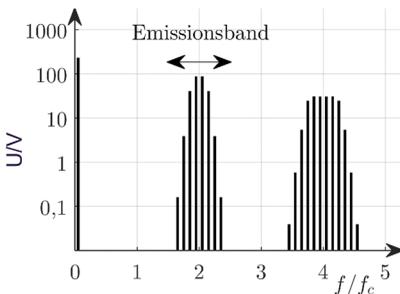


Bild 1: Exemplarisches Spektrum der Spannung an der H-Brücke eines selbstgeführten Wechselrichters mit Pulsweitenmodulation, Trägerfrequenz f_c

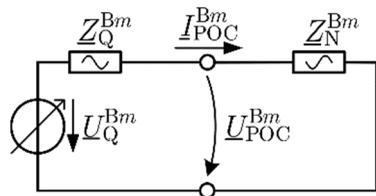


Bild 2: Ersatzschaltbild für die Emissionen in einem Emissionsband; links Wechselrichter, rechts Netz

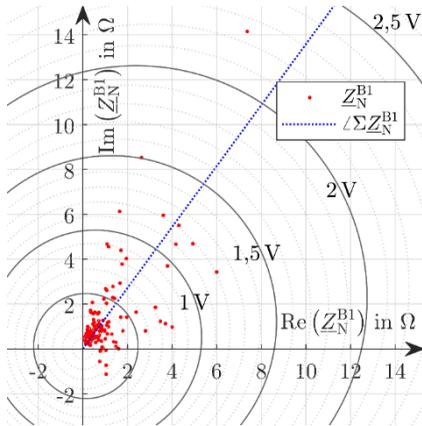


Bild 3: Diagramm zum Ablesen der Spannung im ersten Emissionsband bei 16 kHz am Anschlusspunkt eines Wechselrichters, 187 gemessene Netzschleifenimpedanzen Z_N^{B1} bei 16 kHz in Rot, Winkel der Summe aller gemessenen Netzschleifenimpedanzen bei 16 kHz $\Sigma\Sigma Z_N^{B1}$ in Blau

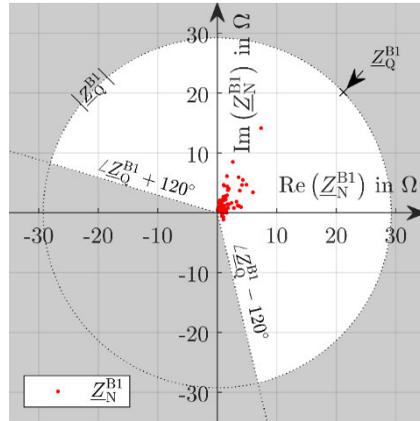


Bild 4: Veranschaulichung der Bedingungen in den Gleichungen (1) und (2) im ersten Emissionsband eines Wechselrichters, 187 gemessene Netzschleifenimpedanzen bei 16 kHz in Rot, Bedingungen sind für alle gemessenen Netzschleifenimpedanzen erfüllt (alle innerhalb des weißen Bereichs)

Mit den Modellparametern lassen sich Diagramme erstellen, aus denen die Spannung am Anschlusspunkt bei Kenntnis der Netzschleifenimpedanz bei der Frequenz des Emissionsbandes die Spannung am Anschlusspunkt ablesen lassen (Bild 3). In der Arbeit wird gezeigt, dass, bei sonst gleichen Bedingungen, die Spannung am Anschlusspunkt genau dann minimal ist, wenn die Winkel der Netzschleifenimpedanz und der Quellenimpedanz gleich sind. Im gesamten Netz ist die Spannung minimal, wenn der Winkel der Quellenimpedanz dem Winkel der Summe aller Netzschleifenimpedanzen entspricht. Dieser optimale Winkel liegt im Bereich zwischen 10 und 50 kHz im Bereich $+45^\circ$ bis $+60^\circ$. Das Kernergebnis der Arbeit ist ein Satz von Bedingungen in den Gleichungen (1) und (2), bei deren Einhaltung die Spannung an einem beliebigen Anschlusspunkt bei beliebiger Anzahl von parallel betriebenen Wechselrichtern kleiner als ein wählbarer Grenzwert U_G^{Bm} ist (Bild 4).

$$|Z_N^{Bm}| \leq |Z_Q^{Bm}| \tag{1}$$

$$\angle Z_Q^{Bm} - 120^\circ \leq \angle Z_N^{Bm} \leq \angle Z_Q^{Bm} + 120^\circ \tag{2}$$

Mit diesen einfachen Bedingungen wird den Wechselrichterherstellern ein einfaches Kriterium zur Verfügung gestellt, mit dem innerhalb des Entwurfsprozesses bereits die elektromagnetische Verträglichkeit zukünftiger Geräte im Frequenzbereich von 2 bis 150 kHz sichergestellt werden kann. Die Voraussetzung für dessen erfolgreichen Einsatz sind ausgedehnte Messkampagnen, um repräsentative und verlässliche Daten über die Netzschleifenimpedanzen in öffentlichen Niederspannungsnetzen in Deutschland zu gewinnen.

[1] Matthias Klatt, Robert Stiegler, Jan Meyer, Peter Schegner: *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, 13(24):5478 - 5486, Dezember 2019



Toni Israel

Verhalten von Hochstrom-Steckverbindungen mit Kontaktelementen bei kurzer Strombelastung

Steckverbindungen zum Übertragen hoher elektrischer Leistungen werden hauptsächlich im industriellen Umfeld, für erneuerbare Energien und in der elektrischen Mobilität benötigt. Bedingt durch die leistungsstarken Quellen, 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. In dieser Arbeit werden versilberte Hochstrom-Steckverbindungen mit Kontaktelementen betrachtet. In verschiedenen Einbausituationen werden Kurzschlussversuche im Bereich von 24 μ s bis 5 s praktisch durchgeführt und mit der anhand von analytischen und numerischen Modellen berechneten Erwärmung verglichen.

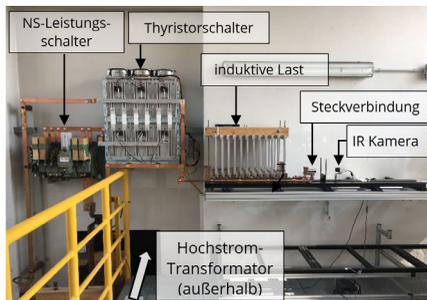


Bild 1: Kurzschluss-Versuchsstand für bis zu 35 kA RMS für 1 s und 90 kA Stoßstrom

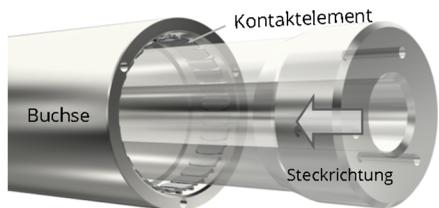


Bild 2: Modell-Steckverbinder, Durchmesser 41 mm, Kurzschlussstrom 23,5 kA für 1 s.

Der Kurzschlussstrom erwärmt die Steckverbindung und die Kontaktelemente innerhalb dieser Zeit um mehrere 100 K und führt zu einer thermisch aktivierten Schädigung. Dabei baut sich die Kontaktkraft durch Spannungsrelaxation zum Teil ab, und es kann zum Verschweißen der Mikrokontakte und Blasenbildung durch lokales Ablösen der Beschichtung kommen. Bei einer zu starken Schädigung kann ein sicherer Betrieb der Steckverbindung nicht mehr sichergestellt werden. Daher werden für die Mechanismen der Schädigung Grenzwerte festgelegt und eine maximale Belastung definiert.

Ausgehend von den experimentellen Untersuchungen wird ein Berechnungsmodell auf Basis der Finiten-Elemente-Methode weiterentwickelt. Ein vereinfachtes Widerstandsmodell der Punktkontakte abhängig von Kontaktkraft und Kontakthärte bildet dabei das Verhalten der Mikrokontakte nach. Da das Verhalten der Kontakthärte bei starker Erwärmung im ms-Bereich nur unzureichend erforscht ist, werden aus Experimenten näherungsweise die

benötigten Parameter bestimmt. Mit dem erweiterten Berechnungsmodell ist es möglich, die thermische Wirkung praktischer Kurzschlussversuche nachzubilden.

Eine wesentliche Erkenntnis ist, dass die Höhe des Stoßstroms zu Beginn des Kurzschlusses einen entscheidenden Einfluss auf die maximale Erwärmung hat. Bei sehr hohen Stoßströmen am Anfang eines Kurzschlusses wird der Kontaktwiderstand nahezu instantan stark reduziert. Für den weiteren Verlauf des Kurzschlusses entsteht in den Kontakten daher weniger Wärme, als wenn diese Reduktion nicht stattfindet. Das bedeutet, dass DC-Kurzschlüsse ohne eine Stromüberhöhung unter Umständen zu einer höheren thermischen Belastung und mechanischen Schädigung führen können als AC-Kurzschlüsse mit gleichem Effektivwert. Experimente bestätigen diese Theorie. Dies gilt allerdings nur, wenn die Stromüberhöhung nicht zum sofortigen Verschweißen der Kontakte führt.

Es existieren nur wenige einheitliche Standards für die Kurzschlussprüfung von Steckverbindungen. 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. Die Kurzschlussdauer kann damit nur um ca. (13...17) % verändert werden, ohne dass sich die Beanspruchung in der Prüfung unzulässig ändert. Stattdessen sollte, wenn mindestens zwei Strom-Zeit-Paare bekannt sind, das daraus abgeleitete I^2t -Kriterium verwendet werden:

$$I_K^2 t_K \stackrel{!}{=} \text{konstant} \tag{1}$$

$$x = \ln \frac{t_{K2}}{t_{K1}} / \ln \frac{I_{K1}}{I_{K2}} \tag{2}$$

Dieses lässt es bei bekannter Geometrie der Steckverbindung zu, einen Prüfstrom in einem vielfach größeren Zeitbereich einzustellen und erzeugt dabei eine vergleichbare thermische Beanspruchung oder mechanische Schädigung.

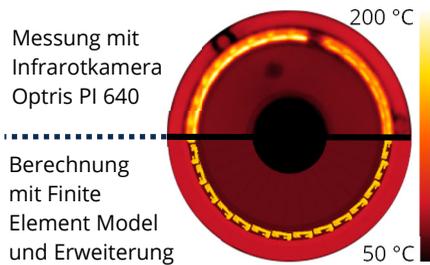


Bild 3: Temperaturverteilung im Steckverbinder

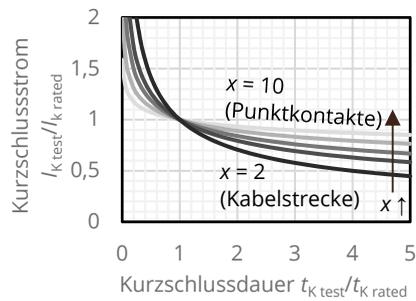


Bild 4: Berechnete zulässige Kurzschlussströme bei veränderter Kurzschlussdauer für verschiedene Systeme

Aus den gewonnen Erkenntnissen werden Empfehlungen für die Auslegung, Prüfung und die Modellierung des Kurzschlussverhaltens von Steckverbindungen mit Kontaktelementen für die Elektroenergieversorgung abgeleitet.



Marcella Oberst

Einfluss von Sauerstoff auf die Alterung stromführender Bimetall-Verbindungen

Mit der zunehmenden Elektrifizierung von Fahrzeugen wächst das Bedürfnis nach zuverlässigen stromführenden Verbindungen. Im Elektroenergieversorgungsnetz sowie im Bordnetz von Elektrofahrzeugen treffen beim stromführenden Verbinden verschiedener Komponenten im Kontakt häufig unterschiedliche Leiter- oder Beschichtungswerkstoffe aufeinander. Dabei wird Aluminium aufgrund seiner geringen Dichte und relativ hohen elektrischen Leitfähigkeit sowie der Verfügbarkeit und des geringeren Preises gegenüber Kupfer bevorzugt eingesetzt. Für Anwender ist dieser Leichtbauwerkstoff hinsichtlich des Kontakt- und Langzeitverhaltens herausfordernd.

In der Vergangenheit wurden intermetallische Phasen zwischen Aluminium und Silber sowie zwischen Aluminium und Kupfer als vorrangige Ursache für auftretende Ausfälle von nicht stoffschlüssigen, stromführenden Verbindungen mit den entsprechenden Werkstoffkombinationen untersucht. Der dabei festgestellte Anstieg des Widerstands lässt sich jedoch nicht vollständig durch die wachsenden Phasen erklären. Das Ziel dieser Arbeit besteht deshalb darin, den Einfluss des Sauerstoffs auf die Alterung von stromführenden Bimetall-Verbindungen zu quantifizieren. Es wurden Schraubenverbindungen mit Stromschiene der Werkstoffkombinationen Ag-Al, Al-Cu, Sn-Al und Ni-Al untersucht. Durch Versuchsreihen in atmosphärischer Luft und in einer N₂-Atmosphäre konnten für die jeweilige Werkstoffkombination Unterschiede im Langzeitverhalten aufgezeigt werden, die durch den von außen in die Verbindung eindringenden Sauerstoff entstehen. Die ablaufenden Prozesse unterscheiden sich dabei je nach Werkstoffkombination. Sauerstoff, der nach dem

Fügen in die Kontaktebene gelangt, ist bei den Ag-Al- und Al-Cu-Verbindungen ausschlaggebend für das Erhöhen des Verbindungswiderstands (Bild 1). Thermische Versatzbewegungen, die entstehen können, wenn eine Verbindung abgekühlt und erwärmt wird, können die Alterung der jeweiligen Verbindungen

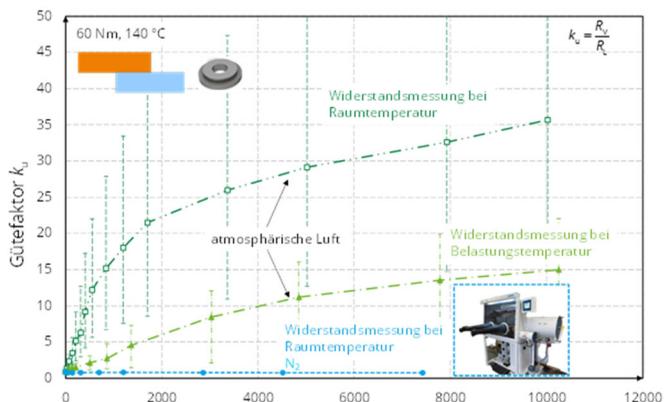


Bild 1: Langzeitverhalten von Al-Cu-Schraubenverbindungen in atmosphärischer Luft und in einer N₂-Atmosphäre

dungen beschleunigen. Im Gegensatz dazu reagiert in den Verbindungen mit Kontakten zwischen Zinn und Aluminium der bereits vor dem Fügen auf den Kontaktpartnern vorhandene Sauerstoff zu Al_2O_3 . An den Verbindungen mit Kontakten zwischen Nickel und Aluminium konnte kein Einfluss des Sauerstoffs festgestellt werden (Bild 1). Thermische Versatzbewegungen, die entstehen können, wenn eine Verbindung abgekühlt und erwärmt wird, können die Alterung der jeweiligen Verbindungen beschleunigen. Im Gegensatz dazu reagiert in den Verbindungen mit Kontakten zwischen Zinn und Aluminium der bereits vor dem Fügen auf den Kontaktpartnern vorhandene Sauerstoff zu Al_2O_3 . An den Verbindungen mit Kontakten zwischen Nickel und Aluminium konnte kein Einfluss des Sauerstoffs festgestellt werden. Neben dem Flächenkontakt der Schraubenverbindung mit Stromschiene wurde der Punktkontakt in einer Modell-Verbindung untersucht. An diesem konnten aufgrund der nahezu konstanten Flächenpressung in der Kontaktebene Berechnungsmodelle für das Langzeitverhalten von Ag-Al- und Al-Cu-Verbindungen aufgestellt werden. Metallographische Untersuchungen wurden an Verbindungen mit Kontakten zwischen Silber und Aluminium sowie Zinn und Aluminium durchgeführt, um die elektrisch bestimmten Phänomene näher zu charakterisieren. Auf dem Kontaktpartner aus Aluminium einer gealterten Verbindung zwischen Zinn und Aluminium konnte mittels Transmissionselektronenmikroskopie eine Al_2O_3 -Schicht sichtbar gemacht werden (Bild 2).

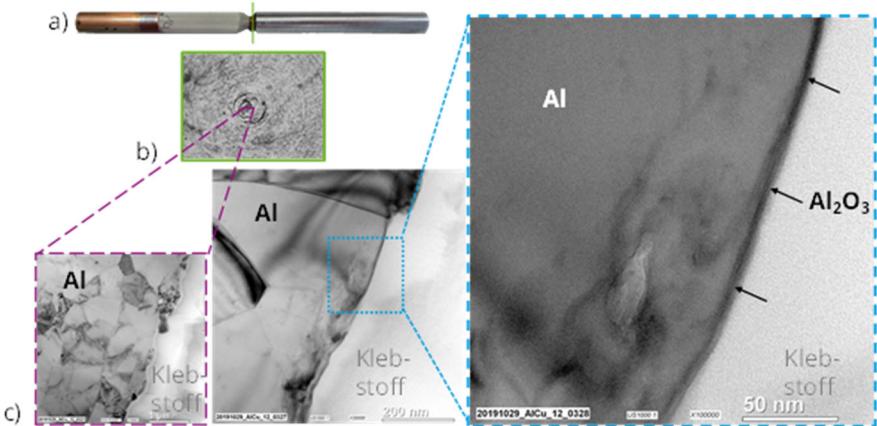


Bild 2: TEM-Untersuchung an einer Modellverbindung aus einem blanken Kontaktpartner aus Aluminium und einem verzinneten Kontaktpartner aus Kupfer

Ist eine stromführende Verbindung gasdicht, kann dies bei den untersuchten Werkstoffkombinationen einen großen Einfluss auf das Langzeitverhalten haben. Die Ergebnisse bestehender Berechnungsmodelle zur Gasdichtigkeit von Verbindungen wurden mit den experimentellen Ergebnissen verglichen. Als Neuerung wurde ein zusätzliches Kriterium eingeführt, das es ermöglicht, nach 24 h bei Belastungstemperatur zu beurteilen, ob eine stromführende Verbindung gasdicht ist. Anwender aus der Elektroenergieversorgung und der Automobilindustrie können so nach einer kurzen Belastungsdauer Aussagen zur Langzeitstabilität einer Verbindung ableiten.

3.6 Ausgründungen

DieEnergiekoppler GmbH – Erfolgsgeschichte einer Ausgründung aus zwei Instituten der TU Dresden



DieEnergiekoppler GmbH hat eine neue Generation Virtueller Kraftwerke entwickelt: Das Flexibilitätswerk. Sie ermöglichen damit erstmals eine wirtschaftliche Vernetzung von kleinsten Erzeugern, Speichern und Verbrauchern unter Nutzung der Anlagensteuerbarkeit, auch Flexibilität genannt, für die Bildung von Energiecommunities, Quartierslösungen oder anderweitiger Vermarktung (z.B. Börsenpreis-optimierter Energiehandel mit kleinen Anlagen).

Heutige Vernetzungstechnologien, Virtuelle Kraftwerke, ermöglichen lediglich die Einbindung von Anlagen größer 100 kW Leistung. Drei Kernprobleme existieren, wodurch Potentiale von Anlagen < 100 kW (z. B. Wärmepumpen, Brennstoffzellen, KWK-Anlagen, PV-Anlagen, Batteriespeichern, etc.), die in Ein- und Mehrfamilienhäusern und in Gewerbegebäuden installiert sind, im Virtuellen Kraftwerk nicht genutzt werden:

Hoher Projektierungsaufwand beim Aufbau eines Virtuellen Kraftwerks: Einzelkomponenten werden durch unterschiedliche Anbieter bereitgestellt.

Hohe Implementierungskosten: Manuelle Konfiguration von Anlagenparametern durch Personaleinsatz ist notwendig, um eine Energieanlage ins Virtuelle Kraftwerk einzubringen.

Geringe Betriebserlöse: Nur Direktvermarktung ist möglich.

Die Energiekoppler haben mit dem Flexibilitätswerk eine automatisierte, standardisierte und technologieoffene Systemlösung geschaffen, bestehend aus den Komponenten:

swarmBOX: Selbstlernende Steuerbox, die die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten (Wärme, Strom und Mobilitätsbedarfe) im Gebäude erfasst und zu Planungskriterien verarbeitet. Der zukünftige Betrieb der Energieanlage wird also bereits in der swarmBOX prognostiziert.

swarmHUB: Koordinator, der die Schnittstelle zum Energiehandel herstellt bzw. für die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch auf Netzebene verantwortlich ist. Er erfasst die Steuerbarkeit der Energieanlagen über die swarmBOXen.

Anstatt der typischerweise eingesetzten Ist-Wert-Analyse erlaubt das Flexibilitätswerk als prognosebasiertes System den planbaren (vermarktbar) Einsatz von Flexibilität unter Berücksichtigung von Strom-, Wärme- und Mobilitätsbedarfen und Nutzerverhalten im Gebäude für Eigenbedarfsoptimierung, sowie Börsenpreis bei der Vermarktung. Das Flexibilitätswerk ist für die Einbindung einer unbegrenzten Anzahl an Energieanlagen, unabhängig von ihrer Leistungsklasse oder Hersteller, ausgelegt.

Bereits 2009 startete die Forschungsstrategie, dessen Ergebnisse die Energiekoppler heute im Unternehmen nutzen. Langfristig sollte die Einbindung und Steuerung von kleinen Erzeugern, Speichern und Verbrauchern ermöglicht werden, um diese wirtschaftlich ins Energienetz einzubinden und optimiert zu steuern. Dadurch sollte ein Beitrag für eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende, im Rahmen der Forschung, geleistet werden. Das Energiemanagement sollte dabei ganzheitlich – unter dem Gesichtspunkt der Sektorkopplung – betrachtet werden.

Zwei Institute, das Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik gemeinsam mit dem Institut Gebäudeenergie-technik der TU Dresden, verfolgten 2009 zunächst das Ziel im Rahmen von Grundlagenuntersuchungen ein intelligentes Management von Strom, Wärme, Gas und Kälte zu entwickeln. Später folgten gemeinsam mit der VNG, einem Gashandelskonzern, messtechnische Untersuchungen und Simulationen zum Regionalen Virtuellen Kraftwerk, spezialisiert auf Mini und Mikro-KWK Technologie. Ab dem Zeitpunkt – 2011 – wurde durch die Co-Founder und Begründer der Technologie „Flexibilitätswerk“, Dipl.-Ing. Jens Werner und Dipl.-Ing. Tobias Heß, studierte Energietechniker, die Systemarchitektur des Flexibilitätswerks entwickelt.

Nach der Entwicklung folgte die praktische Erprobung des Prototyps mit dem viert-größten Energieversorger Deutschlands, der EWE AG in Oldenburg. Insgesamt wurden 17 Ein- und Zweifamilienhäuser zu einer Energiecommunity vernetzt. Aus langjähriger Forschung und der praktischen Erprobung entstanden nicht nur drei Patente, die heute die Basis des Unternehmens bilden, sondern sind auch zahlreiche Interessensbekundungen durch Industriepartner für das Verfügbarmachen der technischen Lösung im praktischen Einsatz, eingegangen.

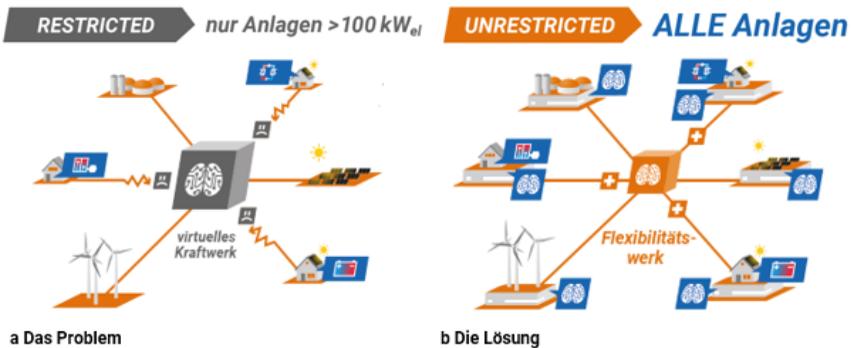
Im Rahmen des Projekts „CHES – Combined Hybrid Energy Systems“ wurden nun, nach langjähriger Forschungsarbeit, Forschungsergebnisse in ein marktreifes System überführt. Hierfür wurde das EXIST-Forschungstransfer - Programm des BMWI - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – in Anspruch genommen, welches den Start von Unternehmen aus der Forschung unterstützt.

In dieser Zeit sollte, neben der Technik, auch das Geschäftsmodell, ein Konzept unternehmerischen Handelns, um Gewinne zu erwirtschaften, entwickelt und auf den Prüfstand gestellt werden. Die studierte Wirtschaftsingenieurin mit Industrieerfahrung, M. Eng. Irina Weis ergänzte das Gründerteam in dieser Phase.

Ein wesentliches Ziel des EXIST-Forschungstransfer ist die Unternehmensgründung, welche die Energiekoppler im Januar 2020 vollzogen haben. Unterstützt und vernetzt wurden die Gründer insbesondere von den Mentoren, Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner und Prof. Dr.-Ing. habil. Joachim Seifert, sowie von dresden | exists und dem HHL SpinLab Accelerator in Leipzig.

Als nun eigenständiges Start Up startet DieEnergiekoppler GmbH mit LEAG – Lausitzer Energie Kraftwerke AG in den praktischen Einsatz des Flexibilitätswerks. Hierbei übernehmen Energiekoppler die Anlagenintegration und automatisierte Steuerung. Somit wird ein Subpooling von Anlagen kleinerer Leistungsklassen zum bestehenden Virtuellen Kraftwerk der LEAG – energycubes – realisiert, für Direktvermarktung bei Überschusseinspeisung. Zahlreiche Projekte mit weiteren Kunden sind in Planung, um ein stabiles Unternehmenswachstum zu gewährleisten.

Für weitere Informationen: <https://dieenergiekoppler.com>



4 Kooperationen

4.1 Kooperationen National

Wissenschaftskooperationen:

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

Industriekooperationen:

| | |
|--|---------------------------------------|
| 50Hertz Transmission GmbH | Infraserv Gmbh & Co. Höchst KG |
| Alcan Singen GmbH und CO. KG | InfraTec GmbH |
| Amprion GmbH | ivis gmbh |
| AREVA Energietechnik GmbH | Jean Müller GmbH |
| Avacon AG | KBR Kompensationsanlagenbau GmbH |
| A.Eberle GmbH & Co.KG | Korropol GmbH |
| Bayernwerk Netz GmbH | LAPP Insulator GmbH |
| Betonbau GmbH | Linde Materialhandling GmbH |
| BG-ETEM | LTI Motion GmbH |
| BMW AG | Maschinenfabrik Reinhausen GmbH |
| bnNETZE GmbH | MERSEN Deutschland FFM AG |
| Bosch AG | MITNETZ Strom GmbH |
| BSD Bildungs- und Servicezentrum GmbH | Neldner Consulting GmbH |
| Daimler AG | Netzdienste Rhein/Main GmbH |
| Dehn & Söhne GmbH | Nexans Power Accessories Germany GmbH |
| DigSILENT GmbH | NH-HH-Recycling e.V. |
| DNV GL Energy | Omicron electronics GmbH |
| DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH | Optocon AG |
| E.ON Avacon | PPC Insulators GmbH |
| E.ON Bayern AG | Richard Bergner Holding GmbH & Co. KG |
| E.ON edis AG | RITZ Instrument Transformers GmbH |
| ELECTRONICON Kondensatoren GmbH | Robert Bosch GmbH |
| Elektrokeramik Sonneberg GmbH | RWE AG |
| Emacons consulting GmbH | R. Stahl AG |
| EnBW Energie Baden-Württemberg AG | Scheidt GmbH & Co KG |
| EnBW Regional AG | Schneider Electric GmbH |
| ENSO Energie Sachsen Ost AG | SGB Neumark GmbH |
| ENSO NETZ GmbH | SGS Holding (Deutschland) GmbH |
| envia Mitteldeutsche Energie AG | Siemens AG |
| ESA Elektroschaltanlagen Grimma GmbH | SMA Technologie GmbH |
| Europoles GmbH & Co. KG | Stadtwerke Oranienburg |
| FEAG GmbH | Stäubli Electrical Connectors GmbH |
| Fichtner GmbH & Co. KG | TEN - Thüringer Energienetze |
| Forum Netztechnik Netzbetrieb im VDE | TenneT TSO GmbH |
| FRAKO Kondensatoren- und Anlagenbau GmbH | ThyssenKrupp Aufzüge GmbH |
| GAHL Hochleitungsbau GmbH | TransnetBW GmbH |
| GWT-TUD GmbH | TÜV Süddeutschland Holding AG |
| Heine Resistors GmbH | Vattenfall Europe Distribution GmbH |
| HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH | VEM Sachsenwerk GmbH |

4.2 Kooperationen International

Wissenschaftskooperationen:

Aalto University/Finnland
Auburn University, USA

Brno University, Tschechische Republik
CEN SIPAM-Centro Gestor e Operacional do Sistema de Protecao da Amazonia, Brasilien

DAMASCUS UNIVERSITY
Federal University of Juiz de Fora, Brasilien
ETH Zürich

Helsinki University of Technology
India Institute of Technology Madras, Indien
Luleå University of Technology, Schweden
METAS, Bern, Schweiz

MIKES, Finnland
MPEI Moskau Russland
North West University, Südafrika
NPL, London, UK
Port Said University, Ägypten

South China University of Technology, China
Suez Canal University-Faculty of Engineering-Electrical Department, Ägypten
Swansea University, College of Engineering, UK
Technische Universität Graz/Österreich

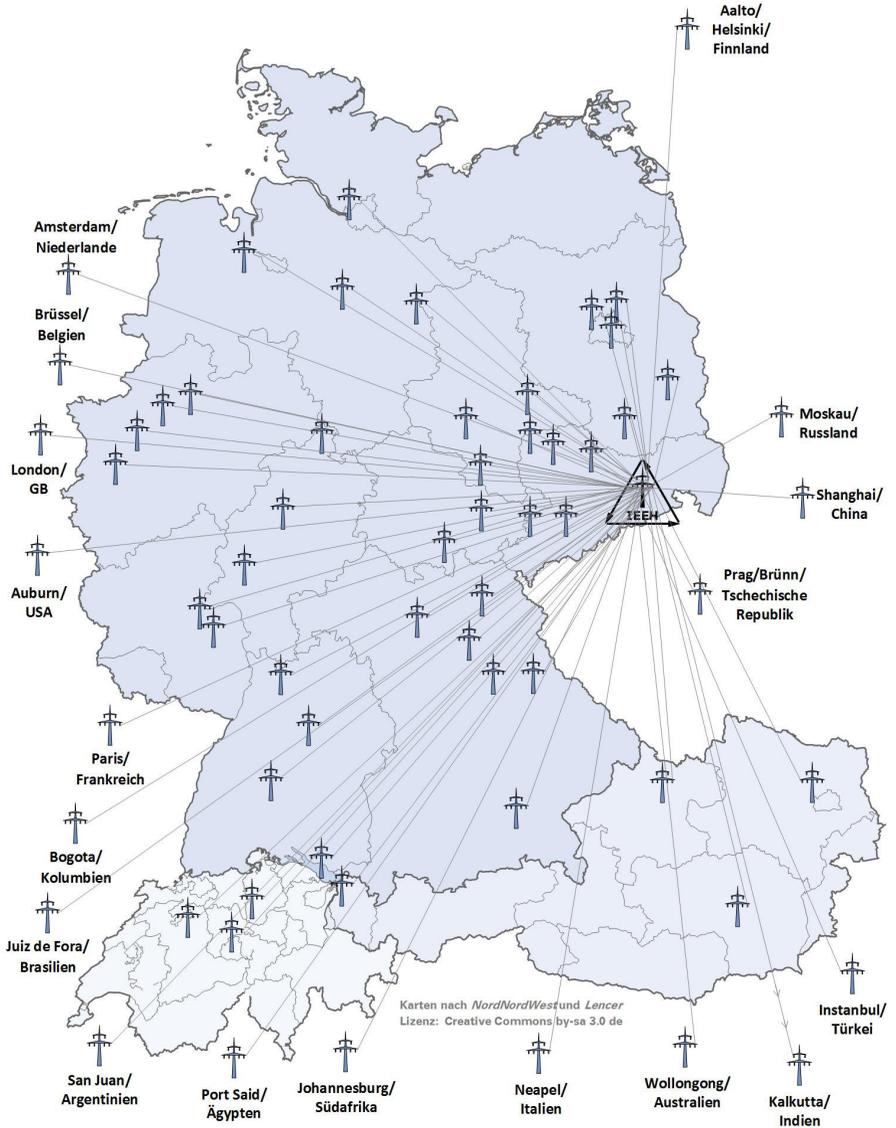
Technische Universität Wien/Österreich
Tishreen University Lattakia, Syrien
UFPA, Brasilien
University of Edinburgh
Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
University of Wollongong, Australia
Università degli Studi della Campania Luigi Vanvitelli, Naples, Italien

Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
University of Canterbury, Neuseeland
University of the Basque Country, Spanien
Wroclaw University of Technology/Polen
Yildiz Teknik Üniversitesi

Industriekooperationen:

Asia Power Quality Initiative, Shanghai, China
ABB Asea Brown Boveri Ltd, Schweiz
ALSTOM Grid, Frankreich
ASBESCO PVT. LTD., Indien
Camille Bauer Metrawatt AG, Schweiz
EWZ - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
Infrabel AG Belgien
Lanz Oensingen AG, Schweiz

ÖBB-AG, Österreich
Pfiffner Messwandler AG, Schweiz
ProRail N.V., Niederlande
Red Eléctrica de España
SBB - Schweizerische Bundesbahnen, Schweiz
SNCF, Frankreich
Tyco Electronis AG, Schweiz



4.3 Kommissions- und Gremienarbeit

4.3.1 Lehrstuhl Elektroenergieversorgung

Dozent Dr.-Ing. Hartmut Bauer

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

Dr.-Ing. Ana Maria Blanco

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

M. Sc. Christian Jäschke

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

Dipl.-Ing. Sebastian Kraemer

- VDE Dresden Arbeitskreis: *Verteilungsnetze*
- ETG/GMA Fachausschuss: *V2.1/FA 7.16 Netzregelung und Systemführung* (Gastmitglied)

PD Dr.-Ing. habil. Jan Meyer

- VDE Dresden Arbeitskreis: *Netzzrückwirkungen*
- DK CIREC und CIREC Technical Committee (Session 2: Power Quality & EMC)
- DKE/UK 767.1 *Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen*
- VDE/FNN Expertennetzwerk *Netzzrückwirkungen*
- D-A-CH-CZ Arbeitsgruppe *EMV* (Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen)
- CENELEC TC205A WG11 *Mains Communication Systems/Immunity*
- 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*
- CIGRE Working Group A3.45 *Methods for identification of frequency response characteristic of voltage measurement systems*
- IEEE PES Working Group on Harmonics

Dr.-Ing. Jörg Meyer

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

Dipl.-Ing. Sascha Müller

- Jungmitgliederreferent VDE Dresden

Dipl.-Ing. Sebastian Palm

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

Dipl.-Ing. Marta Sophia Potyka

- Jungingenieurreferentin VDE Dresden

Dipl.-Ing. Robert Stiegler

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

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

- VDE (ETG) Task Force *Grundsätzliche Auslegung Neuer Netze* (Vorsitzender)
- CIGRÉ Study Committee B5 *Protection and Automation*
- 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*

4.3.2 Lehrstuhl Hochspannungs- und Hochstromtechnik

Dr.-Ing. Christian Hildmann

- IEC TC 11 JWG 13 *Overhead lines*
- DKE/AK 421.0.5 *Komponenten* (Gast)

Dipl.-Ing. Toni Israel

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

Dipl.-Ing. Hans-Peter Pampel

- ETG K 214 *Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung*
- ETG UK 214.5 *Ausrüstungen und Geräte zum Arbeiten unter Spannung; Arbeitsgeräte und starre Schutzvorrichtungen der DKE*
- IEC TC 78/MT 60895 *Live working - Conductive clothing for use at nominal voltage up to 800 kV A.C. and \pm 600 kV D.C.*
- IEC/TC 78/MT 62192 *Live working - Insulating ropes*
- Fachausschuss V2.2 *Arbeiten unter Spannung* der ETG im VDE
- CIGRE Working Group B2.64 *Inspection and Testing of Equipment and Training for Live-Line Work on Overhead Lines*

Dipl.-Ing. Thomas Götz

- CIGRE WG D1.63 *Partial discharge detection under DC voltage stress*
- CIGRE WG D1.67 *Dielectric performance of new non-SF₆ gases and gas mixtures for gas-insulated systems* (Observer/Gast)

PD Dr.-Ing. habil. Stephan Schlegel

- Arbeitskreis DKE AK 411.3.2 *Verbinder*
- Arbeitskreis DKE AK 411.3.1 *Hochspannungsgarnituren* (Gast)

5 Veranstaltungen

5.1 Verabschiedung von Prof. Dr.-Ing. Steffen Großmann

Am 31.03.2020 ist Prof. Steffen Großmann nach 17 Jahren als Leiter der Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik in den Ruhestand gegangen.

Wir danken ihm sehr für sein unermüdliches Wirken in der Lehre und Forschung. Erst durch die Übernahme des Lehrstuhls durch ihn im Jahr 2003, in einer für die Professur schwierigen Zeit, konnte dank seines Engagements, der Kontinuität seiner Arbeit und der Wahrung der excellenten ‚Dresdner Schule‘, die Ausrichtung ins 21. Jahrhundert gelingen.

Wir bedauern sehr, dass diese Leistung aufgrund der Corona-Pandemie bisher nicht wie geplant im Rahmen eines Ehrenkolloquiums gewürdigt werden konnte. Die Verabschiedung im kleinen Kreise mit den Kollegen*innen zu einer Grillveranstaltung ermöglichte es dennoch auf die Zeit zurückzublicken und zukünftiges zu besprechen.

Das gesamte Team des IEEH wünscht Prof. Steffen Großmann für den neuen Lebensabschnitt alles erdenklich Gute. Wir freuen uns, dass auch weiterhin ein enger Kontakt besteht und bedanken uns für die weitere Unterstützung.



Prof. Steffen Großmann

Foto: Stephan Schlegel

5.2 Verabschiedung unserer langjährigen Institutssekretärin

Nach insgesamt 27 Jahren an der Technischen Universität Dresden begann am 01.05.2020 für Frau Regina Scharf der wohlverdiente Ruhestand. Aufgrund von Corona-Maßnahmen konnte sich das gesamte Kollegium des Instituts aber erst am 28. August 2020 von ihr offiziell verabschieden.

Frau Regina Scharf begann ihre Laufbahn als Hochschulsekretärin an der TU Dresden am 01.04.1993 am damaligen Institut für Elektroenergieversorgung bei Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler. Im Jahr 2000 wurde Frau Scharf zu Prof. Kindersberger an das Institut für Hochspannungs- und Hochstromtechnik umgesetzt. Grund war der Ruhestand von Prof. Winkler. Durch die Zusammenlegung der beiden Institute im September 2001 wurde Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner zum Institutsdirektor für das neue Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik ernannt und Frau Scharf wurde seine neue Institutssekretärin. In den 19 Jahren unter der Leitung von Prof. Schegner wuchs das Institut von knapp 20 auf über 60 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Jahr 2020 an. Dies stellte immer wieder große Herausforderungen dar. Frau Scharf meisterte jedoch noch so große Schwierigkeiten stets mit Ruhe und Gewissenhaftigkeit.



Verabschiedung von Frau Scharf

Fotos: Corinna Sprotowsky

Da Frau Scharf schon immer sehr gern fremde Länder besuchte, gab es von den Kolleginnen und Kollegen einen Koffer voller Reiseutensilien, um die Welt als rüstige Rentnerin weiter zu entdecken. Wir dürfen uns nochmals ganz herzlich für ihre geleistete Arbeit bedanken und wünschen Frau Scharf einen spannenden aber auch entspannten Ruhestand.

Anfahrtsskizze

Sitz des Institutes:

MommSENstr. 10/12 (Binderbau/Töplerbau)

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).