

Institut für Hochspannungstechnik

Rückblick 2018



IFHT in Zahlen



Drei Forschungsschwerpunkte:

- Energiesystemtechnologien
- Netzintegration & Stabilität
- Nachhaltige Energiesysteme



99 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

- 76 Wissenschaftl. Mitarbeiter/-innen
- 20 Mitarbeiter/-innen in Technik und Verwaltung
- 3 Lehrbeauftragte aus der Industrie



Über 140 Studentische Hilfskräfte

- Betreuung von Versuchen
- Aufbereitung von Daten

Ausstattung & Testzentrum



Hochleistungsrechner für schnelle parallelisierte Simulationsberechnungen

- 500 eigene Kerne mit 4,5 TB Arbeitsspeicher in den Hochleistungsrechnern des IT Centers der RWTH Aachen
- IFHT-Server für Entwicklungsarbeiten mit 70 Kernen und 768 GB Arbeitsspeicher



Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien – Praxisnahe Stromnetze

- 3.000 m² Großlabor mit über 4 MW Anschlussleistung
- Flexibles Verteilungsnetz (10/0,4 kV) mit realen Betriebsmittel und eigener Informations-, Kommunikations- und Leitwartentechnologie
- Forschung in den Bereichen Netzintegration, E-Mobility, IT-Security, ...



Labore & Testumgebungen

- Hochspannungslabor
- Mittelspannungslabor
- Leistungsschalterlabor
- Teilentladungsmesslabor
- Isolierstofflabor
- Klimateststände

Projekte



Über 50 Forschungsprojekte und 25 Dienstleistungsprojekte

- Forschungsk Kooperationen
- Grundlagen- & Begleitforschung
- Asset- & Materialprüfungen
- Szenarioanalysen
- Netzstudien



Fast 5 Mio. € Drittmiteleinahmen

- 2,3 Mio. € öffentliche Forschung
- 2,6 Mio. € Auftragsforschung



Internationale Aktivitäten durch

- Internationale Kooperationen
- Internationale Projekte
- EU Forschung

Lehre



Über 10 Vorlesungen und Seminare

- Hochspannungstechnik
- Komponenten der Energietechnik
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
- Querschnittsthemen



Über 750 Praktikumsplätze

- Grundlagenpraktika
- Energietechnische Praktika
- Energietechnische Seminare



Über 130 studentische Abschlussarbeiten und 5 Promotionen

- Breites Themenspektrum
- Anknüpfung an Projekte

Institut für Hochspannungstechnik

Rückblick 2018



Laborinfrastruktur am IFHT

Vorwort

Sehr geehrte Damen und Herren, sehr geehrte Partner und Freunde des Instituts für Hochspannungstechnik,

vor Ihnen liegt der Jahresbericht 2018 des Instituts für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen, der Sie in kompakter und gleichsam verständlicher Art über Forschungsergebnisse, laufende Forschungsarbeiten sowie personelle und organisatorische Veränderungen des Jahres 2018 informieren möchte. Offensichtlichste personelle Änderung ist, dass ich Sie an dieser Stelle begrüßen darf, den Sie möglicherweise als Institutsleiter des benachbarten Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft kennen. Herr Professor Armin Schnettler, der langjährige Institutsleiter, hat zum 1. Oktober 2018 seine Tätigkeit an der RWTH Aachen beendet, um sich ganz den Aufgaben als Leiter der Konzernforschung Energie und Elektronik bei der Siemens AG widmen zu können, für die er zuvor schon fünf Jahre bei der RWTH Aachen beurlaubt gewesen war. Wenn die Leitung eines Hochschulinstituts vakant ist, ernannt der Rektor einen verwaltungsmäßigen Vertreter, der das Institut in der Übergangszeit bis zur Regelung der Nachfolge kommissarisch leitet. Als kommissarischer Leiter komme ich gerne der Aufgabe nach, dieses Vorwort zu schreiben.

Gratulieren möchte ich Herrn Prof. Schnettler sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts zu den vielen beachtlichen Erfolgen und Leistungen, wie sie in den verschiedenen Beiträgen dieses Berichts zum Ausdruck kommen. Erlauben Sie mir bitte, dass ich nachfolgend auf einzelne Beiträge des Berichts und ausgewählte Entwicklungen des vergangenen Jahres gesondert eingehe. Zu den besonders interessanten Forschungsprojekten, die in 2018 begonnen wurden, zählt das Projekt InnoSys 2030, in dem gemeinsam mit vier Übertragungsnetzbetreibern, vier Verteilernetzbetreibern, zwei Industrieunternehmen und fünf weiteren Forschungspartnern innovative und automatisierte Betriebsführungsstrategien erforscht werden. Mit Hilfe einer automatisierten Betriebsführung sollen bestehende Netzreserven im Bestandsnetz besser genutzt werden, um den zukünftig erforderlichen Netzausbau auf ein entsprechend reduzierteres Maß zu beschränken. Seit 2016 beteiligt sich das Institut gemeinsam mit 33 weiteren europäischen Projektpartnern an dem EU-Projekt PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks (PROMOTioN). Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wird am Institut ein neuartiger Laboraufbau zur Untersuchung von Regelungs- und Schutzkonzepten für vermaschte HGÜ-Offshore-Netze errichtet: die MMC Test Bench. Im Oktober 2018 wurde ein wichtiger Meilenstein für

den Aufbau des Labors erreicht. Mitarbeiter des Instituts reisten zu OPAL-RT nach Montreal, um den erfolgreichen Factory Acceptance Test der maßgeschneiderten Umrichter-Hardware zu überwachen. Verweisen möchte ich schließlich auf die informativen Beiträge dieses Berichts zur Forschungskooperation „Digitale Energie“ mit den Fraunhofer-Instituten für Angewandte Informationstechnik (FIT) sowie Kommunikation, Informationsverarbeitung und Ergonomie (FKIE).

Neben Herrn Prof. Schnettler haben in 2018 drei weitere langjährige Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter das Institut verlassen. Nach zwölf Jahren Institutszugehörigkeit sind Herr Walter Logen von der mechanischen Werkstatt, nach 28 Jahren Herr Hartmut Frank aus dem IT-Bereich und nach 35 Jahren Frau Hanne Zakowski aus dem Sekretariat in den Ruhestand getreten. Alle drei haben in den vielen Jahren das Institut zuverlässig unterstützt und wertvolle Beiträge zu den Erfolgen geleistet. Hierfür bedanke ich mich herzlichst bei ihnen. Frau Ricarda Schmitz verstärkt seit verganginem Jahr das Sekretariat. Im Berichtszeitraum haben zudem 15 wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter das Institut turnusgemäß verlassen, zehn motivierte Neuzugänge konnten für das Institut gewonnen werden. Schließlich hat Herr Dr. Joachim Schneider in 2018 seinen langjährigen Lehrauftrag „Unternehmensführung für Ingenieure“ beendet, der bei den Studierenden in der Vergangenheit stets auf große Resonanz gestoßen ist. Für seine wertvolle Mitwirkung in der Lehre möchte ich ihm danken.

In 2018 konnten auch zahlreiche Studierende sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ihre Abschluss- und Forschungsarbeiten erfolgreich abschließen. So verzeichnete das Institut im Berichtszeitraum den Abschluss von 57 Bachelorarbeiten, 75 Masterarbeiten und fünf Promotionen.

Auch die Renovierungs- und Überholungsarbeiten der bestehenden hochspannungstechnischen Laborinfrastruktur im Rogowski-Gebäude konnten in 2018 abgeschlossen werden, die so für zukünftige Forschungsarbeiten in verlässlichem Zustand weiter zur Verfügung steht. Ergänzt wird diese Laborinfrastruktur nun auch durch ein DC-Lab

für Gleichströme von bis zu 30 kA, um das Fehlerstromverhalten von Gleichspannungskomponenten untersuchen zu können.

Auf das vor uns liegende Jahr 2019 ist das Institut für Hochspannungstechnik bestens vorbereitet. Auch nach dem Weggang von Herrn Prof. Schnettler ist es voll arbeitsfähig, führt die laufenden Forschungsarbeiten in gewohnter Zuverlässigkeit und Qualität weiter und ist weiterhin bereit, Ihre interessanten und herausfordernden Fragestellungen zu bearbeiten. Meine Professorenkollegen der elektrischen Energietechnik und ich unterstützen das Institut hierbei sehr gerne.

Die Fachgruppe der elektrischen Energietechnik entwickelt zurzeit in Abstimmung mit der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik und dem Rektorat der RWTH Aachen eine Strategie für die zukünftige Struktur und Schwerpunktsetzung in der elektrischen Energietechnik an der RWTH Aachen. Bei dieser Strategie steht im Fokus, die Arbeitsfelder des Instituts, aber auch die der Institute für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft sowie Automation of Complex Power Systems, unter Berücksichtigung der vielfältigen Kooperationen mit dem Forschungscampus Elektrische Netze der Zukunft (FEN), der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH e.V.) sowie der Forschungskooperation „Digitale Energie“ mit der Fraunhofer-Gesellschaft, in einer zukunfts-sicheren Gesamtstruktur einzuordnen. Aus dieser Strategie leiten sich dann auch Neuberufungen zu Verstärkung der elektrischen Energietechnik ab. Ich bin mir sicher, dass der Jahresbericht 2019 schon detailliertere Auskunft hierzu geben wird.

Zuletzt bedanke ich mich bei allen Partnern für die sehr gute und intensive Zusammenarbeit im zurückliegenden Jahr.

Herzliche Grüße

Prof. Albert Moser

Inhaltsverzeichnis

06 IFHT Kurzportrait

- 08 Charakterisierung der Aktivitäten
- 09 Das Leitungsteam
- 10 Im Mittelpunkt: Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter
- 12 Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte
- 14 Energietechnik trifft Digitalisierung

20 Forschung und Projekte

- 22 Abteilung Energiesystemtechnologien
- 24 Prüfung von Isoliermaterialien
- 27 Prüfverfahren für Armaturen für HTLS
- 30 Alternative Gase in Mittelspannungs-Lasttrennschaltern
- 33 BSI Branchenstudie (Projektbericht)
- 34 BERCOM (Projektbericht)
- 36 Alterung von DC-Erdkabelsystemen (Projektbericht)
- 38 Umweltfreundliche Leistungsschalter für die Hoch- und Höchstspannung
- 39 DCLab (Projektbericht)
- 40 Veröffentlichungen

- 42 Abteilung Nachhaltige Energiesysteme
- 44 Kuratives Engpassmanagement im Übertragungsnetz
- 46 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)
- 48 InnoSys 2030 (Projektbericht)
- 49 Flow-Based Market Coupling im europäischen Strommarkt
- 51 Engpässe im Übertragungsnetz (Projektbericht)
- 52 SwarmGrid (Projektbericht)
- 54 Designetz Kooperation (Projektbericht)
- 56 plan4res (Projektbericht)
- 57 Cities in Charge (Projektbericht)
- 58 Veröffentlichungen

- 60 Abteilung Netzintegration und Stabilität
- 62 Einsatz von VSC HGÜ Interkonnektoren zur Verbesserung der Frequenzstabilität
- 64 MMC Test Bench

- 67 Inselnetzkonzepte in der Niederspannung
- 70 PerSeuS (Projektbericht)
- 71 U-Quality (Projektbericht)
- 72 MEDIT (Projektbericht)
- 73 ENTSO-E: Dynamic Performance Criteria (Projektbericht)
- 74 Veröffentlichungen

76 Promotionen

82 Infrastruktur und Tools

- 85 Netzintegration und Kritische Infrastruktur
- 86 DCLab
- 86 Klassische Hochspannungstechnik
- 89 ProbFlow – Netzanalyse mit probabilistischer Leistungsflussberechnung
- 89 M²Q – Multimodale Quartiersoptimierung
- 90 IFHT-Toolchain

92 Lehre und Netzwerke

- 94 Die Ehemaligen des IFHT
- 96 Rogowski-Themenabend 2018
- 97 Neues aus der Lehre
- 98 Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)
- 99 Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen

-
- 100 Impressum

IFHT Kurzportrait



Charakterisierung der Aktivitäten

Vision & Mission Statement

Die Energiewende und der vollständige Verzicht auf nukleare und fossile Energieträger ist eine wichtige und komplexe gesellschaftliche Herausforderung. Die damit verbundene Transformation der Energiesysteme ist hochgradig interdisziplinär und komplex, von weltweiter Relevanz, aber regional spezifisch. Die Digitalisierung unterstützt zudem eine quasi vollständige Elektr(on)ifizierung aller Sektoren und Branchen.

Vor diesem Hintergrund strebt das Institut für Hochspannungstechnik (Rogowski-Institut) an,

- zu allen relevanten Fragen einen qualitativ hochwertigen, zeitgerechten und umfassenden Beitrag zu leisten,
- eine nachhaltige Aus- und Weiterbildung anzubieten und dem Arbeitsmarkt hervorragende Absolventinnen und Absolventen zur Verfügung zu stellen sowie
- der weltweit anerkannte und national bevorzugt nachgefragte akademische Partner zu sein.

Die Ausrichtung der Forschungsarbeiten konzentriert sich auf

- die physikalische Modellbildung sowie das Markt- und Systemdesign zukünftiger Energiesysteme,
- die Auslegung, die Analyse und den Betrieb der erforderlichen Infrastruktur und
- die Erarbeitung von grundlegenden Erkenntnissen und Expertise zu diesen Systemen.

Die Umsetzung erfolgt durch

- persönliche Kompetenz, Innovationskraft und fokussierte Forschungsarbeiten,
- Transfer von Fachkompetenz und Absolventen in die Praxis,
- nationale und internationale Kooperationen und
- Aus- und Weiterbildungsprogramme.



Mitglieder des Leitungsteams (von links im Bild): Dr.-Ing. Sven Schumann, Janek Massmann, Dr.-Ing. Ralf Puffer, Christoph Müller, Dr. phil. Regina Oertel, Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dipl.-Betriebsw. Norbert Horndt. Nicht im Bild: Dr.-Ing. Michael Andres.

Das Leitungsteam

Das IFHT wird seit dem Weggang von Professor Schnettler im September 2018 von Professor Albert Moser, Leiter des Instituts für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH kommissarisch geleitet. Die stellvertretende Leitung des Instituts wird weiterhin von Dr.-Ing. Ralf Puffer und Dr. phil. Regina Oertel verantwortet. Dem Führungskreis gehört zudem die Abteilungsleitung der drei Forschungsfelder an: Janek Massmann, Leiter Netzintegration & Stabilität, Christoph Müller, Leiter Nachhaltige Energiesysteme und Dr.-Ing. Sven Schumann, Leiter Energiesystemtechnologien. Weiterhin sind der Leiter des Controllings, Dipl.-Betriebsw. Norbert Horndt, sowie der Leiter der Geschäftsfeldentwicklung, Dr.-Ing. Michael Andres, im Führungskreis vertreten.



Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des IFHT

Im Mittelpunkt: Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Für das IFHT sind die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die wichtigste Ressource. Ohne ein begeistertes Team können die strategischen Ziele des Instituts in Lehre und Forschung nicht erreicht werden. Über 200 Mitarbeiter, darunter über 70 junge Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler und mehr als 100 Studierende arbeiten an Lösungen zur Energiewende. Unterstützt werden die Nachwuchswissenschaftler von den erfahrenen Teams des Controllings, der Verwaltung, der EDV und der Werkstatt.

Neben spannenden und herausfordernden Forschungsbereichen bietet das IFHT für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Angebote zur Vereinbarung von Familie und Beruf. Nicht umsonst ist das IFHT eines der kinderreichsten Institute der RWTH Aachen – flexible Arbeitszeiten sind von daher für uns selbstverständlich. Ausgleich zur Arbeit bieten die vielfältigen, von den Mitarbeitern organisierten Sportangebote, wie z. B. Segeln, Fußball oder die professionelle Institutsband.

Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des IFHTs:

Dr.-Ing. Michael Andres, Dr.-Ing. Hans Barrios, Maria Vasconcelos, Sascha Bauer, Marvin Bendig, Reinhold Bertram, Daniel Beulertz, Andreas Blank, Maurice Book, Christina Brantl, Carola Cieslak, Wilhelm Cramer, Michael Cremer, Faye Dollase, Patrick Düllmann, Dr.-Ing. Philipp Erlinghagen, Dr.-Ing. Tobias Falke, Hartmut Frank, Marco Franken, Henning Frechen, Dr.-Ing. Tobias Frehn, Felix Glinka, Nicolas Götte, Immanuel Hacker, Dr.-Ing. Matthias Heidemann, Andre Hoffrichter, Norbert Horndt, Daniela Janser, Norbert Jeß, Siegfried Jeß, Jannis Kahlen, Markus Kaiser, Benedikt Klaer, Mathias Knaak, Markus Knittel, Philip Knott, Hendrik Köhler, Dr.-Ing. Pascal Köhn, Katharina Kollenda, Nils Körber, Thomas Krampert, Michael Ksoll, Tom Kulms, Marcel Kurth, Nils Langenberg, Philipp Linnartz, Walter Logen, Fisnik Loku, Volker Lontzen, Stefanie Lösing, Philipp Lutat, Janek Massmann, Volker Menzel, Dr.-Ing. Dietmar Meurer, Marian Meyer,

Dr.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Robert Möller, Léon Muckel, Artur Mühlbeier, Christoph Müller, Isabella Nett, Aleksandra Nikolic, Moritz Nobis, Dr. phil. Regina Oertel, Thomas Offergeld, Dr.-Ing. Cora Petino, Dr.-Ing. Ralf Puffer, Matthias Quester, Philipp Ruffing, Torsten Schäfer, Simon Schillberg, Carlo Schmitt, Jan Lucca Schmitz, Ricarda Schmitz, Dr.-Ing. Joachim Schneider, Maximilian Schneider, Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, Alexander Schrief, Lars Schröder, Nicolas Schulte, Lennart Schumann, Dr.-Ing. Sven Schumann, Henrik Schwaeppe, Alexander Schwarz, Stefan Seibel, Bernd Seiler, Sandor Simon, Bastian Soppe, Maximilian Stumpe, Christian Tappel, Doris Taufenbach-Schumache, Nicolas Thie, Dr.-Ing. Bernhard Thies, Marc Trageser, Philipp Tünnerhoff, Dennis van der Velde, Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler, Dominik Willenberg, Andre Würde, Lothar Wyrwoll, Guillaume Xhonneux, Hannelore Zakowski

Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte

Das IFHT bearbeitet in insgesamt drei Forschungsabteilungen ein breites Themenspektrum unterschiedlichster Forschungsfragen im Bereich der Energietechnik und der Energieversorgung.

Energiesystemtechnologien

In der Abteilung „Energiesystemtechnologien“ werden klassische Hochspannungsthemen weiterentwickelt. Schwerpunktthemen sind die Entwicklung von umweltfreundlichen und leichten Isolier- und Schaltmaterialien der nächsten Generation, die Berücksichtigung von leistungselektronischen Auswirkungen auf die verwendeten Materialien und Betriebsmittel (Gleich- bis Mittelfrequenzbelastung), die simulative Abbildung physikalischer Prozesse und die Untersuchung der Sekundärtechnik zukünftiger Energieinformationsnetze in den Bereichen der Mess-, Leit-, Kommunikations- und Informationstechnik.

Netzintegration und Stabilität

Die Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen der Abteilung „Netzintegration und Stabilität“ erarbeiten Analyseverfahren und -modelle für die Entwicklung neuartiger Schutz-, Regelungs- und Betriebskonzepte für Übertragungs- und Verteilungsnetze. Hierzu werden insbesondere die Auswirkungen der zunehmenden Integration leistungselektronischer Komponenten und innovativer Betriebsmittel auf die Systemdynamik untersucht und die Herausforderungen im Hinblick auf unterschiedliche Schutz- und Stabilitätsaspekte identifiziert.

Die Abteilung gliedert sich in drei Teams, die sich auf unterschiedliche Forschungsfelder in diesem Kontext fokussieren. Während das Team „DC-Schutz und -Regelungstechnik“ innovative Schutz- und Regelungsverfahren für HGÜ-System entwickelt und untersucht, fokussiert sich das Team „Stabilität in Übertragungsnetzen“ auf die Untersuchung der unterschiedlichen Stabilitätsaspekte im Übertragungsnetz. Im Team „Stabilität in aktiven Verteilungsnetzen“ werden wiederum Modelle und Verfahren zur Gewährleistung des stabilen Betriebs der Verteilungsnetze entwickelt und im Labor verifiziert und getestet.

Nachhaltige Energiesysteme

Die Forschungsabteilung Nachhaltige Energiesysteme arbeitet an der Modellierung, Simulation und Bewertung des europäischen Energiesystems aus der Sicht der Energiemärkte und der Übertragungs- sowie Verteilungsnetze. Der Fokus liegt einerseits auf der Simulation und Optimierung zentraler und lokaler Energiemärkte in Deutschland und Europa in Bezug auf die Strom- und Wärmeversorgung, der Untersuchung neuer Marktmechanismen und der Integration der Elektromobilität. Darüber hinaus werden Methoden zur Netzplanung in Übertragungs- und Verteilungsnetzen sowie innovative und automatisierte Betriebsführungskonzepte und Algorithmen für den Netzbetrieb entwickelt und in realen Demonstrationsumgebungen getestet.



Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte des IFHT

Die Forschungsbereiche adressieren ein breites Themenspektrum der Energietechnik vom Material über die Komponente bis zum System.

Die Forschungsarbeiten werden durch die zentralen administrativen Bereiche Personal und Finanzen unterstützt. Das Team des Sekretariats und des Geschäftszimmers sorgt für einen reibungslosen Ablauf des Institutsbetriebes. Die EDV-Abteilung gewährleistet nicht nur eine stabile moderne IT-Infrastruktur, sondern berät die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler auch bei der Auswahl notwendiger IT-Werkzeuge für die Forschung. Prototypen und Spezialteile für Prüfstände werden aus unterschiedlichen Kunststoffen, Metallen, Buntmetallen und Holz durch die mechanische Werkstatt erstellt. Die vielfältigen elektrischen Arbeiten werden von der Elektrowerkstatt übernommen.

Zwei weitere Bereiche sind von besonderer Bedeutung für das IFHT. Zum einen die bestehende Infrastruktur für Dienstleistungen. In den Bereichen „Netzintegration und Kritische Infrastruktur“, „DC-Technologien“, „Klassische Hochspannungstechnik“ stehen eine umfangreiche Labor- und Softwareausstattungen sowie selbst entwickelte Software-Tools zur Analyse von „System- und Marktverhalten“ u. a. für praxisnahe Forschungsaufgaben zur Verfügung.

Zum anderen berät das IFHT Studentinnen und Studenten über Möglichkeiten und Abläufe bezüglich verschiedener Praktika. Durch die zahlreichen Industriekontakte des IFHT können passgenaue Praktikumsplätze vermittelt werden.



Abbildung 1: Testzentrum des IFHT

Energietechnik trifft Digitalisierung

Beiträge des IFHT zur Digitalisierung in der Elektrizitätsversorgung

Produktion, Mobilität, Kommunikation oder Handel bilden für eine Industrienation wie Deutschland die Grundlage für Wohlstand, Wachstum und Frieden. Das Rückgrat hierfür bildet eine zuverlässige, bezahlbare und dauerhaft verfügbare Elektrizitätsversorgung. Genau diese befindet sich in einem grundlegenden Wandel – von historisch gewachsenen Infrastrukturen hin zu wechselwirkenden, digitalisierten und automatisierten Systemen. Dies geht einher mit der Kopplung verschiedener Sektoren (z. B. Elektrizität, Wärme, Gas, Mobilität), einer kommunikationstechnischen Verknüpfung verschiedenster Systemteilnehmer (z. B. aus den Bereichen Energie, Industrie, Verkehr, ...) sowie der Entwicklung hochpräziser, digitaler Abbilder des

Energiesystems für dessen Planung, Automatisierung und Überwachung. Die Digitalisierung kritischer Infrastrukturen, ihrer Betreiber, Nutzer, Hersteller und Märkte besitzt zum einen das Potential, zentrale gesellschaftliche Herausforderungen (z. B. Energiewende, Klimawandel, Urbanisierung oder Mobilitätswandel) bei gleichzeitiger Sicherung des Wirtschaftsstandorts, zu realisieren. Zum anderen beinhaltet diese Entwicklung auch erhebliche Risiken, da Fehlentwicklungen/-entscheidungen oder gar ungewollte oder auch gewollte, kriminelle Fremdeinwirkungen unmittelbar existenzbedrohende Auswirkungen (z. B. Versorgungssicherheit, Energiekosten, Arbeitsplätze, Technologieführerschaft) auf die Gesellschaft haben können.

Eine zielführende, anwendungsnahe und verantwortungsvolle Gestaltung der Digitalisierung der Energieversorgung erfordert zwingend eine Neuausrichtung von bisher spezialisierten Forschungs- und Industriezweigen, hin zu einer stark interdisziplinären Zusammenarbeit. Das IFHT arbeitet in diesem Kontext in enger Kooperation mit dem Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik (FIT), dem Fraunhofer-Institut für Kommunikation, Informationsverarbeitung und Ergonomie (FKIE) sowie verschiedenen Instituten der RWTH-Aachen. Gemeinsam konnten im Jahr 2018 viele neue Großprojekte in Angriff genommen werden.

„STeP“ – Entwicklung von IKT- und Energienetzplanungstools

Die Digitalisierung im Verteilungsnetz fand bisher insbesondere bei der Anbindung intelligenter Messsysteme statt. Aber auch innovative Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte – als Ergänzung zu klassischen Netzverstärkungsmaßnahmen – erfordern eine zuverlässige Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Verteilungsnetzbetreiber setzen dabei u. a. auf die Nutzung von Power Line Communication (PLC) Technologien, bei der die

eigene Stromkabelinfrastruktur zur Übertragung von Informationen genutzt werden kann. Bisherige Erfahrungen aus Feldversuchen zeigen jedoch, dass diese Technologie auf Grund unterschiedlicher Störfaktoren keine vollständige Zuverlässigkeit und Planbarkeit bietet.

Im vom BMWi geförderten Projekt „STeP – Smart Technology Planning“ arbeiten die Universität Duisburg-Essen, die devolo AG, die Schleswig-Holstein Netze AG und das IFHT zusammen an der Entwicklung eines integrierten Planungstools und der Analyse der Wechselwirkungen zwischen PLC und der energietechnischen Infrastruktur. So sollen Netzausbaumaßnahmen, der Einsatz innovativer Betriebsmittel und die Einsatzplanung von PLC-Technologien anforderungsorientiert geplant werden können. Das IFHT untersucht in Feld- und Laborversuchen Störeinflüsse, die die Nutzung von PLC-Technologien beeinträchtigen und entwickelt auf dieser Basis ein PLC-Planungstool. In den ersten Monaten des Projektes konnten bereits erfolgreich erste Laborkonzepte entwickelt werden. Darauf basierend wird im Jahr 2019 das „Zentrum für



Abbildung 2: Besprechung von IFHT Mitarbeitern

Netzintegration und Speichertechnologien“ um Messtechnik und Laboraufbauten, speziell zur Analyse der Wechselwirkung von PLC und energietechnischen Betriebsmitteln, erweitert.

„MEDIT“ – Auswirkungen von IT-Angriffen und Aufbau eines Großraumlabor zur Entwicklung von IT-Sicherheitstools

Im Projekt „MEDIT“ entwickelt das IFHT zusammen mit den Projektpartnern Fraunhofer FIT, Fraunhofer FKIE, Schleswig-Holstein Netz AG, devolo AG, P3 Energy & Storage GmbH, KISTERS AG und der Hochschule Bremen Methoden, Konzepte und Technologien zur Detektion, Prävention und Reaktion bei IT-Angriffen und IT-Ausfällen speziell für den Energiesektor. Das Projekt wird im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms seitens des BMWi für drei Jahre gefördert.

Im Zuge des Vorhabens wird das IFHT die Laborumgebung im Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien um Informations- und Kommunikationstechnologien erweitern und die Anbindung der Anlagen an einen Virtuellen Kraftwerksbetrieb sowie die Integration in das Messstellenwesen realisieren. In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer FKIE wird eine automatisierte

Angriffsgenerierung integriert. Auf dieser Basis können neuartige Methoden und Technologien für ein IKT-Monitoring, Systeme zur anwendungsbezogenen Angriffserkennung und reaktive Maßnahmen entwickelt, validiert und hinsichtlich des Einsatzes bei verschiedenen Energienetzakteuren realitätsnah getestet werden.

Des Weiteren arbeitet das IFHT zusammen mit dem Fraunhofer FIT an der Erweiterung von Energiesimulationsumgebungen um geeignete Schnittstellen zur Kopplung mit einer IKT-Simulation. Die so entstehende Co-Simulationsumgebung ermöglicht die Kombination realer Anlagen im Labor mit virtuellen Anlagen im Bereich des SCADA Systems. So entsteht ein Datenaufkommen auf dessen Basis die Auswirkung von IT-Angriffen und IT-Ausfällen auf die Versorgungssicherheit analysiert und kritische Szenarien identifiziert werden.

BSI-Branchenstudie zum Sektor Strom

Zusammen mit dem Fraunhofer FKIE (Abteilung „Cyber Analysis and Defense“) führte das IFHT im Auftrag des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vom August 2017 bis Ende 2018 eine Branchenstudie zum Sektor „Stromversorgung“ durch. Ziel der Studie ist es, das BSI bei der Erfüllung seiner



Abbildung 3: Leitwartenstand im Testzentrum des IFHT

Aufgaben nach § 8a und 8b BSI-Gesetz) fachlich und wissenschaftlich zu unterstützen.

Die Studie fasst den aktuellen Stand der Strukturen und Akteure, sowie Regelwerke zur Stromversorgung eingehend strukturiert zusammen. Kritische Prozesse der jeweiligen Betreiber kritischer Infrastrukturen werden detailliert beschrieben und die hierzu notwendigen IT-Strukturen und Komponenten herausgestellt. Ergänzend hierzu sind im Rahmen von Experteninterviews in Zusammenarbeit mit Betreibern kritischer Infrastrukturen brancheninterne Informationen in die Studie eingeflossen.

Abschließend erfolgte eine Abschätzung möglicher Gefahren und Bewertung von Schwachstellen sowie die Ableitung von weiterem Handlungsbedarf. Das BSI nutzt die Studienergebnisse unter anderem im Lagezentrum zur Bewertung von Vorfällen bezüglich deren potenzieller Auswirkungen auf die kritische Dienstleistung.

„InnoSys 2030“ – Innovative Betriebskonzepte und IT-Sicherheit für zukünftige Übertragungsnetze

Im Rahmen des Projekts „InnoSys 2030“ (Innovative System-

führung) werden Betriebsführungskonzepte entwickelt, die eine höhere Auslastung des elektrischen Übertragungsnetzes erlauben. Das Projektkonsortium besteht aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern, mehreren Verteilungsnetzbetreibern, Leitwartenherstellern sowie verschiedenen akademischen Partnern. InnoSys 2030 ist im Oktober 2018 gestartet, hat eine Laufzeit von drei Jahren und wird vom BMWi mit knapp 9,4 Mio. € gefördert. Neben der Analyse potentieller Maßnahmen und der Konzeptionierung der Betriebsführungsstrategien ist das IFHT vor allem an der Entwicklung von Verfahren und Modellen zur simulativen Bewertung der Betriebsführungskonzepte beteiligt. Ziel ist die Simulation eines hybriden Betriebsführungskonzepts, das die stationäre Leistungsflussoptimierung mit dynamischen Stabilitätsuntersuchungen koppelt. Das Verfahren soll zudem in Demonstratoren mit Leitwartenumgebung erprobt und die Betriebsführungskonzepte bewertet werden.

Darüber hinaus bewertet das IFHT zusammen mit dem Fraunhofer FKIE die durch die neuen Betriebsführungskonzepte entstehenden Anforderungen an die IT Systeme. Der Fokus liegt dabei auf der IT sicheren Auslegung dieser Konzepte und der Entwicklung von Detektionsmethoden für Angriffe auf die IT Systeme der Betreiber.



Abbildung 4: Wechselrichter im Testzentrum des IFHT

„MAKSIM“ – Digitalisierung des Asset Managements

Das Asset Managements bietet im Kontext der Digitalisierung hohe Potentiale zur wirtschaftlichen und technischen Optimierung. Im Bereich Instandhaltungs- und Erneuerungsplanung wird die derzeitige Zustandsbeurteilung der Betriebsmittel oftmals durch Sichtprüfungen des Inspektionspersonals durchgeführt. Die subjektive und von der Erfahrung des Inspektionspersonals abhängige Zustandsbeurteilung stößt bereits heute an seine Grenzen und erlaubt keine objektive, auf Messdaten basierende, Zustandsbeurteilung des Betriebsmittelparks. Das IFHT entwickelt im vom BMWi geförderten Projekt „MAKSIM“ zusammen mit dem Fraunhofer FIT, der Robert Bosch GmbH und der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH ein Mess- und Diagnosesystem für die Mittel- und Niederspannung basierend auf Low-Cost Sensorik.

In der Hoch- und Höchstspannungsebene werden bereits heute Monitoring Systeme zur Überwachung der Betriebsmittel eingesetzt. Aufgrund der geringeren Investitionskosten und höheren

Stückzahlen in der Mittel- und Niederspannung stellt der Einsatz dieser Monitoring Systeme keine wirtschaftliche Alternative dar. Ein Ansatz zur Reduktion der Investitionskosten stellen Mikro-Elektromechanische Sensoren (MEMS) dar. Die Einsatzfähigkeit dieser Sensortechnologie soll näher untersucht werden.

Das IFHT baut im Rahmen des Projektes eine Laborumgebung auf, in welcher die Entwicklung von Messverfahren für MEMS-Sensorik möglich ist und diese an realen Betriebsmitteln im Normal- sowie Fehlerbetrieb getestet werden können. Durch einen Smart-Data Ansatz und die Entwicklung von sensornahen Algorithmen kann die an den Verteilnetzbetreiber zu übermittelnde Datenmenge über den Betriebsmittelzustand reduziert werden. Im Rahmen des Projektes wird die MEMS-Sensorik mit konventioneller Messtechnik in Laborversuchen und im Feld evaluiert, mögliche Umwelteinflüsse auf das Messsystem identifiziert und gegebenenfalls angepasst. Zum Start des Projektes wurden, ausgehend von häufig auftretenden Fehlerorten, die Anlagen gezielt in Komponenten und

Sub-Komponenten aufgeteilt und mögliche Fehler oder Störereignisse an diesen identifiziert. Den Fehler oder Störereignissen wurden anschließend mögliche Messgrößen zur Überwachung zugewiesen. Dabei wurden die Komponenten sowohl aus physikalisch-technischer als auch aus betrieblicher Sicht beleuchtet.

Das IFHT wird mit seinen Mitarbeitern, einer innovativen und praxisorientierten Themenausrichtung sowie durch interdisziplinäre Zusammenarbeit auch zukünftig im Kontext der Digitalisierung die Entwicklung und Forschung von Technologien und Methoden für den Betrieb, die Planung und die Sicherheit der Energieversorgungsinfrastrukturen prägen und gestalten.



Kontakt:

Dr.-Ing. Michael Andres
 Leiter Geschäftsfeldentwicklung
andres@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-94987

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages

Forschung und Projekte





Synthetischer Prüfkreis für zukünftige Gleichstromanwendungen

Abteilung Energiesystemtechnologien

Abteilungsleiter: Dr.-Ing. Sven Schumann

Zuverlässige Komponenten der Primär- und Sekundärtechnik stellen das Rückgrat einer störungsfreien nachhaltigen elektrischen Energieversorgung dar. In der Forschungsabteilung Energiesystemtechnologien werden hierfür vielfältige material- und komponentenbezogene Forschungsschwerpunkte bearbeitet. Diese erstrecken sich von umweltfreundlichen Isoliermaterialien über neuartige Betriebsmittel bis hin zu Mess-, Leit- und Kommunikationstechnologien. Die Arbeiten der Abteilung vereinen neue und zukünftige Trends in der Energieversorgung mit einer langjährigen Expertise in Themen der klassischen Hochspannungstechnik.

Einen besonderen Stellenwert nimmt der zunehmende Einsatz von Gleichspannungstechnologien ein. Dieser führt zu neuen Anforderungen an die eingesetzten Isolierstoffe und Betriebsmittel. Ursächlich hierfür sind vor allem Belastungen mit einem lange anliegenden Gleichfeld oder einem oberwellenbehafteten Gleichfeld. Letzteres kann durch den Einsatz von Umrichtern hervorgerufen werden. Hinzu kommen Belastungen durch schnell wechselnde Felder im Bereich einiger kHz, wie zum Beispiel in Zwischenkreisen

von DC-DC-Wandlern. Die Abteilung Energiesystemtechnologien hat es sich zur Aufgabe gemacht daraus resultierende Fragestellungen bezüglich der elektrischen Isolation, der elektrischen Feldsteuerung, des Schaltens und dem Verhalten von Störlichtbögen zu beantworten.

Der Einsatz von umweltfreundlichen und leichten Isolierstoffen ist seit vielen Jahren ein Fokusthema am Institut für Hochspannungstechnik und wird weiter fortgeführt. Insbesondere die Berücksichtigung von materialbezogenen regulatorischen Vorgaben der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA), der EU-F-Gas-Verordnung und dem Kyoto Protokoll finden Eingang in unsere Forschung bzgl. gas-, flüssig- und feststoffisolierter Anordnungen. Dazu gehört die Entwicklung innovativer Materialien und die Untersuchung umweltfreundlicher Schalt- und Schaltanlagentechnologien für die Hoch- und Mittelspannungsebene.

Des Weiteren erhalten die Digitalisierung der Energieversorgung und die damit einhergehenden technischen und sicherheitstechnischen

Fragestellungen ein zunehmend größeres Gewicht in unserer Forschung. Hier sind beispielsweise die Erprobung von neuen, datengetriebenen Assetmanagementstrategien oder der Einfluss neuartiger Betriebsmittel auf die Powerline Kommunikation zu nennen.

Der Forschungsabteilung stehen vielfältige Laborumgebungen zur Verfügung, um Werkstoffe zu charakterisieren und Komponenten der Primär- und Sekundärtechnik zu untersuchen. Diese umfassen vielfältige Materialprüfstände, Hochspannungs- und Hochstromanlagen jeweils für AC und DC, hochwertige Analytik sowie einen Netzsimulator mit Leitwarte (Nieder- & Mittelspannungsnetz). Hinzu kommt eine hohe Expertise in der Simulation physikalischer Vorgänge von Isolierstoffen und Primärkomponenten der Hoch- und Mittelspannungsebene. Die Labore der Abteilung Energiesystemtechnologien und deren umfangreiche Ausstattung ermöglicht ein breites Spektrum an maßgeschneiderten Untersuchungen, die auch als Dienstleistungen für unsere Partner angeboten werden. Von Schadensanalysen, der normkonformen Bestimmung von Materialkennwerten, der Untersuchung von Schaltermodellen bis hin zu Alterungstests und simulativen Betrachtungen stehen Ihnen unsere Experten gerne zur Verfügung.

Durch die Zusammenarbeit von Spezialisten aus verschiedensten Bereichen der Material-, Primär- und Sekundärtechnik entsteht

eine hochqualifizierte Forschungseinheit, die sich durch ihre praktische Erfahrung und tiefes theoretisches Verständnis der physikalischen Vorgänge in netztechnischen Komponenten und Isoliersystemen basierend auf Simulationen und Modellierung auszeichnet. Diese werden beständig weiterentwickelt und als wichtige Werkzeuge für die Beantwortung zukünftiger Forschungsfragen angesehen. Die Mitarbeit in zahlreichen Arbeitsgruppen der Cigré erlaubt einen fruchtbaren Austausch mit anderen Forschungseinrichtungen und der Industrie und ermöglicht die frühzeitige Identifikation von aufkommenden Forschungsfragen. Ein langfristig aufgebautes Netzwerk aus interdisziplinären Partnern inner- und außerhalb der RWTH Aachen bildet den Grundstein für die Bearbeitung von herausfordernden Fragestellungen und rundet das Profil der Forschungsabteilung ab.



Kontakt:

Dr.-Ing. Sven Schumann
Abteilungsleiter Energiesystemtechnologien
schumann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90270

Prüfung von Isoliermaterialien

Untersuchung der Durchschlagspannung von Nomex Fasern bei mittelfrequenten Spannungen

Durch die Weiterentwicklung leistungselektronischer Halbleiter wird der Einsatz von Wechselrichtern direkt im Mittelspannungsnetz ermöglicht. Die Wechselrichter können zur Kopplung von Gleichspannungskomponenten mit dem Wechselspannungsnetz dienen oder zum Aufbau von Mittelspannungsgleichstromnetzen eingesetzt werden. Die dabei verwendeten Wechselrichter bestehen aus einem Umrichter, einem Transformator und einem Gleichrichter. Die Frequenz des Wechselspannungszwischenkreises, in dem der Transformator integriert ist, wird zur Reduktion der Komponentengröße und zur Erhöhung des Wirkungsgrades mit einer Spannung im mittelfrequenten Bereich zwischen 1 und 10 kHz gewählt. In diesem Bereich wird ein guter Kompromiss zwischen den spezifischen frequenzabhängigen Verlusten und der verringerten Transformatoroberfläche erzielt. Jedoch ist im mittelfrequenten Bereich die Isolation des Transformators, im Hinblick auf die Durchschlagspannung, nicht hinreichend untersucht und kann somit zum elektrischen versagen oder zur Überdimensionierung des Transformators führen.

Der Mittelfrequenztransformator im Zwischenkreis kann mit einer Ölisolierung oder als Trockentransformator ausgeführt werden. Ein Vorteil von Trockentransformatoren ist die reduzierte Gefahrenklasse aufgrund des selbstlöschenden Verhaltens. Im Rahmen des Forschungsprojekts FEN – „Flexible elektrische Netze“ – wird die Durchschlagspannung von Isolieröl und einer Feststoffisolation, wie sie in Mittelfrequenz-Transformatoren eingesetzt werden könnte, bestimmt.

Das Isolationssystem eines Trockentransformators kann aus dem gängigen harzimprägnierten Nomex 410 bestehen. Die Fasern sind harzimprägniert, um die mechanische Festigkeit der Wicklungsisolation zu verbessern. Jedoch wird die Wärmeabfuhr durch die Feststoffisolation reduziert und es können Fehlstellen in der Isolierung auftreten. Die Durchschlagspannung von Isoliermaterialien wird in der Regel ausschließlich bei Gleichspannung, bei Netzfrequenz oder für einzelne Stoßspannungen gemessen. Eine Untersuchung bei anderen Frequenzen ist nicht üblich. Daher ist auch die Durchschlagspannung der harzimprägnierten Nomex 410 im Frequenzbereich von 2 bis 9 kHz unbekannt und muss für den Einsatz im Mittelfrequenztransformator gemessen werden.

Im mittelfrequenten Bereich kann die Durchschlagspannung im Vergleich zu 50 Hz durch zwei Effekte beeinflusst werden. Zum einen kann die thermische Erwärmung in der Isolierung bei höheren Frequenzen, durch die Veränderung von Permittivität, Verlustfaktor und Frequenz, zunehmen. Durch die steigende Temperatur in der Isolierung kann es zu einem thermischen Durchschlag kommen. Zum anderen kann das elektrische Feld im Isolierstoff durch den

Verlust von Polarisationsmechanismen und somit einer Beeinflussung der Permittivität verändert werden. Hierdurch kann die Stoßionisation und somit elektrischen Durchschlag beeinflusst werden.

Da eine vollständige Imprägnierung für alle Fasern des Transformators während des Herstellungsprozesses nicht garantiert werden kann, ist für eine Bewertung des Einflusses des Imprägnierungsprozesses die Durchschlagspannung von imprägnierten Fasern und nicht-imprägnierten Fasern zu bestimmen. Zusätzlich werden die Durchschlagspannungen von imprägnierten Fasern und nicht-imprägnierten Fasern im mittleren Frequenzbereich sowie bei 50 Hz verglichen.

Methodik

Für die Messung der Durchschlagspannung im mittelfrequenten Bereich existiert keine Norm. Daher wird die Durchschlagspannung der Fasern in Anlehnung an die Norm IEC 60243-1 gemessen, welche die Prüfung bei Netzfrequenz definiert.

Für die Untersuchungen bei Mittelfrequenz wird als Spannungsquelle ein luftgekoppelter Transformator eingesetzt. Der Transformator ist Teil von zwei parallelen Schwingkreisen auf der Primär- und Sekundärseite. Der Primärkreis des Transformators wird von einer geregelten Gleichstromquelle gespeist. Zur Ladung der Resonanzkreise wird die Quelle über einen IGBT mit der Primärseite verbunden. Ein Widerstand zur Strombegrenzung ist bei diesem Aufbau aufgrund der geringen Kopplung zwischen Primär- und Sekundärseite nicht erforderlich. Daher ist der Prüfling direkt mit dem Sekundärresonanzkreis und einem ohmsch-kapazitiven Teiler verbunden, der für eine Spannungsmessung im betrachteten Frequenzbereich geeignet ist.

Gemäß der Norm IEC 60243-1 wird ein konstanter Spannungsgradient am Prüfling angelegt. Die Spannung wird von Null bis zum Durchschlag mit einem gleichmäßigen Spannungsgradienten von $500 \text{ V/s} \pm 100 \text{ V/s}$ erhöht. Fünf Messungen werden mit einem Prüfling bei 50 Hz als Referenz und bei jeder Frequenz von 2 bis 9 kHz durchgeführt. Für die Messung der Durchschlagspannung wird der Prüfling zwischen zwei Stabelektroden mit einem Radius von 6 mm fixiert.

Ergebnisse

Die mittlere Durchschlagspannung von harzimprägnierten und nicht-imprägnierten Nomex 410 Fasern mit einer Dicke von 250 μm und 80 μm ist in Abbildung 1 für verschiedene Frequenzen dargestellt. Die Abbildung beinhaltet ebenfalls die 95 % Konfidenz-

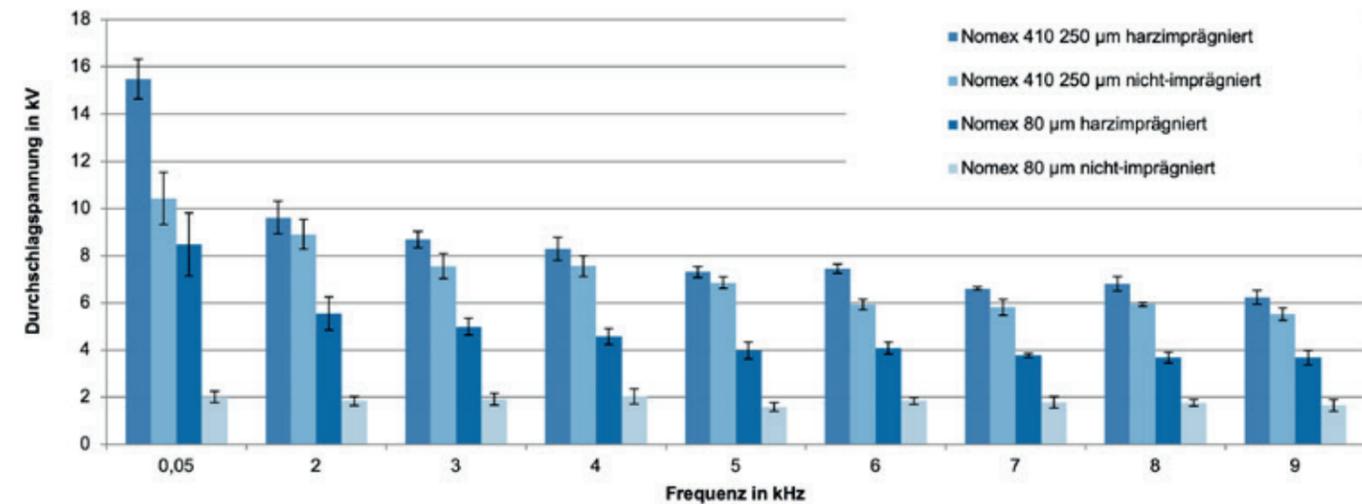


Abbildung 1: Durchschlagspannung von Nomex in Abhängigkeit der Frequenz

intervalle der Durchschlagspannung. Im Vergleich zu den nicht-imprägnierten Fasern weisen die harzimprägnierten Fasern bei 50 Hz eine signifikante Erhöhung der Durchschlagspannung von 10,4 kV zu 15,5 kV auf. Bei den imprägnierten Fasern reduziert sich die mittlere Durchschlagspannung signifikant von 15,5 kV auf 6,2 kV, wenn die Frequenz von 50 Hz auf 9 kHz gesteigert wird. Des Weiteren liegt eine Reduktion der Streuung im mittelfrequenten Bereich vor. Im Vergleich zu den harzimprägnierten Fasern reduziert sich die Frequenzabhängigkeit der Durchschlagspannung von den nicht-imprägnierten Fasern im untersuchten Frequenzbereich. Die mittlere Durchschlagspannung des nicht-imprägnierten Nomex 410 sinkt von 10,4 kV bei 50 Hz auf 5,5 kV bei 9 kHz. Eine signifikante Abnahme der Durchschlagspannung bei 50 Hz und bei Frequenzen größer als 3 kHz festzustellen.

Die Differenz zwischen den Durchschlagspannungen von harzimprägnierten und nicht-imprägnierten Fasern ist bei 50 Hz mit 5,1 kV am größten. Aufgrund der geringen Änderung der Durchbruchspannung des nicht-imprägnierten Nomex 410 unterscheiden sich die Durchschlagspannungen im mittelfrequenten Bereich nicht signifikant.

Zur Untersuchung des Einflusses von der Materialstärke auf die Durchschlagspannung wird diese für Nomex 410 mit einer Stärke von 80 μm gemessen. Bei 50 Hz ist die Durchschlagspannung von harzimprägnierten Fasern deutlich höher als bei den nicht-imprägnierten Fasern. Der Mittelwert der Durchschlagspannung der imprägnierten Fasern beträgt 8,5 kV und die mittlere Durchschlagspannung der nicht-imprägnierten Fasern 2 kV. Bei harzimprägnierten Fasern sinkt die Durchschlagspannung deutlich auf 3,7 kV, bei Erhöhung der Frequenz von 50 Hz auf 9 kHz.

Die Konfidenzintervalle von nicht-imprägnierten Fasern überschneiden sich im untersuchten Frequenzbereich. Daher ändert sich die Durchschlagspannung der nicht-imprägnierten Fasern im

Gegensatz zu den harzimprägnierten Fasern lediglich tendenziell. Eine Frequenzabhängigkeit der Durchschlagspannung kann für die dünneren nicht-imprägnierten Nomex Fasern 410 im untersuchten Frequenzbereich nicht festgestellt werden. Der Mittelwert der Durchschlagspannungsmessungen bei allen Frequenzen beträgt 1,8 kV.

Ähnlich wie bei den 250 μm starken Nomex 410 Fasern ist der Unterschied in der Durchschlagspannung von harzimprägnierten und nicht-imprägnierten Fasern bei 50 Hz am größten. Die Differenz der mittleren Durchbruchspannung verringert sich bei Steigerung der Frequenzen bis zu 9 kHz. Dennoch ist die mittlere Durchschlagspannung der harzimprägnierten Faser bei 9 kHz mehr als 2 – 3 mal höher als bei den nicht-imprägnierten Fasern. Im Gegensatz zu den nicht-imprägnierten Fasern reduzieren sich die Konfidenzintervalle der Durchschlagspannungen der imprägnierten Fasern, wenn die Frequenz von 50 Hz auf 9 kHz erhöht wird.

Diskussion

Durch den Spannungsgradienten von 500 V/s erfolgt der Durchschlag bereits nach einigen Sekunden. Für die Bestimmung der Durchschlagmechanismen im mittelfrequenten Bereich wird untersucht, ob die Durchschlagmechanismen bei Leistungsfrequenzen auch im mittelfrequenten Bereich vorliegen. Bei einer Frequenz von 50 Hz kann im Bereich von wenigen Sekunden ein thermischer Durchschlag auftreten. In diesem Fall muss die Leistung, die der Isolierung zugeführt wird, höher sein als die abgegebene Wärme.

Die mittlere Verlustleistungsdichte der harzimprägnierten Fasern bei 50 Hz sowie in einem Frequenzbereich von 2 bis einschließlich 9 kHz ist in Abbildung 2 dargestellt. Bei den dünneren Nomex Fasern liegt die mittlere Verlustleistungsdichte zwischen 0,03 und 0,68 Ws/mm^3 . Daher ist die Verlustenergiegedichte im mittelfrequenten Bereich mehr als 23-mal höher. Bei den Fasern mit einer Stärke von 250 μm steigt diese von unter 0,09 Ws/mm^3 bei 50 Hz

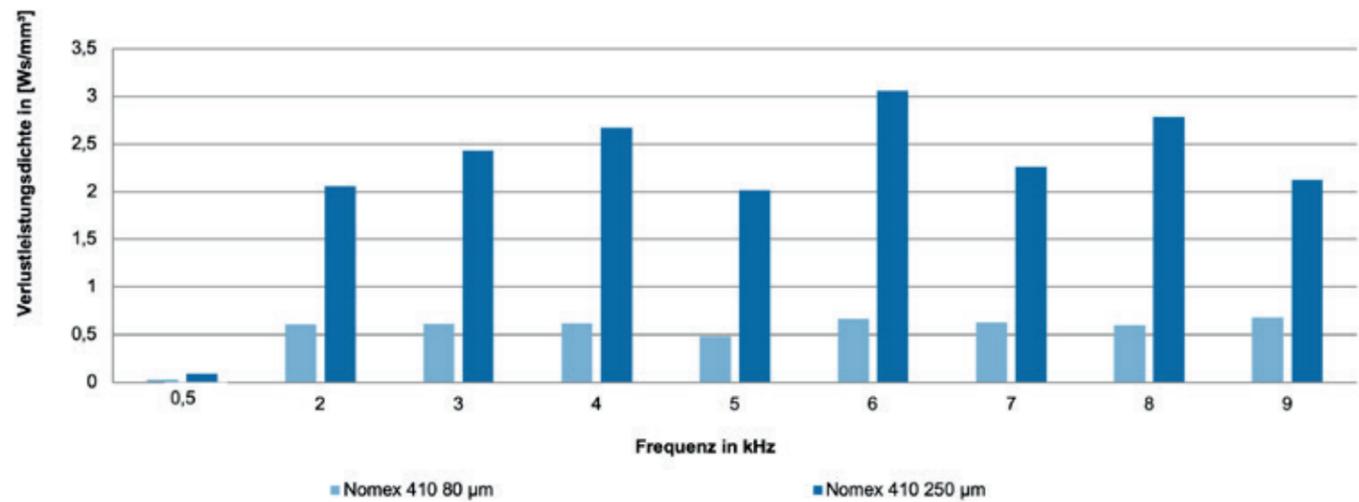


Abbildung 2: Verlustleistungsdichte von Nomex in Abhängigkeit der Frequenz

auf eine Verlustenergiedichte von maximal 3,1 Ws/mm³ im mittelfrequenten Bereich. Daher ist die Verlustleistungsdichte im mittelfrequenten Bereich ungefähr 34-mal höher als bei 50 Hz. Durch die Vergrößerung der Verlustenergiedichten in den imprägnierter Fasern wird vermutet, dass der Durchschlagsmechanismus von einem elektrischen zu einem thermischen Durchschlag übergeht. Im Gegensatz dazu wird angenommen, dass sich die Durchschlagsmechanismen von den nicht-imprägnierten Fasern nicht ändern. Aufgrund der Luftporen zwischen den Fasern kann in der Luft ein elektrischer Durchschlag entstehen, der unabhängig von der Frequenz im untersuchten Frequenzbereich zu sein scheint.

Zusammenfassung

Harzprägnierte und nicht-imprägniertes Nomex werden bei 50 Hz und in einem Frequenzbereich von 2 bis 9 kHz untersucht. Die harzprägnierten Nomex 410 zeigen eine Reduzierung der Durchschlagspannung, wenn die Frequenz von 50 Hz auf 9 kHz angehoben wird. Die Reduzierung der Durchschlagspannung von nicht-imprägnierten Fasern ist bei erhöhter Frequenz geringer.

Die Differenz der Durchschlagspannungen von imprägnierten und nicht-imprägnierten Fasern wird im mittelfrequenten Bereich gegenüber 50 Hz reduziert. Daher wird erwartet, dass der Einfluss von nicht-imprägnierten Bereichen auf den Durchschlag in der Isolierung, der während des Herstellungsprozesses auftreten kann, verringert wird.

Die Durchschlagsmechanismen können sich im untersuchten Frequenzbereich ändern. Während bei den imprägnierten Fasern ein thermischer Durchschlag im mittelfrequenten Bereich vermutet wird, tritt bei den nicht-imprägnierten Fasern vermutlich ein elektrischer Durchschlag auf.



Projektkronym:
FEN

Laufzeit:
Okt. 2014 – Sept. 2019

Kernprojektpartner:
RWTH Aachen, Siemens, Westnetz, Schaffner Deutschland, Infineon, MR Maschinenfabrik Rheinhausen, und weitere

Kontakt:
Robert Möller, M.Sc.
robert.moeller@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93032

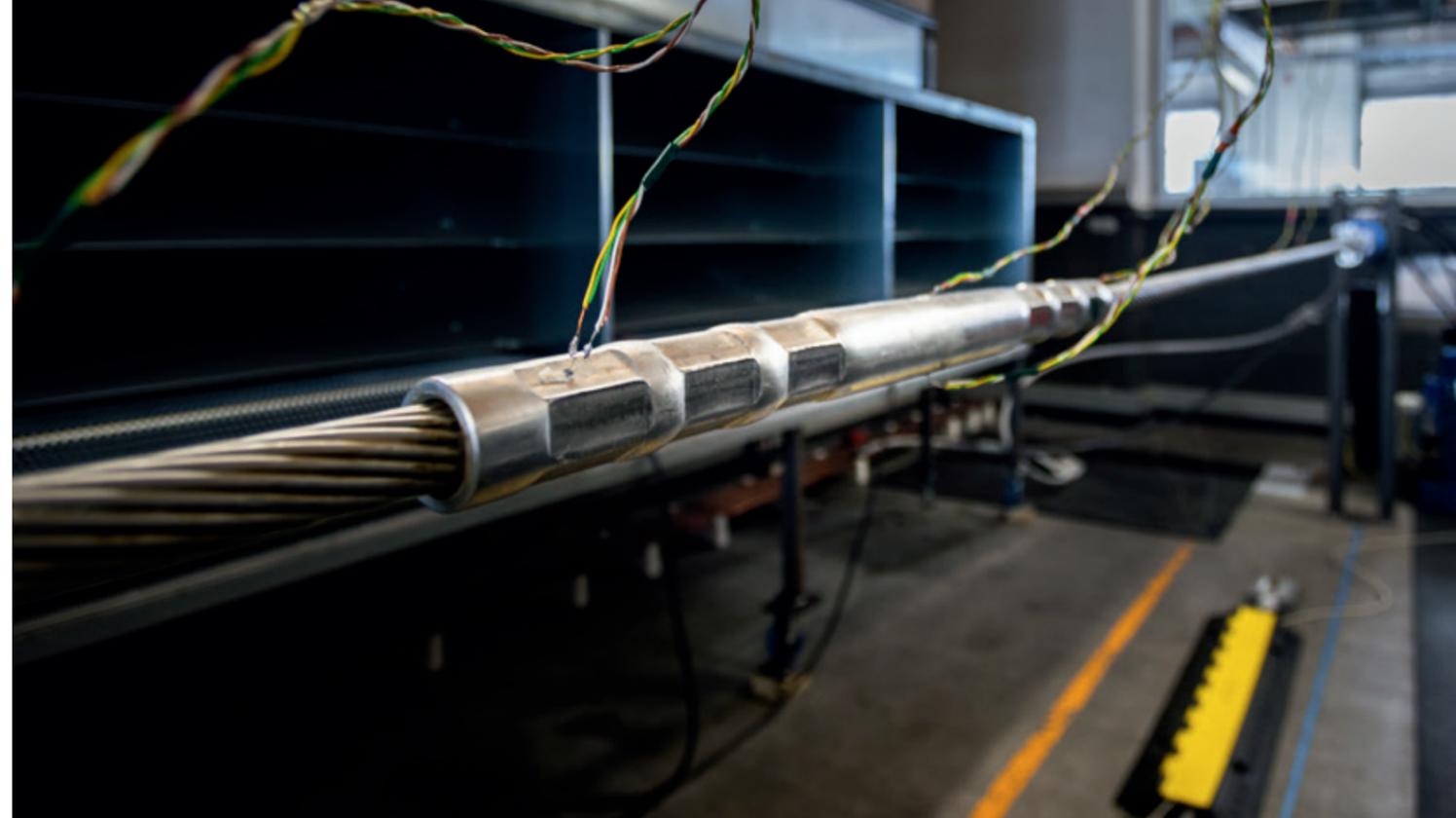


Abbildung 1: Pressverbinder einer Freileitung

Prüfverfahren für Armaturen für HTLS

Thermische Modellierung von Armaturen für Hochtemperaturleiter mit geringem Durchhang

Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungsleistung bestehender Freileitungstrassen bilden Hochtemperaturleiter mit geringem Durchhang (HTLS, High Temperature Low Sag). Diese ermöglichen durch den Einsatz innovativer Werkstoffe erhöhte Betriebstemperaturen von über 200 °C. Dadurch ist eine Steigerung der Stromtragfähigkeit bis zum zweifachen möglich, bei vergleichbarem Querschnitt zu herkömmlichen Aluminium-Stahl-Leitern. Die hohen möglichen Temperaturen der HTLS führen zu einer erhöhten thermischen Belastung der zum Tragen, Abspannen und Verbinden von Leitern eingesetzten Armaturen. Durch unzulässig hohe Temperaturen kann es zu einer Beschleunigung von Alterungsvorgängen kommen. Insbesondere dauerhafte Temperaturen von über 90 °C führen bei den für herkömmliche Armaturen eingesetzten AlMgSi-Legierungen zu einer raschen Abnahme der mechanischen Festigkeit. Aus diesem Grund muss eine Betrachtung der Erwärmung von Armaturen für HTLS erfolgen. Das thermische Verhalten der Armatur ist abhängig von Strom, Leitertemperatur, Design der Armatur und den Witterungsbedingungen und ist derzeit weitestgehend unbekannt.

Reale thermische Belastung von Armaturen für HTLS im Fokus

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes FitTherm wird der Ansatz verfolgt, die reale thermische Belastung einer Armatur mittels statistischer Auswertungen von Strom- (z. B. aus Modell-

netzberechnungen des IFHT und realen Messdaten von Netzbetreibern) und Wetterdaten zu ermitteln. Aufgrund der geometrischen Komplexität und der bisher nicht gegebenen Notwendigkeit für konventionelle Leiter, gibt es derzeit kein validiertes mathematisches Berechnungsmodell für die Temperaturverteilung in Abhängigkeit von Wetterbedingungen. Aus diesem Grund werden im Projekt FitTherm thermische Modelle entwickelt, die eine Simulation der Temperaturverteilung von Armaturen ermöglichen. Durch die Kenntnis der Erwärmung wird erwartet, dass eine Aussage über die mögliche Lebensdauer von Armaturen getroffen werden kann. Des Weiteren können effiziente Optimierungsmöglichkeiten herausgestellt werden (wie z. B. Materialeinsatz und Optimierung der Geometrie).

Untersuchungsgegenstände

Die Modellierungen für die Untersuchung des Erwärmungsverhaltens werden mit verschiedenen Leitern und Armaturen durchgeführt. Vornehmlich sind die Armaturen von Interesse, die höheren mechanischen Belastungen ausgesetzt sind (Abspann-, Trag- und Verbindungsarmaturen). Abbildung 1 zeigt exemplarisch einen Pressverbinder auf den im Folgenden genauer eingegangen wird. Pressverbinder sind Armaturen, die zur Herstellung einer elektrischen Verbindung zwischen zwei Leiterseilenden verwendet werden. Dementsprechend führen sie im Gegensatz zu vielen anderen Armaturen auch vornehmlich den elektrischen Strom

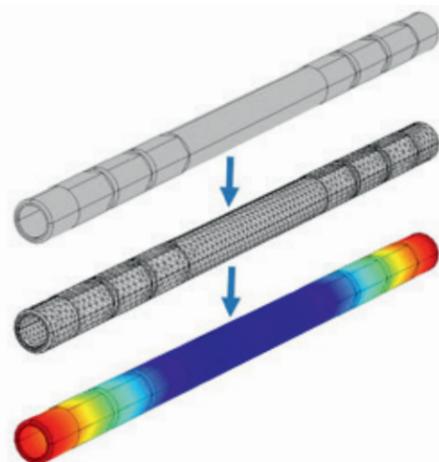


Abbildung 2: Oben: CAD-Modell Pressverbinder, Mitte: Diskretisierung der Geometrie, Unten: schematischer Temperaturverlauf

der zu einer Erwärmung des Verbinders führt. Der zu untersuchende Pressverbinder hat eine Stahlhülse zum Verbinden der Leiterkerne und eine Aluminiumhülse zur Herstellung der leitfähigen Verbindung der beiden Leiterenden.

Analyse des Erwärmungsverhaltens mit der Finite-Elemente-/Volumina Methode

Um der Komplexität und Diversität von Armaturen für Leiterseile gerecht zu werden, werden Simulationen des Erwärmungsverhaltens mit Hilfe der Finite-Elemente bzw. Finite-Volumina Methode (FEM) durchge-

führt. Die FEM-Methode ermöglicht das Berechnen von Näherungslösungen für Differenzialgleichungen (DGL) und beruht auf einer Einteilung des Lösungsgebietes in Elemente bzw. Volumina mit einer finiten Größe (Diskretisierung). In den finiten Elementen und Volumina werden Näherungslösungen der DGL ermittelt (Teillösungen), die schließlich zu einer Gesamtlösung aggregiert werden. Die Abbildung 2 zeigt oben den Pressverbinder als CAD-Modell. Im nächsten Schritt wird das Modell in Teilbereiche aufgeteilt (diskretisiert). Nach der Berechnung werden die Teillösungen zusammengefügt und es ergibt sich ein Temperaturverlauf entlang der Armatur (Abbildung 2 unten).

Die zu lösenden Differenzialgleichungen ergeben sich durch die zugrundeliegenden mathematischen Formulierungen der physikalischen Vorgänge.

Die Prozesse zur Erwärmung und Kühlung des Leiters und der Armatur sind wie folgt:

- Erwärmung durch den Stromfluss
- Wärmestrom des Leiters in die Armatur durch Wärmeleitung
- Erwärmung durch Wärmestrahlung der Sonne
- Kühlung durch Konvektion (Forciert durch den Wind, natürlich)
- Kühlung durch Wärmeabstrahlung

Das kommerziell erhältliche Softwarepaket COMSOL Multiphysics nutzt die FEM-Methode und wird als Grundlage zum Aufbau der Simulationsmodelle genutzt.

Validierungsmessungen im Freileitungslabor

Die Simulationen werden im Rahmen von experimentellen Versuchen im Labor validiert. Dazu wird die Erwärmung durch die Parameter Strom, Wind und Solarstrahlung zunächst simuliert und schließlich im Labor nachgestellt. Die Parameterwahl orientiert sich an der Auswertung der Wetter- und Stromdaten.

Im Freileitungslabor des IFHT ist es möglich, elektrische, mechanische und witterungsbedingte Belastungen der Armaturen und Leiter nachzubilden. Ein Ausschnitt des Labors ist in Abbildung 3 zu sehen. Es können in diesem Labor Windgeschwindigkeiten von 0,6 m/s bis 6 m/s, horizontale Zugkräfte von bis zu 50 kN, Ströme bis zu 3 kA und Sonneneinstrahlung bis zu 950 W/m² simuliert werden. Darüber hinaus kann die Temperatur des Windes im Bereich von 20 °C bis 35 °C, über eine Klimatisierung variiert werden.

Ergebnisse

Erste Ergebnisse zeigen erwartungsgemäß, dass die Temperatur in der Simulation

und bei den Experimenten am Verbinder deutlich geringer ist als am Leiterseil. Es zeigt sich bei den Experimenten jedoch auch, dass die Temperatur des untersuchten Pressverbinders beim Führen des Bemessungsstromes des Leiters erst bei Windgeschwindigkeiten deutlich oberhalb von 1 m/s unter 90 °C fällt. Wird dagegen ein Strom von 75 % des Bemessungsstromes angesetzt, so liegt die Temperatur des Pressverbinders bereits bei einer Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s ca. bei 90 °C.

Diskussion und Ausblick

Das entwickelte Simulationsmodell liefert plausible Ergebnisse bei der Ermittlung der Temperaturverteilung von Pressverbindern. Es konnte gezeigt werden, dass die Simulation mittels FEM für Pressverbinder möglich ist. Die Messungen zeigen darüber hinaus, dass es Bedingungen gibt, bei der eine Armaturentemperatur von deutlich über 90 °C ermittelt wird. Da eine Temperatur oberhalb von 90 °C bei herkömmlichen Legierungen für Pressverbinder zu einer raschen Entfestigung führt, ist die Kenntnis über die Häufigkeit solch kritischer Situationen von Interesse.

Um den Verlust der mechanischen Festigkeit zu prognostizieren wird zukünftig ein Entfestigungsmodell aufgesetzt, mit dem auf Basis der Temperaturen der Armaturen

ein Verlust der mechanischen Festigkeit prognostiziert werden kann. Weitere zukünftige Untersuchungen fokussieren die Weiterentwicklung von Simulationsmodellen für weitere Armaturen. Außerdem werden weitere Experimente im Freileitungslabor des IFHT durchgeführt, um die entwickelten Simulationsmodelle zu validieren.



Projektkronym:

FitTherm

Laufzeit:

Jul. 2017 – Dez. 2019

Kernprojektpartner:

Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG

Kontakt:

Bastian Soppe, M.Sc.
soppe@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93054

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Alternative Gase in Mittelspannungs-Lasttrennschaltern

Identifikation relevanter Einflussparameter und Quantifizierung des Einflusses auf das Ausschaltvermögen

Mittelspannungs-Lasttrennschalter sind Kombinationsschaltgeräte, die häufig in Mittelspannungsnetzen in Ortsnetzstationen eingesetzt werden. Ihre Aufgabe ist das sichere Unterbrechen von Betriebsströmen sowie das Herstellen einer ausreichenden Trennstrecke. Da Ortsnetzstationen vorwiegend in urbanen Gebieten aufgestellt werden, ist der vorhandene Bauraum begrenzt und es kommen gasisolierte Schaltanlagen mit Schwefelhexafluorid (SF_6) als Isolier- und Löschgas zum Einsatz. Aufgrund seiner hohen dielektrischen Festigkeit sowie seines exzellenten Lichtbogenlösungsvermögens erlaubt der Einsatz von SF_6 den Bau von günstigen, kompakten und zuverlässigen Mittelspannungs-Lasttrennschaltern.

Jedoch ist SF_6 mit einem Global Warming Potential (GWP) von 22800 CO_2 -Masseäquivalenten das stärkste bekannte Treibhausgas. Eine einfache Substitution durch atmosphärische Gase ist aufgrund der geringeren elektrischen Festigkeit sowie des niedrigeren Lichtbogenlösungsvermögens nicht möglich. Vielmehr müssen der Aufbau und die Funktionsweise des Schalters an ein mögliches Alternativgas angepasst werden. Es sind daher intensive Untersuchungen zum Einfluss verschiedener Parameter auf das Ausschaltvermögen von Mittelspannungs-Lasttrennschaltern unter Verwendung alternativer Isolier- und Löschgase notwendig.

In diesem Bericht werden die Einflüsse verschiedener Designparameter auf das thermische Ausschaltvermögen eines Mittelspannungs-Lasttrennschaltermodells vorgestellt. Die dielektrische Wiederverfestigung der Schaltstrecke nach Stromunterbrechung wird nicht betrachtet. Als Isolier- und Löschgas kommt eine Mischung aus Stickstoff (N_2) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) zum Einsatz.

Thermisches Ausschaltvermögen

Beim Trennen der stromdurchflossenen Kontakte eines Lasttrennschalters entsteht zwischen diesen ein Lichtbogen. Nachdem der durch eine Gasstrecke fließende Strom seinen natürlichen Stromnulldurchgang erreicht hat, schwingt die netzgetriebene Wiederkehrspannung über der Lichtbogenzone auf. Da diese nach wie vor eine erhöhte Temperatur und damit verbunden eine Restleitfähigkeit aufweist, treibt diese Spannung einen Nachstrom durch die Schaltstrecke. Die in die Schaltstrecke, zum Beispiel durch externe Bebläsung, eingebrachte Kühlleistung muss nun die ohmsche Heizleistung dieses Nachstroms übersteigen, um den Nachstrom zu Null zu zwingen und damit eine erfolgreiche Stromunterbrechung sicherzustellen. Ist dies nicht der Fall, nimmt die Temperatur und damit verbunden die Leitfähigkeit der Schaltstrecke zu und es kommt zum erneuten Durchzünden des Lichtbogens.

Diese einige Mikrosekunden andauernde Phase wird als thermische Phase bezeichnet. Die Höhe des Nachstroms und damit die erforderliche Kühlleistung hängen signifikant von der Spannungssteilheit kurz nach dem Stromnulldurchgang sowie von der Stromsteilheit kurz vor dem Stromnulldurchgang ab.

Testobjekt

Abbildung 1 zeigt einen Schnitt des rotationssymmetrischen Schalteraufbaus. Das Kontaktsystem ist als Kombination aus einem Tulpen- und einem Stiftkontakt ausgeführt. Der Kontaktdurchmesser des Stiftkontakts beträgt $d_c = 10$ mm. Der Kontaktabstand des Schalters im geöffneten Zustand ist $s = 58,5$ mm. Eine Kühlung des Lichtbogens wird durch eine axiale Bebläsung durch den Tulpenkontakt hindurch realisiert. Die Führung der Gasströmung um den Lichtbogen herum wird dabei durch eine Isolierstoffdüse aus Polytetrafluorethylen (PTFE) übernommen. Der Durchmesser und die Länge des Düsenhalses, d_n bzw. l_n werden dabei während der Untersuchungen variiert.

Bei dem Testaufbau handelt es sich um einen bewegten Modellschalter der durch einen außenliegenden pneumatischen Kolbenstangenantrieb mit einem Fahrweg von 90 mm bewegt wird. Die durchschnittliche Öffnungsgeschwindigkeit des Kontakts beträgt dabei 4,5 m/s. Die Öffnungsbewegung wird während des Ausschaltversuchs mittels Laser-Triangulationsmessung aufgezeichnet.

Der Bebläsungsdruck, der über Tulpenkontakt und Düse abfällt, wird in einem externen Gasspeicher unabhängig von der Antriebsbewegung eingestellt und über ein Pitotrohr, welches stromaufwärts der Tule installiert ist, während der Versuchsdurchführung gemessen.

Methodik und Prüfkreise

Zur Bewertung des Ausschaltvermögens des Modellschalters wird das thermische Ausschaltvermögen herangezogen. Dieses wird anhand der kritischen Stromsteilheit, die der Schalter für einen Parametersatz im Stande ist zu unterbrechen, bewertet.

Zur Bestimmung der kritischen Stromsteilheit wird der in Abbildung 2 gezeigte Prüfkreis verwendet. Der Hochstromkreis, ein LC-Reihenschwingkreis, liefert den Prüfstrom mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Amplitude von 900 A. Kurz bevor der Prüfstrom seinen natürlichen Stromnulldurchgang erreicht, wird der im Hochspannungskreis befindliche Thyristor gezündet. Dem Prüfstrom wird somit ein höherfrequenter Injektionsstrom überlagert, der

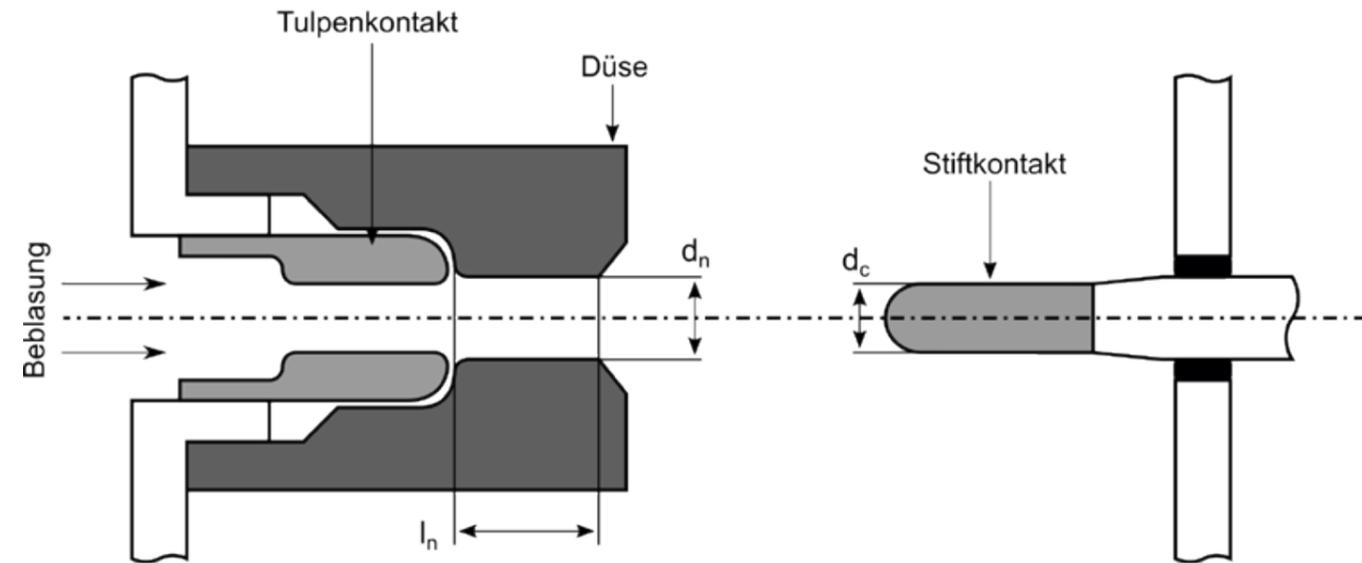


Abbildung 1: Schnittbild des Aufbaus des Testschalters

seinen Stromnulldurchgang später als der Prüfstrom hat. Dieses sogenannte Stromüberlagerungsverfahren erlaubt eine Variation der Stromsteilheit im Stromnulldurchgang, ohne die Prüfstromamplitude zu verändern.

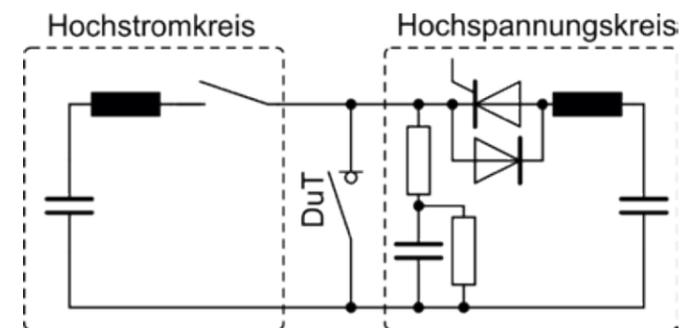


Abbildung 2: Prüfkreis zur Bestimmung des thermischen Ausschaltvermögens

Kommt es im Stromnulldurchgang zur erfolgreichen Unterbrechung durch das Testobjekt (hier: DuT), schwingt die Spannung aus dem Hochspannungskreis über den Kontakten des Testschalters auf. Die Anfangsteilheit der Spannung ist dabei gegeben aus dem Produkt aus Stromsteilheit im Stromnulldurchgang und Parallelwiderstand des Hochspannungskreises. Demnach kommt es bei Variation der Stromsteilheit ebenfalls zu einer Variation der Spannungssteilheit. Sowohl die Stromsteilheit, als auch die Spannungssteilheit nehmen Einfluss auf das Ausschaltvermögen des Schalters. Der Quotient aus beiden ist in diesen Untersuchungen zu $R_p = 220 \Omega$ gewählt.

Zu Bestimmung der kritischen Stromsteilheit wird für einen festen Parametersatz eine Variation der Stromsteilheit im Stromnulldurchgang vorgenommen und die Versuche anschließend nach erfolg-

reichen und nicht erfolgreichen Ausschaltversuchen sortiert. Der Mittelwert der Stromsteilheiten des niedrigsten nicht erfolgreichen Ausschaltversuchs und des darunterliegenden erfolgreichen Ausschaltversuchs ergeben die kritische Stromsteilheit.

In diesem Bericht werden die Ergebnisse bei Variation des Kontaktsystems, des Bebläsungsdrucks, der Düsenhalslänge und des Düsendurchmessers vorgestellt.

Ergebnisse

Als Werkstoff für das Kontaktsystem wird Kupfer und eine Wolfram-Kupfer-Legierung mit einem Gewichtsverhältnis von 80/20 untersucht. Der Bebläsungsdruck ist zu $p_b = 330$ mbar gesetzt. Die kritische Stromsteilheit beträgt bei Verwendung von Kupfer $0,15 \text{ A}/\mu\text{s}$ und bei Verwendung von Wolfram-Kupfer $0,13 \text{ A}/\mu\text{s}$. Es ergibt sich demnach ein leicht verbessertes Ausschaltvermögen bei Verwendung von Kupfer. Dies lässt sich auf die signifikant höhere thermische Leitfähigkeit von Kupfer zurückführen, die zu einer effektiveren Lichtbogenkühlung, sowohl an den Lichtbogenfußpunkten als auch im der mit Kupferdampf versehenen Lichtbogenzone, führt. Kupfer weist jedoch, aufgrund seiner geringeren Schmelztemperatur, einen deutlich höheren Materialabtrag auf, sodass das Kontaktsystem bereits nach etwa 100 Ausschaltversuchen ausgetauscht werden muss.

In Abbildung 3 sind die kritischen Stromsteilheiten bei Variation der Düsenhalslänge bzw. des Düsendurchmessers für verschiedene Bebläsungsdrücke aufgetragen. Für alle untersuchten Konfigurationen ist eine nahezu lineare Zunahme des Ausschaltvermögens mit steigendem Bebläsungsdruck zu beobachten. Bei einer Steigerung des Bebläsungsdrucks kommt es ebenfalls zu einer Erhöhung des Massenstroms im Düsenhals. Dadurch wird eine stärkere konvektive Kühlung des Lichtbogens erreicht und das Ausschaltvermögen des Schalters nimmt zu.

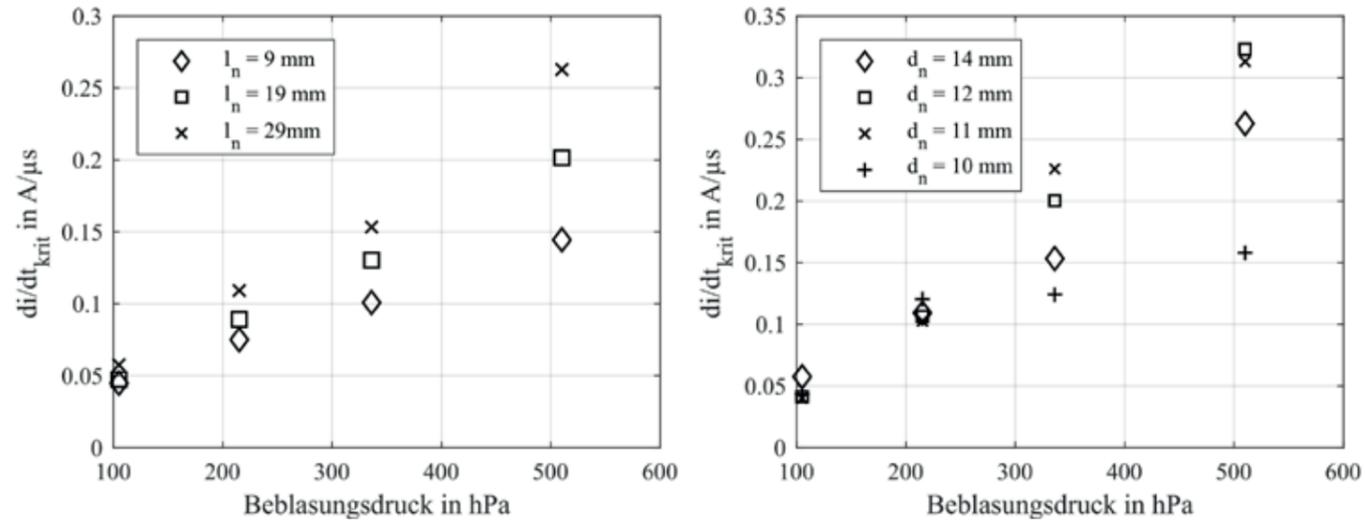


Abbildung 3: Thermisches Ausschaltvermögen des Modellschalters in Abhängigkeit des Beblasungsdrucks für verschiedene Düsenhalslängen und Durchmesser

Eine Verlängerung des Düsenhalses verstärkt diesen Effekt, sodass bei einem Beblasungsdruck von $p_b = 550$ hPa eine Verlängerung des Düsenhalses von 9 mm auf 19 mm in einer Verdopplung des Ausschaltvermögens resultiert (s. Abbildung 3, links). Dieser Effekt kann durch die bessere Führung des Gasstroms erklärt werden.

Durch den längeren Düsenhals, wird der Lichtbogen auf einem größeren Teilstück gezwungen, in der Gasströmung zu brennen. Dies führt zu einer besseren Kühlung des Lichtbogens und damit zu einem höheren Ausschaltvermögen.

Eine moderate Verringerung des Düsendurchmessers führt ebenfalls zu einer Verbesserung des Ausschaltvermögens (s. Abbildung 3, rechts). Wird der Durchmesser bei einem Beblasungsdruck von $p_b = 550$ hPa von $d_n = 14$ mm auf $d_n = 11$ mm verringert, erhöht sich die kritische Steilheit von $di/dt_{krit} = 0,26$ A/μs auf $di/dt_{krit} = 0,32$ A/μs. Zum einen ist das nun mit heißem Gas gefüllte Volumen im Inneren der Düse durch den geringeren Düsendurchmesser kleiner, sodass eine Abführung des heißen Gases schneller möglich ist und zum anderen führt die geringere Distanz zwischen Lichtbogen und Düsenwand zu einem höheren PTFE Abbrand. Die damit einhergehende Veränderung der Gaszusammensetzung in der Lichtbogen-

zone kann das Ausschaltvermögen positiv beeinflussen. Lediglich bei einer weiteren Verringerung des Düsendurchmessers auf $d_n = 10$ mm kommt es zu einer signifikanten Verschlechterung des Ausschaltvermögens. Dies ist auf eine Verstopfung der Düse durch den Stiftkontakt zurückzuführen, wodurch sich der kühlende Gasstrom erst einstellen kann, sobald der Stiftkontakt die Düse verlassen hat. Da dies aber erst kurz vor dem Stromnulldurchgang der Fall ist, ist die Zeit bis Stromnull nicht ausreichend, damit sich ein ausreichendes Strömungsfeld einstellen kann. Das resultiert in einer unzureichenden Lichtbogenkühlung und damit einer Verringerung des thermischen Ausschaltvermögens.

Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchung des thermischen Ausschaltvermögens eines Mittelspannungslasttrennschalter-Modells zeigt für alle untersuchten Parameter eine starke Abhängigkeit der Ausschaltleistung vom über Kontaktsystem und Düse abfallenden Beblasungsdruck. Bei Variation des verwendeten Kontaktwerkstoffs zeigt sich eine leichte Erhöhung des Ausschaltvermögens bei Verwendung von Kupfer anstelle von Wolfram-Kupfer. Jedoch weist das Kupferkontaktsystem eine deutlich höhere Erosion durch die Lichtbogenbelastung auf. Einer Erhöhung der Länge des Düsenhalses sowie eine Verringerung seines Durchmes-

sers führen ebenfalls zu einer Erhöhung des Ausschaltvermögens, solange der Durchmesser nicht so gering gewählt wird, dass es zu einer Verstopfung des Düsenhalses durch den Stiftkontakt kommt.



Projektkronym:
ECO-GIS MS

Laufzeit:
Aug. 2016 – Jan. 2019

Kernprojektpartner:
Siemens AG

Kontakt:
Marvin Bendig, M.Sc.
bendig@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90108

Gefördert durch:

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

BSI Branchenstudie

Studie zur kritischen Dienstleistung des Bereichs „Stromversorgung“

Die Stromversorgung zählt maßgeblich zu den Kritischen Infrastrukturen (KRITIS) eines jeden Landes. Ein Ausfall oder Beeinträchtigung beteiligter Organisationen oder technischer Einrichtungen kann zu erheblichen Störungen der öffentlichen Sicherheit und substantiellem Schaden der Volkswirtschaft führen.

Zukünftige Stromversorgungssysteme zeichnen sich durch einen erhöhten IKT-Anteil in der Betriebsführung und vermehrter Abhängigkeiten der Energieakteure untereinander aus. Eine Störung oder Manipulation der Kommunikationsmedien oder Schnittstellen stellt eine ernstzunehmende Bedrohung dar und bedarf daher sowohl verlässlicher präventiver als auch reaktiver Maßnahmen.

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) fördert als nationale Cyber-Sicherheitsbehörde die Informationssicherheit in der Digitalisierung durch Prävention, Detektion und Reaktion für Staat, Wirtschaft und Gesellschaft. Seit 2015 sind die Aufgaben und Befugnisse des BSI durch das Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme (IT-Sicherheitsgesetz) auf die Kritischen Infrastrukturen ausgeweitet.

Die BSI-Kritisverordnung (BSI-KritisV) aus 2016 definiert Sektoren der Kritischen Infrastruktur (Energie, Informationstechnik und Telekommunikation, Transport und Verkehr, Gesundheit, Wasser, Ernährung sowie Finanz- und Versicherungswesen), unterteilt die Sektoren in Anlagenkategorien und legt Schwellenwerte für die Beurteilung und Bedeutung einer Anlage hinsichtlich des anzusehenden Versorgungsgrades fest. Betreiber Kritischer Infrastrukturen verfügen über Anlagen oberhalb dieser Grenzwerte und sind durch das IT-Sicherheitsgesetz dazu verpflichtet die erforderliche IT nach dem Stand der Technik angemessen abzusichern und IT-Sicherheitsvorfälle an das BSI umgehend zu melden. Diese Meldungen und weitere Informationen werden im Lagezentrum des BSI ausgewertet und die gewonnenen Erkenntnisse den Betreibern Kritischer Infrastruktur zum Schutz der IT-Systeme zur Verfügung gestellt.

Das IFHT führte zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Kommunikation, Informationsverarbeitung und Ergonomie FKIE (Abteilung „Cyber Analysis and Defense“) im Auftrag des BSI eine Branchenstudie zur kritischen Dienstleistung „Stromversorgung“ durch. Das Ziel der Studie ist es, das BSI bei der Bewältigung der Aufgaben des BSI nach §§ 8a und 8b BSIG (BSI-Gesetz) fachlich und wissenschaftlich zu unterstützen. Dies beinhaltet unter anderem eine Aufbereitung der branchenspezifischen Strukturen, Schnittstellen zwischen Akteure, kritischen Prozesse zur Erbringung der Dienstleistung sowie eingesetzter IT-Systeme. Das BSI nutzt die Studienergebnisse unter anderem im

Lagezentrum zur Bewertung von Vorfällen bezüglich deren potenzieller Auswirkungen auf die kritische Dienstleistung.



Projektkronym:
Branchenstudie Stromversorgung

Laufzeit:
Aug. 2017 – Aug. 2018

Kernprojektpartner:
Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)

Kontakt:
Benedikt Klaer, M.Sc.
klaer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49371



Nachbildung verteilter IT-Infrastruktur im Labor

BERCOM

Blueprint for Pan-European Resilient Critical Infrastructures based on LTE – Laboraufbau

Das Forschungsziel dieses Vorhabens ist die Ermittlung geeigneter Methoden zur Erhöhung der Resilienz kritischer Infrastrukturen, insbesondere elektrischer Energieversorgungssysteme gegenüber Störungen und IT-Angriffen durch die Einbindung robuster LTE-Kommunikationslösungen. Das deutsch-französische Projekt wird hierbei von deutscher Seite aus im Rahmen der Initiative „Forschung für die zivile Sicherheit“ vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert.

Das IFHT fokussiert sich im Rahmen der Zusammenarbeit mit den anderen Projektpartnern auf zwei Bereiche. Zum einen wird eine detaillierte Betrachtung der Robustheit des zukünftigen Übertragungsnetzes durchgeführt. Hierbei wird die Robustheit des elektrischen Energiesystems unter Berücksichtigung zukünftiger Stromversorgungs- und Steuerungsstrukturen untersucht, wobei insbesondere die Frequenzstabilität unter Betrachtung verschiedener Fehlerszenarien analysiert wird.

Zum anderen erfolgt im Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien der Aufbau und Betrieb eines Demonstrators zur Untersuchung unterschiedlicher energietechnischer Use-Cases unter Verwendung der LTE-Technologie, die das Ziel haben die Widerstandsfähigkeit zukünftiger Energienetze beispielsweise durch Automatisierung zu erhöhen. Hierzu wird das Laborverteil-

netz im Rahmen des Projektes mit einer privaten LTE Infrastruktur ausgestattet, die Untersuchungen zu Herausforderungen beim Einsatz dieser Mobilfunktechnologie (Abbildung 1) erlaubt. Die im Laborverteilungsnetz verbauten Netzanalysatoren (Intelligent Electronic Devices IED) werden über speicherprogrammierbare Steuerungen (Remote Terminal Units RTU) zyklisch ausgelesen und über LTE-Endgeräte (User Equipment UE) mit dem LTE-Netz verbunden. Die Gegenstelle des LTE-Netzes bilden ein eNodeB und ePC im Labornetz, die Messwerte sowie Befehle an die Netzleitwarte des Testzentrums weiterleiten. Über mehrere im Kommunikationsnetz verteilte Netzwerkschritte können mittels Port Mirroring (SPAN) IP-basierte Datenflüsse an der Sekundärtechnik, Leittechnik und im LTE-Backbone-Netz synchron abgegriffen werden. Dies erlaubt eine Auswertung des Datenaufkommens und verursachter Latenzen.

Als besonders relevante Use-Cases wurden die Smart Grid Szenarien „Fault Location Isolation and Restoration (FLISR)“, Netzzustandsmonitoring, intelligenter Lastabwurf und Micro-Grids identifiziert. Zur Durchführung entsprechender Demonstrationsversuche wurde hierzu ein Niederspannungsnetz mit 5 Knoten in schaltbarer Ringstruktur, sowie Lastbänken und PV-Einspeisern aufgebaut. Die hierzu verwendete Sekundärtechnik auf jedem dieser Knoten ist in Abbildung 1 (rechts) dargestellt.

Die Versuche zum selektiven und damit intelligenten Lastabwurf zeigten hohe Anforderungen hinsichtlich einer zeitkritischen Übermittlung von Messwerten und Schaltbefehlen auf. Hierzu wurde ein ILS Algorithmus auf einer RTU entwickelt, der auf Basis der aktuellen Lastsituation an den abgebildeten Ortsnetzstationen im Versuchsnetz und der gemessenen Frequenz selektive Schaltmaßnahmen trifft und per LTE an die Endgeräte übermittelt. Sowohl Latenz als auch Bandbreite führten zu keiner Einschränkung dieses Use Cases. Gleiche Ergebnisse erzielten die Versuche zum Netzzustandsmonitoring und der automatischen Trennstellenverlagerung (FLISR) im Versuchsnetz.

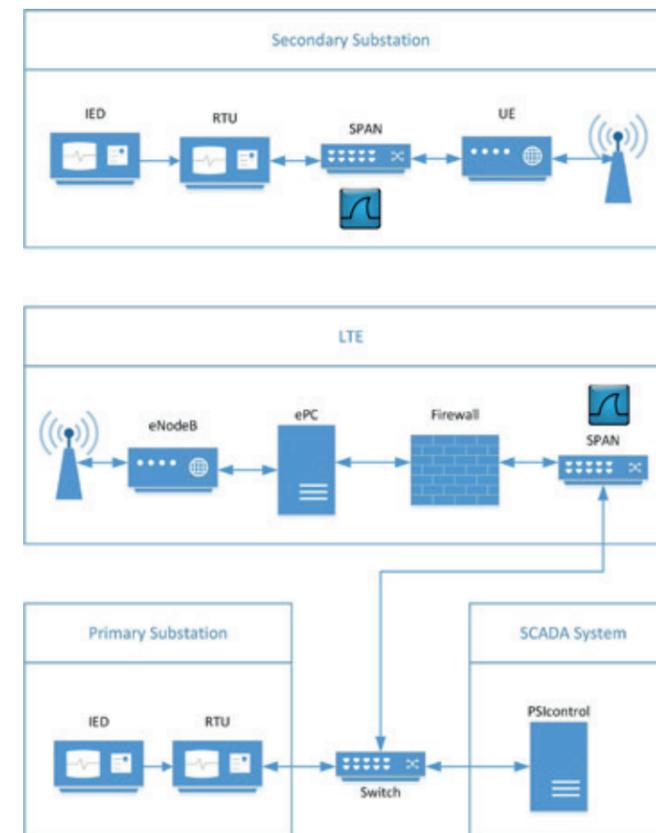


Abbildung 1: (links) LTE Kommunikationskonzept im Labor und (rechts) Aufbau der Sekundärtechnik



Projektkronym:

BERCOM

Laufzeit:

Sep. 2015 – Feb. 2019

Kernprojektpartner:

Airbus Defence and Space, Air-Lynx, CEA, EDF, NAVCOM, PSI AG, Fraunhofer Institut FOKUS, P3 Energy, P3 Communications, Ruhr-Universität Bochum, TU Dortmund

Kontakt:

Benedikt Klaer, M.Sc.
klaer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49371

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Abbildung 1: Container zur Montage der Kabelmuffen (Quelle: TenneT TSO GmbH)

Alterung von DC-Erdkabelsystemen

Untersuchung des Schädigungsverhaltens von DC-belasteten VPE-Isolierungen

Für den Ausbau von Gleichstromübertragungssystemen über große Distanzen durch Deutschland werden vornehmlich Erdkabel eingesetzt. Seit deren Entwicklung in den 1970er Jahren verdrängen polymere Isoliersysteme die bis dahin produzierten Papier-Masse-Kabelisolierungen. Für hohe Spannungsebenen ist vernetztes Polyethylen (VPE) aufgrund seiner hohen elektrischen und thermischen Festigkeit sowie geringer dielektrischer Verluste unter den polymerisolierten Kabeln das meist verwendete Material.

Die oft mehrere hundert Kilometer langen Übertragungsstrecken können nicht von einer einzigen Kabellänge abgedeckt werden, sondern setzen sich aus je etwa 1 km langen Teilstücken zusammen.

Dabei dienen händisch installierte Kabelmuffen als Verbindungsstücke jeweils zwischen zwei Kabelteilstücken. Die Montage der Muffe erfolgt in temporär errichteten Muffencontainern (s. Abbildung 1). Die Kabelstücke werden an den Enden so weit abgeschält, dass die hoch empfindliche Kabelisolierung teilweise freiliegt. Nachdem die beiden Leiter miteinander verbunden wurden, kann der Muffenkörper aufgeschoben werden. Dieser ist in der Regel am Stück aus einem Elastomer gefertigt. Es muss gewährleistet sein, dass die Verbindung der Kabellängen durch die Muffe weder die Übertragung der elektrischen Energie noch die Isolationsfestigkeit der gesamten Übertragungsstrecke beeinflusst.

Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen stellen per se eine Schwachstelle im System dar, weil mit dem Übergang zwischen zwei Materialien Inhomogenitäten in einer Vielzahl aus elektrischer Sicht relevanter Materialparameter verbunden sind. Zusätzlich sind die fertig montierten Kabelmuffen, ebenso wie Kabelendverschlüsse an den Enden der Übertragungsstrecke, im Gegensatz zu den Kabellängen keine unter industriellen Bedingungen gefertigten Produkte. Die hohen Anforderungen hinsichtlich Betriebserfahrung und Know-how an die Montage der Muffen sind eine zusätzliche Herausforderung.

Ein Ausfall im Kabelnetz ist in jedem Fall mit einem hohen Zeit- und Kostenaufwand verbunden. Im Gegensatz zur Luftisolierung einer



Abbildung 2: Fertig installierte Muffe zur Verbindung zweier Kabelabschnitte (Quelle: TenneT TSO GmbH)

Freileitung ist die Kabelisolierung nicht selbstheilend, das heißt es müssen Reparaturarbeiten durch Austausch eines Kabelstücks durchgeführt werden.

Aufgrund der bisher geringen Betriebserfahrung mit polymerisolierten DC-Erdkabeln und in Ermangelung theoretischer Alterungs- und Schädigungsmodelle von gleichspannungsbelasteten VPE-Isolierungen werden im Rahmen des Projekts grundlegende Alterungsmechanismen an gleichspannungsbelasteten VPE-Grenzschichten untersucht.

Die in der Kabelisolierung und der Kabelmuffe verwendeten Materialien werden künstlich gealtert und in Kooperation mit dem Leibniz-Institut für Interaktive Materialien der RWTH Aachen (DWI) chemisch und elektrisch untersucht. Dabei werden sowohl das Alterungsverhalten einzelner Materialien als auch die Wechselwirkungen der verschiedenen Materialien untereinander betrachtet. Insbesondere Materialeigenschaften, die wesentlich für das Verhalten unter Belastung mit Gleichspannung relevant sind, stehen im Fokus.

Darüber hinaus werden Modellprüflinge untersucht, mit denen die elektrische Belastung an der Grenzfläche zwischen Kabelisolierung und Muffe realitätsnah nachgebildet werden kann. Wie zuvor werden verschärfte Bedingungen in Form erhöhter elektrischer Feldstärken verglichen mit der Betriebsfeldstärke hergestellt, um eine Alterung und Schädigung der Probekörper zu forcieren.

Die zuvor entwickelten Alterungsmodelle der einzelnen Materialien werden um die Erkenntnisse hinsichtlich der Alterung der so

entstandenen Materialgrenzfläche erweitert. Durch eine Variation verschiedener ausgewählter Parameter können unterschiedliche Einflussfaktoren auf die Alterung von gleichspannungsbelasteten VPE-Grenzschichten identifiziert und quantifiziert werden.

Begleitende Messungen an gealterten und ungealterten Prüflingen ermöglichen eine abschließende Modellierung des Alterungs- und Schädigungsverhaltens. Auf Grundlage der so gewonnen Erkenntnisse werden geeignete Verfahren zur Zustandsbewertung der Kabelsysteme abgeleitet.



Laufzeit:

Mär. 2018 – Mär. 2020

Kernprojektpartner:

TenneT TSO GmbH

Kontakt:

Isabella Nett, M.Sc.
nett@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-97348





Weil-Dobke-Prüfkreis zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Umweltfreundliche Leistungsschalter für die Hoch- und Höchstspannung

Einfluss elektrischer Feldsteuerung auf das dielektrische Ausschaltverhalten von Gasleistungsschaltern unter Verwendung alternativer Gase

Leistungsschalter sind das zentrale Sicherheitselement in Mittel- und Hochspannungsnetzen. Sie müssen dabei Betriebsströme sicher führen sowie ein- und ausschalten können, als auch Fehlerströme sicher unterbrechen und die aufschwingende Netzspannung isolieren können. Die heute in Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzten Leistungsschalter sind fast ausschließlich mit dem Lösch- und Isoliergas Schwefelhexafluor (SF_6) befüllt. Die weite Verbreitung der SF_6 -Technologie ist auf das im Vergleich zu anderen Gasen hervorragende Lichtbogenlöschverhalten und die hohe dielektrische Festigkeit von SF_6 zurückzuführen. Andererseits ist SF_6 das stärkste bekannte Treibhausgas, weshalb angestrebt wird es durch alternative, umweltfreundliche Gase zu substituieren. Da natürliche Gase im Vergleich zu SF_6 eine deutlich geringere Spannungsfestigkeit aufweisen, ergeben sich neue Herausforderungen für die Auslegung von gasisolierten Schaltanlagen.

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wird der Einfluss der elektrischen Feldverteilung innerhalb des Düsen-systems eines Referenz-Selbstblasleistungsschalters auf das dielektrische Verhalten in natürlichen Gasen untersucht. Der entworfene Referenzschalter ermöglicht das Einbringen von Feldsteuerelementen und damit die Optimierung der Feldverteilung nach der Stromunterbrechung. Durch eine optimierte Feldverteilung in der Schaltstrecke sollen die schlechteren Isolationseigenschaften natürlicher Gase im Gegensatz zu SF_6 kompensiert werden. Der Entwurf und die Optimierung des Düsen-systems erfolgt mittels elektrischer Feldsimulationen. Dabei werden unterschiedliche Ausführungen der Feldsteuerelemente analysiert und eine Vorauswahl für die experimentellen Untersuchungen getroffen.

Die dielektrische Wiederverfestigung der Schaltstrecke inkl. verschiedener Feldsteueranordnungen nach dem Stromnulldurchgang wird experimentell charakterisiert. Nach der Stromunterbrechung einer Sinus-Halbschwingung wird die noch heiße Schaltstrecke zu verschiedenen Zeiten nach dem Stromnulldurchgang mit einem Spannungsimpuls belastet und die Durchschlagsspannung ausgewertet. Der Effekt der Feldsteuerung wird für Kohlenstoffdioxid (CO_2), Stickstoff (N_2) und atmosphärische Luft sowie für drei verschiedenen Feldsteuerungen bestimmt.

Die experimentellen Untersuchungen zeigen, dass eine homogene Feldverteilung in der Schaltstrecke die Spannungsfestigkeit in allen untersuchten Gasen erhöht. Allerdings kann dieser Effekt erst nach etwa 100 μs nach dem Stromnulldurchgang beobachtet werden – davor wird die dielektrische Wiederverfestigung durch das noch heiße Gas in der Schaltstrecke bestimmt. Weiter kann gezeigt werden, dass CO_2 , verglichen mit N_2 und atmosphärischer Luft, eine schnellere Wiederverfestigungscharakteristik aufweist.



Kontakt:

Nicolas Götte, M.Sc.
goette@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93042

DCLab

Ein neuartiger Hochleistungsprüfkreis für Untersuchungen an Komponenten der Gleichstromtechnologie

Die Verwendung von Hochspannungsgleichstromübertragung (Direct Current – DC) für die Realisierung des Strukturwandels in der Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie stellt vielschichtige Herausforderungen an Betriebsmittel und Komponenten zukünftiger Energieübertragungssysteme. Ein Einsatz konventioneller Betriebsmittel aus der Wechselstromtechnologie, wie bspw. Leistungsschalter, Trennschalter, fehlerstrombegrenzende Komponenten oder Messsysteme, ist technisch ohne weiteres nicht möglich. Daher besteht ein zentraler Forschungs- und Entwicklungsbedarf für Komponenten zukünftiger DC Übertragungssysteme. In diesem Zusammenhang ist jedoch die Verwendung traditioneller Prüfkreise höchstens eingeschränkt möglich, da eine Nachbildung prospektiver DC Fehlerströme mit diesen Prüfkreisen nicht realisierbar ist. Das Institut für Hochspannungstechnik errichtet daher einen neuartigen Hochleistungsprüfkreis, der Untersuchungen an Komponenten der Gleichstromtechnologie ermöglicht.

Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen und Belastungen der Betriebsmittel im Nennbetrieb und nach Eintritt bspw. eines Kurzschlussfehlers, erfolgt die Entwicklung eines zweiteiligen, integrierten Prüfkreises. Für Untersuchungen der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln unter Nennbedingungen steht eine Hochstromquelle zur Verfügung. Diese liefert einen Gleichstrom mit einer maximalen Amplitude von 5 kA sowie eine maximale Prüfleistung von 120 kW. Die Untersuchungen und Analyse des Verhaltens von Betriebsmitteln während einer Kurzschlussstrombelastung werden durch den zweiten Teil des Prüfkreises gewährleistet. Die Hochleistungsquelle ist als leistungselektronischer Tiefsetzsteller aus einzelnen Prüfkreiszellen modular ausgelegt. So wird je Zelle eine vorgeladene Kapazität durch leistungselektronische Schaltelemente gezielt über eine Regelinduktivität entladen. Durch flexible Steuerung, einer sogenannten Pulsweitenmodulation, der Leistungshalbleiter ist es möglich, einen variabel einstellbaren Prüfgleichstrom zu erzeugen. Es können sowohl mathematische Funktionen (bspw. Sinus- oder Dreiecksfunktionen) als auch Fehlerstromverläufe aus Netzsimulationen oder Feldmessungen exakt nachgebildet werden, um so realitätsabbildende Untersuchungen zu gewährleisten. Durch den modularen Aufbau sowie die flexible Steuerung des Hochleistungsprüfkreises können Prüfgleichströme mit einer Amplitude bis zu 30 kA mit einer Energie von ca. 2 MJ erzeugt werden. Die treibende Prüfspannung ist komponentenseitig auf 8 kV begrenzt.

Darüber hinaus steht ein digitales Abbild des Prüfkreises zur Verfügung, das mittels Echtzeitsimulator für powerhardware-in-the-loop-Untersuchungen genutzt werden kann. Somit besteht die Möglichkeit, simulative Untersuchungen an Komponenten vor der



Beaufschlagung mit einem Prüfkurzschlussstrom durchzuführen und frühzeitig Erkenntnisse über Anpassungs- und Verbesserungspotentiale in der Entwicklung von Betriebsmitteln zukünftiger Gleichstromnetze zu erlangen.



Projektkronym:

DCLab

Laufzeit:

Okt. 2015 – Sep. 2019

Kontakt:

Nils Langenberg, M.Sc.
langenberg@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-92945

Förderkennzeichen: 03ET754

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Veröffentlichungen

M. Bendig, N. Götte, T. Krampert, A. Schnettler, A. Kalter, M. Schaak

Investigations on the Switching Capability of Medium Voltage Load Break Switches in an Alternative Quenching Gas; the 22nd International Conference on Gas Discharge and their Applications, Novi Sad (SRB), 2. – 7. September 2018

M. Bendig, N. Götte, T. Krampert, A. Schnettler, A. Kalter, M. Schaak

A Method to Determine the Rate of the Dielectric Recovery in a Medium Voltage Load Break Switch with a Free Burning Switching Arc; the 22nd International Conference on Gas Discharge and their Applications, Novi Sad (SRB), 2. – 7. September 2018

N. Götte, M. Bendig, T. Krampert, P. G. Nikolic, A. Schnettler

Experimental and simulative study on the influence of the electrical field distribution on the dielectric switching behavior of natural gases; the 22nd International Conference on Gas Discharge and their Applications, Novi Sad (SRB), 2. – 7. September 2018

R. Methling, N. Götte, S. Wetzeler, D. Uhrlandt, K.-D. Weltmann

Investigation of C2 Swan Bands in Optical Emission and Absorption Spectroscopy of Ablation-Dominated Arcs; the 22nd International Conference on Gas Discharge and their Applications, Novi Sad (SRB), 2. – 7. September 2018

R. Möller, R. Puffer

Investigation of the Breakdown Voltage of Resin Impregnated Aramid Fibers at Medium Frequency; 2nd International Conference on Dielectrics (ICD 2018), 1. – 5. July, Budapest (HU), 2018

R. Möller, R. Puffer

Investigation of the Breakdown Voltage of Insulation Oil in a Frequency Range between 50 Hz and 10 kHz; VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2018, 13. – 14. November, Berlin (DE), 2018

S. Schumann, M. Döring, F. Lehretz, J. Görlich

Thermal behavior and resistance against electrical discharges of modified silicones for outdoor application; IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation 25(2), Seiten-Nr.: 464 – 475, ISSN 1070-9878, New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018

S. Schumann, M. Stumpe, R. Puffer

Development and Verification of a Simulation Model to Determine the Breakdown and Partial Discharge Inception Voltage of Basic Air-Insulated Arrangements; ETG-Fachbericht 157: VDE-Hochspannungstechnik, Seiten-Nr.: 665 – 670, ISBN 978-3-8007-4807-5, VDE-Verlag, Berlin, 2018

S. Schumann, A. Schnettler, R. Puffer

Untersuchung des elektrischen Alterungsverhaltens von VPE für AC-Mittelspannungskabel bei sequentieller AC und DC Beanspruchung; Polymere Isolierstoffe und ihre Grenzflächen Gleichspannungsbeanspruchung – Verhalten, Alterung, Möglichkeiten, Seiten-Nr.: 79 – 84, ISBN 978-3-00-059755-8, VDE-Verlag, Berlin, 2018

S. Schumann, A. Schnettler, R. Puffer

Investigation of the Effect of Moisture on the Hydrophobicity Loss of Silicone Rubber for Outdoor Applications; 2nd IEEE International Conference on Dielectrics (ICD), Budapest (HU), 1. July 2018

S. Seibel, R. Puffer, A. Schnettler

Influence of Coupling Agents on Partial Discharge and Electrical Breakdown of Syntactic Foams at LNT; IEEE Transactions on applied superconductivity Vol. 28, No. 4, Juni 2018

S. Seibel, R. Puffer

Development of a Setup for Long-Term Investigations of Dielectric Ageing under Liquid Nitrogen; 6. International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE 2018), Athen (GR), 2018

S. Seibel, R. Puffer

Evaluation of influencing factors on the electrical breakdown of syntactic foams at ambient- and liquid nitrogen temperature; VDE Fachtagung Hochspannungstechnik 2018, 12. – 13. November, Berlin (DE), 2018

C. Tappel, T. Frehn, M. Andres, R. Puffer, M. Peters, T. Engel, J. Brüggmann, T. Winkel

A new microtunneling technology for extra-high-voltage power cable installations: Cigré Session, 26. – 31. August, Paris (FR), 2018

K.-D. Weltmann, R. Methling, N. Götte, S. Wetzeler, D. Uhrlandt

Optical Emission Spectroscopy of Ablation-Dominated Arcs during High-Current Phase and around Current Zero; the 22nd International Conference on Gas Discharge and their Applications, Novi Sad (SRB), 2. – 7. September 2018



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unserer Webseite unter:

www.ifht.rwth-aachen.de/forschung



Hochleistungsrechner des IT Centers der RWTH Aachen

Abteilung Nachhaltige Energiesysteme

Abteilungsleiter: Christoph Müller

Die Forschungsabteilung Nachhaltige Energiesysteme arbeitet an der Modellierung, Simulation und Bewertung des europäischen Energiesystems aus der Sicht der Energiemärkte und der Übertragungs- sowie Verteilungsnetze. In diesem Kontext werden die Auswirkungen sowie die sich ergebenden Möglichkeiten und Herausforderungen des Wandels hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung im Zuge der Energiewende untersucht. Dieser Trend erfordert unter Berücksichtigung innovativer Technologien und der Kopplung mehrerer Energiesektoren eine systemische und ganzheitliche Analyse der Rahmenbedingungen und der Auswirkungen auf den Markt und das Netz.

Der Fokus liegt einerseits auf der Simulation und Optimierung zentraler und lokaler Energiemärkte in Deutschland und Europa in Bezug auf die Strom- und Wärmeversorgung, der Untersuchung neuer Marktmechanismen und der Integration der Elektromobilität. Darüber hinaus werden Methoden zur Netzplanung in Übertragungs- und Verteilungsnetzen sowie innovative und automatisierte Betriebsführungskonzepte und dessen Zusammenwirken untersucht.

Aus der Dekarbonisierung des Energiesystems und einem damit einhergehenden Bedarf zur Elektrifizierung anderer Sektoren, wie bspw. dem Wärme-, Gas- oder Verkehrssektor, resultiert ein nicht zu vernachlässigender Einfluss dieser Sektoren auf das deutsche und europäische elektrische Energieversorgungssystem. Aus diesem Grund werden Modelle entwickelt, die explizit solche sektorübergreifenden Abhängigkeiten und Synergien für ein zukünftiges und effizienteres Versorgungssystem auf Quartiers-, Stadt- sowie Gesamtsystemebene abbilden. Die Modelle werden dazu genutzt, einerseits den zukünftigen Betrieb eines Energieversorgungssystems, andererseits den Ausbau von Energieversorgungsstrukturen auf zentraler und dezentraler Ebene unter verschiedenen möglichen Rahmenbedingungen, wie z. B. den vereinbarten Klimazielen, zu optimieren. Im Fokus der Forschungsaktivitäten stehen zudem die Modellierung und Untersuchung von Energiemärkten unter Berücksichtigung des europäischen Stromhandels, die Vermarktungsentscheidungen für virtuelle Kraftwerke, die Vermarktung von Systemdienstleistungen mittels topologischer Kraftwerke sowie lokale Flexibilitätsmärkte im Verteilungsnetz. Hierbei steht

zunehmend die Weiterentwicklung und Umsetzung für den Online-Betrieb, begleitet durch Feldversuche, im Fokus.

Darauf aufbauend werden die Einflüsse auf das Übertragungs- und Verteilungsnetz untersucht. Auf Übertragungsnetzebene wird der Betrieb unter Berücksichtigung der Flexibilität neuer Technologien und Handlungsoptionen nachgebildet. Insbesondere wird die Integration leistungsflusssteuernder Komponenten, wie z. B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und Phasenschieber-Transformatoren (PST), untersucht. Darüber hinaus stehen innovative Betriebsführungskonzepte, z. B. eine (teil-)automatisierte und vermehrt reaktive Netzbetriebsführung, im Fokus der Untersuchung. Die Betriebsführungskonzepte zielen insbesondere auf eine gekoppelte Betrachtung stationärer und dynamischer Untersuchungen ab und werden mittels Echtzeitsimulationen entwickelt, validiert und bewertet. Außerdem werden Methoden für einen ökonomisch, sozioökologisch und technisch optimierten Netzausbau entwickelt und angewandt. In diesem Zusammenhang gilt es, gemäß dem NO-VA-Prinzip eine Netzoptimierung vor Verstärkung und vor Ausbau (NOVA) voranzutreiben, um sowohl für die Zielnetzplanung als auch für einen mehrstufigen Transformationspfad adäquate Lösungen zu finden. Neue Lösungsoptionen, wie z. B. hybride AC-DC-Netzstrukturen und leistungsflusssteuernde Komponenten, werden dabei ebenso berücksichtigt wie konventionelle AC-Ausbaumaßnahmen in bestehenden oder neuen Trassen.

Neue Last- und Erzeugungssituationen, etwa durch die Elektromobilität, Power-to-Heat oder Photovoltaikanlagen, stellen zudem eine Herausforderung für die Verteilungsnetze dar. Für den Netzbetrieb und die Netzplanung kann die im Rahmen der Digitalisierung zunehmende Verfügbarkeit von Messdaten durch Smart Meter in Kombination mit Verfahren zur Zustandsschätzung wertvolle Informationen liefern. Verschiedene Verfahren der Zustandsschätzung zusammen mit Big Data und Bad-Data-Handling ermöglichen neben der Bereitstellung dieser Daten eine ausreichende Qualität und Verfügbarkeit. Hiermit ist eine optimierte Platzierung einer minimal notwendigen Anzahl von Messpunkten im Netz möglich. Die Kombination mit u. a. asymmetrischer Leistungsflussberechnung sowie Prognose- und Optimierungsverfahren ermöglicht eine zentrale sowie dezentrale Betriebsführung von Verteilungsnetzen. Hierbei steht das IFHT im engen Kontakt zur Industrie in aktuellen Auftragsforschungsprojekten und ist maßgeblich bei der

Umsetzung dieser Konzepte beteiligt (z. B. Smart Operator). Ziel ist dabei die Entwicklung von Verfahren basierend auf künstlicher Intelligenz zur Steuerung der Ortsnetze der Zukunft. Eng verknüpft mit der Betriebsführung ist die Zielnetz- und Ausbauplanung zukünftiger Verteilungsnetze unter Berücksichtigung aktiver Netzbetriebsmittel, wie regelbarer Ortsnetztransformatoren und Speicher, aber auch aktiver Betriebsführungskonzepte zur Sicherung einer optimalen Nutzung der technischen Gegebenheiten der Netze. Des Weiteren steht die Optimierung der Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens und der Netzgegebenheiten im Fokus der Untersuchungen.

Die Untersuchungen stützen sich auf selbst entwickelte Methoden und Modelle. Darunter befinden sich Marktsimulations-Modelle und umfangreiche Übertragungs- und Verteilungsnetzsimulationsmodelle (Betriebsführung, Leistungsfluss, Netzausbau) sowie ein Modell zur Simulation von Engpassmanagementmaßnahmen zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz, das mittlerweile bei allen vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Einsatz ist. Die Modelle sind in einer leistungsstarken Toolchain zur Energiesystemanalyse miteinander verzahnt. Der Einsatz von Hochleistungsrechnern erlaubt die Anwendung der Modelle im Rahmen von aufwändigen und zahlreichen Szenarioanalysen. Die Ergebnisse werden anschließend ganzheitlich nach ökonomischen, technischen und ökologischen Gesichtspunkten bewertet und im Testzentrum des IFHT unter Verwendung realer Komponenten und Netze validiert.

In der Forschungsabteilung Nachhaltige Energiesysteme werden eine Vielzahl an nationalen und internationalen Forschungs- und Industrieprojekten bearbeitet. Darüber hinaus fungiert die Abteilung als Partner und Berater der Politik, verschiedener Betreiber elektrischer Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie führender Unternehmen der Energiebranche und -wirtschaft.



Kontakt:

Christoph Müller, M.Sc.
Abteilungsleiter Nachhaltige Energiesysteme
mueller@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90149

Kuratives Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Analyse und Simulation der Potentiale kurativer Maßnahmen in der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze

Mit dem zunehmenden Anteil regenerativer Energieträger an der Stromversorgung sowie dem steigenden internationalen Stromhandel gehen höhere und stärker fluktuierende Leistungsflüsse im elektrischen Übertragungsnetz einher. Um den veränderten Transportaufgaben nachzukommen, sind einerseits Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen notwendig. Andererseits bedarf es einer effizienten Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur und damit innovative Maßnahmen und Konzepte in der Betriebsführung des elektrischen Übertragungsnetzes. Zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums werden in der heutigen Betriebsführung vornehmlich präventive Maßnahmen (vor Fehlerfall) eingesetzt, um ausreichende Sicherheitsmargen für Fehlerfälle vorzuhalten und Ausfallsituationen zu beherrschen. Die Implementierung kurativer Maßnahmen, d.h. eine automatisiert oder manuell durchgeführte Anpassung der Einspeisung der Erzeugungsanlagen oder der Arbeitspunkte schnell regelbarer Betriebsmittel erst im Fehlerfall, erlaubt eine höhere Netzauslastung im Vorfehlerfall. Dies erfordert eine Weiterentwicklung des (n-1)-Sicherheitskriteriums, ermöglicht aufgrund der geringen Fehlerhäufigkeit im Übertragungsnetz aber die Reduktion kostenintensiver präventiver Engpassmanagementmaßnahmen. Zur konzeptionellen Ausgestaltung des kurativen Maßnahmenesatzes bedarf es Untersuchungen, die die Potentiale kurativer Maßnahmen als Ergänzung zum präventiven Engpassmanagement im Übertragungsnetz analysieren. Dafür sind Verfahren erforderlich, die den Einsatz kurativer und präventiver Maßnahmen im Übertragungsnetz simulieren.

Verfahren zur Ermittlung präventiver und kurativer Engpassmanagementmaßnahmen

Das Modell zur Ermittlung präventiver und kurativer Maßnahmen im Übertragungsnetz ist als gemischt-ganzzahliges lineares

Optimierungsproblem (GGLP) formuliert. Es knüpft an eine vorgelagerte Leistungsflussberechnung eines Jahreslaufs auf Basis gegebener Last- und Einspeisezeitreihen sämtlicher Verbraucher und Erzeugungsanlagen an. Zur Ermittlung der Leistungsflussänderungen infolge durchgeführter Engpassmanagementmaßnahmen wird die Leistungsflusssituation im Arbeitspunkt linearisiert und Auslenkungen mithilfe linearer Sensitivitätsfaktoren approximiert. Die berücksichtigten Freiheitsgrade umfassen als marktbezogene Maßnahmen Redispatch-Maßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Speicheranlagen, Einspeisemanagement (Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik) sowie grenzüberschreitender Cross-Border-Redispatch. Als netzbezogene Maßnahmen wird der Einsatz von Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssystemen (HGÜ) sowie von Phasenschieber-Transformatoren (PST) betrachtet. Zur Berücksichtigung intertemporaler Nebenbedingungen der Kraftwerke und Speicher erfolgt eine zeitlich gekoppelte Betrachtung mit einem Optimierungshorizont von 12 Stunden.

Aufgrund der hohen Anzahl möglicher Ausfallkombinationen – bei N_L Leitungen existieren $N_L \cdot (N_L - 1)$ zu beherrschende Situationen pro Zeitpunkt – wird das Verfahren in einen iterativen Prozess eingebettet, der mithilfe einer Ausfallsimulation kritische Ausfallkombinationen prüft und diese als Restriktionen in das Optimierungsproblem aufnimmt. Die Netznebenbedingungen stellen sicher, dass die thermischen Grenzströme zu keinem Zeitpunkt überschritten werden. Während für präventive Maßnahmen pro markt- oder netzbezogenem Freiheitsgrad und Zeitpunkt eine Entscheidungsvariable existiert, bedarf es für kurative Maßnahmen für jede Fehlersituation einer separaten Entscheidungsvariable pro Zeitpunkt und

Freiheitsgrad. Die kurativen Einsatzkosten basieren auf den präventiven Einsatzkosten und der Ausfallwahrscheinlichkeit des Stromkreises. Kurative Maßnahmen werden daher gegenüber präventiven Maßnahmen bevorzugt ausgewählt. Sind für einen Fehlerfall kurative Maßnahmen zugelassen, wird für die kritische Leitung zudem sichergestellt, dass allein mit präventiven Maßnahmen im Grundfall die thermischen Grenzströme eingehalten werden. In Kopplungsnebenbedingungen wird sichergestellt, dass der Einsatz präventiver und kurativer Maßnahmen die Betriebsgrenzen der einzelnen Anlagen nicht verletzt. Weitere Restriktionen erlauben eine Limitierung des Gradienten der summierten kurativen Leistungsänderungen der Erzeugungsanlagen sowie der Arbeitspunktanpassungen von HGÜ-Systemen und PST, um kurzzeitige Leistungsgradienten nach Fehlereintritt zu begrenzen.

Exemplarischer Anwendungsfall und Parametrierung

Das Verfahren zur Ermittlung präventiver und kurativer Engpassmanagementmaßnahmen wird exemplarisch auf ein Szenario des Jahres 2030 angewendet. Das energiewirtschaftliche Szenario basiert auf dem bestätigten Szenario 2030B des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) sowie dem Szenario „Sustainable Transition 2030“ des europäischen Ten Year Network Development Plans (TYNDP). Die daraus unter Anwendung der IFHT-Toolchain resultierenden Last- und Einspeisezeitreihen werden mit einem detaillierten Modell des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes verknüpft. Das Modell besteht aus der Höchstspannungsebene in Europa sowie zusätzlich unterlagerten Hochspannungsnetzen in Deutschland und Nachbarländern. In Deutschland wird ein um fünf Jahre verzögerter Netzausbau unterstellt.

Da das Verfahren exemplarisch auf das deutsche Übertragungsnetz angewendet wird, resultieren daraus fünf HGÜ-Systeme und sieben PST-Standorte, die im Rahmen des Engpassmanagement als netzbezogene Maßnahmen zur Verfügung stehen. Als Referenz für den Einfluss kurativer Maßnahmen dient der Basisfall A_0 , in dem das Engpassmanagement rein präventiv erfolgt. In den folgenden Untersuchungen wird die Möglichkeit kurativer Maßnahmen mit Offshore-Windparks (17 GW installierte Leistung) und Pumpspeichern (7 GW installierte Leistung) sowie HGÜ-Systemen und PST zugelassen. Die kurativen Freiheitsgrade werden dabei zwischen den Fällen A_1 (vollständig), A_2 (nur Offshore und Speicher) und A_3 (nur HGÜ und PST) variiert.

Einfluss kurativer Maßnahmen auf den präventiven Engpassmanagementbedarf

Abbildung 1 zeigt den Umfang präventiver Maßnahmen zur Behebung der Netzengpässe in den dargestellten Fällen. Die Möglichkeit zusätzlicher kurativer Maßnahmen führt zu einer Reduktion des präventiven Redispatch-Volumens um 81,7 %, falls sämtliche kurative Freiheitsgrade zugelassen werden (A_1). Werden nur markt- (A_2) oder nur netzbezogene (A_3) kurative Maßnahmen betrachtet, beträgt die Reduktion präventiver Maßnahmen 58,6 % respektive 54,5 %.

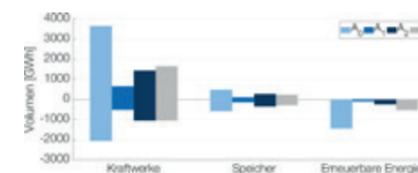


Abbildung 1: Präventives Redispatch-Volumen in den Referenzfällen.

Ohne Limitierung der kurativen Anpassungen sind die Ergebnisse von sehr hohen Leistungsgradienten im Fehlerfall geprägt. Abbildung 2 zeigt einen Vergleich der Arbeitspunkte der HGÜ-Systeme (2000 MW Nennleistung) und PST (± 32 Stufenstellungen) nach präventiven sowie nach zusätzlichen kurativen Maßnahmen. Kurative Maßnahmen decken den gesam-

ten HGÜ- und PST-Betriebsbereich ab und führen somit zu starken kurzfristigen Strom- und Spannungsänderungen. Da dies einen erheblichen Einfluss auf die Systemstabilität hat und hohe Anforderungen an die Redundanz und Zuverlässigkeit der kommunikationstechnischen Anbindung der Komponenten stellt, wird der Einfluss einer Limitierung kurativer Anpassungen untersucht.

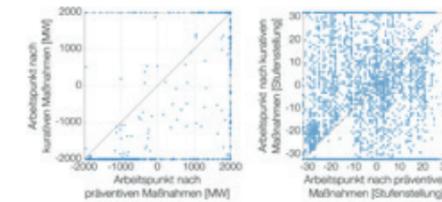


Abbildung 2: Vergleich der präventiven und kurativen Arbeitspunkte von HGÜ-Systemen (links) und PST (rechts) im Fall A_1 .

Begrenzung kurativer Anpassungen

Aufbauend auf den Fällen A_1 und A_3 , werden exemplarisch die summierten kurativen Leistungsänderungen aller Erzeugungseinheiten sowie HGÜ-Systeme auf 1000 MW in den Fällen B_1 und B_3 sowie auf 500 MW in den Fällen B_2 und B_4 limitiert. Analog werden die kurativen PST-Stufungen auf den halben (B_1, B_3) respektive auf ein Viertel des Stellbereichs (B_2, B_4) begrenzt. Abbildung 3 zeigt die daraus resultierenden Auswirkungen auf den präventiven Engpassmanagementbedarf. Eine Beschränkung kurativer Anpassungen limitiert die Potentiale zur Reduktion kostenintensiver präventiver Maßnahmen erheblich. Abbildung 4 zeigt den dazugehörigen Vergleich der Arbeitspunkte der HGÜ-Systeme sowie PST und visualisiert die begrenzte kurative Anpassung.

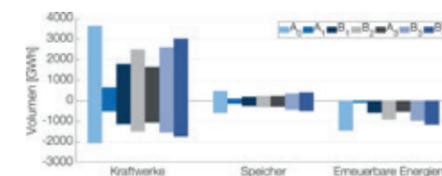


Abbildung 3: Präventives Redispatch-Volumen in den Referenzfällen und mit Limitierung kurativer Anpassungen.

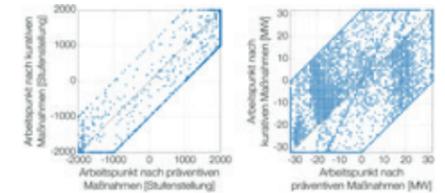


Abbildung 4: Vergleich der präventiven und kurativen Arbeitspunkte von HGÜ-Systemen (links) und PST (rechts) im Fall B_3 .

Fazit und Ausblick

Die Simulationsergebnisse zeigen die theoretischen Potentiale kurativer Engpassmanagementmaßnahmen zur Reduktion präventiver Maßnahmen auf. Ohne eine Begrenzung kurativer Anpassungen sind die Potentiale erheblich, erfordern aber hohe kurzfristige Leistungsänderungen im Fehlerfall. Mit einer Limitierung kurativer Anpassungen geht eine signifikante Erhöhung präventiver Maßnahmen einher. Für eine praktische Umsetzung kurativer Maßnahmen in der Betriebsführung sind zudem weitere Aspekte zu beachten, die im Rahmen dieser Untersuchungen nicht betrachtet wurden (u. a. Steuerbarkeit der Komponenten, Koordination mit Schutzsystemen, Stabilitätsbetrachtungen) und die theoretischen Potentiale reduzieren. Zukünftige Untersuchungen fokussieren daher eine Verknüpfung der stationären Optimierung mit dynamischen Stabilitätsanalysen.



Kontakt:

André Hoffrichter, M.Sc.
+49 241 80-94958
hoffrichter@ifht.rwth-aachen.de

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)

Theoretische Potentiale von Freileitungsmonitoring (FLM) im Engpassmanagement

Hintergrund

Der steigende Energiebedarf, vermehrter internationaler Stromhandel und eine zunehmende Integration erneuerbarer Energien bedingen sowohl den Ausbau als auch den innovativen Betrieb des Übertragungsnetzes. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) oder Freileitungsmonitoring (FLM) sind vielversprechende Betriebskonzepte zur besseren Ausnutzung der Übertragungskapazität von Freileitungen durch witterungsabhängige Stromgrenzwerte. Mit der Aufgabe, eine sichere und wirtschaftliche Stromübertragung zu gewährleisten, gelten Leiter als eine der wichtigsten Komponenten elektrischer Netze. Sie machen bis zu 50 % der Investitionskosten des Netzes aus. Die Wahl des richtigen Leitermaterials, der Struktur und des Querschnitts stellt daher immer einen Kompromiss zwischen den mechanischen, thermischen und elektrischen Eigenschaften des Leiters und den wirtschaftlichen Aspekten wie Betriebs- oder Investitionskosten dar. Die Stromübertragung für große Mengen an elektrischer Energie erfolgt in der Regel über Freileitungen der Höchstspannungsebene. Eine Freileitung wird hauptsächlich durch den Betriebsstrom begrenzt, der zu einer thermischen Ausdehnung des Leiters führt, die oberhalb einer materialspezifischen Temperatur zu einer Verringerung der mechanischen Festigkeit und damit zu einem erhöhten Durchhang des Leiters führt. Um den minimalen Abstand zwischen Leiter und Erde einzuhalten, darf der maximale Strom während des Betriebs nicht überschritten werden. Die Strombelastbarkeit von Freileitungen wird demnach vor allem durch die maximale thermische Beanspruchung begrenzt, die in Bezug auf eine statische Bemessung basierend auf der sog. Hochsommerwetterlage definiert ist. Dies entspricht einer Worst-Case-Abschätzung mit minimaler Kühlung der Freileitung auf Grundlage der Umweltbedingungen. In den meisten Fällen gibt es jedoch ungenutzte Reserven zwischen den durch statische Bemessungswerte definierten Grenzen und den Grenzen unter Berücksichtigung der realen Wetterbedingungen am Leiter.

Im Folgenden wird eine Methodik zur Erstellung und Zuordnung von witterungsabhängigen Stromgrenzwerten zu Freileitungen vorgestellt. Der Einfluss dieser dynamischen Grenzwerte wird anschließend im Rahmen einer Engpassmanagementsimulation des deutschen Übertragungsnetzes quantifiziert.

Methodischer Ansatz zur Abbildung von FLM im Rahmen einer Engpassmanagementsimulation

Das Ziel der präsentierten Methodik ist die Bestimmung zeitlich aufgelöster und betriebsmittelscharfer Stromgrenzwerte von Freileitungen durch die Nutzung lokaler Wetterdaten. Dabei wird ein Modell

des Studienkomitees B2 Overhead Lines der Cigré basierend auf den Technischen Broschüren TB 207 und TB 601 zur thermischen Modellierung und Stromtragfähigkeit von Freileitungen verwendet. Dieses Modell erlaubt die Berechnung von witterungsabhängigen Stromgrenzwerten unter Berücksichtigung der lokalen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung am Leiterseil sowie der Stromgrenzwerte bei Hochsommerwetterlage. Das Prinzip der Methodik sieht vor, diejenige Kombination aus Wetterdaten (Temperatur, Wind, Globalstrahlung) entlang einer Freileitung zu identifizieren, die zum geringsten witterungsabhängigen Stromgrenzwert führt. Zunächst wird dabei für jede betrachtete Freileitung geprüft, ob es sich um eine bestehende und bereits gebaute Freileitung handelt, bei der der exakte Trassenverlauf bekannt ist, oder ob es sich um eine geplante Strecke handelt, bei der nur die anzuschließenden Stationen vorliegen. Bei bestehenden Freileitungen mit gegebenen Positionen von Strommasten können die Wetterdaten direkt den Koordinaten der Masten zugeordnet werden. Jedem Mast wird der nächstgelegene Wetterdatensatz bestehend aus Temperatur, Wind und Globalstrahlung zugeordnet. Im Falle geplanter Leitungen wird ein virtuelles Raster aus Maststandorten zwischen den beiden Stationen innerhalb eines elliptischen Bereichs aufgespannt.

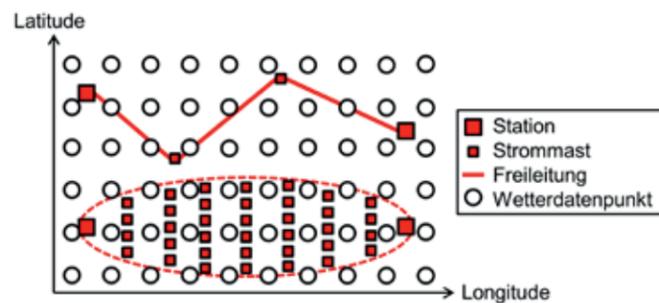


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Zuordnungsmethodik von Wetterdaten für bestehende und geplante Freileitungen

Mit diesem Verfahren soll der mögliche Trassenverlauf der Freileitung bestmöglich abgeschätzt werden. Analog zum ersten Fall hinsichtlich Bestandsleitungen wird jedem virtuellen Mast der nächstgelegene Wetterdatensatz zugeordnet. Die entsprechende Vorgehensweise für beide Optionen ist exemplarisch in Abbildung 1 dargestellt. Anschließend wird für jeden Wetterdatensatz ein witterungsabhängiger Stromgrenzwert gemäß Cigré-Modell bestimmt, um das Minimum dieser Werte entlang der Leitung zu

identifizieren. Dabei gilt jedoch, dass der gewählte Stromgrenzwert aus netzdynamischen Gründen nicht höher sein darf als 3.600 A.

Exemplarische Ergebnisse

Für die nachfolgend dargestellten Ergebnisse wurde die vorgeschlagene FLM-Methodik auf ein gegebenes energiewirtschaftliches Szenario des Jahres 2025 angewendet. Das zugrundeliegende Netzmodell entspricht dem Ausbauzustand entsprechend Energieleitungsausbau- (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Dabei wurde eine zweijährige Verzögerung aller bis 2025 geplanten Maßnahmen unterstellt. Zur Bewertung des theoretischen Potentials von FLM wird die vorgestellte Methodik auf alle 380 kV Freileitungen des deutschen Übertragungsnetzes angewendet („FLM Basis“) und im Rahmen einer Redispatch-Simulation über ein stündlich aufgelöstes Jahr mit einem Referenzszenario ohne FLM („Kein FLM“) verglichen. Darüber hinaus wird hinsichtlich der vorgestellten FLM-Methodik eine Worst-Case-Abschätzung der verwendeten Wetterdaten („FLM Sensitivität“) betrachtet. Im Rahmen dieser Sensitivität wird eine konstante, minimale Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s (entspricht der Hochsommerwetterlage) angenommen. Darüber hinaus werden die aus den Wetterdaten herangezogenen Temperaturwerte konstant mit +5 °C beaufschlagt. Die drei betrachteten Szenarien werden in Abbildung 2 anhand der relativen Stromgrenzwerterhöhungen, absoluten Strombelastbarkeiten und des resultierenden Redispatch-Volumens zur Behebung aller Engpässe im deutschen Übertragungsnetz verglichen. Die dargestellten „Dauerlinien“ enthalten jeweils für jede betrachtete Freileitung und jede Netzsituation einen Wert. Die relativen Stromgrenzwerte betragen für das Referenzszenario „Kein FLM“ per Definition 100 % und sind daher nicht in der Abbildung enthalten. Die vorgestellte FLM-Methodik führt für beide betrachteten Sensitivitäten zu einer relativen Grenzwerterhöhung für etwa 50 % aller Freileitungen und Netzsituationen. Die absoluten Strombelastbarkeiten sind für alle Untersuchungen auf 3.600 A

begrenzt. Die Anzahl an Freileitungen und Netzsituationen, in denen Freileitungen mit diesem witterunabhängigen maximalen Strom betrieben werden können, steigt durch FLM selbst für die Worst-Case-Abschätzung der herangezogenen Wetterdaten stark an.

Die erhebliche Reduktion des Redispatch-Volumens ist vor allem dadurch zu erklären, dass nahezu alle betrachteten 380 kV Freileitungen in fast jeder Netzsituation eine um mindestens 15 – 20 % erhöhte Übertragungskapazität aufweisen. Dies liegt vor allem daran, dass die Hochsommerwetterlage bei der keine zusätzliche Strombelastbarkeit über den Stromgrenzwert hinaus zulässig ist, nur äußerst selten auftritt in Deutschland.

Das durch die Methodik größere Potential zur höheren Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazität führt allerdings zu einer Verringerung der Sicherheitsmargen und des Abstands zu Stabilitätsgrenzen. Der flächendeckende Betrieb von Freileitungen an der technischen Grenze von 3.600 A kann unter Umständen im Fehlerfall, beispielsweise durch den Ausfall einer HGÜ, zu Verletzungen der Spannungs- und transienten Stabilität führen.

Des Weiteren muss überprüft werden, ob das Schutzkonzept des Übertragungssystems für die erhöhten Leistungsflüsse durch FLM ausgelegt ist und weiterhin zu jeder Zeit zwischen Betriebs- und Fehlerströmen unterschieden werden kann. Die netzdynamischen Auswirkungen hinsichtlich der Systemstabilität sowie die Auswirkungen auf die Schutzsysteme des Übertragungsnetzes sind nicht Gegenstand der Untersuchungen, jedoch für eine sachgerechte Abschätzung des Potentials von FLM erforderlich.



Kontakt:

Maximilian Schneider, M.Sc.
+49 241 80-93052
schneider@ifht.rwth-aachen.de

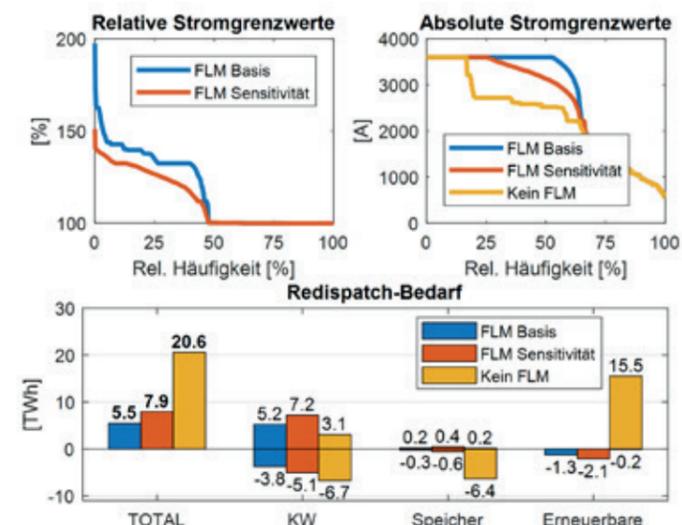


Abbildung 2: Auswertung der Auswirkungen von FLM

InnoSys 2030

Innovationen in der Systemführung bis 2030

Die zunehmende Durchdringung erneuerbarer Energien und Verzögerungen in der Umsetzung des Netzausbaus führen seit Jahren zu steigenden Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen im Übertragungsnetz.

Seitens der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurde daher ein Forschungsprojekt zur Untersuchung von Maßnahmen und Systemführungskonzepten zur effizienteren Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur initiiert. Durch den systemweiten, koordinierten Einsatz von Flexibilitätspotentialen von Netznutzern und Speichern sowie von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (u. a. Phasenschieber-Transformatoren), kurativen Maßnahmen und durch einen höheren Automatisierungsgrad in der Systemführung soll eine Erhöhung der Netzauslastung bei gleichbleibend hoher System- und Netzsicherheit ermöglicht werden. Hierzu bedarf es nicht nur neuer Netztechnik (Primärtechnik), sondern auch innovativer Maßnahmen und Methoden für die operative Systemführung einschließlich Datenübertragung sowie Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).

Zu Beginn des Forschungsprojektes erfolgt eine strukturierte Aufarbeitung, Analyse und Bewertung der in Wissenschaft und Politik sowie bei den Netzbetreibern diskutierten innovativen Maßnahmen zur Höherauslastung des Netzes unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Kriterien sowie der IT- und Systemsicherheit. Auf dieser Basis werden neue, praxistaugliche Maßnahmen für die operative System- und Netzführung unter Einbeziehung sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilungsnetze hergeleitet. Nach Vorauswahl, Konzeptionierung und Tool-Entwicklung werden die Maßnahmen in (Echtzeit-) Simulationsumgebungen, Demonstratoren, bis hin zum Feldtest in Leitwarten beteiligter Netzbetreiber erprobt. Abschließend werden die Ergebnisse einer Gesamtbewertung unterzogen und ein möglicher Umsetzungsplan erarbeitet.

Das IFHT entwickelt in diesem Rahmen eine hybride Simulationsumgebung für stationäre und dynamische Netzberechnungen zur Ableitung präventiver und kurativer Maßnahmen für den Systembetrieb. Hierzu werden geeignete, u. a. (teil-)automatisierte Maßnahmen für den optimierten Einsatz markt- und netzseitiger Flexibilitäten im Normalbetrieb, zur kurativen Entlastung sowie zur Stabilisierung des Netzes im Störfall konzipiert und in geeignete Betriebsführungstools überführt. Durch die Kopplung der entwickelten Systemführungstools mit einer echtzeitfähigen Netzbetriebssimulation kann die Wirkungsweise der Systemführungstools analysiert und bewertet werden. Zudem wird eine Schnittstelle für die Kopplung der stationären und dynamischen Simulationsumgebung mit einer realitätsnahen

Leitwartenumgebung geschaffen, um die Praxistauglichkeit der entwickelten Systemführungstools im Realbetrieb zu demonstrieren. Darüber hinaus wird analysiert, welche Risiken sich durch den Einsatz neuer IKT-angebundener Technologien ergeben. Vor diesem Hintergrund werden die neuen Systemführungstools hinsichtlich ihrer IT-Sicherheit bewertet, die Auswirkungen von IT-Angriffen für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung abgeschätzt und Methoden zur Angriffserkennung entwickelt.

Das Verbundvorhaben InnoSys 2030 wird unter dem Förderkennzeichen 0350036C über das PTJ im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Seitens der Netzbetreiber sind TenneT, Amprion, TransnetBW, 50 Hertz, Avacon, MITNETZ, Netze BW, Westnetz und EWE Netz (assoziiert) im Konsortium vertreten. Partner aus der Forschung sind Fraunhofer FKIE, Fraunhofer IEE, RWTH Aachen, FAU Erlangen-Nürnberg, Technische Universität Dortmund und Technische Universität Ilmenau. Als Industriepartner sind die PSI und die SIEMENS vertreten.



Projektkronym:

InnoSys 2030

Laufzeit:

Okt. 2018 – Sep. 2021

Kernprojektpartner:

TenneT, Amprion, TransnetBW, 50Hertz, Avacon, MITNETZ, Netze BW, Westnetz, EWE Netz (assoziiert), Fraunhofer FKIE, Fraunhofer IEE, RWTH Aachen, FAU Erlangen-Nürnberg, Technische Universität Dortmund, Technische Universität Ilmenau, PSI Software AG, Siemens AG

Kontakt:

André Hoffrichter, M.Sc.
+49 241 80-94958
hoffrichter@ifht.rwth-aachen.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Flow-Based Market Coupling im europäischen Strommarkt

Analyse der Parametrierung und Modellierung im Rahmen von Strommarktsimulationen

Hintergrund

Der internationale Stromhandel ist von zentraler Bedeutung für den Ausbau erneuerbarer Energien, da er eine flexible Nutzung volatiler Stromerzeugung ermöglicht und entsprechende Investitionsanreize schafft. Durch die angestrebte effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage resultiert das Potenzial, die Kosten der Stromerzeugung zu senken. Die Verstärkung des Handels und das Zusammenwachsen der nationalen Strommärkte ist daher ein zentrales Anliegen der europäischen Energiepolitik. Dabei müssen allerdings die technischen Restriktionen des europäischen Stromnetzes stets beachtet werden. Vor diesem Hintergrund wurde 2015 in Central Western Europe das Flow-Based-Market-Coupling (FBMC) als lastflussbasierte Form der Marktkopplung im Day-ahead-Markt eingeführt. Anders als im bisherigen Verfahren auf Basis von Available Transfer Capacities (ATC) ist die teilweise leitungsscharfe Abbildung des Übertragungsnetzes. Eine Ausweitung des FBMC auf Central-Eastern-Europe ist für 2019 geplant.

Idee des Flow-Based Market Coupling

Flow-Based Market Coupling basiert auf der Betrachtung kritischer Ausfallkombinationen (CBCO, engl. Critical Branch Critical Outages) im (n-1)-Fall im Übertragungsnetz. Die Belastung durch den internationalen Stromhandel auf den CBCO wird über eine lineare Sensitivität als zonale Power Transfer Distribution Factors

(PTDF) approximiert. Diese ergeben sich durch Multiplikation nodaler PTDF mit Generation Shift Keys (GSK), welche eine Verteilung preiselastischer Erzeugung auf nodaler Ebene innerhalb eines Marktgebietes angeben. Außerdem müssen die für den internationalen Stromhandel verfügbaren Transportkapazitäten auf den CBCO anhand der thermischen Leitungskapazität abzüglich einer Leitungsvorbelastung bestimmt werden. Diese ergibt sich zum einen aus Lastflüssen, die nicht durch den internationalen Stromhandel verursacht sind, sondern als Ring- und Transitflüsse auftreten. Zum anderen beinhaltet die Leitungsvorbelastung eine Sicherheitsmarge. Die resultierenden Kapazitäten werden als Remaining Availability Margin (RAM) bezeichnet.

Anwendung in Strommarktsimulationen

Anders als im operativen Betrieb, bei dem die Auswahl kritischer CBCO über die Day-2 Congestion Forecast auf Grundlage aktueller Markt- und Netzauslastungsprognosen ermittelt wird, muss die Auswahl der CBCO in planerischen Simulationen über ein approximiertes Referenzszenario erfolgen. Dieses wird als Base Case bezeichnet. Hieraus ergibt sich allerdings ein Zirkelproblem, da die vollständigen Parameter erst nach dem Base Case bekannt sind. Am Institut für Hochspannungstechnik wurde eine zweistufige Methodik entwickelt, um den Base Case zu ermitteln, welche in Abbildung 1 dargestellt ist.

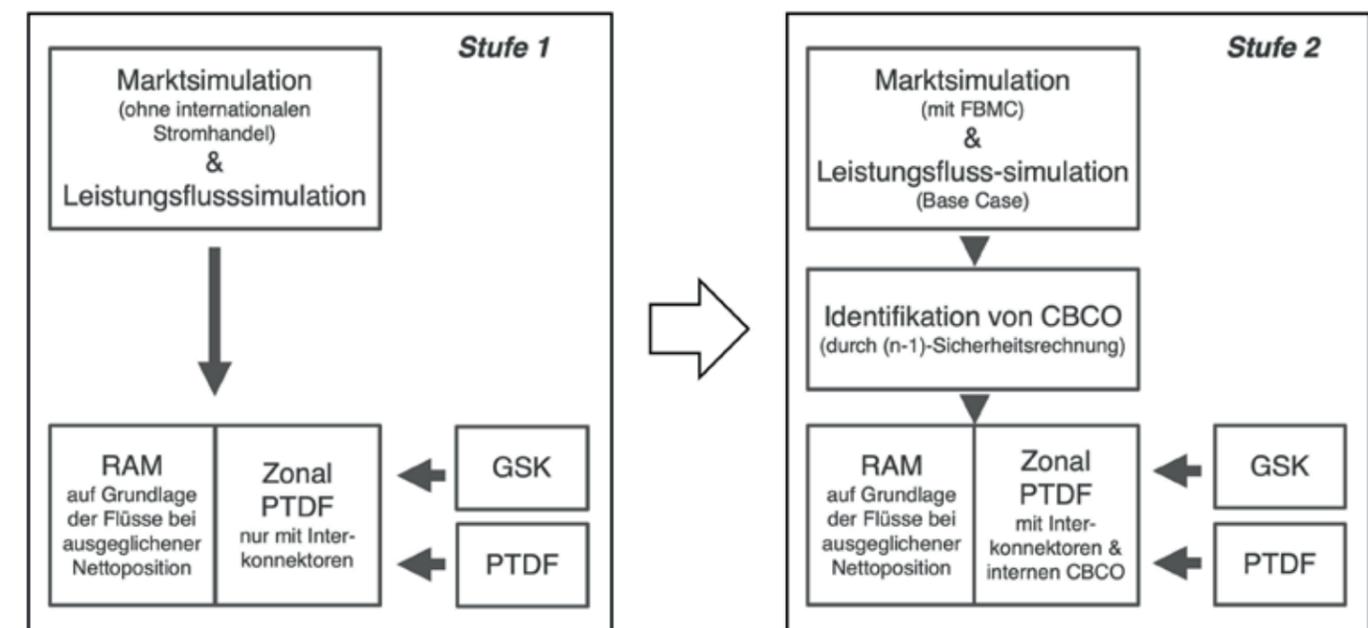


Abbildung 1: Zweistufiges Verfahren zur Bestimmung der FBMC-Parameter

In der ersten Stufe wird dabei eine Marktsimulation ohne Handelskapazitäten und darauf aufbauend ein Leistungsfluss berechnet. Die resultierenden Flüsse werden als Vorbelastung der Leitungen betrachtet. Damit werden initiale FBMC-Parameter berechnet, wobei als kritisch an dieser Stelle nur grenzüberschreitende Leitungen betrachtet werden. In der zweiten Stufe wird der Base-Case berechnet. Dazu wird eine Marktsimulation mit den initialen FBMC-Parametern und eine Leistungsflussberechnung durchgeführt. Auf Grundlage dessen werden die weiteren kritischen CBCO ermittelt. Dabei handelt es sich um Netzelemente mit einer hohen Auslastung im (n-1)-Zustand. Auf dieser Basis werden die finalen FBMC-Parameter berechnet.

Die Schnittstelle zu den am Institut entwickelten Strommarktsimulationen ermöglicht die blockscharfe Durchführung von europaweiten Kraftwerks- und Speichereinsatzplanungen unter Abbildung des FBMC als Marktkopplungsalgorithmus. Je nach Detailgrad kann dabei die Einsatzplanung zeitlich ungekoppelt oder mit zeitlicher Kopplung als lineares oder gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem formuliert werden. Die Marktkopplung ist dabei analog zum EUPHEMIA-Algorithmus am Spotmarkt modelliert. Marktgebiete, die nicht zum FBMC-Gebiet gehören, aber am europäischen Strombinnenmarkt teilnehmen, werden in den Simulationen mittels ATC-Verfahren gekoppelt. Zum einen können Untersuchungen zum Kraftwerkseinsatz zeigen, welche Technologien und Marktgebiete vom internationalen Stromhandel besonders profitieren. Zum anderen können Bewertungen bzgl. des beschränkenden Einflusses einzelner Leitungen im Übertragungsnetz auf den internationalen Stromhandel durchgeführt werden. Dazu wird beispielsweise analysiert, wie häufig bestimmte CBCO Handelspositionen im Marktkopplungsalgorithmus

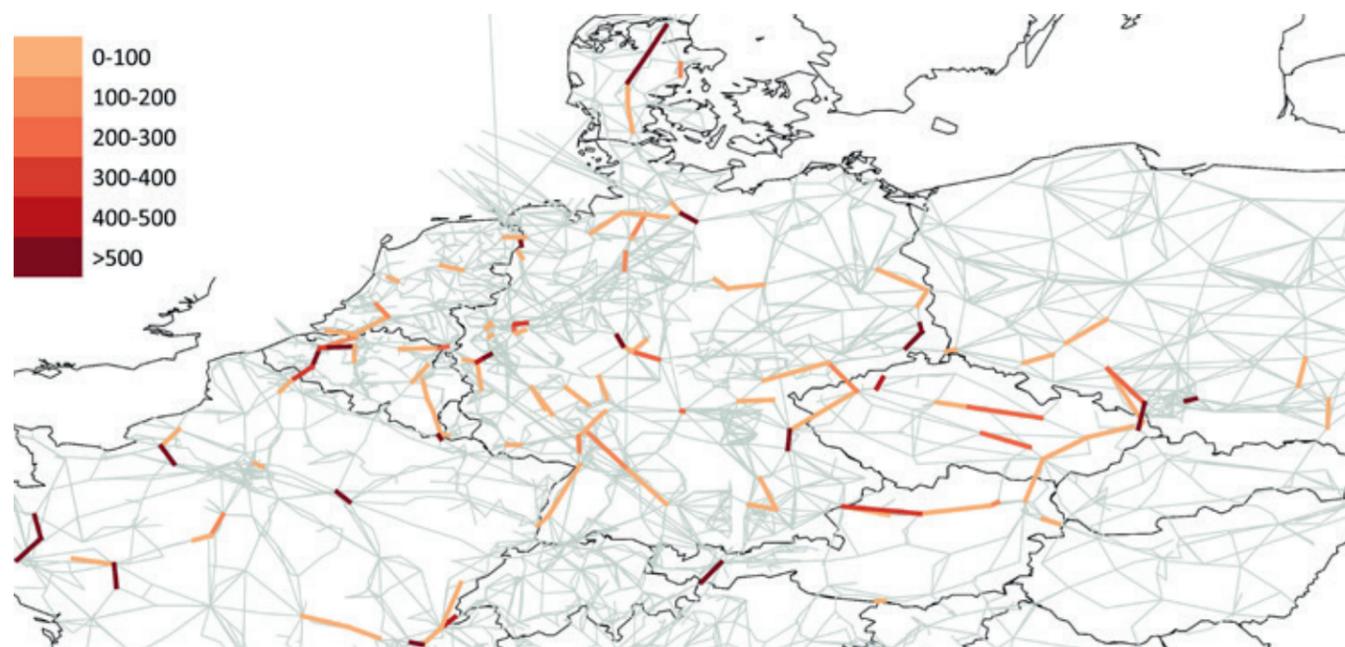


Abbildung 2: Lage und Häufigkeit von sich einschränkend verhaltenden CBCO im Market Coupling in einer Jahressimulation

begrenzen (siehe Abbildung 2). Neben der topologischen Wirkung der Zonen-PTDF hängt die Frage, ob eine Leitung in einer Stunde die Marktkopplung einschränkt, von der zur Verfügung gestellten Handelskapazität ab.

Aktuelle Fragestellungen

Bislang weist die Parametrierung des FBMC noch einige Freiheitsgrade auf. Mit dem EU-Winterpaket 2016 („Clean Energy for All Europeans“) wurde eine Diskussion zur Standardisierung der Parametrierung des FBMC vorangetrieben. Es bedarf dazu sowohl einer Definition der genauen methodischen Umsetzung sowie einer quantitativen Festlegung der Eingangsparameter. Diese können großen Einfluss auf die resultierenden Handelskapazitäten und damit auf das gesamte Handelsvolumen, die Handelsbilanzen einzelner Marktgebiete sowie die Erzeugungsstruktur haben. Zur gesamtsystemischen Bewertung wird mittels Leistungsflussrechnungen die Netzauslastung und damit verbunden der Bedarf von Einspeisemanagement bestimmt. Weiterer Forschungsbedarf ergibt sich aus der Integration von innovativen Technologien im Übertragungsnetz wie Hochspannungsgleichstromübertragung oder Phasenschiebertransformatoren ins FBMC.



Kontakt:

Lothar Wyrwoll, M.Sc.
+49 241 80-93047
wyrwoll@ifht.rwth-aachen.de

Engpässe im Übertragungsnetz

Kurzfristprognose von Engpasssituationen im deutschen- und französischen Übertragungsnetz

Strukturelle Veränderungen des europäischen Energiesystems, getrieben durch die steigende Durchdringung erneuerbarer Energien und die sukzessive Abschaltung konventioneller Kraftwerke, führen insbesondere in Deutschland zu Engpässen im Übertragungsnetz. Aufgrund des verzögerten Ausbaus notwendiger Leitungen, führt dies zu einer drastischen Steigerung des präventiven Engpassmanagements in den letzten Jahren. Gemeinsam mit der EPEX Spot wurden im Rahmen des Projekts „EPEX-TG-Congestions-2020“ die kurzfristigen Herausforderungen (2020) im Engpassmanagement mit dem Fokus auf das deutsche- und das französische Übertragungsnetz untersucht. Im Fokus lag dabei insbesondere die geographische Verteilung und die Häufigkeit solcher Engpässe. Die Robustheit der Projektergebnisse wurde über Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Unsicherheiten der bis 2020 prognostizierten Leitungsneubauten untersucht. Ebenso wurde der Einfluss eines politisch motivierten teilweisen Kohleausstiegs bewertet. Neben der Analyse der Herausforderungen für das Engpassmanagement wurden darüber hinaus die Auswirkungen für den Strommarkt untersucht.

Modellierungsansatz

Die Durchführung der Simulationen erfolgte über die IFHT-Toolchain, die den Workflow des aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmens detailliert abbildet. Dies erlaubt eine räumlich und zeitlich hochaufgelöste Simulation von Lastzeitreihen und Einspeisezeitreihen dezentraler Erzeugungstechnologien. Anschließend erfolgte eine blockscharfe Kraftwerkseinsatzplanung für alle Erzeugungskapazitäten größer 10 MW im europäischen Verbundsystem. Die resultierenden Knotenein- und -auspeisungen bildeten die Grundlage für AC-Leistungsflussrechnungen. Dabei wurden Leistungsflüsse im europäischen

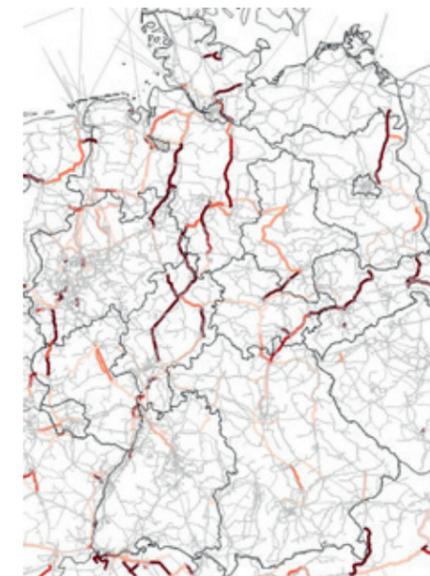


Abbildung 1: (n-1)-Engpässe im deutschen Übertragungsnetz in 2020

Übertragungsnetz sowie in unterlagerten Netzebenen in Deutschland und Anrainern (zwischen 63 kV und 110 kV) berechnet und ausgewertet.

Engpassindikatoren

Als Engpassindikator wurden hierbei Leitungsüberlastungen im n-1 Fall herangezogen, die mit der jeweiligen Leitungslänge gewichtet wurden. Strukturelle Engpässe, die in naher Zukunft zu erwarten sind, konnten für Deutschland und Frankreich identifiziert werden. Neben der leitungs-scharfen Allokation wurde eine bundesland- bzw. regionsscharfe Aggregation der Engpassindikatoren durchgeführt. Der zu erwartende Leitungsneubau in naher Zukunft kann den Zuwachs an EE-Leistung voraussichtlich nicht überkompensieren, sodass weiterhin mit steigenden Redispatch-Mengen zu rechnen ist. Ein (teilweiser) Kohleausstieg hat einen geringen steigernden Effekt auf Großhandelsstrompreise. Durch die Abschaltung der ältesten Kraftwerke, erfolgt ein Kraftwerksrückbau vor allem in rheinischen Revier. Trotz einer

marginalen Steigerung von Überlastungen im Übertragungsnetz, hat diese ordnungspolitische Maßnahme im Vergleich zu ausbleibenden Leitungsausbaumaßnahmen aber nur einen untergeordneten Einfluss.



Projektkronym:

EPEX-TG-Congestions-2020

Laufzeit:

Dez. 2017 – Sep. 2018

Kernprojektpartner:

EPEX Spot

Kontakt:

Moritz Nobis, M.Sc.
+49 241 80-93040
nobis@ifht.rwth-aachen.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

SwarmGrid

Sicherer Betrieb von Energienetzen durch Nutzerschwarmsystemdienstleistungen

Aufgrund einer steigenden Anzahl dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) in Verteilungsnetzen sowie durch die in Zukunft sinkende Anzahl konventioneller Großkraftwerke, gewinnen die unterlagerten Spannungsebenen sowie der Betrieb der dort verorteten DEA zunehmend an Bedeutung für die Systemstabilität. Im Fokus von SwarmGrid stand daher einerseits die Entwicklung von Modellen zur Stabilitätsanalyse des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung der Verteilungsnetze. Ein weiteres Projektziel war die Nutzbarmachung von DEA für einen netzdienlichen Einsatz innerhalb der Verteilungsnetze sowie für vorgelagerte Netzebenen. Dies wurde im Projekt durch zwei verschiedene Ansätze realisiert, welche den Betrieb der DEA und steuerbaren Netzbetriebsmittel in „Schwärmen“ koordinieren. Der am IFHT entwickelte „zentrale Schwarmansatz“ basiert auf Optimierungsmodellen, während der dezentral koordinierende Ansatz auf Basis von Kommunikation innerhalb des Schwarms ein selbst-regelndes, autarkes Verhalten aufweist. Ergänzend wurden eine Auslegung der benötigten Kommunikationsinfrastruktur sowie erforderliche regulatorische Prozessanpassungen erarbeitet. Die von den Projektpartnern geschaffenen Modelle und Tools erlauben dabei die Analyse vielfältiger Aspekte eines regenerativ geprägten Energieversorgungssystems. Abbildung 1 gibt einen Überblick zu entwickelten Modelle und Schnittstellen.

Zur Identifikation systemischer Herausforderungen innerhalb der Übertragungs- und Verteilungsnetze erfolgte zunächst die Entwicklung eines Simulationsmodells, das alle Spannungsebenen in Deutschland flächendeckend abbildet. Das europäische Übertragungsnetzmodell des IFHT wurde mithilfe von Open Street Map um die 110kV-Ebene in Deutschland erweitert. Durch Kenntnis der HS/MS-Stationen wurden diesen Stationen umliegende Regionen zugeordnet und die unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetze flächendeckend für Deutschland synthetisch modelliert.

Auf Basis der IFHT-Toolchain (vgl. Kapitel Infrastruktur und Tools) wurde der gewählte Szenariorahmen bestehend aus zentralen und dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen modelliert. Für die nachfolgenden Stabilitätsuntersuchungen wurden auftretende Engpasssituationen auf Übertragungsebene durch Redispatch-Maßnahmen aufgelöst. Grundlage zur Berechnung der Vorfelersituation war die Lastflussberechnung aller unterlagerten Verteilungsnetze, sodass in den Übertragungsnetz-Simulationen der Blindleistungsbedarf unterlagerter Verteilungsnetze berücksichtigt wurde. Zur Quantifizierung des Einflusses der Systemdynamik von Verteilungsnetzen auf die Bewertung der Systemstabilität im Übertragungsnetz wurde ein Verfahren entwickelt, welches das

dynamische Verhalten der Verteilungsnetze mittels „Äquivalenzmodellen“ abbildet. Anhand von im IFHT-Testzentrum validierten dynamischen Einzelkomponentenmodellen wurden generische Komponentenmodelle erstellt, die in einer niedrigdimensionalen Grey-Box Struktur auf Basis der individuellen Parameter der Verteilungsnetze in Äquivalenzmodelle überführt werden können. Solche dedizierten Grey-Box-Modelle wurden für alle 110 kV-Knoten in Deutschland generiert. Für das gewählte Szenario zeigte sich, dass hohe installierte DEA-Leistungen die Modellierung des dynamischen Verhaltens dieser Anlagen erfordern.

Ein weiterer elementarer Bestandteil des SwarmGrid-Konzepts ist die Simulationsumgebung zur Abbildung des Nutzerverhaltens und stationärer Netzzustände in Verteilungsnetzen, innerhalb welcher der „zentrale“ Schwarmansatz abgebildet ist. Die geschaffene Umgebung ist für alle Verteilungsnetze in der Lage, das Verhalten von DEA und Verbrauchern zu simulieren und resultierende Netznutzungsfälle für Verteil- und Übertragungsnetz-Simulationen zu generieren. In diesem Ansatz ermittelt der Verteilungsnetzbetreiber im Bedarfsfall präventiv Restriktionen für die beteiligten Schwarmakteure. Deren Betrieb wird wiederum durch den Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks am Strommarkt unter Berücksichtigung der Vorgaben optimiert. Zum Austausch der Vorgaben und Marktfahrpläne kann die in SwarmGrid entwickelte Smart Core Interworks Plattform (SCIP) genutzt werden. Neben dem Austausch von Vorgaben, die der Verteilungsnetz-internen Engpassfreiheit und Spannungshaltung dienen, können Vorgaben zur Bereitstellung von Blindleistung an vorgelagerte Netzebenen gesetzt werden.

Durch Anwendung des Verfahrens auf das Amprion Netzgebiet konnte das verfügbare Blindleistungspotential auf der MS-Ebene identifiziert und der positive Einfluss einer dezentralen Blindleistungsbereitstellung auf die Spannungsstabilität nachgewiesen werden. Mit Fokus auf die verteilungsnetzinterne Engpassbehebung und Spannungshaltung konnten durch Anwendung eines koordinierten Einsatzes von Flexibilität hohe, volkswirtschaftliche Einsparpotenziale durch Senkung der Kosten für Einspeisemanagement und Netzausbau gezeigt werden. Der Einsatz eines möglichst netzanschluss-scharfen Einspeisemanagements, einer Q(U)-Regelung sowie von Speicher- und Lastflexibilität erwies sich

als äußerst wirksam. Eine optimierte Blindleistungsbereitstellung durch DEA ist lediglich erforderlich, wenn Blindleistungsanforderungen aus vorgelagerten Netzebenen gestellt werden.

Insgesamt wurden in SwarmGrid Modelle geschaffen, die das IFHT befähigen, Netzaspekte über alle Spannungsebenen hinweg zu bewerten. Zukünftig im Fokus stehen die Berücksichtigung rückkopplender Effekte durch Strommarkt und Redispatch auf den Anlagenbetrieb sowie Untersuchungen zu weiteren dynamischen Wechselwirkungen zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz stehen.

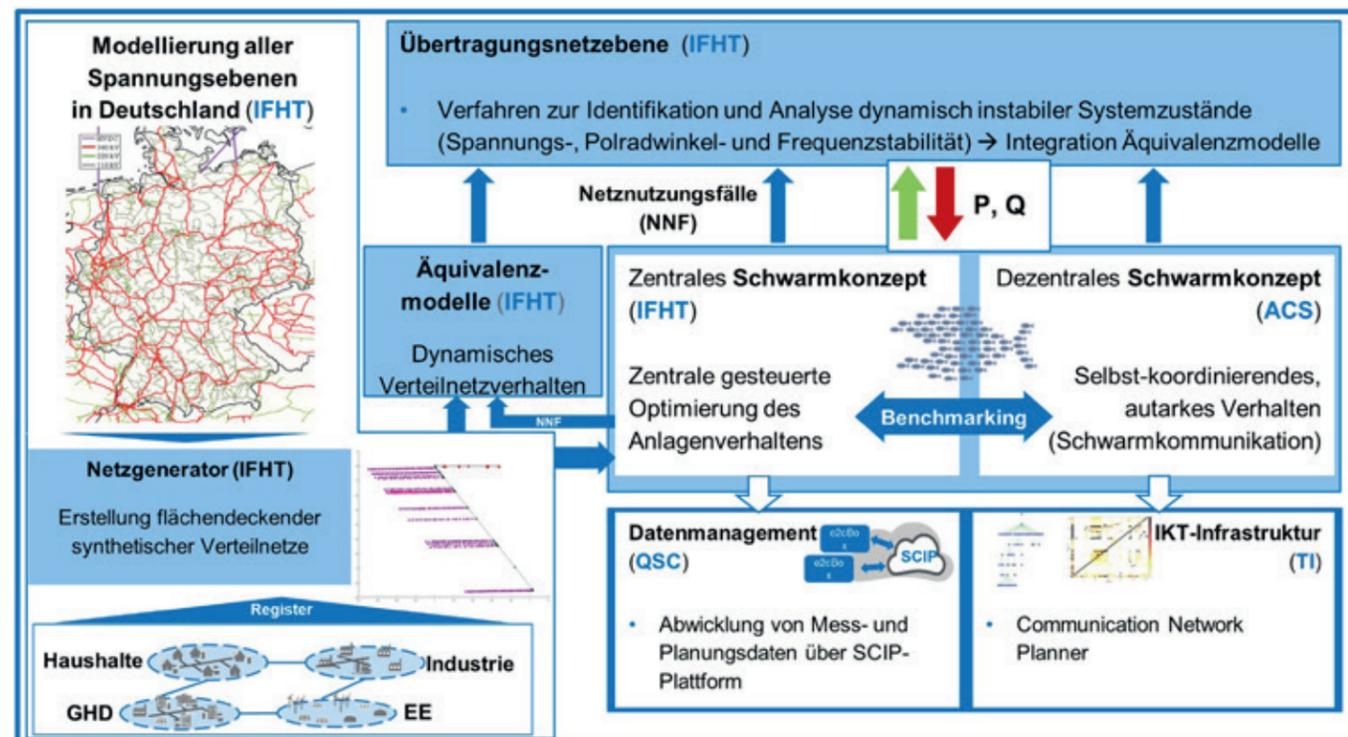


Abbildung 1: Darstellung der Modellebene und Schnittstellen innerhalb des Projekts



Projektkronym:

SwarmGrid

Laufzeit:

Aug. 2015 – Jul. 2018

Kernprojektpartner:

RWTH Aachen (Institut für Hochspannungstechnik, Institute for Automation of Complex Power Systems, Institut für theoretische Informationstechnik), QSC AG, Rheinische Netzgesellschaft mbH, Amprion GmbH

Kontakt:

Tom Kulms, M.Sc.
+49 241 80-94912
kulms@ifht.rwth-aachen.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Designnetz Kooperation

Smart Station und Energiewabe: Der Smart Operator weitergedacht

Im Rahmen der SINTEG-Projekte (Schaufenster intelligente Energie) wird als Schritt zur Dekarbonisierung des Energiesystems die Koordination von Flexibilitäten über Netzebenen hinweg untersucht. Darin fördert das BMWi die Entwicklung einer Blaupause für ein zukünftiges Energieversorgungssystem mit Blick auf das Jahr 2035. In DESIGNNETZ, eines der Schaufensterprojekte, werden mehrere Demonstratoren errichtet und zu einem Gesamtsystem zusammengeschlossen. Diese Einzeldemonstratoren nutzen und liefern Flexibilität für ein simuliertes Gesamtsystem über eine kaskadierte IT-Plattform. Das IFHT ist gemeinsam mit der Westnetz GmbH an der Entwicklung von zwei zentralen Designnetz-Demonstratoren zur intelligenten Steuerung von Verteilungsnetzen beteiligt – die Energiewabe im Rhein-Hunsrück Kreis, sowie die Smart Station im Netzgebiet Bergheim (Erft).

Bei der Energiewabe handelt es sich um eine automatisierte und kaskadierte Netzbetriebsführung, bei der Speicher und flexible Lasten zunächst in lokalen Bereichen genutzt werden. Jeder Bereich agiert autonom und steuert die zugeordneten elektrischen Anlagen zunächst zur Sicherstellung lokaler, wirtschaftlicher und netzdienlicher Ziele. Verbleibende Flexibilität einzelner lokaler Bereiche wird der in der Kaskade vorgelagerten Energiewabe bereitgestellt. Ziel der Energiewabe ist die Spitzenbelastungsreduktion der Umspannanlage sowie die Autarkiesteigerung des Gesamtsystems durch rollierende Koordination der von unterlagerten Einheiten bereitgestellten Flexibilität. Die Energiewabe kann wiederum überschüssige Flexibilität an die nächsthöhere Ebene anbieten. Neben der Nutzung von Heimspeichern aus Prosumerhaushalten mit Photovoltaikanlagen und einem Gewerbespeicher, deren lokales Ziel eine netzdienliche Eigenverbrauchsoptimierung ist, wird ein 2,5 MVA-Batteriespeicher zur Bereitstellung lokal und überregional nutzbarer Flexibilität in das Flexibilitätssystem integriert. Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern sich bestehende Nachtspeicherheizungen, zu einer Schwarmanlage aggregiert, als Flexibilitätslieferant eignen. Als Ergänzung zu den direkt angebotenen Anlagen wird darüber hinaus der in einem früheren Projekt entwickelte Smart Operator als Zelle für die Einbindung in die Energiewabe weiterentwickelt und dient als Schnittstelle für die im Niederspannungsnetz angeschlossenen Flexibilitäten. Im Rahmen des Projekts entwickelt das IFHT ein Verfahren, mit dem die anlagenseitig bestehende Flexibilität trotz der Heterogenität der Restriktionen von allen lokalen Energiebereichen der Energiewabe genutzt werden kann.

Im Rahmen des Demonstrators Smart Station entwickelt das IFHT die Smart Station Box, eine Demonstratorsteuerung zur Unterstützung der Betriebsführung der nachgelagerten Mittelspannungsnetze von vier Umspannanlagen. Den zukünftigen Herausforderungen durch zunehmende regenerative Erzeugungsleistung und Last

hoher inhärenter Gleichzeitigkeit wird durch Maßnahmen der operativen Systemführung sowie durch Einsatz lokaler Flexibilität ausgewählter Großkundenanlagen begegnet. Im Rahmen des Projekts werden Bestandteile eines Wasserwerks sowie eine Biogasaufbereitungsanlage angeschlossen und als Flexibilität eingebunden. Zentraler Bestandteil des Demonstrators ist die Integration fernwirkbarer MS-Schaltanlagen in den Umspannanlagen und Ortsnetzstationen, durch die eine im Betrieb variable Netztopologie als zusätzlicher Freiheitsgrad zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen eingesetzt werden kann. Hierzu entwickelt das IFHT Verfahren, die eine variable Netztopologie als zusätzlichen Freiheitsgrad des Netzbetriebs in mathematisch geschlossene Optimierungsmodelle integriert und unter Berücksichtigung technischer und nicht-technischer Restriktionen bewertet. Da die Änderung der Netztopologie in der Netzleitstelle freigegeben wird, umfassen die nicht-technischen Restriktionen im Rahmen des Projekts unter anderem Totbänder und Totzeiten nach Umschaltungen zur Begrenzung der zu prüfenden Maßnahmen.

Das IFHT entwickelt gemeinsam mit der Westnetz GmbH und weiteren Partnern des Verbundprojekts seit Anfang (Energiewabe), bzw. Mitte (Smart Station Box) 2018 die für die Umsetzung notwendigen Konzepte und Schnittstellen. Die Überführung der Systeme in den überwachten Produktivbetrieb ist für Herbst 2019 geplant. Im Anschluss wird das IFHT bis Projektende die Feldversuche begleiten und auswerten. Dabei steht die Bewertung der technischen Machbarkeit sowie die Untersuchung des lokalen Nutzens und des Mehrwerts für das Gesamtsystem im Vordergrund.



Laufzeit:

Energiewabe Rhein-Hunsrück Kreis:
Jan. 2018 – Dez. 2020
Smart Station: Jul. 2018 – Dez. 2020

Kernprojektpartner:

Westnetz GmbH

Kontakt:

Thomas Offergeld, M.Sc.
offergeld@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49324



Synergistic Approach of Multi-Energy Models for an European Optimal Energy System Management Tool

Im Rahmen von plan4res wird ein modulares Tool zur Planung und Analyse des künftigen europäischen Energiesystems entwickelt. Berücksichtigt wird das europäische Stromverbundsystem, Synergien mit anderen Sektoren, neue Technologien sowie Flexibilitätsressourcen. Ein weiterer Fokus liegt auf der effizienten Lösung der zugehörigen mathematischen Optimierungsprobleme, da die gestiegenen Anforderungen durch Größe und Komplexität des zu planenden Energiesystems nicht alleine durch eine Erhöhung der Rechenkapazität bewältigt werden können.

Es wird eine Kombination von technischen Innovationen angestrebt, die sich vom „monolithischen“ Ansatz, der in bisherigen Modellen vorherrscht, abgrenzt. Das Ziel ist es, eine Plattform zu entwickeln, in der eine Vielzahl von Modellen, in einer funktionalen Hierarchie organisiert, synergistisch zur Analyse zukünftiger Energiesysteme beitragen. Durch eine strukturierte Anordnung und Verknüpfung dieser Modelle mit klar definierten Schnittstellen entsteht eine flexible Plattform, die die Möglichkeit bietet, einzelne Modelle zu variieren. Zusätzlich werden effiziente, auf die einzelnen Modelle zugeschnittene, Lösungsverfahren entwickelt sowie angewandt.

Das in plan4res verfolgte Konzept lässt sich unterteilen in die Schwerpunkte:

- **Modellierung:** Das Planungstool besteht aus mehreren, miteinander verknüpften, Modellen (Investitionsmodelle, Simulationsmodelle, Systemintegration).
- **IT Infrastruktur:** Ein modularer Aufbau des Frameworks soll eine flexible Anwendung ermöglichen. Neben der Variation des zeitlichen und räumlichen Untersuchungsraumes beinhaltet dies ebenfalls den Austausch einzelner Modelle innerhalb des Tools, der durch klar definierte Schnittstellen ermöglicht wird.
- **Validierung:** Drei Fallstudien werden definiert, um die Anwendung des entwickelten Tools zu belegen.

Die Validierungsphase ermöglicht es die Zweckmäßigkeit und Relevanz der entwickelten Plattform zu zeigen. Die Schwerpunkte dieser Fallstudien werden daher unterschiedlich gewählt:

- **Fallstudie 1** beschäftigt sich mit der Entwicklung eines multimodalen europäischen Energiesystems zur Erreichung der COP 21 Klimaschutzziele. Neben dem Stromsektor werden zusätzlich der Wärme- sowie Transportsektor berücksichtigt, sowie deren Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsektors.
- **Fallstudie 2** beschäftigt sich mit der Planung des europäischen Netzausbaus ohne perfekte Voraussicht sowie unter Berücksichtigung langfristiger Unsicherheiten
- **Fallstudie 3** beschäftigt sich mit den Kosten der Integration erneuerbarer Energien sowie dem Einfluss langfristiger klimatischer

Veränderungen in einem zukünftigen europäischen Energiesystem mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien

Für das Institut für Hochspannungstechnik steht dabei die Entwicklung eines multimodalen Betriebsmodells im Vordergrund (Fallstudie 1). Aufbauend auf einem von der Siemens AG entwickelten multimodalen Planungstools wird ein europäischer Szenario-rahmen definiert. Dieser dient als Grundlage für die Erstellung lokal hochaufgelöster elektrischer und thermischer Verbräuche, sowie der Regionalisierung dezentraler Wärme- und Stromerzeuger. In einer europäischen Marktsimulation, die eine kostenminimale Deckung aller elektrischen und thermischen Lasten anstrebt, dienen sowohl dezentrale (Wärmepumpen, BHKWs) als auch zentrale (Power-to-heat, Power-to-gas) sektorkoppelnde Anlagen als Flexibilitätsoptionen. Gegenüber vorangegangenen Projekten wird der geographische Untersuchungsrahmen der Sektorkopplung von Deutschland auf Zentraleuropa (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Schweiz, Österreich) erweitert.



Projektkronym:

plan4res

Laufzeit:

Nov. 2017 – Okt. 2020

Kernprojektpartner:

Électricité de France (Frankreich), Siemens AG Corporate Technology (Deutschland), Cray Computer GmbH (Schweiz), Imperial College London (Vereinigtes Königreich), Zuse Institut Berlin (ZIB, Deutschland), Interuniversity Consortium for Optimization and Operation Research (Italien), RWTH Aachen University, Institut für Hochspannungstechnik (Deutschland)

Kontakt:

Daniel Beulertz, M.Sc.
beulertz@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93038



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 773897



Elektromobilität am IFHT

Cities in Charge

Ausbringung und Bewertung von Ladeinfrastruktur in deutschen Ballungszentren unter Berücksichtigung innovativer Ladestrategien

In einer Vielzahl deutscher Ballungszentren liegt eine erhöhte NO_x-Belastung vor, die den Grenzwert für den Jahresdurchschnitt von 40 µg/m³ zum Teil deutlich überschreitet. Ein wichtiger Beitrag zur Reduzierung dieser Belastung kann durch die Förderung der Elektromobilität geleistet werden. Das Projekt Cities in Charge verfolgt daher das Ziel, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in den Städten Bonn, Dresden, Düsseldorf, Hamburg, Hannover, Köln, Leipzig und München sowie den jeweiligen Pendlerstrecken auszubauen. Hierbei werden über 1000 Ladepunkte, mit Leistungen bis zu 150 KW, an öffentlich zugänglichen Standorten und firmeneigenen Stellplätzen der Telekom errichtet.

Das IFHT unterstützt das Projektvorhaben durch die Analyse der Auswirkungen der Ladeinfrastruktur auf die Verteilungsnetze. Dabei werden intelligente Ladestrategien auf Basis der Flexibilität parkender Elektrofahrzeuge entwickelt und in eine bestehende Simulationsumgebung des IFHT integriert.

Die Bewertung der Ladeinfrastruktur erfolgt anhand unterschiedlicher Kriterien, wie der Quantifizierung von Netzengpässen und Spannungsbandverletzungen sowie der Ermittlung von Integrationspotentialen. Zudem werden Potentialbewertungskriterien entwickelt, um die Interessen der Netzbetreiber, der Infrastrukturbetreiber sowie der Fahrzeugnutzer zu berücksichtigen.

Die zur Bewertung notwendigen Stromnetzanalysen werden für die betrachteten Städte auf Basis von graphenbasierten Netzmodellen für die Mittel- und Niederspannungsebenen durchgeführt. Hierzu wird ein georeferenziertes Netzmodell auf Basis von netzbetreiberspezifischen Netzstrukturmerkmalen und OpenStreetMap® Karten sowie postleitzahlscharf aufgelösten sozioökonomischen Daten erstellt. Ziel ist hierbei, der Heterogenität realer Netzstrukturen gerecht zu werden und so eine belastbare Datengrundlage für die Untersuchungen im Projekt sowie weiteren Forschungsfragen darzustellen.



Laufzeit:

Aug. 2018 – Sep. 2020

Kernprojektpartner:

ComfortCharge GmbH, Landeshauptstadt Dresden, Fraunhofer IFAM

Kontakt:

Marc Trageser
trageser@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49356

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Veröffentlichungen

D. Beulertz, A. Schnettler

Impact of Technical Parameters and Data Quality on Wind Energy Modeling in Germany: 17th Wind Integration Workshop, 17. – 19. October, Stockholm (SE), 2018

D. Bracht, T. Montag, M. Kurth, A. Schnettler, T. Schürer

Scenario-driven Analysis of Intelligent Charging Strategies Caused by the Market Ramp-Up of Electric Vehicles: 2nd E-Mobility Power System Integration Symposium, Energynautics GmbH, Stockholm (Schweden), 2018

M. Franken, A. Schrief, H. Barrios, A. Schnettler

Network Reinforcement Applying Redispatch-based Indicators: 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2018), 4. – 7. September, Glasgow (UK), 2018

A. Hoffrichter, H. Barrios, J. Massmann, B. Venkataramanachar, A. Schnettler

Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid; Journal of Physics: Conference Series, Volume 977, 2018.

C. Müller, A. Hoffrichter, H. Barrios, A. Schwarz, A. Schnettler

Integration of HVDC-Links into Flow-Based Market Coupling: Standard Hybrid Market Coupling versus Advanced Hybrid Market Coupling: Journal Cigre Science and Engineering, 2018.

C. Müller, T. Falke, A. Hoffrichter, L. Wyrwoll, C. Schmitt, M. Trageser, A. Schnettler et al.

Integrated Planning and Evaluation of Multi-Modal Energy Systems for Decarbonization of Germany: Journal Energy Procedia, 2018.

C. Müller, T. Falke, A. Hoffrichter, L. Wyrwoll, C. Schmitt, M. Trageser, A. Schnettler et al.

Integrated Planning and Evaluation of Multi-Modal Energy Systems for Decarbonization of Germany: 10th International Conference on Applied Energy (ICAE2018), 22. – 25. August, Hong Kong, 2018.

M. Nobis, A. Blank, A. Schnettler

Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-To-Gas: 15. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2018), 14. – 16. Januar, Graz, 2018.

T. Offergeld, M. Cramer, J. F. Glinka, A. Schnettler

Protection assessment in electrical distribution grids based on state estimation; The Journal of Engineering 2018(15), Seiten/Artikel-Nr.:982 – 986, special issue: „The IET 14th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2018)“, Belfast (UK), 2018.

M. Schneider, H. Barrios, A. Schnettler

Evaluation of unscheduled Power Flows in the European Transmission System: IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2018), 3. – 6. Juni, Limassol (CY), 2018.

N. Thie, M. Vasconcelos, A. Schnettler, L. Kloibhofer

Influence of European Market Frameworks on Market Participation and Risk Management of Virtual Power Plants: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), 27. – 29. Juni, Lodz (PL), 2018.

M. Vasconcelos, N. Thie, A. Schnettler, M. Metzger, A. Hammer, M. Reischböck, R. Koeberle

Topological power plants as embedded microgrids for the market and grid integration of distributed energy resources: CIRED Workshop 2018 (CIRED 2018), 7. – 8. Juni, Ljubljana (SI), 2018.

L. Wyrwoll, K. Kollenda, C. Müller, A. Schnettler

Impact of Flow-Based Market Coupling Parameters on European Electricity Markets: 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2018), 4. – 7. September, Glasgow (UK), 2018.



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unserer Webseite unter:

www.ifht.rwth-aachen.de/forschung



MMC Test Bench – Labordemonstrator zur Untersuchung von HGÜ-Systemen

Abteilung Netzintegration und Stabilität

Abteilungsleiter: Janek Massmann

Der strukturelle Wandel des Energieversorgungssystems im Zuge der Energiewende und die zunehmende Integration innovativer Betriebsmittel haben weitreichende Auswirkungen auf den stabilen Systembetrieb. In diesem Kontext erarbeitet die Forschungsabteilung „Netzintegration und Stabilität“ Analyseverfahren und -modelle für die Entwicklung neuartiger Schutz-, Regelungs- und Betriebskonzepte für Übertragungs- und Verteilungsnetze. Hierzu werden die Auswirkungen des strukturellen Wandels auf die Systemdynamik untersucht und die Herausforderungen im Hinblick auf unterschiedliche Schutz- und Stabilitätsaspekte identifiziert.

HGÜ-Systeme stellen einen zentralen Teil weltweiter Netzausbauanstrebungen dar, da sie in der Lage sind, hohe Leistungen über weite Distanzen zu transportieren und bestehende AC-Netze durch die Erbringung von Systemdienstleistungen zu unterstützen. Anhand umfassender Komponenten- und Systemstudien entwickelt das Team „DC-Schutz- und -Regelungstechnik“ neue Lösungsstrategien für die Integration und den sicheren Betrieb zukünftiger DC-Systeme. Dazu gehören unter anderem die Anbindung von Offshore-Windenergie, Multi-Terminal-Systeme, vermaschte DC-Netze, AC/DC-Hybridtrassen sowie teilverkabelte Systeme. Die Untersuchungen erfolgen zum einen anhand von eigens am Institut entwickelten EMT-Modellen (elektromagnetische

Transiente), welche zeitlich hochaufgelöste Analysen sowie Echtzeit-Simulationen des Systemverhaltens im Fehlerfall ermöglichen. Zum anderen werden Hardware-in-the-Loop-Anwendungen zur realitätsnahen Abbildung der Umrichter und deren Verhaltensweisen im dynamischen Betrieb herangezogen. Dabei werden sowohl DC- als auch AC-seitige Systemgrößen sowie umrichterinterne Kenngrößen der Regelung ausgewertet. Basierend auf den zur Verfügung stehenden Simulationsmodellen und Laborausstattungen können die entwickelten Schutz- und Regelungskonzepte umfassend getestet und weiterentwickelt werden.

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien geht neben einer zunehmenden Integration aktiv gesteuerter Betriebsmittel auch mit einer grundlegenden Veränderung der Systemdynamik einher. Zur Analyse dieser Veränderungen und der resultierenden Auswirkungen auf die Systemdynamik setzt das Team „Stabilität in Übertragungsnetzen“ eigens entwickelte Simulationstools zur Durchführung von Zeitbereichssimulationen, der Analyse der stationären Spannungsstabilität oder der Analyse harmonischer Wechselwirkungen ein. Dadurch können ausgedehnte Energieversorgungssysteme hinsichtlich der Polradwinkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität analysiert und bewertet werden. Hierbei stehen unter anderem die Wechselwirkungen zwischen AC- und DC-Systemen, der Einfluss der

Verteilungsnetze oder das Verhalten bei Netzauftrennungen („System Split“) im Fokus. Die Ergebnisse dienen als Basis für die Weiterentwicklung bestehender sowie für die Entwicklung neuer Betriebs- und Regelungsstrategien. Auf dieser Grundlage werden beispielsweise neue Betriebsführungskonzepte für den Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen, Konzepte für die Beherrschung von Kurzzeitspannungsinstabilitäten oder Regelungsverfahren für HGÜ-Systeme zur Unterstützung der Frequenzstabilität erarbeitet.

Auch auf Verteilungsebene führt die zunehmende Integration erneuerbarer Energien zu einer grundlegenden Veränderung der Systemkomplexität und -dynamik. Dies führt einerseits zu neuen Herausforderungen hinsichtlich des Betriebs und Schutzes von Verteilungsnetzen, ermöglicht andererseits jedoch auch die Entwicklung und den Einsatz neuer Betriebs-, Schutz- und Regelungskonzepte. Hierzu untersucht das Team „Stabilität in aktiven Verteilungsnetzstrukturen“ lokale Stabilitätsphänomene und resultierende Interaktionen der Regelungen im Verteilungsnetz und erstellt geeignete Ersatzmodelle für die Abbildung von Verteilungsnetzen für Stabilitätsuntersuchungen im Übertragungsnetz. Auf dieser Grundlage werden anschließend neue Regelungskonzepte für die Wiederversorgung, den Netzwiederaufbau und den temporären Inselnetzbetrieb von Verteilungsnetzen, die Verbesserung der Spannungsqualität mithilfe dezentraler Erzeugungsanlagen diskutiert und neue hybride AC- und DC-Netzstrukturen für Verteilungsnetze entwickelt. Das reale Verhalten der Betriebsmittel kann zudem mithilfe dedizierter Laborversuche im Zentrum für Netzintegration des IFHT nachgebildet und untersucht werden.

Dadurch können die erstellten Simulationsmodelle verifiziert und die Praxistauglichkeit der entwickelten Ansätze nachgewiesen werden. Durch den Einsatz echtzeitfähiger Simulationsmodelle und die Einbindung realer Komponenten mittels Hardware-in-the-Loop Schnittstellen können die Simulationen und Laborversuche zudem miteinander verknüpft werden, sodass eine kombinierte Entwicklungs- und Analyseumgebung für die Untersuchung neuartiger Konzepte für den Betrieb, Schutz und die Regelung von Verteilungsnetzen geschaffen wird.

Die Forschungsabteilung „Netzintegration und Stabilität“ adressiert eine Vielzahl aktueller Forschungsfragestellungen und bearbeitet diese praxisnah in zahlreichen nationalen und internationalen Forschungs- und Industrieprojekten. Die Abteilung ist ein wichtiger nationaler und internationaler Partner und Berater für die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber, Unternehmen der Energietechnik und Automatisierungstechnik sowie führender Forschungseinrichtungen.



Kontakt:

Janek Massmann, M.Sc.
Abteilungsleiter Netzintegration und Stabilität
massmann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90148

Einsatz von VSC HGÜ Interkonnektoren zur Verbesserung der Frequenzstabilität

Eine Regelstrategie zum Austausch von Primärregelleistung zwischen asynchronen Drehstromsystemen

Die europäischen Vorgaben zum Klimaschutz verpflichten die Mitgliedsstaaten dazu, Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Im Zuge dessen findet in der Energieversorgung eine Verlagerung der Erzeugungsstruktur von konventionellen Kraftwerken hin zu einer emissionsarmen Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien statt. Diese werden typischerweise über Umrichter mit dem Netz gekoppelt und leisten weder einen Beitrag zur Schwungmasse, noch zur Primärregelreserve (PRL) des Gesamtsystems. Bei Stabilitätsuntersuchungen in zukünftigen Übertragungsnetzen muss folglich sowohl mit höheren Frequenzgradienten, als auch mit unzureichenden PRL-Reserven im Falle hoher Leistungsungleichgewichte, wie sie beispielsweise bei Netzauftrennungen auftreten können, gerechnet werden. Bestehende HGÜ Verbindungen zwischen asynchronen Drehstromsystemen bieten durch eine Anpassung der Wirkleistungsübertragung das Potential, PRL im Fall großer Frequenzabweichungen auszutauschen. Hierzu werden am IFHT Regelungsstrategien entwickelt, welche in Folge einer Frequenzabweichung die zu übertragende Wirkleistung anpassen und somit dem Leistungsungleichgewicht entgegenwirken.

Rahmenbedingungen

Auf Basis der gemessenen AC Netzfrequenz am Konverter kann ein auftretendes Leistungsungleichgewicht identifiziert werden. Ein Frequenztotband zur Aktivierung der Regelstrategie verhindert, dass kleine Last- und somit auch Frequenzschwankungen zu Veränderungen des eingestellten DC Leistungsflusses führen.

Durch die Veränderung der Wirkleistungsübertragung zwischen zwei asynchronen Drehstromsystemen resultiert eine Frequenzabweichung im stützenden AC System. Eine

Begrenzung dieser Frequenzabweichung lässt sich über die Begrenzung der maximalen Änderung der Wirkleistungsübertragung einstellen. Diese kann auf Basis der verfügbaren PRL innerhalb des stützenden AC Systems gewählt werden. Somit kann sichergestellt werden, dass die maximale Wirkleistungsübertragung zwischen zwei asynchronen Drehstromsystemen die vorgehaltene PRL nicht übersteigt. Ebenso muss die maximale thermische Übertragungsleistung der Konverter bei Auslegung der Regelung berücksichtigt werden.

Die Regelstrategien zur Wirkleistungsanpassung unterscheiden sich hinsichtlich des gewählten Kommunikationsmediums. So kann entweder Sekundärtechnik oder die DC Spannung zur Übermittlung der Referenzgrößenanpassungen verwendet werden. Wird die DC-Spannung zur Übermittlung von Referenzgrößenänderungen verwendet, muss sichergestellt werden, dass diese in jedem Fehlerszenario innerhalb des vorgegebenen DC-Spannungsbandes bleibt, um ein ungewolltes Auslösen des Schutzes zu vermeiden.

Regelstrategie

Bei Verwendung der DC-Spannung als Kommunikationsmedium wird im Folgenden exemplarisch die vorgestellte Regelstrategie zur Frequenzstützung benachbarter asynchroner Drehstromsysteme durch VSC HGÜ Systeme eingesetzt. In diesem Beispiel wird angenommen, dass ein Konverter die DC-Spannung zur Einstellung eines Leistungsflusses im HGÜ System und der andere Konverter den Wirkleistungsaustausch regelt. Zur Unterstützung der Leistungsfrequenzregelung werden am DC spannungsregelnden und am wirkleistungsregelnden Konverter übergeordnete Regler zur Referenzwertanpassung eingesetzt. Diese sind in Abbildung 1 dargestellt.

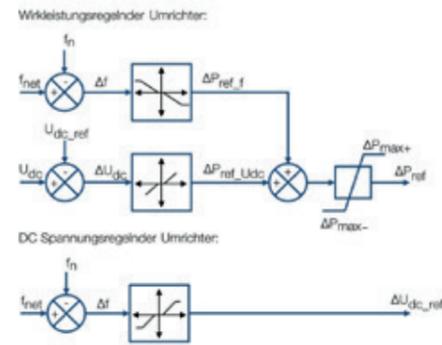


Abbildung 1: Referenzwertanpassung eines wirkleistungsregelnden und eines DC-spannungsregelnden Konverters

Bei auftretenden Frequenzabweichungen an einem wirkleistungsregelnden Konverter erhöht dieser den Referenzwert der Wirkleistungseinspeisung ΔP_{ref} proportional zur Frequenzabweichung. Gleichzeitig hält der spannungsregelnde Konverter die DC-Spannung konstant, indem die Wirkleistungseinspeisung angepasst wird. Im Fall von Frequenzabweichungen am DC-spannungsregelnden Konverter wird die DC Spannung innerhalb des festgelegten Spannungsbandes proportional zur Frequenzabweichung verändert. Ein Proportionalregler am wirkleistungsregelnden Konverter passt daraufhin die eingespeiste Wirkleistung abhängig von der Abweichung der DC-Spannung an. Die maximale positive und negative Änderung der Wirkleistungsübertragung ΔP_{max} ist abhängig von der verfügbaren PRL sowie den thermischen Grenzwerten und wird am ausgangsseitigen Begrenzer des wirkleistungsregelnden Konverters eingestellt.

Abbildung 2 zeigt beispielhaft eine Punkt zu Punkt HGÜ Verbindung zwischen dem elektrischen Energieversorgungssystem in Großbritannien (GB) und dem kontinentaleuropäischen Energieversorgungssystem (CE).

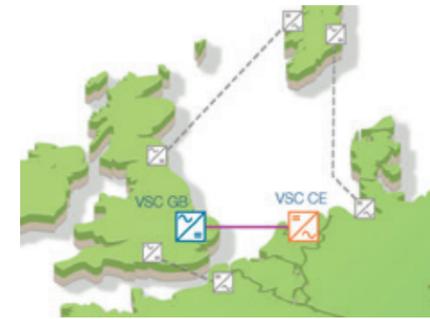


Abbildung 2: VSC basierte Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindung zwischen Großbritannien und Kontinentaleuropa

Diskussion des Systemverhaltens

Im Folgenden wird das Systemverhalten für einen Erzeugungsausfall von 1,8 GW zum Zeitpunkt $t=0s$ in Großbritannien betrachtet. Die Konverterstation in Großbritannien (VSC GB) regelt in diesem Fall die DC-Spannung, während die Konverterstation in Kontinentaleuropa (VSC CE) die Wirkleistungsübertragung regelt. Der Konverter „VSC GB“ nimmt vor Fehlereintritt 153 MW aus dem kontinentaleuropäischen AC-System auf und der Konverter „VSC CE“ gibt 149,6 MW an das britische AC-System ab.

Die in Großbritannien vorgehaltene PRL wird im Zuge dessen aktiviert. Gleichzeitig stellt das betrachtete HGÜ System seine Wirkleistungsübertragung entsprechend der Regelstrategie ein. In Abbildung 3 ist der resultierende Frequenzverlauf, die in das jeweilige AC-System eingespeiste Wirkleistung sowie die DC-Spannung der beiden Konverter mit und ohne Aktivierung der vorgestellten Regelungsstrategie gegenübergestellt. Bei $t=1,05s$ verlässt die Netzfrequenz das eingestellte Totband und der Konverter „VSC GB“ beginnt die DC Spannung zu senken.

Bei $t=2,28s$ verlässt die DC-Spannung am Konverter „VSC CE“ das eingestellte DC-Spannungstotband. Daraufhin erhöht der wirkleistungsregelnde Umrichter „VSC CE“ die aus dem UCTE Netz bezogene Wirkleistung. Somit stützt das kontinentaleuropäische Verbundsystem das britische System wodurch die Frequenz in Kontinentaleuropa absinkt. Das CE System stützt das GB System im Maximum mit zusätzlichen 407,1 MW bei $t=12s$. Die größte

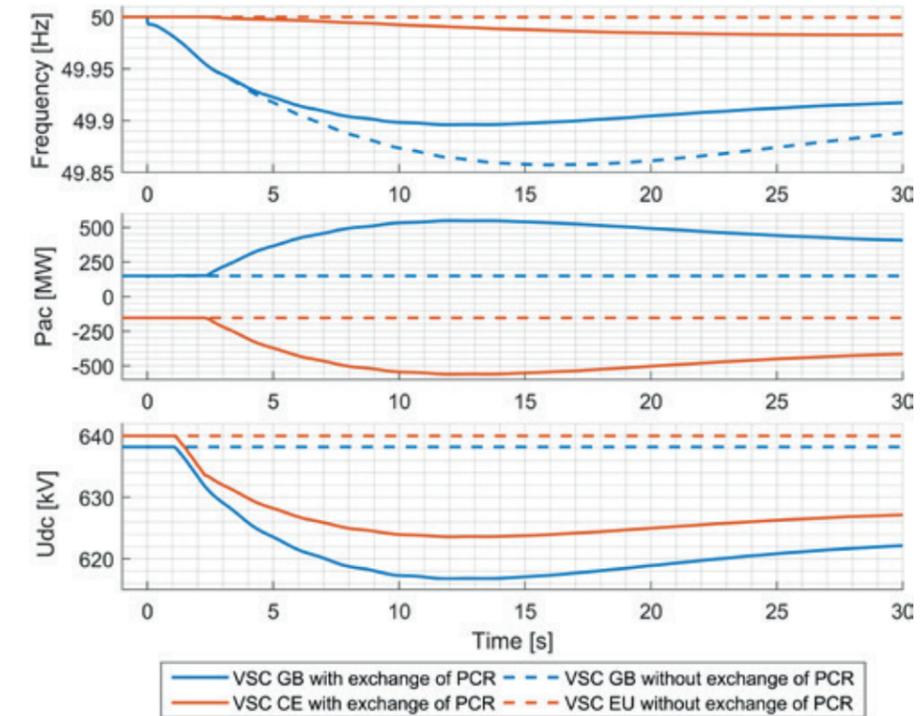


Abbildung 3: Frequenz-, Wirkleistungs-, und DC Spannungsverlauf der Konverter VSC GB und VSC CE

Abweichung der DC Spannung bei $t=12s$ ist innerhalb der vorgegebenen Spannungsmarge. Aufgrund der aktivierten PRL in GB und der zusätzlichen Wirkleistungsübertragung des HGÜ-Systems steigt die Frequenz anschließend, wodurch die mittels des HGÜ-Systems übertragene PRL wiederrum sinkt und sich schließlich auf einem stationären Wert stabilisiert. Ein Vergleich des Systemverhaltens ohne Aktivierung der Regelstrategie des HGÜ-Systems zeigt, dass der Austausch von PRL zu einer deutlichen Reduktion der Frequenzabweichung führt.

Fazit

Grundsätzlich bietet freie Übertragungsleistung bei spannungsgeführten HGÜ-Systemen zwischen den asynchronen Drehstromnetzen in Europa das Potential, die Frequenzstabilität aller verbundenen Drehstromnetze im Falle hoher Leistungsungleichgewichte zu verbessern. Zukünftig gilt es daher zu diskutieren, wie PRL aus asynchron gekoppelten Systemen in die bestehenden Konzepte der Leistungsfrequenzregelung integriert werden können. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit möglichen Regelstrategien und daraus abgeleitete Rahmenbedingungen können

eine effektive Erweiterung der jetzigen Netzanschlussbedingungen im Bereich der Frequenzstützung fördern und wird daher am IFHT im Rahmen von PROMOTiON fortgeführt.



Projektkronym:
PROMOTiON

Laufzeit:
Jan. 2016 – Dez. 2019

Kontakt:
Markus Kaiser, M.Sc.
kaiser@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93048



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691714

MMC Test Bench

Vorbereitung und Aufbau des HGÜ-Labors

Die Zahl der Offshore-Windparks, die über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme) an das kontinentaleuropäische Verbundsystem angebunden sind, wächst stetig. Um die Verfügbarkeit der Anlagen bei einzelnen Leitungsausfällen zu erhöhen, wird der Aufbau vermaschter Multi-Terminal-DC-Netze (MTDC-Netzes) diskutiert. Ein derartiges DC-Netz ermöglicht zudem die Kopplung asynchroner Verbundsysteme, wie z. B. dem kontinentaleuropäischen, dem britischen und dem skandinavischen Verbundnetz. Gleichzeitig existieren jedoch eine Reihe regulatorischer und technischer Herausforderungen für Übertragungsnetzbetreiber, Anlagenbetreiber und Hersteller, welche es bis zur Realisierung von DC-Netzen zu überwinden gilt.

Aufgrund mangelnder Erfahrung mit dem Betrieb von MTDC-Netzen und ihren Wechselwirkungen mit Drehstromübertragungsnetzen und Offshore-Windkraftanlagen sind eine Vielzahl von Untersuchungen erforderlich. Dazu gehören zum einen simulative Studien des Systemverhaltens im stationären und transienten Betrieb. Zum anderen muss die Funktionsweise neu entwickelter Leit- und Schutztechnik unter Berücksichtigung realer Hardwarekomponenten nachgewiesen werden. Experimentelle Studien unter Anwendung der Bemessungsgrößen der Systeme können jedoch aufgrund der hohen Kosten nur vereinzelt durchgeführt werden. Der Einsatz von Power-Hardware-in-the-Loop-Systemen (PHIL-Systemen) und laborskalierten Demonstratoren stellt daher eine praktische und effiziente Alternative für die praktische Untersuchung von MTDC-Netzen dar.

In diesem Zusammenhang wird am IFHT im Rahmen des Horizon2020-Projektes PROMOTioN ein neues und weltweit einzigartiges Demonstratorlabor – die MMC Test Bench – eingerichtet. Darin kommen laborskalierte Modulare Multilevel-Umrichter

(MMC) zum Einsatz, welche mithilfe von Pi-Leitungssegmenten ein MTDC-Netz formen. Die daran angrenzenden AC-Netze (z. B. Offshore-Windparks, Drehstrom-Verbundnetze) werden über Echtzeitsimulatoren in Verbindung mit Leistungsverstärkern abgebildet. Wie in Abbildung 1 dargestellt, bietet die MMC Test Bench auf diese Weise die Möglichkeit, die Integration von MTDC-Systemen in bestehende Drehstrom-Übertragungsnetze unter Berücksichtigung realer Hardware-Komponenten und Steuerungsalgorithmen auf Laborebene zu untersuchen.

Komponenten der MMC Test Bench

Die MMC Test Bench beinhaltet acht laborskalierte MMCs, wobei jeder laborskalierte MMC ein Dreiphasenumrichter mit einer DC-Nennspannung von $U_{DC,n} = 400 \text{ V}$ ist und einen Echtzeitsimulator enthält. Die nominale Ausgangsleistung der Umrichter beträgt $P_{DC,n} = 6 \text{ kW}$. Die MMCs setzen sich aus sechs Armmodulen zusammen, wobei jedes Armmodul je 10 Zellen (Submodule) enthält, welche als Halb- oder Vollbrückenmodul konfiguriert werden können. Als elektronische Schaltelemente der Submodule werden MOSFETs mit einer maximalen Schaltfrequenz von 10 kHz verwendet.

In Abhängigkeit der jeweiligen Konfiguration des DC-Netzes können die acht laborskalierten MMCs als sogenannte Master- oder Slave-MMCs verwendet werden. Als Regeleinheit verfügen die Master-MMCs über einen integrierten OP4510-Echtzeitsimulator. Auf diesem erfolgt die Regelung des Master- und des Slave-MMCs, wie z. B. die Regelung der Wirk- und Blindleistung, der AC- und DC-Spannungsregelung sowie die Balancierung der im Konverter gespeicherten Energie. Die Generierung der einzelnen Schaltsignale, die Modulation, des Master-MMCs ist auf den FPGAs (Field Programmable Gate Array) desselben OP4510 realisiert, während

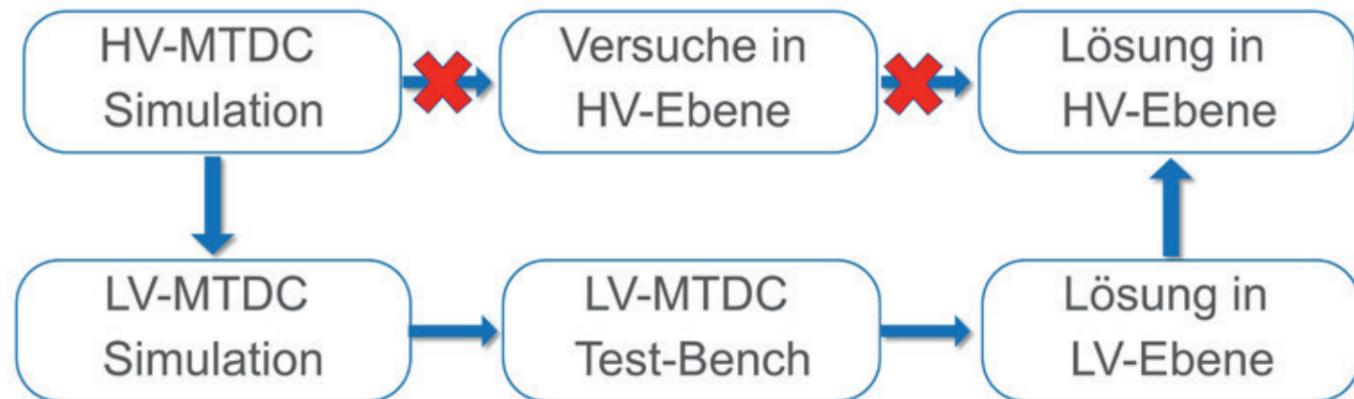


Abbildung 1: Lösungen mit der MMC Test Bench

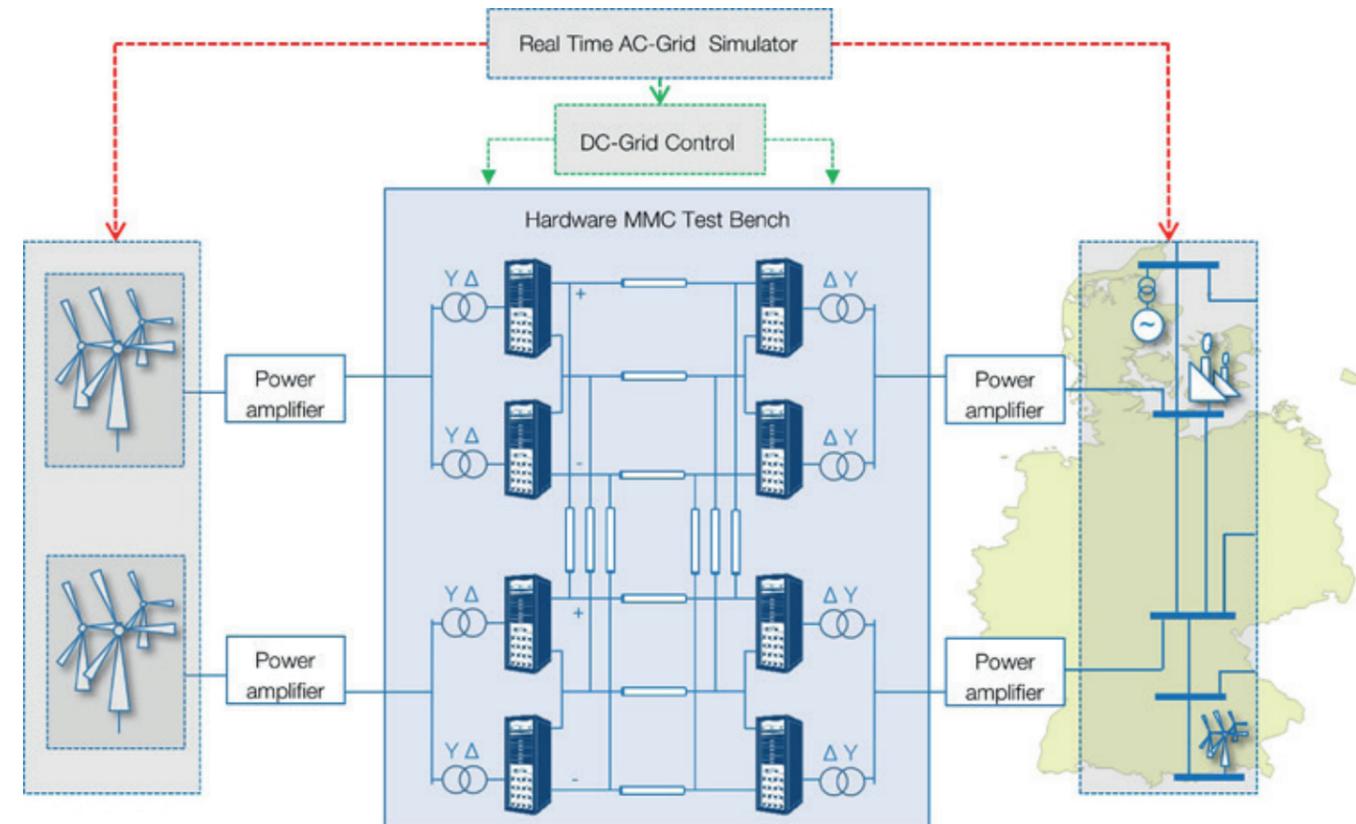


Abbildung 2: Laboraufbau als bipolares DC-Netzwerk

die Submodulmodulation des Slave-MMCs auf den FPGAs eines separaten OP4520 implementiert ist. Insgesamt besteht die MMC-Test Bench aus vier Master-MMCs und vier Slave-MMCs.

Die acht laborskalierten MMCs und Pi-Leitungssegmente sind derart ausgelegt, dass sowohl monopolare als auch bipolare MTDC-Systeme untersucht werden können. Abbildung 2 zeigt ein Beispiel für eine bipolare Netzwerkkonfiguration.

Neben den laborskalierten MMCs und den dazugehörigen integrierten Regeleinheiten umfasst die MMC-Test Bench zwei weitere Echtzeitsimulatoren: einen OP4510- und einen OP5707-Simulator. Der zusätzliche OP4510 wird für die zentrale DC-Netz-Regelung verwendet, die z. B. den Betriebspunkt der einzelnen Konverter festlegt, und der OP5707 wird für die Simulation der angrenzenden AC-Systeme und Offshore-Windparks verwendet. Je nach Komplexität des AC-Netzes kann der OP5707 dabei Systeme mit bis zu 3000 Knoten in Echtzeit simulieren. Um das simulierte AC-Verbundnetz und die Offshore-Windparks mit den physikalischen MMC-Komponenten zu verbinden, werden dreiphasige

Leistungsverstärker eingesetzt. Diese weisen eine Bemessungsleistung von jeweils $S_{PA} = 21 \text{ kVA}$ auf und können Generatoren oder Lasten mit hoher Dynamik und sehr geringer Verzerrung über ein breites Frequenzband und eine Bandbreite von bis zu 50 kHz abbilden. Wie in Abbildung 2 dargestellt, enthält die MMC Test Bench insgesamt vier derartige Leistungsverstärker.

Die Abbildung der Kabelverbindungen des MTDC-Netzes erfolgt über 32 kaskadierte Pi-Leitungssegmente bestehend aus Kondensatoren und Induktivitäten. Dabei bildet jedes Pi-Segment einen Kabelanschnitt von 50 km bei einer DC-Spannung von $\pm 200 \text{ V}$ und 25 km bei einer DC-Spannung von $\pm 400 \text{ V}$ nach. Abhängig vom Prüfstands Aufbau kann somit eine Kabellänge von insgesamt 1600 km für eine monopolare MTDC-Konfiguration ($U_{dc} = \pm 200 \text{ V}$) oder eine Kabellänge von insgesamt 800 km für eine bipolare MTDC-Konfiguration ($U_{dc} = \pm 400 \text{ V}$) untersucht werden.

Die laborskalierten MMCs, Pi-Segmente und Echtzeitsimulatoren werden von der Firma OPAL-RT und die verwendeten Leistungsverstärker von der Firma Puissance+ hergestellt.



Inbetriebnahme der MMC-Testbench

Demonstration der MMC Test Bench

Im Rahmen von PROMOTioN sind verschiedene Untersuchungen und Demonstrationsversuche mit der MMC Test Bench geplant, um die im Rahmen des Projektes entwickelten Steuerungs- und Regelungskonzepte sowie Schutztechnik unter Laborbedingungen zu analysieren und deren praktische Anwendbarkeit nachzuweisen. Hierzu gehören unter anderem:

- Demonstration der Regelbarkeit verschiedener Umrichter-Konfigurationen innerhalb eines vermaschten MTDC-Netzes verschiedener Netztopologien (Punkt zu Punkt, radial, vermascht)
- Schwarz-Start-Fähigkeit von Offshore-Windparks, welche über HVDC und über Diodengleichrichtereinheiten (DRU) angebunden sind
- Fehlerbehandlung in MTDC-Offshore-Netzen
- Prüfung der Funktionalität der Schutzkette mithilfe eines im Rahmen von PROMOTioN entwickelten Schutzrelais
- Analyse der Regelbarkeit der Umrichter bei DC-Fehlern
- Validierung des in PROMOTioN entwickelten frequenzabhängigen MMC-Impedanz-Modells
- Analyse des harmonischen Resonanzverhaltens zwischen MMCs und Windturbinen-Umrichtern
- Austausch von Primärregelleistung asynchron gekoppelter AC Systeme durch HGÜ-Verbindungen



Projektkronym:
PROMOTioN

Laufzeit:
Jan.2016 – Dez. 2019

Kernprojektpartner:
ABB AB, DNV GL AS, KTH, KU Leuven, TenneT TSO BV, Siemens AG, DTU, FGH e.V., Tractebel S.A. und weitere

Kontakt:
Philipp Ruffing, M.Sc.
ruffing@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-92948



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691714

Inselnetzkonzepte in der Niederspannung

Herausforderungen eines stabilen, temporären Inselnetzbetriebs als Rückfallebene bei Versorgungsunterbrechungen

Im Fall eines großflächigen, systemweiten Stromausfalls (Blackout) wird aktuell ein zentraler Netzwiederaufbau durch das Übertragungsnetz (top-down-Ansatz) realisiert. Aufgrund der steigenden Durchdringung von EE-Anlagen besteht die Möglichkeit auf regionaler Ebene einen Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung von elektrischer Energie zu erreichen. Besonders mithilfe dezentraler Erzeugungseinheiten in Kombination mit dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeichersysteme, Elektromobilität) kann ein temporärer Inselnetzbetrieb im Verteilungsnetz realisiert werden. Die sogenannten „gewollten Inselnetze“ stellen somit eine alternative Maßnahme zur Wiederherstellung der elektrischen Energieversorgung dar.

Diese „gewollten Inselnetze“ müssen allerdings folgende grundlegenden Eigenschaften aufweisen: Die Erzeugungsleistung der dezentralen Anlagen muss die vorhandene Last zu jedem Zeitpunkt für einen vordefinierten Zeitraum decken können. Aufgrund der fehlenden Verbindung zum überlagerten Netz, und der damit fehlenden Vorgabe von Spannungs- und Frequenzreferenz, muss diese Netzbildung durch dezentrale Betriebsmittel und Anlagen im „gewollten Inselnetz“ übernommen werden.

Im Kopernikus-Projekt ENSURE (Neue EnergieNetzStrukturEN für die Energiewende) untersucht und analysiert das Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen University daher die notwendigen Voraussetzungen für einen stabilen, gewollten Inselnetzbetrieb in regionalen Bestandsnetzstrukturen. Im Fokus steht neben einzelnen, zentralen Netzbildnern, welche die gesamte Last eines Inselnetzes alleine decken können, vor allem auch das Konzept der verteilten Netzbildung. Bei der verteilten Netzbildung sind mehrere Anlagen mit geringerer Leistungsklasse an der Inselnetzbildung beteiligt.

Herausforderungen für den Inselnetzbetrieb

Neben der ausgeglichenen Energiebilanz stellt die dynamische Veränderung der Erzeugungs- und Verbrauchssituation eine Herausforderung für den stabilen Inselnetzbetrieb dar. Die steigende Durchdringung von EE-Anlagen resultiert in einer steigenden Anzahl aktiver Betriebsmittel in der Nieder- und Mittelspannung. Diese sind herstellenspezifisch mit Regelungsverfahren ausgestattet, um die von Netzbetreiber und Norm geforderten technischen Netzanschlussrichtlinien umzusetzen. Gleichzeitig geht mit der zunehmenden Durchdringung wechselrichtergekoppelter Anlagen eine verminderte Massenträgheit einher. Somit wirken sich bspw. Leistungsänderungen stärker auf die Drehzahländerung rotierender Massen aus.

Besonders die entstehenden Interaktionen der Regelungen zwischen netzbildenden und im Netz bestehenden, dezentralen

Erzeugungseinheiten sind essentieller Bestandteil der Untersuchungen. Anhand von Laboruntersuchungen werden Interaktionen vermessen sowie Simulationsmodelle verifiziert. In einem ersten Schritt werden daher zunächst bekannte Einflussfaktoren auf die Stabilität kategorisiert und in Folge der durchgeführten Untersuchungen ggfs. modifiziert und bewertet. Hierzu werden grundlegende Anforderungen an den Inselnetzbetrieb (Erzeugungsüberschuss gegenüber vorhandener Last, Vorhandensein einer netzbildenden Anlage, etc.) vorausgesetzt, sodass im Normalfall ein Inselnetzbetrieb möglich ist. Die Einflussfaktoren lassen sich in folgende Kategorien einsortieren:

- Anlagenregelung: Netzbildender und netzfolgender Anlagen
- Netzkomponenten: rotierende Masse oder WR-gekoppelt, Leistungsklasse, etc.
- Netztopologie: Verteilung Last- und Einspeisезentren, Netzstruktur (Strang, Ring, Masche)
- Harmonische/Oberschwingungen.

Dynamisches Verhalten netzbildender Anlagen

Im Rahmen der Untersuchungen werden verschiedene Typen von Netzbildnern, wie z. B. Synchrongeneratoren (bspw. in Blockheizkraftwerken) oder Batterie-gekoppelte Wechselrichter (WR), betrachtet und die resultierenden Wechselwirkungen der Regelungen von netzbildenden und dezentralen, netzgeführten Anlagen analysiert. Ziel ist es auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse vorhandene Netzstrukturen für einen potentiellen Inselnetzbetrieb zu bewerten und falls notwendig, Empfehlungen für zusätzliche Betriebsmittel bei minimalen zusätzlichen Investitionskosten zu geben.

Erste Laboruntersuchungen im Testzentrum des IFHT zeigen unterschiedliches Verhalten für verschiedene Typen von netzbildenden Anlagen. Für die Untersuchung des dynamischen Verhaltens netzbildender Anlagen wird eine Topologie aus einer netzbildenden Anlage und einer resistiven Last verwendet, wie in Abb. 1 dargestellt.

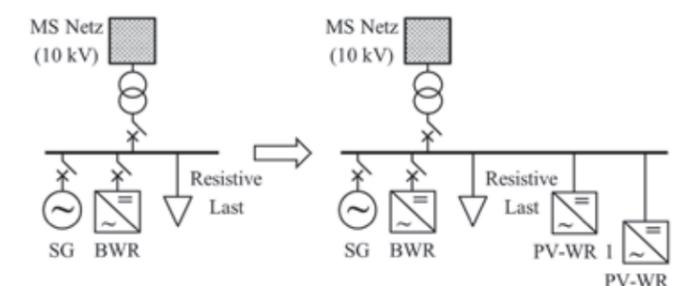


Abbildung 1: Niederspannungsinzelnetz mit netzbildender Anlage und resistiver Last (links) und Niederspannungsinzelnetz mit zusätzlichen PV-Anlagen (rechts)

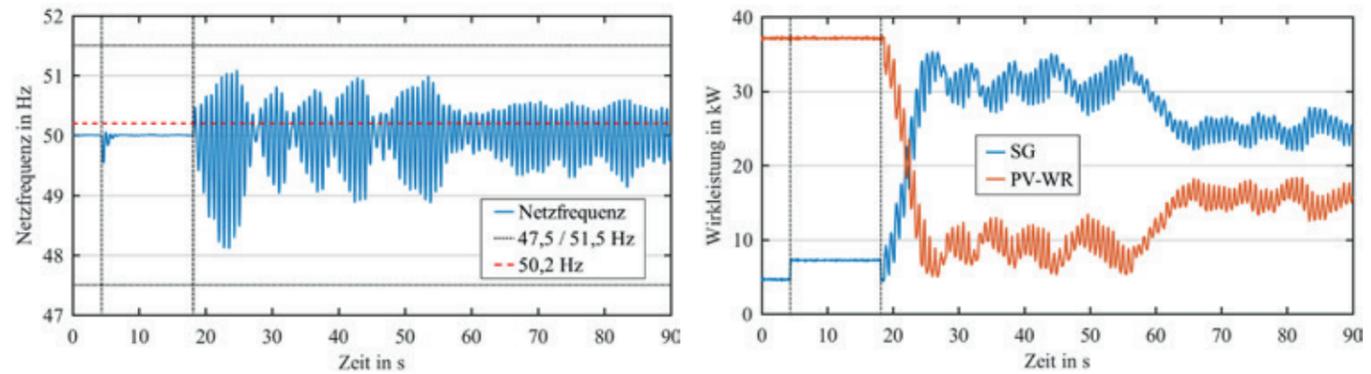


Abbildung 2: Netzfrequenz (links) und Wirkleistungseinspeisung (rechts) der aktiven Betriebsmittel Synchrongenerator und Photovoltaik-Wechselrichter bei Lastsprüngen von + 3 kW (nach 4 Sekunden) und -3 kW (nach 18 Sekunden)

Laständerungen von bis zu 20 kW (vergleichbar mit dem Leistungsbedarf von Durchlauferhitzern) führen bei der Verwendung eines netzbildenden Batterie-gekoppelten WR (BWR) zu keiner Beeinflussung der Frequenz und maximalen Spannungsabweichungen von 2 % der Nennspannung. Die Verwendung eines Synchrongenerators (SG) als netzbildende Anlage resultiert hingegen bei identischen Lastsprüngen in einer Überschreitung der Frequenzgrenzwerte nach DIN EN 50160, wodurch sich dezentrale Anlagen vom Netz trennen und ein Zusammenbruch des Inselnetzes folgt.

Interaktion der Anlagenregelung

Für die Untersuchung der Interaktion aktiver Betriebsmittel wurde die verwendete Topologie um zwei Photovoltaik-Wechselrichter (PV-WR) erweitert. Als netzbildende Anlage wird der SG verwendet, da im Vergleich zum BWR in den Voruntersuchungen eine stärkere Beeinflussung der Frequenz in Folge von Leistungsänderungen festgestellt wurde. Die PV-WR sind nach der aktuellen VDE Richtlinie AR-N 4110 für Anlagen in der Mittelspannung (VDE, 2008) parametrisiert, um die bevorstehende Neuerung, gemäß dem aktuellen Entwurf der VDE Richtlinie AR-N 4105 (VDE, 2018) für Anlagen in der Niederspannungsebene, zu berücksichtigen. Die resistive Last beträgt 42 kW und die eingespeiste Leistung der beiden PV-WR 38 kW. In Abbildung 2 sind der Verlauf der Netzfrequenz (links) und der Wirkleistungseinspeisung von SG und PV-WR (rechts) abgebildet. Exemplarisch wurde nach 4 Sekunden ein erster Lastsprung auf 45 kW (+3 kW) und nach 18 Sekunden ein zweiter Lastsprung auf 42 kW (-3 kW) durchgeführt. Eine Erhöhung der Last führt zu einer Frequenzabweichung unterhalb von 50 Hz. 2 Sekunden nach dem ersten Lastsprung wird ein stabiler Netzzustand erreicht. Die Reduktion der Last nach 18 Sekunden führt zu einem Anstieg der Frequenz über 50,2 Hz. Infolgedessen reduzieren die PV-WR, die Wirkleistungseinspeisung. Bedingt durch die zunächst fehlende mechanische Leistung, aufgrund der langsamen Drehzahlregelung des SG, reagiert der SG verspätet auf die reduzierte Wirkleistungseinspeisung der PV-WR und erhöht die eigene Wirkleistungseinspeisung. Zu diesem Zeitpunkt ist die Frequenz bereits wieder unter 50 Hz gefallen, sodass die PV-WR ihre Wirkleistungseinspeisung bis auf ihre Nennleistung erhöhen. Die resultierende Wirkleistungseinspeisung von SG und PV-WR

führt zu einer Erhöhung der Frequenz oberhalb von 50,2 Hz, wodurch die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung der PV-WR von vorne beginnt. Durch die Interaktion der Drehzahlregelung des SG und der Leistungsreduktion der PV-WR wird der stabile Inselnetzbetrieb beeinträchtigt.

Bei Durchführung vergleichbarer Versuche unter Verwendung netzbildender Batterie-gekoppelter WR wurden keine oszillatorischen Interaktionen der Regelungen beobachtet, da die Regelungsgeschwindigkeit deutlich höher ist und damit die Frequenz bei Leistungsänderungen nahezu unbeeinflusst bleibt.

Einflussfaktoren auf den stabilen Inselnetzbetrieb

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass sowohl die Wahl der netzbildenden Anlage als auch die im Verteilungsnetz verorteten netzgeführten Erzeugungsanlagen bei der Umsetzung eines stabilen Inselnetzbetriebs berücksichtigt werden müssen. Besonders die verminderte Trägheit in Niederspannungsinselfnetzen führt zu verhältnismäßig starken Frequenzabweichungen im Fall von Leistungsänderungen. In diesem Fall sollte eine Anpassung entweder der Regelung des SG oder der WR angestrebt werden. Zusätzliche Maßnahmen, wie die Verwendung eines gezielten Lastmanagements oder eine Anpassung der Anlagenregelung im Inselnetzfall über IKT, können zur Gewährleistung eines stabilen Inselnetzbetriebs beitragen. Generell ist ein stabiler Inselnetzbetrieb mit dezentralen Erzeugungsanlagen möglich, jedoch sind weitere Untersuchungen erforderlich, um einzuhaltende Betriebszustände im Detail zu definieren und damit einen stabilen Inselnetzbetrieb bei Versorgungsunterbrechungen sicherzustellen.



Wechselrichter im Testzentrum des IFHT



Projektkronym:

ENSURE – Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende

Laufzeit:

Sep. 2016 – Aug. 2019

Kernprojektspartner:

Karlsruher Institut für Technologie, RWTH Aachen, E.ON, TenneT TSO GmbH, Siemens AG, ABB AG & 17 weitere Projektpartner

Kontakt:

Dominik Willenberg, M.Sc.
willenberg@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49376



PerSeuS

Planungsgrundsätze für erweiterte Stabilitätsbetrachtungen im europäischen Stromversorgungsnetz

Das Projekt „Planungsgrundsätze für erweiterte Stabilitätsbetrachtungen im europäischen Stromversorgungsnetz“ (PerSeuS) beschäftigt sich mit der Fragestellung des Risikos eines Spannungskollapses im gegenwärtigen und zukünftigen Übertragungsnetz. Die Substitution konventioneller Kraftwerke durch dezentrale Erzeugungseinheiten und die damit einhergehende Zunahme weiträumiger Leistungstransite resultieren in einer erhöhten Volatilität der Netzauslastung. Die gleichzeitige Reduktion von Blindleistungsreserven in Folge der sinkenden installierten Leistung konventioneller Kraftwerksparks führt daher insbesondere zu Herausforderungen bzgl. der Spannungsstabilität. Diese strukturellen Änderungen der Energieversorgung im Zusammenhang mit dem verzögerten Netzausbau führen zu einem zunehmenden Betrieb der Übertragungsnetze nahe der Stabilitätsgrenzen. Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht der Netzplanung sowie der Netzbetriebsführung von großer Bedeutung, frühzeitig kritische Netzzustände bzgl. der Spannungsstabilität zu identifizieren, um geeignete Gegenmaßnahmen einleiten zu können.

Im Rahmen des Projekts wurde ein Verfahren entwickelt, welches ausgehend von einem initialen Netznutzungsfalle die nächstgelegene Stabilitätsgrenze bezüglich der Spannungsstabilität bestimmt. Der Fokus des Projekts liegt hierbei auf der Bewertung der stationären Spannungsstabilität. Da die Spannungsstabilität in der Regel auf die lokale Verfügbarkeit von Blindleistungsreserven zurückzuführen ist, ist es entscheidend, kritische Netzregionen im System zu identifizieren. Die entwickelte Methode basiert hierbei auf dem Continuation Power Flow (CPF) und bewertet die stationäre Spannungsstabilität anhand des Abstandes des initialen Arbeitspunktes zum Stabilitätsrand, der sogenannten Loading Margin. Die Identifikation der nächst-

gelegenen Stabilitätsgrenze erfolgt durch eine Erweiterung der CPF-Methode mittels einer iterativen Methodik um eine ganzheitliche Betrachtung des Last- sowie des Generatorzustandsraums. Aufbauend auf dem Ansatz der minimalen Loading Margin erfolgt die Auswertung der Stabilitätsgrenze durch einen sensitivitätsbasierten Ansatz bzgl. der zu untersuchenden Betriebsmittel. Diese Auswertung erweist sich insbesondere im Hinblick auf (n-k)-Ausfallanalysen als hilfreicher Indikator kritischer Netzbetriebsmittel und dient der Identifikation kritischer Fehlerszenarien.

Die entwickelte Methodik ermöglicht die Berechnung der minimalen Loading Margin sowohl im Last- als auch Generatorzustandsraum. Hierdurch zeigt sich eine signifikante Überschätzung der Loading Margin der herkömmlichen Berechnung der PV-Kurve mit einheitlicher Lasterhöhung im Vergleich zur minimalen Loading Margin. Die Ergebnisse verdeutlichen die Problematik, dass Spannungsstabilität auf lokale Blindleistungsdefizite zurückzuführen ist. Die Identifikation der kritischen Lastregionen ermöglicht zudem die Identifikation geeigneter Ausbaumaßnahmen, wie z. B. Netzausbau oder der Bau von Kompensationsanlagen, zur Stabilisierung des Systems. Durch die Berücksichtigung variabler Leistungsfaktoren können mithilfe der iterativen Methodik zudem die individuellen Auswirkungen zusätzlicher Blindleistungskapazitäten an potentiellen Standorten ermittelt werden.

Zusätzlich zur Bewertung der stationären Spannungsstabilität wurden die Ergebnisse im Rahmen der Kurzzeitspannungsstabilität mithilfe von Zeitbereichssimulationen untersucht. In diesem Kontext konnte die Validität der Methodik zur Identifikation kritischer Betriebsmittel sowie der ermittelten kritischen Fehlerszenarien sowohl im stationären Betrachtungszeitraum als

auch im Rahmen der Kurzzeitspannungsstabilität nachgewiesen werden. Auch die identifizierten Standorte für Blindleistungskompensationsanlagen konnten im Rahmen der stationären Stabilitätsbetrachtung verifiziert werden, müssen jedoch im Rahmen dynamischer Stabilitätsbetrachtungen weiter untersucht werden. Darüber hinaus können die gewonnenen Ergebnisse zur Optimierung von Lastabwurfstrategien verwendet werden, da ein Lastabwurf, antiparallel zu der gefundenen Lastrichtung, zur Stabilisierung des Systems führt. Weiterer Forschungsbedarf zeigt sich insbesondere im Hinblick auf die Kurzzeitspannungsstabilität. Zukünftig bedarf es daher der Entwicklung geeigneter Untersuchungsmethoden und Bewertungskriterien zur Analyse der Kurzzeitspannungsstabilität.



Projektkronym:

PerSeuS

Laufzeit:

Jul. 2015 – Dez. 2017

Kernprojektpartner:

Amprion GmbH

Kontakt:

Sascha Bauer, M.Sc.
bauer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93049



Abbildung 1: Messequipment zur Untersuchung von Spannungsqualitätsmerkmalen im Labornetz

U-Quality

Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung: Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, PV-Batteriespeichersysteme und Power-to-Heat-Anwendungen und ihrer Betriebsweise auf die Spannungsqualität (Spannungsgrenzen, Gradienten, Unsymmetrie, Oberschwingungen, Flicker) und deren Beherrschung

Der zuverlässige Betrieb von elektrischen Geräten und Anlagen ist von der Einhaltung von Grenzwerten der Spannung abhängig. Netzanschlusskunden verlassen sich auf die Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität, deren Aufrechterhaltung eine zentrale Aufgabe von Verteilungsnetzbetreibern darstellt. Dabei wird die Spannungsqualität in Verteilungsnetzen von den im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern beeinflusst und kann sich in ungünstigen Fällen in einer unsymmetrischen Belastung der Phasen, schnellen Spannungsänderungen (z. B. Flicker) oder Oberschwingungen äußern. Die Durchdringung und Art verschiedener Erzeuger und Verbraucher definieren die auftretenden Netznutzungsfälle, die sich im Rahmen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende verändern. Mit diesem Wandel geht eine vermehrte Integration von aktiven Komponenten, wie z. B. von Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität, in die Niederspannungsnetze einher. Diese Komponenten weisen aufgrund der eingesetzten Leistungselektronik und Regelkreise in der Regel nichtlineare Charakteristika auf, wobei der daraus resultierende Einfluss auf die Spannungsqualität nicht vollumfänglich erforscht ist.

Im Rahmen des Forschungsprojektes U-Quality wird der Einfluss von aktuellen und zukünftigen Netznutzungsfällen auf die Spannungsqualität in Verteilungsnetzen untersucht. Darauf aufbauend erfolgt die Anpassung und Weiterentwicklung von Verfahren und Komponenten zur Verbesserung der Spannungsqualität sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller und Gremien (z. B. für die Richtlinien- und Normenentwicklung).

Die Schwerpunkte der Untersuchungen des IFHT im Projekt U-Quality liegen einerseits auf der Vermessung von realen Betriebsmitteln und Anlagen zur Abbildung der IST-Situation und

andererseits auf der Weiterentwicklung und Verifizierung von Simulationsmodellen zur Berücksichtigung von Asymmetrien, Oberschwingungen und schnellen Spannungsänderungen. Dabei ermöglichen experimentelle Laboruntersuchungen eine realitätsnahe Modellentwicklung. Die Forschungsarbeiten münden in laborvalidierten, simulativen Bewertungen der Spannungsqualität zukünftiger Netznutzungsfälle in Niederspannungsnetzen.



Projektkronym:

U-Quality

Laufzeit:

geplant: Feb. 2019 – Jan. 2022

Kernprojektpartner:

TU Braunschweig, TU München, FGH e. V., Eisenmann Thermal Solutions GmbH & Co. KG

Kontakt:

Sandor Simon, M.Sc.
simon@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49212

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

MEDIT

Methoden für Energienetzakteure zur Prävention, Detektion und Reaktion bei IT-Angriffen und -Ausfällen

Der Wandel in der Stromerzeugung bringt den vermehrten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) auch auf Verteilungsnetzebene mit sich. Dies stellt den Netzbetrieb vor allem auch im Bereich der IT-Sicherheit vor neue Herausforderungen, da Ausfälle oder Eingriffe auf IKT-Ebene direkte, schwerwiegende Auswirkungen auf den sicheren Netzbetrieb haben können. Durch die vermehrte Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten und neuen Verbrauchern im Netz (z. B. Ladesäuleninfrastruktur) kommt es zunehmend zu Wechselwirkungen zwischen den beteiligten Energienetzakteuren und dem Netzbetrieb. Virtuelle Kraftwerksbetreiber aggregieren und steuern Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten im Sinne einer gemeinsamen Stromvermarktung und stellen gleichzeitige für den Netzbetrieb benötigte Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung, bereit. Zudem kommt im Zuge des vermehrten Einsatzes intelligenter Stromzähler mit Steuerungsfunktionen den Endkunden sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich eine zunehmend aktivere Rolle innerhalb des Energiemarktes zu.

Ziel des Forschungsprojekts MEDIT ist die Entwicklung von Technologien, Konzepten und Methoden zur Detektion, Prävention und Reaktion auf IT-Angriffe und IT-Ausfälle für alle Energienetzakteure, um auch in Zukunft eine sichere, stabile und zuverlässige Versorgung in den deutschen Stromnetzen garantieren zu können. Dafür soll innerhalb des Projektes zunächst eine Definition zukünftiger Netzbetriebsszenarien und die Analyse zukünftiger Datenflüsse unter der Einbeziehung von IKT erfolgen. Zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen IKT- und Energiesystemen sowie zur Entwicklung neuartiger Detektionsverfahren für IT-Angriffe soll außerdem eine IKT-Energie-Co-Simulationsumgebung beider Domänen aufgebaut werden. Im Zuge des Projekts wird das Zentrum für

Netzintegration der RWTH Aachen im Bereich der IKT erweitert, um eine möglichst realitätsnahe Umgebung zur Entwicklung neuer IT-Sicherheitstechnologien bereitstellen zu können. Auf dieser Basis können neuartige Methoden und Technologien für ein IKT Monitoring, eine anwendungsbezogene Angriffserkennung und reaktive Maßnahmen entwickelt, validiert und hinsichtlich des Einsatzes bei verschiedenen Energienetzakteuren anwendungsbezogen getestet werden. Zudem können innerhalb der geschaffenen Umgebung Auswirkungen von IT-Angriffen und -Ausfällen auf die Versorgungssicherheit und Stabilität des Stromnetzes evaluiert werden und Demonstrationsversuche zur realitätsnahen Validierung der entwickelten Systeme sowohl im Labor als auch im Feld durchgeführt werden. Auf Basis der Projektergebnisse können Handlungsempfehlungen für Energienetzakteure hinsichtlich der Prävention, Detektion und Reaktion bei IT-Angriffen und -Ausfällen im Hinblick auf ihre Anwendbarkeit und ihren Nutzen abgeleitet werden und offene Handlungsfelder für den zukünftigen, sicheren Verteilungsnetzbetrieb identifiziert werden.

Das IFHT ist im Rahmen des Projektes für die Weiterentwicklung und Integration der energietechnischen Simulationsumgebung in die geplante IKT-Energie-Co-Simulation zuständig. Anschließend erfolgen im Zentrum für Netzintegration der RWTH Aachen die Verifikationsversuche der IKT-Energie-Co-Simulationsumgebung zur Überprüfung der Funktionalität und Korrektheit der Abbildung realer Vorgänge. Den Schwerpunkt der Analysen des IFHT bildet die Bewertung der Auswirkungen von IT-Angriffen auf Energienetzakteure hinsichtlich der Stabilität von Verteilungsnetzen. Daraus können Maßnahmen zur Steigerung der Resilienz von Verteilungsnetzen gegenüber Störungen verursacht durch IT-Angriffe abgeleitet werden.



Projektkronym:
MEDIT

Laufzeit:
Okt. 2018 – Sep. 2021

Kernprojektpartner:
Fraunhofer FIT, Fraunhofer FKIE, Hochschule Bremen, Schleswig-Holstein Netz AG, devolo AG, P3 Energy & Storage GmbH, Kisters AG

Kontakt:
Philipp Linnartz, M.Sc.
linnartz@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49370



ENTSO-E: Dynamic Performance Criteria

Investigation on approximation steady-state criteria for assessing the dynamic performance without detailed dynamic studies

Die strukturellen Veränderungen des Energieversorgungssystems durch die zunehmende Durchdringung erneuerbarer Energien und die Substitution konventioneller Kraftwerke sowie der verzögerte Netzausbau führen vermehrt zu kritischen Situationen nahe der Stabilitätsgrenzen im europäischen Übertragungsnetz. Eine Analyse der unterschiedlichen Stabilitätsaspekte erfordert in der Regel detaillierte Untersuchungen auf Basis dynamischer Zeitbereichssimulationen, die im Vergleich zu Berechnungen im stationären Zustand, z. B. Leistungsfluss- oder Kurzschlussleistungsberechnungen, sehr rechenaufwendig sind. Dynamische Untersuchungen erfordern zudem eine detaillierte Modellierung der Komponenten des Energieversorgungssystems.

Aus diesem Grund können Stabilitätsindikatoren, die auf stationären Informationen basieren, hilfreich sein, um die Systemstabilität schnell und effizient beurteilen zu können. Stationäre Indikatoren können detaillierte dynamische Analysen nicht vollkommen ersetzen. Im Rahmen der Spannungs- und Rotorwinkelstabilität, können sie jedoch in Filterfunktionen eingesetzt werden, um potentielle kritische Szenarien zu identifizieren, die nachfolgend im Rahmen dynamischer Simulationen näher betrachtet werden müssen. Bei der Entwicklung von Methoden zur Bewertung dynamischer Phänomene ohne den Einsatz dynamischer Simulationen im Zeitbereich stehen für die Übertragungsnetzbetreiber folgende Aspekte im Vordergrund:

1. Durch den strukturellen Wandel des Energieversorgungssystems mit erhöhter Durchdringung von Leistungselektronik und der Integration innovativer Betriebsmittel (wie Phasenschiebertensoren zur Steuerung des Leistungsflusses) ergeben sich neue Herausforderungen. Im Hinblick auf den

Energiewandel ist zu erwarten, dass bestehende Kriterien und Erfahrungen möglicherweise nicht ausreichen, um die neuen Probleme der Systemstabilität korrekt abzubilden und einzuschätzen.

2. Derzeitige stationäre Indikatoren basieren auf den Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber und hängen stark von den spezifischen Systemeigenschaften ab. Dieses Erfahrungswissen muss durch systematische Methoden ergänzt werden, um die Systemstabilität in zukünftigen Energieversorgungssystemen zu gewährleisten.

3. In Anbetracht der zunehmenden Interdependenz zwischen benachbarten Übertragungsnetzbetreibern resultiert die Notwendigkeit einer koordinierten Bewertung der Systemstabilität. Übertragungsnetzbetreiber müssen daher relevante Indikatoren ermitteln und vereinbaren, um gegebenenfalls weitere detaillierte Analysen einzuleiten.

In Rahmen des Projekts untersucht das IFHT in Zusammenarbeit mit der ENTSO-E sowie zahlreichen europäischen Übertragungsnetzbetreibern sowohl existierende als auch neue Stabilitätsindikatoren zur Bewertung der verschiedenen Stabilitätsaspekte. Der Fokus des Projekts liegt hierbei auf den Stabilitätsaspekten der Rotorwinkel- und der Spannungsstabilität. Hierfür werden, aufbauend auf einer Literaturrecherche Stabilitätsindikatoren im Rahmen stationärer Simulationen und Zeitbereichssimulationen auf ein generisches Netzmodell angewandt. Anschließend werden geeignete Indikatoren für die jeweiligen Stabilitätsaspekte identifiziert und aggregiert. Ziel der Aggregation der verschiedenen Indikatoren ist die ganzheitliche Bewertung der untersuchten Stabilitätsaspekte. Die Indikatoren sollen hierfür kritische Netznutzungsfälle sowie Fehlerszenarien identifizieren, welche in anschließenden mithilfe dynamischer Zeitbereichssimulationen untersucht werden. In einem letzten Arbeitsschritt werden die weiterentwickelten Stabilitätsindikatoren auf ein europäisches Übertragungsnetzmodell angewandt und mithilfe umfassender Stabilitätsanalysen validiert. Dadurch soll die Praxistauglichkeit und Zuverlässigkeit der weiterentwickelten Stabilitätsindikatoren nachgewiesen werden, um den Einsatz im Rahmen der Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber zu ermöglichen.



Projektkronym:
Dynamic Performance Criteria

Laufzeit:
Jan. 2018 – Feb. 2019

Kernprojektpartner:
ENTSO-E

Kontakt:
Sascha Bauer, M.Sc.
bauer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93049

Veröffentlichungen

C. Cieslak, J. Massmann, C. Thier, A. Schnettler

Identification of System Split Topologies in Transmission Grids, 53rd International Universities Power Engineering Conference, Glasgow, Schottland (2018)

F. Glinka, N. Schulte, R. Bertram, A. Schnettler, M. Koprivšek

Solutions for blinding of protection in today's and future German LV grids with high inverter penetration – simulative and experimental analysis; The Journal of Engineering 15, S. 1256 – 1.260 (2018)

M. Knittel, J. Massmann, A. Schnettler, D. Kamenschikow

Future Operational Concepts for Reactive Power Compensators in Transmission Grids; Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Dubrovnik, Kroatien (2018)

J. Massmann, P. Erlinghagen, A. Schnettler

Impact of distributed generation's fault ride through strategies on system stability in the transmission grid; Cigre Science and Engineering 10, S. 38 – 46 (2018)

J. Massmann, P. Erlinghagen, A. Schnettler

Impact of distributed generation's fault ride through strategies on system stability in the transmission grid; 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, Irland (2018)

M. Quester, M. Knittel, P. Raffelsiefen, A. Schnettler

Resonance Mode Analysis of Cabling in the Transmission System, 53rd International Universities Power Engineering Conference, Glasgow, Schottland (2018)

P. Ruffing, C. Brantl, C. Petino, A. Schnettler

Fault current control methods for multi-terminal DC systems based on fault blocking converters; The Journal of Engineering 15, S. 871 – 875 (2018)

P. Ruffing, C. Petino, S. Ruberg, J. A. Campos Garcia, S. Beckler, A. Arnold

Resonance Phenomena and DC Fault Handling During Intersystem Faults in Hybrid AC/DC Transmission Systems with Partial DC Cabling; 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, Irland (2018)

P. Ruffing, C. Brantl, M. Stumpe, A. Schnettler

A Novel DC Fault Blocking Concept for Full-Bridge Based MMC Systems with Uninterrupted Reactive Power Supply to the AC Grid; CIGRÉ Session, Paris, France, (2018)

M. Stumpe, P. Tünnerhoff, J. Dave, A. Schnettler, D. Ergin, A. Schön, K. Würflinger, F. Schettler

DC fault protection for modular multi-level converter-based HVDC multi-terminal systems with solid state circuit breakers, IET Generation, Transmission & Distribution, 12(12), S. 3.013 – 3.020 (2018)

M. Stumpe, P. Ruffing, A. Schnettler, P. Wagner

Adaptive Single-Pole Auto-Reclosing Concept with advanced DC Fault Current Control for Full-Bridge MMC VSC Systems; IEEE Transactions on Power Delivery – Special Section on “Frontiers of DC technology”, 33(1), S. 321 – 329 (2018)

M. Stumpe, P. Tünnerhoff, A. Schnettler, D. Schmidt

Grid Topology and Technology Influences on Selective Protection Concepts for Multi-Terminal Medium Voltage DC Grids, 14th IET International Conference on Developments in Power System Protection, Belfast, UK (2018)

M. Stumpe, P. Ruffing, A. Schnettler:

Evaluation of line fault clearing control strategies enabling a fast restart of power transmission for VSC-HVDC with fault current controllability, 9th International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2018), Liverpool, UK (2018)

M. Stumpe, A. Schnettler, A. Garg

Determination of the voltage recovery process for VSC HVDC systems after transient single-pole to ground faults, 22nd International Conference on Gas Discharges and Their Applications, Novi Sad, Serbien (2018)

M. Stumpe, S. Schumann, A. Schnettler, J. Honerla, P. Hammerschlag-Büttner, H. Hirsch

Experimental verification of an auto-reclosing concept for VSC-HVDC systems with fault current controllability, VDE Fachtagung Hochspannungstechnik, Berlin (2018)

P. Tünnerhoff, P. Ruffing, A. Schnettler

Comprehensive Fault Type Discrimination Concept for Bipolar Full-Bridge-Based MMC HVDC Systems with Dedicated Metallic Return; IEEE Transactions on Power Delivery – Special Section on “Frontiers of DC technology”, 33(1), S. 330 – 339 (2018)

P. Tünnerhoff, P. Ruffing, R. Puffer

Power Cable Stresses Caused by Transmission Line Faults in Next Generation VSC-MMC Systems, 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Chengdu, China (2018)

D. Willenberg, P. Erlinghagen, A. Schnettler

Analysis of the Impact of Cyber Attacks in Active Distribution Grids onto the Transient System Stability, 8th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina (2018)

T. Wippenbeck, D. Willenberg, T. Schmidt, A. Schnettler

Future standardisation requirements for dependable overcurrent protection in intentionally islanded LV microgrids build by distributed inverters; The Journal of Engineering 15, S. 1.048 – 1.053 (2018)



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unserer Webseite unter:

www.ifht.rwth-aachen.de/forschung

Promotionen

RWTHAACHEN
UNIVERSITY

Prüfung
Bitte nicht stören.

Michael Weuffel: Schaltkammerspezifische Einflussgrößen auf die Vor-Ort-Messung des Innendrucks von Vakuum-Schaltkammern mit dem Magnetron-Verfahren (23.02.2018)

Moderne Vakuum-Schaltkammern gelten als sealed for life und besitzen nach Herstellerangaben eine betriebliche Lebensdauer von über 30 Jahren. In vielen Fällen ist ein uneingeschränkter Weiterbetrieb über die angegebene Lebensdauer hinaus möglich, wobei insbesondere der Innendruck der Vakuum-Schaltkammer das begrenzende Kriterium hierfür darstellt. Der Innendruck darf einen kritischen Wert im Bereich von $p_{\text{krit}} = 10^{-4} \dots 10^{-3}$ hPa nicht überschreiten. Für einen Weiterbetrieb benötigen Netz- und Anlagentreiber Informationen zum individuellen Zustand der Vakuum-Schaltkammern. Gegenüber anderen Messmethoden ist das Magnetron-Verfahren die geeignetste Möglichkeit für eine quantitative Bestimmung des Innendrucks. Zur mobilen Vor-Ort-Anwendung des Verfahrens existieren bereits Konzepte, deren grundsätzliche Funktionalität durch Prototypen belegt ist. Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung schaltkammerspezifischer Einflussgrößen, die sich beim Feldeinsatz dieser Konzepte ergeben und welche die Anwendbarkeit sowie die resultierenden Messergebnisse beeinflussen können.

Ein gemessener Magnetron-Entladungsstrom erlaubt bei bekannter Entladungsstrom-Druck-Kennlinie der Schaltkammer einen eindeutigen Rückschluss auf deren Innendruck. Die bei unbekannter Kennlinie resultierende Druckspannweite wird auf Basis

repräsentativ ausgewählter Schaltkammer-Typen untersucht und beträgt teils weniger als eine, bei vorheriger Abschätzung der Schaltkammer-Größe weniger als eine halbe Druckdekade. Zur zusätzlichen Reduktion der Druckspannweite werden weitere, druckabhängige Kenngrößen, speziell die durch den Getter-Ion Effekt hervorgerufene Innendruck-Reduktion, analysiert. Für die mobile Erzeugung des erforderlichen Magnetfeldes werden verschiedene Permanentmagnet- und Spulenordnungen hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit beim Vor-Ort-Einsatz des Magnetron-Verfahrens untersucht. Gegenüber bestehenden Konzepten, die teils nur eine eingeschränkte Anwendbarkeit aufweisen, wird für Spulensysteme durch die Entwicklung einer aktiven Kühlung oder durch den Betrieb mit gepulstem Spulenstrom eine zuverlässige Messung auf dem vollständigen relevanten Druckmessbereich erreicht. Im Hinblick auf die Aussagekraft der beim Feldeinsatz ermittelten Druckwerte werden der Einfluss der Temperatur sowie der Einfluss von Schalthandlungen unter elektrischer Last auf den Innendruck analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass Schalthandlungen, anders als eine Temperaturänderung, eine dauerhafte Veränderung des Drucks, insbesondere eine teils signifikante Abnahme um mehrere Größenordnungen, bewirken können und dadurch die Lebensdauerprognose einschränken.

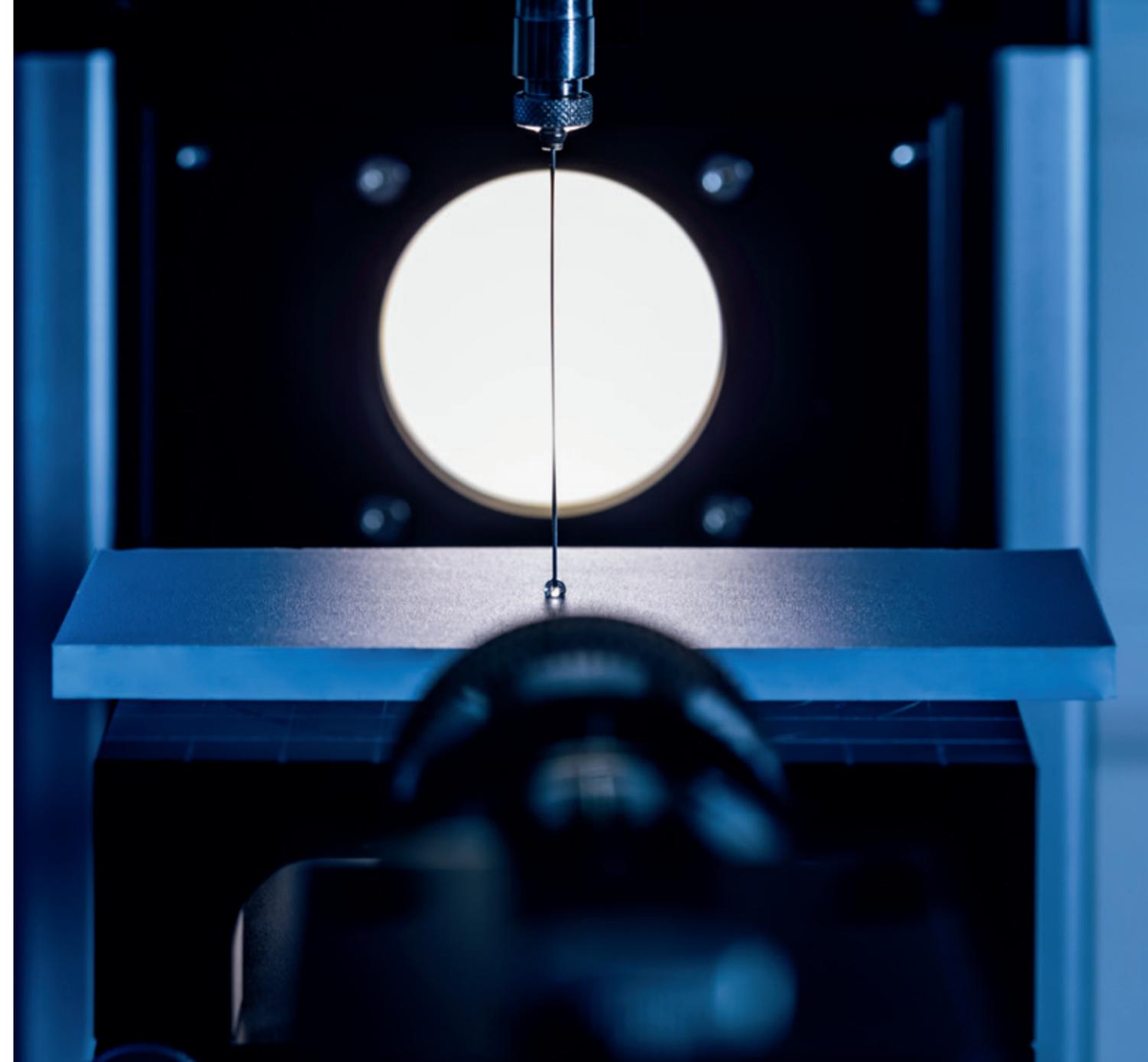
Alexander Stroband: Verfahren zur Dimensionierung und Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge (16.03.2018)

Elektromobilität wird als ein wichtiger Faktor zur Reduzierung der durch den Verkehrssektor verursachten CO_2 -Emissionen angesehen. Sofern die Energieversorgung der Elektrofahrzeuge mit regenerativ erzeugtem Strom erfolgt, kann zur Erfüllung der von der Europäischen Union ausgegebenen Klimaschutzziele beigetragen werden. Aktuell sind die Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen jedoch gering. Als ein möglicher Grund wird die bislang in der Menge unzureichend ausgebaute öffentliche Ladeinfrastruktur angeführt. Darüber hinaus sind die bisher ausgebrachten Ladesäulen nicht optimal platziert, um eine flächendeckende Versorgung zu gewährleisten. Für zukünftig zu errichtende Ladesäulen sollten demnach zunächst der jeweils optimale Standort bestimmt werden, um auch bei noch geringen Stückzahlen eine möglichst weitreichende Abdeckung an Ladeinfrastruktur zu ermöglichen. Bisher fehlt es allerdings an geeigneten Verfahren, die diese Aufgabe erfüllen können.

Das Ziel dieser Dissertation ist die Entwicklung eines Verfahrens zur multikriteriellen Dimensionierung und Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Dabei gilt es, neben der Verkehrsflussebene auch die Energieflussebene zu berücksichtigen, um die Auswirkungen der Ladevorgänge auf die Stromnetze endogen betrachten zu können. In einem ersten Schritt wird daher ein Verkehrsmodell entwickelt, um den Individualverkehr in beliebigen Untersuchungsgebieten zu simulieren. Die Abbildung der Energieflussebene erfolgt anschließend mit Hilfe eines Verfahrens zur Generierung synthetischer Niederspannungsnetze. Abschließend werden die Verkehrs- und Energieflüsse als Eingangsparameter an ein multikriterielles Optimierungsverfahren übergeben, um die optimalen Standorte für Ladesäulen zu identifizieren. Es resultiert somit ein dreistufiges Gesamtverfahren.

Die drei entwickelten Teilmodelle werden zur Validierung in Untersuchungsregionen angewendet. Es zeigt sich, dass die Kenndaten

der Verkehrsflüsse (u. a. die Anzahl der Wege pro Tag) den maßgeblichen Mobilitätsstudien gleichen. Auch das erzeugte synthetische Niederspannungsnetz weist dem realen Netz ähnliche Strukturen auf. Das Gesamtverfahren wird abschließend in einem weiteren Untersuchungsgebiet angewendet. Es zeigt sich, dass durch das Verfahren eine bedarfsgerechte Ausbringung der Ladeinfrastruktur erfolgt. Die von der Nationalen Plattform Elektromobilität empfohlenen Richtwerte werden eingehalten. Die Energieflussebene zeigt in der betrachteten Untersuchungsregion lediglich geringfügige Auswirkungen auf die Platzierungslösung, da durch die kurzen Distanzen nur wenig Schnellladeinfrastruktur mit entsprechend hohen Ladeleistungen errichtet wird.



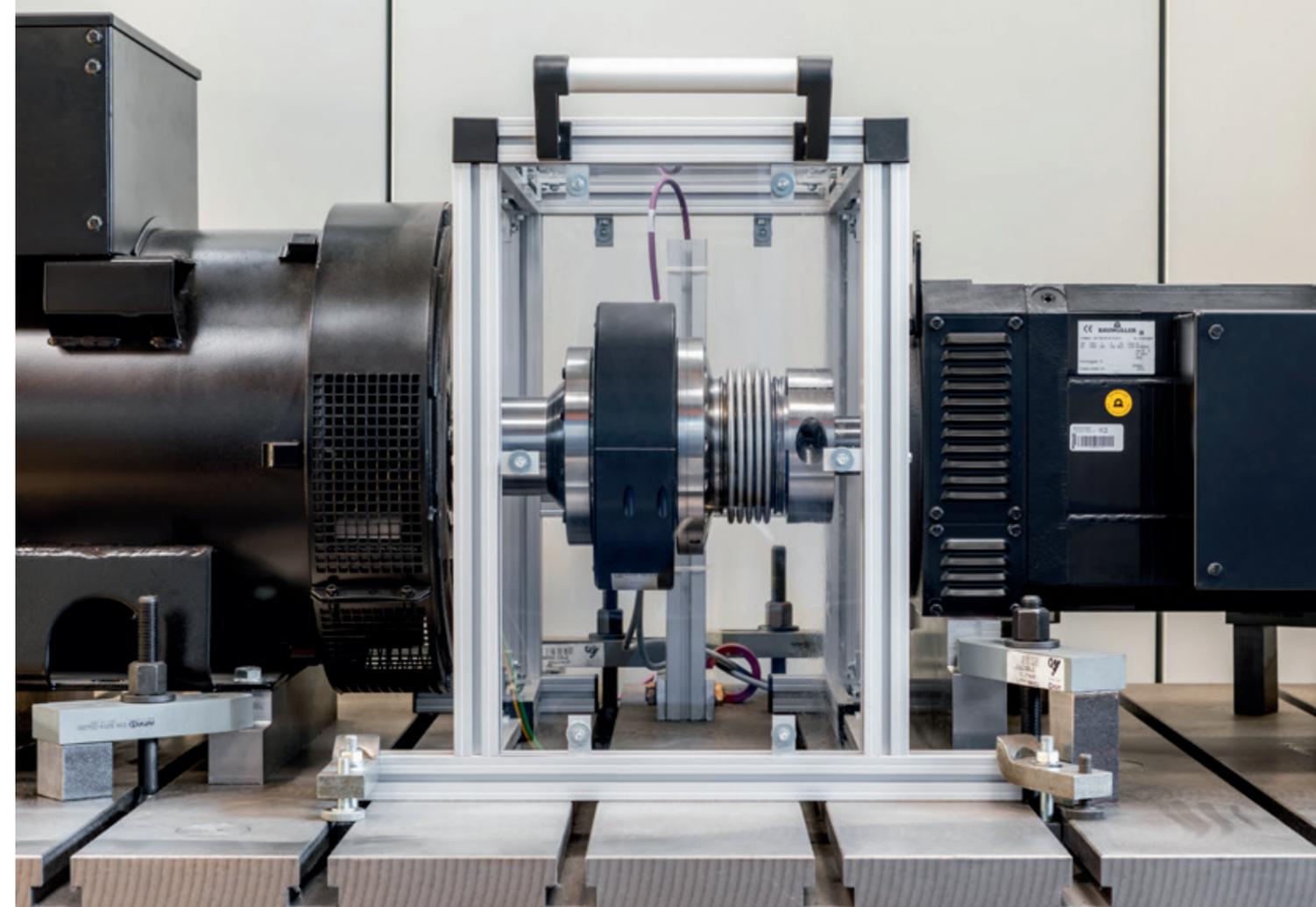
Matthias Heidemann: Entwicklung eines elektrisch und thermisch gekoppelten Simulationsmodells des modularen Multilevel Umrichters (08.06.2018)

Die Energiewende führt zu einer wachsenden Durchdringung des bestehenden Übertragungsnetzes mit Systemen der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Der modulare Multilevel Umrichter stellt den Stand der Technik im Bereich selbstgeführter Umrichtersysteme dar. Für den wirtschaftlichen und zugleich zuverlässigen Betrieb des Umrichters wird ein Monitoring auf Basis von Echtzeitsimulationen des Umrichters in Betracht gezogen, sodass Verletzungen elektrischer oder thermischer Grenzwerte dynamisch detektiert werden können. Aufgrund der begrenzten verfügbaren Rechenleistung ist die Realisierung eines elektrisch-thermisch gekoppelten Simulationsmodells weder in Echtzeit- noch mit Offline-Simulationen möglich.

In dieser Arbeit wird ein Simulationsmodell des modularen Multilevel Umrichters entwickelt und verifiziert, das die leistungselektronischen Bauelemente des Umrichters elektrisch und thermisch modelliert und die Größen für jeden einzelnen Halbleiter simuliert. Durch die Implementierung des Modells in einer Co-Simulation

kann die Rechenleistung moderner Mehrkernprozessoren derart nutzbar gemacht werden, dass kein Nachteil bezüglich der benötigten Rechenzeit verglichen mit vereinfachten Modellen besteht. Die Co-Simulation zeichnet sich dadurch aus, dass sie aus Teilmodellen besteht, die parallel simuliert werden.

Exemplarische Untersuchungen veranschaulichen die Anwendung des Modells zur Auslegung des Umrichters und bei Fehleranalysen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Betriebspunkt und die Regelung des Umrichters die Sperrschichttemperaturen und die auftretenden Leit- und Schaltverluste der leistungselektronischen Komponenten signifikant beeinflussen. Eine Betrachtung realer Kondensatoren veranschaulicht die Anwendung des Co-Simulationsmodells als Monitoringsystem zur Zustandsbewertung des Umrichters. Untersuchungen zu exemplarischen Fehler Szenarien zeigen, dass der sichere Betriebsbereich und die Sperrschichttemperaturen der Halbleiter bei der Festlegung von Auslöseschwellen für Schutzmechanismen beachtet werden müssen.



Hans Barrios Büchel: Verfahren zur Ausbauplanung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung leistungsflusssteuernder Komponenten (05.10.2018)

Der politisch forcierte Wandel der Energieversorgung hin zu einem höheren Anteil von Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion führt zu einem Ausbaubedarf der Übertragungsnetze. In Deutschland werden die erforderlichen Netzausbau und -verstärkungsmaßnahmen für die prognostizierte Entwicklung in der Energieversorgung im Rahmen des Netzentwicklungsplans ermittelt. Diese Maßnahmen werden aktuell von den Netzplanern auf Basis von Expertenwissen und ohne Anwendung automatisierter und diskriminierungsfreier Verfahren abgeleitet.

Zur Identifikation kosteneffizienter Netzstrukturen ist die Berücksichtigung aller der Netzplanung zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade erforderlich. Neben dem konventionellen Ausbau und der Verstärkung von AC-Leitungen, bilden leistungsflusssteuernde Komponenten aufgrund der zusätzlichen betrieblichen Freiheitsgrade eine vielversprechende Alternative zur Vermeidung von Netzausbaukosten.

In dieser Dissertation wird daher ein Netzplanungsverfahren entwickelt, das erstmalig die Möglichkeit bietet, konventionelle AC-Ausbaumaßnahmen und leistungsflusssteuernde Komponenten, kon-

cret Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ), Phasenschiebertransformatoren (PST) und Flexible-AC-Transmission-Systems (FACTS), integriert zu betrachten. Für die Lösung der netzplanerischen Problemstellung werden zwei Verfahrensansätze verfolgt und verglichen. Der erste Ansatz bedient sich einer Partikelschwarmoptimierung. Der zweite Ansatz besteht aus einer Kombination zweier weiterer Methoden: einem heuristischen Verfahren zur Netzverstärkung in Anlehnung an das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau) und einem Verfahren zur integrierten Platzierung von HGÜ, PST und FACTS in Form eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems. Die Applikation der entwickelten Verfahren für die Planungsaufgaben eines realskaligen Übertragungsnetzmodells verdeutlicht die Anwendbarkeit für reale Problemstellungen. Dabei wird der zweite Ansatz gegenüber der Partikelschwarmoptimierung als der geeignete Lösungsansatz identifiziert. Für den untersuchten Anwendungsfall führt die Berücksichtigung leistungsflusssteuernder Komponenten zu einer Senkung der annuitätischen Gesamtkosten von unter 6 %. Bei einer Berücksichtigung der Umbeseilung mittels Hochtemperaturleiter als mögliche Ausbauoption fällt der Kostensenkungsbeitrag auf unter 2 %.

Moritz Mittelstaedt: Methodik zur Bewertung der Spannungsstabilität in Übertragungsnetzen (22.11.2018)

Durch den kontinuierlichen Wandel der Erzeugungs-, Last- und Netzstruktur ändern sich die Leistungsflusssituationen grundlegend. Höhere Leistungsansätze von Regionen mit viel Einspeisung aus erneuerbaren Energien in weit entfernte Lastzentren, ein steigender überregionaler Stromhandel und die lokale Umkehrung der vertikalen Leistungsflüsse führen zu neuen, deutlich komplexeren Systemzuständen. Eine steigende Belastung der bestehenden Netzinfrastruktur weist auf eine zunehmende Gefährdung der Spannungsstabilität hin. Deshalb ist es notwendig, anwendbare Verfahren zu entwickeln, um die Stabilität bewerten und kritische Systemzustände identifizieren zu können.

In dieser Dissertation wird eine Methodik entwickelt, die es erlaubt, ein System im (n-0)- und (n-k)-Zustand hinsichtlich der Spannungsstabilität zu bewerten. Die Grundlage bildet ein erweiterter Continuation-Power-Flow (CPF) zur Ermittlung einer Bifurkation als Stabilitätsgrenze im multidimensionalen Last- und Erzeugungsraum. Darauf aufbauend werden zwei Bewertungsmethoden entwickelt. Die erste Methode ist die Closest-Bifurcation Method, die einen Worst Case abbildet und die nächstgelegene Stabilitätsgrenze für einen Systemzustand liefert. Die zweite Methode ermittelt auf Basis der Abhängig-

keiten und Varianzen von Lasten und EE-Einspeisungen die wahrscheinlichste Stabilitätsgrenze, die von einem gegebenen Zustand aus erreicht wird. Zusätzlich werden zwei Verfahren vorgestellt, mit deren Hilfe die kritischsten Betriebsmittelausfälle identifiziert werden. Die Kombination der beiden Bewertungsmethoden mit den beiden Verfahren zur Identifikation kritischer (n k)-Ausfälle ermöglicht eine aussagekräftige Bewertung eines Systems hinsichtlich der statischen Spannungsstabilität.

Die entwickelte Gesamtmethodik wird auf ein 120-Knoten-Netz angewendet. Dabei wird gezeigt, dass die jeweils minimale und wahrscheinlichste Zustandsänderung zum Erreichen der Stabilitätsgrenze nicht ausschließlich durch eine Lasterhöhung, sondern auch durch eine vermehrte EE-Einspeisung und eine Reduktion der Residuallast hervorgerufen werden kann. Die identifizierten Stabilitätsgrenzen zeigen, dass die Stabilität im (n-0)- und (n-1)-Fall akut gefährdet und im (n-2)-Fall nicht mehr gegeben ist. Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass die kritischsten Systemzustände nicht unmittelbar aus Netzsituationen mit extremer EE-Einspeisungen oder außerordentlich hoher Last entstehen können. Die thermische Auslastung der Betriebsmittel ist kein zuverlässiger Indikator für das Erreichen einer Stabilitätsgrenze.

Infrastruktur und Tools



VORSICHT
Berühren Sie nicht das Objektiv oder den Revolver während der Messung oder wenn Sie das Gerät tragen.
Legen Sie vorsichtig das Objektiv ein.
Legen Sie das Objekt bis zur unteren Grenze.
Berühren Sie das Objekt bis zur oberen Grenze.
Legen Sie das Objekt bis zur unteren Grenze ein.
Legen Sie das Objekt bis zur oberen Grenze ein.

LABORSTRAHLUNG
Nicht in das Strahlrohr blicken.
Zurückziehen des Strahlrohrs vermeiden.
Ausgangslinse nicht berühren.
Lichtstrahl nicht in das Gesicht richten.
Lichtstrahl nicht in das Gesicht richten.

Abstandhalter
X1801

Dust Cover VHSZ
X100

Mikroskop inkl. Zubehör
FX00-14

Microscope
FX00-14



Übersicht der Komponenten des Testzentrums für Netzintegration und Speichertechnologien

Infrastruktur und Tools

Das „Institut für Hochspannungstechnik“ ist eines der führenden Hochschulinstitute auf dem Gebiet der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Mit ingenieurwissenschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Methoden bearbeiten wir in einem Team von wissenschaftlichen Mitarbeitern ein breites Themenspektrum von den Isolationsmaterialien über die Komponenten bis hin zum Systemverhalten im Kontext der Energiewirtschaft. Gekoppelt mit einer umfangreichen Labor- und Softwareausstattung sind wir in der Lage praxisnahe Fragestellungen gezielt zu erforschen. Dabei steht eine vielfältige Laborinfrastruktur in den Bereichen „Netzintegration und Kritische Infrastruktur“, „DC-Technologien“, „Klassische Hochspannungstechnik“ als auch selbst entwickelte Software Tools zur Analyse von „System- und Marktverhalten“ zur Verfügung.



Netzsimulator, LVRT- und HVRT-Container

Netzintegration und Kritische Infrastruktur

Das Testzentrum für Netzintegration und Speichertechnologien stellt ein reales Verteilungsnetz in einer Laborumgebung dar, welche es ermöglicht, neuartige Netzbetriebsweisen und den Einsatz innovativer Technologien bereits heute in unterschiedlichsten Situationen wissenschaftlich und praxisnah zu untersuchen. Ein eigener 10 kV Mittelspannungsring, unterschiedliche intelligente Ortsnetzstationen, ein flexibel verschaltbares Niederspannungsnetz, eine umfangreiche IKT-Infrastruktur mit eigener Leitwarte sowie eine Vielzahl an unterschiedlichen Lasten und Energieerzeugungsanlagen ermöglichen hierbei die Untersuchung von verschiedensten Energienetztopologien sowie Erzeugungs- und Lastszenarien.

Das Niederspannungsnetz mit insgesamt 4,5 km Kabellänge und unterschiedlichen Kabeltypen ermöglicht dabei insbesondere die Nachbildung typischer aber auch ausgefallener deutscher Verteilungsnetze. Neben dem Normalbetrieb kann mittels zusätzlicher Komponenten auch eine Analyse der Auswirkung von Störungen im Netzbetrieb auf die Zuverlässigkeit zukünftiger Verteilungsnetze analysiert werden. Dabei werden Fehler durch Kurzschlüsse und Spannungseinbrüche im laufenden Betrieb erzeugt. Eine weitere Kernkomponente bildet ein Netzsimulator mit 90 kVA Dauerleistung, welcher die Erzeugung beliebiger Spannungsverläufe ermöglicht.

Hiermit sind Komponentenprüfung und Vermessung von innovativen Technologien, wie z. B. regelbaren Ortsnetztransformatoren, Ladeinfrastruktur oder die Systemprüfung mit verschiedensten Fehlersituationen möglich. Als Energieerzeugungsanlagen stehen im Testzentrum für Netzintegration und Speichertechnologien PV-Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller mit Leistungen zwischen 2,5 und 36 kVA, ein Synchrongenerator zur Nachbildung von Windenergieanlagen und Blockheizkraftwerken sowie netzbildende Wechselrichter für einen gewollten Inselnetzbetrieb des Labors mit Batteriespeichern zu Verfügung.

Eine vorhandene Leitwarte inkl. der notwendigen informationstechnischen Infrastruktur (z. B. PLC, Ethernet, GSM, ...) für den Betrieb zukünftiger intelligenter Verteilungsnetze, ermöglicht die kommunikationstechnische Anbindung von Betriebsmitteln. Die Kommunikationstechnik besitzt dabei eine hohe Heterogenität in Technologien und herstellereigenen Lösungen, sodass neben konventioneller Technik auch zukunftsweisende Technologien eingebunden sind. Neben den Technologien sind hierbei insbesondere auch unterschiedliche Softwarelösungen zum Schutz gegen Cyber-Angriffe umgesetzt. Somit kann praxisnah die Digitalisierung und deren Einfluss auf Zuverlässigkeit, Betrieb und Sicherheit an Hand kritischer Infrastrukturen untersucht werden.

DCLab

Das DCLab ist ein neuartiges Labor zur Untersuchung von Komponenten zukünftiger Gleichstromnetze. Durch den modularen Aufbau des Labors können Dauerversuche mit hohen Nennströmen und gleichzeitig Fehlerströme, wie sie typischerweise in Gleichstromnetzen auftreten, untersucht werden. Bezogen auf Fehlerströme, können durch die Laborsteuerung nahezu beliebige Stromformen, zum Beispiel mathematische Funktionen oder auch Daten aus Fehlersimulationen, nachgebildet werden. Somit besteht die Möglichkeit, Komponenten wie leistungselektronische Bauelemente, Messtechnik, Komponenten von Umrichtern, fehlerstrombegrenzende Betriebsmittel und weitere Komponenten der Gleichstromtechnik im Labor zu entwickeln und zu prüfen.

Der Prüfkreis besteht aus zwei Teilprüfkreisen, zum einen eine Hochstromquelle für die Durchführung von Dauerversuchen und zum anderen für die parametrierbare Bereitstellung hoher Kurz-

schlussströme eine regelbare Kondensatorbank. Die geplanten Kenndaten der Hochstromquelle sind wie folgt:

- Maximaler Dauerstrom: $I_n = 5.000 \text{ A}$
- Maximale Ausgangsspannung: $U_{DC} = 24 \text{ V}$
- Nenndauerleistung: $P_{DC} = 120 \text{ kW}$

Für die Erzeugung der Kurzschlussströme werden Kondensatoren verwendet, die mittels leistungselektronischer Bauelemente über eine Regelinduktivität entsprechend der frei definierbaren Regelvorgabe entladen werden. Die Hochleistungsquelle wird für folgenden Kenndaten ausgelegt:

- Maximaler Kurzschlussstrom: $I_k = 30 \text{ kA}$
- Dauer des maximalen Kurzschlussstroms: $T_{ik} = 50 \text{ ms}$
- Stromsteilheit: $di/dt > 2 \text{ A}/\mu\text{s}$
- Ladespannung des Energiespeichers: $U_{Lade} = 8 \text{ kV}$
- Ladeenergie: $E_{Lade} = 1,92 \text{ MJ}$

Klassische Hochspannungstechnik

Das IFHT ist aufgrund seiner umfangreichen Ausstattung in der Lage, verschiedenste klassische hochspannungstechnische Fragestellungen zu bearbeiten. Schwerpunkte bilden dabei die Untersuchungen von Isoliertechniken und -materialien, von Leistungsschaltelementen als auch von Komponenten, wie Kabel und Freileitungen. Die Infrastruktur bietet die Möglichkeit sowohl standardisierte Prüfungen (z. B.: Oberflächen- oder Durchgangswiderstände, Durchschlagsfestigkeit, Blitzstoßspannung, etc.) als auch Untersuchungen zum Verhalten von Isoliertechniken bei

verschiedenen äußeren Einflüssen durchzuführen. So können beispielsweise beschleunigte Untersuchungen zum Alterungsverhalten oder auch generelle Umwelteinflüsse (Temperatur, Feuchte) analysiert werden. Weiterhin ist auch die Durchführung von nicht-elektrischen Prüfungen möglich (z. B. Lichtmikroskopie, Ultraschalldiagnostik, Detektion von Materialfehlern oder Ablösungen, etc.). Folgende Prüfstände stehen zu Untersuchungszwecken zur Verfügung:

Prüfstand 1: Hoch- & Mittelspannung

Für Prüfungen, bei denen hohe Spannungen gefordert sind (z. B. Durchschlagsversuche), bietet das IFHT Räumlichkeiten mit Hochspannungserzeugern für verschiedene Spannungsarten. Es lassen sich Wechsel-, Gleich- und Stoßspannungen ($1,2\mu\text{s}/50\mu\text{s}$, $250\mu\text{s}/2500\mu\text{s}$) erzeugen.

Technische Daten:

- Wechselspannungen: 400 kV, 200 kVA
- Gleichspannungen: 270 kV, 3,5 kVA
- Stoßspannungen: bis 1 MV, 30 kJ



Hochspannungshalle



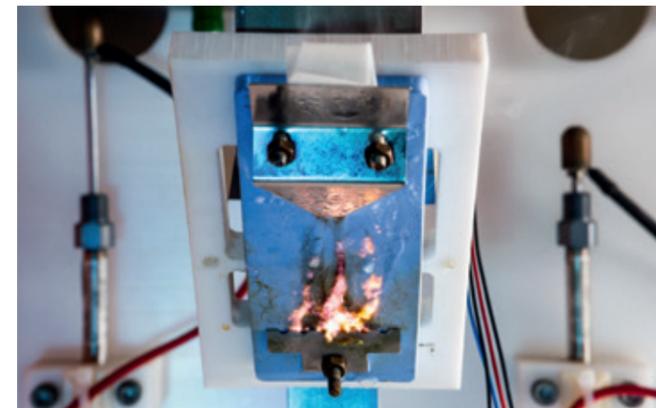
Mittelspannungsprüffeld inkl. Klimakammer

Prüfstand 2: Klima- und Feuchteinflüsse

Das IFHT bietet insgesamt 3 Klimakammern (unter anderem auch eine begehbare), die im Wesentlichen für die Untersuchungen von Isoliertechniken bei klimatischen Belastungen eingesetzt werden. Es lassen sich z. B. Durchgangswiderstände bei verschiedenen klimatischen Bedingungen messen. Darüber hinaus werden die Klimakammern für Lagerungen unter definierten Bedingungen eingesetzt.

Technische Daten:

- Temperatur: -40°C bis 220°C
- Relative Feuchte: 10% bis 96%
- Taupunktbereich: 10°C bis 90°C



Schiefe Ebene Test

Prüfstand 3: Isolierstoffe

Für die Prüfung und Charakterisierung von Isoliertechniken und Isoliertechniken stehen am IFHT eine Reihe von Versuchsständen und Messequipment zur Verfügung. Des Weiteren ist es möglich eigene Prüflinge aus Silikon (LSR) oder Epoxid-Harzen (auch mit Zugabe von Füllstoffen) im Institutseigenen Materialverarbeitungs-labor herzustellen.

Technische Daten:

- AC bis 100 kV
- DC bis 100 kV



Freileitungslabor

Prüfstand 4: Freileitungen

Das Freileitungslabor ermöglicht die thermische Untersuchung von Leiterseilen, Armaturen oder ähnlichen Komponenten unter definierten Wetterrandbedingungen. Es können sowohl mechanische und elektrische Parameter (Strom und horizontale Zugspannung), als auch die Einflussgrößen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung, variiert werden. Ein variables Steuer- und Messsystem erlaubt Temperaturopzeichnungen und die Definition von Belastungsprofilen.

Technische Daten:

- Strom: max. 3 kA
- Mechanische Zugkraft: max. 50 kN
- Umgebungstemperatur: bis 40°C
- Windgeschwindigkeit: $0,4 \text{ m/s}$ – 12 m/s
- Globalstrahlung: 0 W/m^2 und 500 W/m^2 – 950 W/m^2



Weil-Dobke-Prüfkreis zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Prüfstand 5: SF₆-Labor

Zur zeitlich parallelen Vorbereitung und Durchführung experimenteller Untersuchung von Leistungsschaltern stehen am IFHT zwei synthetische Prüfkreise nach Weil-Dobke sowie drei getrennte Prüfplätze zur Verfügung. Mittels Transientenrekordern mit bis zu 40 Messkanälen ist eine Erfassung verschiedenster Parameter (z. B. Strom, Spannung, Druck, etc.) möglich. Für optische Untersuchungen ist eine Hochgeschwindigkeitskamera vorhanden. Ein modernes Gashandling-System gewährleistet eine sichere und umweltgerechte Durchführung von Versuchen in verschiedenen Gasen.

Technische Daten:

- Kurzschlussströme: bis 60 kA_{peak}
- Frequenz: 50 Hz
- Wiederkehrspannung: bis 140 kV



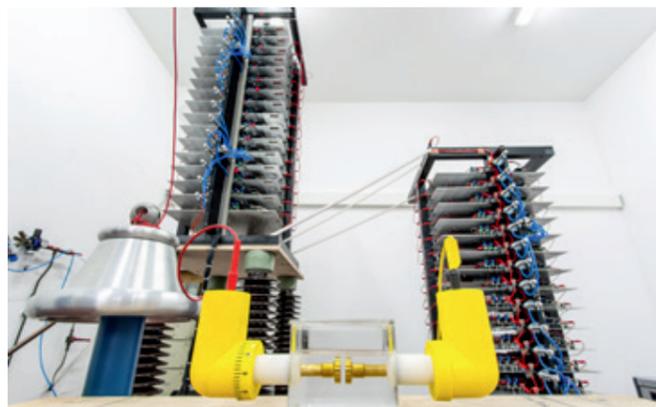
Luftgekoppelter Tesla-Transformator

Prüfstand 7: Tesla-Transformator

Am IFHT wird ein Prüfstand zur Erzeugung von sinusförmigen mittelfrequenten Hochspannungen verwendet. Der luftgekoppelte Tesla-Transformator kann im Resonanzbetrieb zwischen 2 und 9 kHz betrieben werden. Damit können beispielsweise Untersuchungen an Isoliersystemen durchgeführt werden.

Technische Daten:

- Mittelfrequenzspannung (2-9 kHz) bis 100 kV



Solid-State-Marx-Generator

Prüfstand 8: Solid-State-Marx-Generator

Dem Institut steht ein Solid-State-Marx-Generator zur Verfügung, der ähnlich einem Signalgenerator über die Ansteuerung der verschiedenen Stufen vielfältige Spannungsformen erzeugen kann. Beispielsweise lassen sich damit rechteckförmige Spannungsformen mit Flankensteilheiten größer 20 kV/μs erzeugen.

Technische Daten:

- Mittelfrequenzspannung (1 – 10 kHz) bis 50 kV (100 kV in Vorbereitung)
- Maximale Ein- und Ausschaltzeit von 2 μs, Spannungssteilheit > 20 kV/μs

ProbFlow – Netzanalyse mit probabilistischer Leistungsflussberechnung

Durch die Dezentralisierung der Energieversorgung mit verteilten, erneuerbaren Erzeugungsanlagen und zusätzlichen Lasten (z. B. Elektromobilität, Wärmestromanlagen), besteht in der Netzplanung und -betriebsführung von Verteilungsnetzbetreibern eine erhöhte Unsicherheit über die zukünftigen Versorgungsaufgaben. Dies erfordert geeignete probabilistische Verfahren zur Netzberechnung für die Netzanalyse und Technologiebewertung. Mit der Software ProbFlow werden unsichere Informationen, beispielsweise Lastverhalten, Anlagenposition und Wetterzeitreihen in einem Zufallsprozess bestimmt. ProbFlow ermöglicht durch die vielfache Wiederholung der Leistungsflussberechnung mit identischen Eingangsparametern, aber unterschiedlichen Zufallswerten, eine probabilistische Verteilung der Anlagen und der Zeitreihen zu

simulieren. Die Berechnung der Wiederholungen erfolgt dabei in ProbFlow unabhängig voneinander und parallelisiert. Die Software berücksichtigt sowohl veränderte Rahmenbedingungen auf der Last- und Erzeugungsseite als auch eine Vielzahl innovativer Betriebskonzepte, unter anderem zentrale und dezentrale Spannungsregelungsverfahren, die heute oder zukünftig im Verteilungsnetzbetrieb zum Einsatz kommen. Anschließend erfolgt eine statistische Auswertung der resultierenden Ergebnisschar. Diese umfasst Extremwerte und Quantile von Spannung und Betriebsmittelauslastung. Auf dieser Basis können automatisiert heuristisch bestimmte Netzausbaumaßnahmen bewertet und der individuelle Ausbaubedarf bzw. das Integrationspotential weiterer Lasten und Einspeiser ermittelt werden.

M²Q – Multimodale Quartiersoptimierung

Aufgrund großer Effizienz- und Synergiepotenziale stellen Stadtquartiere eine wichtige Komponente zur Erreichung der deutschen und europaweiten Klimaziele dar. Mit dem Tool M²Q können optimale Konzepte zur Strom- und Wärmeversorgung von Stadtquartieren berechnet werden. Auf Basis der individuellen Quartiersdaten (z. B. Baualtersklassen der Gebäude, Gebäudegrößen) werden die Effizienzmaßnahmen bestimmt, mit denen die Kosten und Emissionen der Energieversorgung minimiert werden. Dabei erfolgt eine integrierte Betrachtung des

Einsatzes unterschiedlicher Erzeugungstechnologien (u. a. Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen und Biomasse-Heizungen), Strom- und Wärmespeicher sowie der Nutzung von Nahwärmenetzen. Darüber hinaus werden Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle als zusätzliche Alternative berücksichtigt. Mit den Ergebnissen des Verfahrens können dominante Effizienzmaßnahmen identifiziert und Entscheidungsträger bei der energetischen Quartiersplanung unterstützt werden. Aus diesem Grund wird es z. B. bei der Erstellung integrierter Quartierskonzepte eingesetzt.



Diskussion über Schnittstellen der IFHT-Toolchain und Simulationsergebnisse

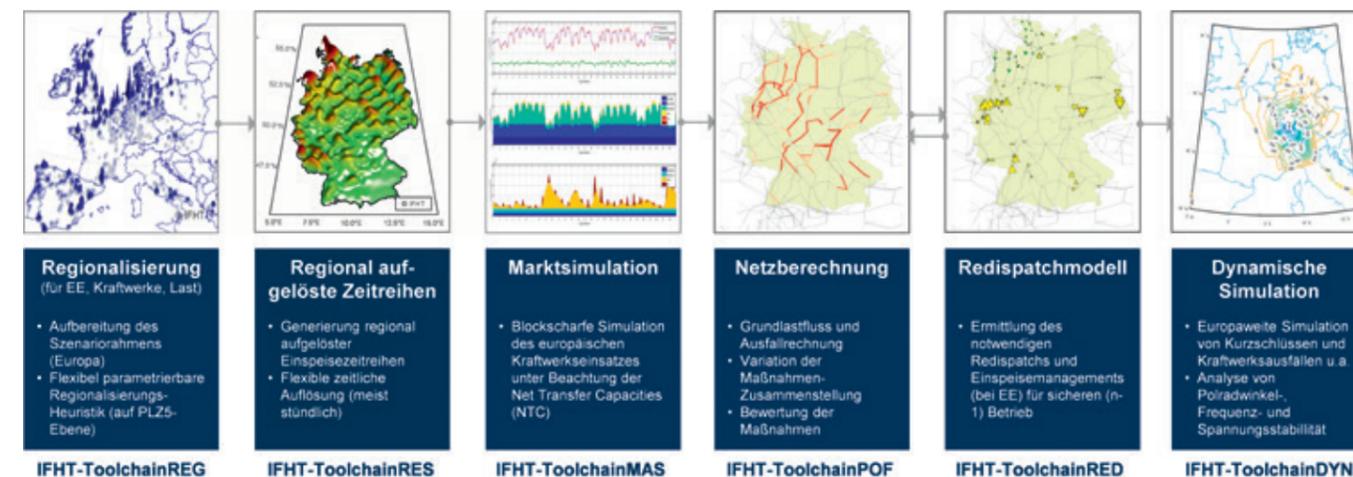
IFHT-Toolchain

Toolchain zur ganzheitlichen Analyse des Energiesystems auf zentraler und dezentraler Ebene

Die IFHT-Toolchain ermöglicht eine ganzheitliche Analyse des zukünftigen Energieversorgungssystems unter der Berücksichtigung aktueller Netz- und Technologietrends. Sie wird im Rahmen zahlreicher Dissertationen der wissenschaftlichen Mitarbeiter stets weiterentwickelt, um aktuelle und zukünftige Fragestellungen zur Energieversorgung, zum elektrischen Übertragungsnetz oder zur Systemstabilität beantworten zu können. Hierbei werden die gegenseitigen ökonomischen, technischen und ökologischen Auswirkungen unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen quantifiziert und bewertet. Das Untersuchungsspektrum für mögliche Fragestellungen reicht von der Regionalisierung erneuerbarer Energien über Marktmechanismen und Kraftwerkseinsatzplanungen bis hin zum Netzbetrieb, notwendigen Redispatch-Eingriffen und Auswirkungen auf die Systemstabilität.

Mit dem Ziel, die gesetzten Klimaziele zu erreichen und eine Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung voranzutreiben, werden zukünftig die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Energiesektoren (Strom, Wärme, Gas, Verkehr) zunehmen. Die

resultierende Kopplung einzelner Sektor wird die Betriebsweise und Anforderungen an Kraftwerke und dezentrale Versorgungssysteme signifikant verändern. Mithilfe der IFHT-Toolchain lässt sich die Nah- und Fernwärmeversorgung thermischer Kraftwerke, die Speicherung von Energie aus Windkraft mittels Power2Gas oder bspw. der Nutzen der Elektromobilität für Zukunftsszenarien ermitteln. Die hierzu durchgeführten Marktsimulationen werden auf Basis eines detaillierten europäischen Kraftwerksparks und den Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien aus europaweiten, zeitlich hoch aufgelösten Wetterdaten erstellt. Bei der Kraftwerksmodellierung werden diverse Kraftwerkstypen mit ihren spezifischen Kraftwerksprozessen, Wirkungsgraden, Anfahrts-, Stillstands- und Abschaltzeiten berücksichtigt. Durch die Abbildung der unterschiedlichen Strommärkte kann der Kraftwerkseinsatzplan und die Auswirkungen der Sektorkopplung auf die Fahrweise und Nutzung von Kraftwerken ermittelt werden. Zusätzlich liefern die Ergebnisse der Marktsimulationen eine Quantifizierung zukünftiger Strompreise und ermöglichen damit eine Bewertung der Zukunftstauglichkeit verschiedener Technologien.



Übersicht über die Modelle der IFHT-Toolchain

Die Modellierung der Strom- und Wärmeversorgung wird dabei unterteilt in die Versorgung durch zentrale Großkraftwerke und dezentrale Anlagenverbände in den Bereichen Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) sowie Industrie. Der Wärmebedarf wird zusätzlich auf verschiedenen Temperaturniveaus modelliert. Zudem erfolgt eine umfangreiche Abbildung des Verkehrssektors durch die Modellierung der Elektromobilität im Personen- und Güterverkehr.

Die sich zukünftig ändernden regionalen Last- und Erzeugungsmuster nehmen zudem Einfluss auf den Netzbetrieb sowie den notwendigen Netzausbau im Übertragungsnetz. Derzeit ist das Stromnetz häufigen Transportengpässen ausgesetzt und muss im Rahmen des Netzbetriebs mithilfe netzbezogener Maßnahmen (Topologieänderungen, HGÜ-Steuerung, Phasenschiebertransformatoren), Redispatch und Einspeisemanagement entlastet werden. Das hierzu geeignete Redispatch-Modell der Toolchain wird bereits seit 2014 und mittlerweile von allen vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt, um geplante Netzausbaumaßnahmen mittels des eingesparten Redispatch- und Einspeisemanagement-Bedarfs bewerten und priorisieren zu können. Eine realitätsnahe Simulation des Betriebs ist hierbei von großer Bedeutung und unterscheidet sich deshalb von den üblichen Optimierungsansätzen. Mithilfe sogenannter „Human Behaviour Constraints“ (HBC) wird der Betrieb unter der Berücksichtigung betrieblicher Einschränkungen (Mindestlosgrößen etc.) und damit realitätsnäher abgebildet. Durch das Redispatch-Tool lassen sich neben der Maßnahmenbewertung für den Netzausbau insbesondere die Einsparpotentiale eines verbesserten oder auch koordinierten, europaweiten Redispatch-Einsatzes abschätzen.

Alle Änderungen hinsichtlich des Kraftwerksparks und der Netzauslastung beeinflussen unweigerlich auch die Stabilität des Systems. Mit der Erweiterung der Toolchain um die Möglichkeit, Zeitbereichssimulationen und weitergehende Untersuchungsmethoden anzuwenden, können die neu entstandenen Zustände untersucht werden. So lässt sich durch Zeitbereichssimulationen analysieren, ob etwa die Polradwinkel-, Frequenz- oder Spannungsstabilität

beeinträchtigt werden. Weiter können die Auswirkungen von Kurzschlüssen, Betriebsmittelausfällen und Systemsplits berechnet und die Robustheit des Systems bewertet werden.

Die umfassende Modellstruktur ist in dieser Form einzigartig und wird permanent an aktuelle Forschungsfragestellungen angepasst und dahingehend weiterentwickelt. Somit steht dem IFHT mit der Toolchain ein umfassendes Analyse- und Simulationswerkzeug für die Untersuchung heutiger und zukünftiger Herausforderungen im Energieversorgungssystem und somit zur Begegnung der Energiewende zur Verfügung.

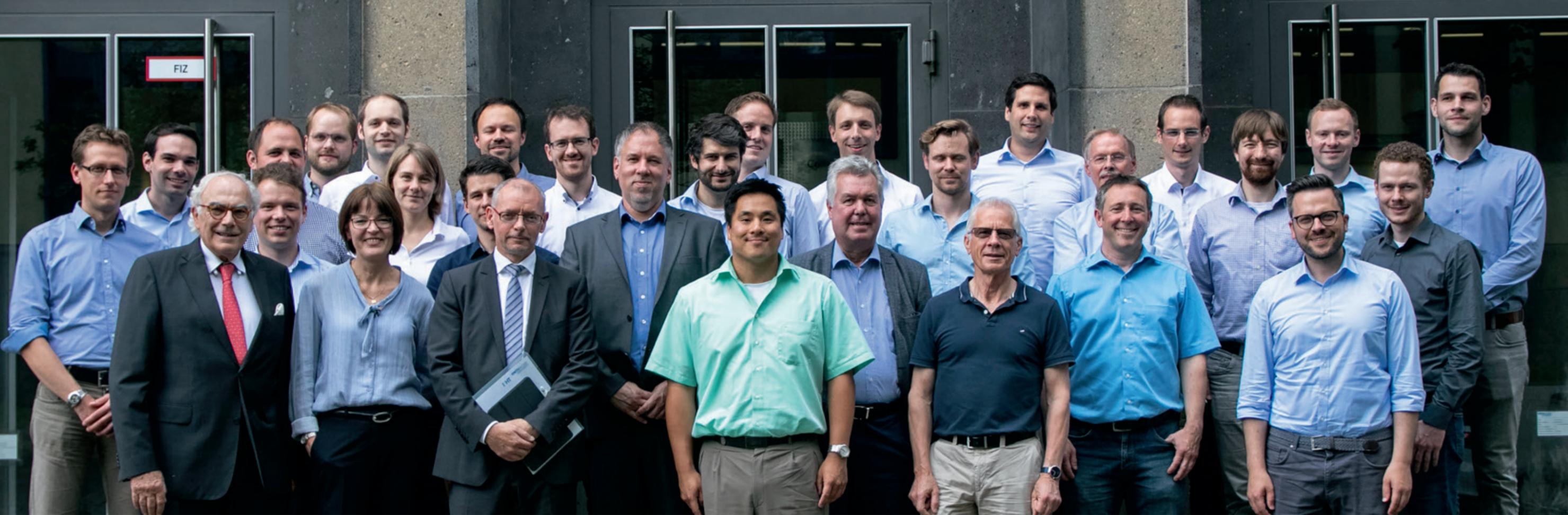


Kontakt:

Christoph Müller, M.Sc.
 mueller@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-90149

Lehre und Netzwerke





Mitglieder des Ehemaligenvereins

Die Ehemaligen des IFHT

Bindeglied zwischen Wissenschaft und Industrie

Die Hochspannungstechnische Gesellschaft an der RWTH Aachen e.V. ist der Verein der Ehemaligen des IFHT. Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses und Vernetzung zwischen Ehemaligen und aktuellen Assistentinnen und Assistenten sind die Ziele der HTG. 2018 war (wieder) ein ereignisreiches Jahr für die HTG. Der Verein feierte sein 10-jähriges Bestehen. Bei der Gründungsveranstaltung am 15.11.2008 hatte der Verein 25 Mitglieder, heute sind es rund 90. Wir konnten dank des Engagements der Mitglieder die Fördermaßnahmen und Aktivitäten der HTG stetig ausbauen und dabei immer wieder auf die Bedürfnisse des Instituts anpassen. Unsere Aktivitäten haben wir auch 2018 gemäß den Vereinszielen weiterentwickelt.

Es galt im vergangenen Jahr aber auch, zwei Gründungsmitglieder auf eigenen Wunsch aus ihren bisherigen Ämtern zu verabschieden:

Professor Schnettler als Vorstandsmitglied der HTG wechselte zur Siemens AG und gab von daher seine Position als Institutsleiter des IFHT und seine Vorstandstätigkeit in der HTG auf. Das IFHT wird bis zur Wiederbesetzung der Professur kommissarisch von Professor Moser, Leiter des IAEW an der RWTH Aachen, geführt. Die Nachbesetzung des HTG-Vorstands wird satzungsgemäß bis zur Neubesetzung des Lehrstuhls zurückgestellt. Die Schnittstelle der HTG zum Institut wird weiterhin vor allem durch Frau Dr. Oertel gebildet, die uns engagiert und zuverlässig unterstützt, wofür wir ihr an dieser Stelle ausdrücklich danken möchten. Zudem zog sich Dr. Lennertz, der den Verein über lange Jahre mit seinen Ideen und seiner Erfahrung im Beirat bereichert hat, nach 10 Jahren aus diesem Gremium zurück. Ein weiteres Gründungsmitglied der HTG, Dr. Schneider, beendete seine langjährige Lehrtätigkeit am IFHT, da er in den Ruhestand

gegangen ist. An dieser Stelle möchten wir uns herzlich bei allen dreien für ihr langjähriges Engagement bedanken. Dass die HTG zu dem wurde, was sie heute ist, ist nicht zuletzt ihren kreativen Impulsen zu verdanken. Auf diese dürfen wir uns auch weiterhin freuen, denn alle drei bleiben selbstverständlich Mitglieder der HTG.

Das Netzwerk stärken I: HTG-Gastmitgliedschaft sehr gut angenommen

Seit 2012 kann der Verein eine erfreuliche Mitgliederentwicklung aufweisen. Dieser Trend setzte sich im vergangenen Jahr fort. Aktuell hat die HTG 75 Mitglieder, die engagiert die Vereinsziele verfolgen – aktuell sind 15 von ihnen Gastmitglieder. Zur Erinnerung: In 2017 fassten die Vereinsmitglieder den Beschluss, wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die seit mindestens drei Jahren am IFHT beschäftigt sind, eine Gastmitgliedschaft in der HTG zu ermöglichen. Die Assistentinnen und Assistenten nutzen diese Gelegenheit nahezu ausnahmslos.

Das Netzwerk stärken II: HTG-Jahrestagung am 08.06.2018

Unter reger Beteiligung der Mitglieder und Gastmitglieder fand am 08.06.2018 die

Jahrestagung der HTG statt. Zwei Vorträge setzten die inhaltlichen Akzente und boten den Teilnehmerinnen und Teilnehmern ausreichenden Diskussionsstoff. Professor Schnettler stellte das Fraunhofer-Zentrum Digitale Energie vor und legte dar, welche Herausforderungen es in Bezug auf die Digitalisierung der Energiewirtschaft in den nächsten Jahren zu bewältigen gilt. Dr. Schneider griff ein weiteres brisantes Thema aus der Wirtschaft auf: die „Corporate Governance“. Er erläuterte, was man darunter versteht und wie Unternehmen mit dieser Aufgabe umgehen. Neben den interessanten Vorträgen stand die Nachwuchsförderung natürlich im Mittelpunkt der Veranstaltung. So wurde erneut der HTG-Preis für herausragende Bachelor- und Masterarbeiten vergeben und dargestellt, welche weiteren Förderungen durch die HTG in 2018 ermöglicht wurden.

Den Nachwuchs fördern I: HTG-Preis für herausragende Bachelor und Masterarbeiten erneut vergeben

Im Rahmen der HTG-Jahrestagung wurde zum 7. Mal der HTG-Preis für herausragende Bachelor- und Masterarbeiten vergeben. Der Preis, der von Ehemaligen

des IFHT ins Leben gerufen worden ist, richtet sich an Studierende des IFHT und ist mit jeweils 500,00 Euro dotiert. Die Auswahl der zur prämierenden Arbeiten fiel der Jury nicht leicht, da alle Bewerbungen auf einem sehr hohen wissenschaftlichen Niveau lagen. So wurden in 2018 zwei Master- und eine Bachelorarbeit ausgezeichnet:

Johanna Stürmer, M.Sc.

„Entwicklung eines Konzeptes zur Fehlerbeherrschung in teilverkabelten HGÜ-Systemen mit Vollbrücken-basierten Modulen Multilevel-Umrichtern“, IFHT-Abteilung Schaltanlagen und DC-Technologies

Philipp Linnartz, M.Sc.

„Validierung und Weiterentwicklung dynamischer Modelle dezentraler Energiewandlungsanlagen anhand von LVRT-Labormessungen zur Erstellung von Äquivalenzmodellen aktiver Verteilungsnetze“, IFHT-Abteilung Nachhaltige Verteilsysteme

Paul Raffelsiefen, B.Sc.

„Untersuchung von Resonanzfrequenzen in Offshore-Windkollektornetzen“, IFHT-Abteilung Nachhaltige Übertragungsnetze

Den Nachwuchs fördern II: Unterstützung wissenschaftlicher Leistung und sportlicher Aktivitäten

Wie in den Jahren zuvor, förderte die HTG die Assistenten bei der Veröffentlichung von Peer-Review-Papern und Patentanmeldungen. Diese Unterstützung wurde auch in diesem Jahr sehr gut angenommen. Besonders beliebt ist die Unterstützung der sportlichen Aktivitäten des Instituts. Hierzu zählt u. a. das wöchentliche Fußballtraining. Daran nehmen nicht nur Assistenten, sondern auch Studentinnen und Studenten des Instituts teil – auch ein Angebot, die Vernetzung schon zu einem frühen Zeitpunkt der Institutszugehörigkeit angehen zu können.

Ausblick 2019

Am 28.06.2019 findet das Hochspannungstechnische Kolloquium des IFHT in Aachen statt. Es gibt drei außergewöhnliche Anlässe, die es zu feiern gilt – die runden Geburtstage unserer Emeriti jähren sich. Professor Pietsch wird 80 Jahre und Professor Möller 85 Jahre alt. Und das ehrwürdige Rogowski-Gebäude der RWTH, Standort des IFHT, wird 90 Jahre alt.

Wir freuen uns auf die Veranstaltung!

Rogowski-Themenabend 2018

4. Rogowski-Themenabend: Power-to-X: Sektorkopplung ein Allheilmittel?

Hintergrund des Themas sind die Ziele des Pariser Klimaabkommens. Zur Erreichung dieser Ziele ist eine weitestgehend CO₂-Neutrale Deckung des gesamten Energieverbrauchs notwendig. Hier stellt sich angesichts des steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromsektor die Frage, ob und wie erneuerbare elektrische Energie durch Umwandlung in andere Energieformen auch in anderen Sektoren zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes beitragen kann. Mit dieser Fragestellung griff der 4. Rogowski-Themenabend einen Kernaspekt zur Gestaltung der Energiewende auf. Moderiert von Prof. Dr.-Ing. Albert Moser diskutierten über 150 Gäste diese Fragestellung mit vier Experten der Energiewirtschaft.

Als Diskussionsteilnehmer nahmen teil:

- **Dr. Klaus Kleinekorte**
(Amprion GmbH – Technischer Geschäftsführer),
- **Dr. Tobias Brosze**
(Stadtwerke Mainz – stellv. Vorstandsvorsitzender),
- **Prof. Marc Oliver Bettzüge** (EWI Köln – Institutsleiter) und
- **Barbie Kornelia Haller**
(Bundesnetzagentur – Vorsitzende BK 7 „Regulierung Gasnetze“).

Insgesamt waren sich die Referenten darüber einig, dass der Einsatz elektrischer Energie auch in anderen Sektoren langfristig zum Gelingen der Energiewende notwendig sei, insbesondere um ein Überangebot erneuerbaren Stroms volkswirtschaftlich nutzbar zu machen. Welche Konzepte und Technologien aber die „richtigen“ sind, um elektrische Energie auch in anderen Sektoren effizient einsetzen zu können und bei welchen Energieträgern sich eine Umwandlung aus Strom überhaupt lohnt, darüber gab es unterschiedliche Meinungen.

Nach der Veranstaltung nutzten Gäste und Experten das Angebot, sich beim Get-Together zu erfrischen und die lebhafteste Diskussion im lockeren Rahmen fortzuführen.

Wir danken allen Beteiligten für die gelungene Veranstaltung und freuen uns auf den nächsten Themenabend!



Barbie Haller und Prof. Marc Oliver Bettzüge (v.l.)



Dr. Klaus Kleinekorte und Dr. Tobias Brosze (v.l.)



Abschlussarbeiterinnen und Abschlussarbeiter am IFHT

Neues aus der Lehre

Eine der wesentlichen Aufgaben des Instituts besteht in der wissenschaftlichen Ausbildung von Studierenden. Umfangreiche Grundlagenkenntnisse ergänzt um fachspezifisches Wissen aus aktuellen Forschungs- und Entwicklungsthemen erwerben die Studierenden in unseren Lehrveranstaltungen aus dem Bereich der elektrischen Energietechnik. So sind sie auf die Herausforderungen im zukünftigen beruflichen Umfeld sehr gut vorbereitet.

Neben Vorlesungen wie Hochspannungstechnik, Komponenten und Anlagen der Elektrizitätsversorgung, Freileitungen und Power Cable Engineering werden Praktika und Projektarbeiten zur Erprobung und Umsetzung des Gelernten durchgeführt. Seminare und Fachexkursionen runden unser Lehrangebot ab.

Mit mehreren englischsprachigen Lehrangeboten kommt das IFHT auch dem Bedarf aus dem internationalen Umfeld nach.

In einer Vorlesung zur Hochspannungsgleichstrom-Übertragung nimmt das IFHT den aktuellen Forschungstrend zur Gleichstromtechnik auch in die Lehre mit auf. Nicht nur hier haben die Studierenden die Möglichkeit, Theorie und Praxiswissen von erfahrenen Referenten aus der Industrie vermittelt zu bekommen. Diese Lehrveranstaltung vermittelt Kenntnisse über den Aufbau und Betrieb von Systemen

der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ/ HVDC). Neben den Grundlagen unterschiedlicher Konverterkonzepte gehören auch Schutzkonzepte für HVDC-Systeme, elektrische Eigenschaften von HVDC-Freileitungen und die Grundlagen leistungselektronischer Bauelemente zu den vermittelten Inhalten. Die Funktionsweise von Multilevel-Konvertern der neusten Generation und ein Einblick in aktuelle Entwicklungstrends und Herausforderungen für den Aufbau großflächiger, vermaschter DC-Netze runden die Vorlesungsinhalte ab. Dabei stellen die Referenten aus der Wirtschaft, von Komponentenerstellern bis hin zu Netzbetreibern, auch hier den Bezug zu praxisrelevanten Themen und den Einblick in aktuelle HVDC-Projekte sicher.



Webinfo:

Einen Überblick über unser gesamtes Lehrangebot finden Sie auf unserer Homepage:

<http://www.ifht.rwth-aachen.de>

Bei Fragen zur Lehre können Sie sich gerne an den stellv. Institutsleiter Dr.-Ing. Ralf Puffer wenden: puffer@ifht.rwth-aachen.de

Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)

Lehrveranstaltung zur Gleichstromtechnologie in Übertragungsnetzen

Der weltweit zunehmende Transportbedarf im Bereich elektrischer Energie lässt den konventionellen AC-Netzausbau an seine wirtschaftlichen und technischen Grenzen stoßen. Als wesentlicher Grund dafür sind zum einen die weiten zu überbrückenden Distanzen zu nennen, welche sich aus den natürlichen Vorkommnissen von Wind, Wasser und Sonne als nachhaltige Energiequellen ergeben. Zum anderen müssen, vor allem in Europa, mitunter herausfordernde geografische Gebiete wie die Nordsee oder dicht besiedelte Regionen durchquert werden. Somit sind sowohl Freileitungsanwendungen als auch Kabelanwendungen bei aktuellen HGÜ-Projekten relevant. Die hohe Volatilität der Einspeisung aus erneuerbaren Quellen erfordert darüber hinaus flexible Systemlösungen im Hinblick auf Lastflusssteuerung, Blindleistungskompensation, Fehlerbehandlung, Schwarzstartfähigkeit sowie Kopplung unterschiedlicher Netzgebiete. Aufgrund dieser enorm gestiegenen Anforderungen an den zukünftigen Übertragungsnetzausbau und -betrieb hat die HGÜ als Ergänzung zur AC-Stromübertragung in den vergangenen zwei Jahrzehnten an Bedeutung gewonnen: Als leistungsfähige und vollständig regelbare Technologie kommt ihr aus diesen Gründen nicht nur im deutschen Netzentwicklungsplan eine wichtige Rolle für den zukünftigen Nord-Süd-Leistungsausgleich sowie für die Anbindung der stetig wachsenden Offshore-Windkapazitäten zu. Aus dem stetig wachsenden Anteil von HGÜ-Systemen in elektrischen Energieversorgungssystemen resultiert somit ein wachsender Forschungsbedarf.

Mit der Master-Veranstaltung „Hochspannungs-Gleichstromübertragung“ (HGÜ), welche fest in das Lehrangebot des Instituts für Hochspannungstechnik eingebunden ist, wird dieser Trend aufgegriffen und an zwei aufeinanderfolgenden Tagen intensiv behandelt. Die Fachinhalte werden in aufeinander abgestimmten Themenblöcken von verschiedenen Experten aus der Industrie präsentiert. Jedes Semester haben sowohl die Studierenden der RWTH als auch externe Teilnehmer aus der Industrie die Möglichkeit die elektrotechnischen Grundlagen und Prinzipien der HGÜ-Technik sowie die Herausforderungen und die ausgeübte Praxis durch eine Vielzahl von Fachvorträgen kennenzulernen. Sowohl Netzbetreiber als auch Komponentenhersteller (für LCC/VSC, Leitungssysteme, Leistungsschalter, Transformatoren) kommen dazu nach Aachen an das Institut. Die resultierende inhaltliche



Abbildung: IFHT-Exkursionsgruppe in der Onshore-Konverterstation

Vielfalt und die verschiedenen Perspektiven, die jeder Dozent mit sich bringt, erlauben einen umfassenden Einblick in das Thema HGÜ. Zudem wird den Studierenden und Referenten ein Umfeld für einen themenübergreifenden Austausch geschaffen.

Eingeleitet und moderiert wurde die Veranstaltung in diesem Jahr von Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler (Sommersemester) sowie Herrn Dr.-Ing. Heidemann (Wintersemester).

Im Rahmen der Blockvorlesung bestand auch in diesem Sommersemester die Gelegenheit, an einer Exkursion zur landseitigen Konverterstation von BorWin 3 in Emden teilzunehmen. Vor Ort hatten die rund 25 Studierenden die Gelegenheit, Fragen an Techniker von Siemens und TenneT zu stellen sowie einen Eindruck von den Dimensionen einer HGÜ-Konverterstation zu erhalten.



Kontakt:

Hendrik Köhler, M.Sc.
koehler@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-92946

Markus Kaiser, M.Sc.
kaiser@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93048

Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen

Blockvorlesung

Die Vorlesung „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen“ findet in Form einer zweitägigen Blockveranstaltung statt, in der die Teilnehmerinnen und Teilnehmern ein Überblick über den Aufbau und die Funktionsweise von Komponenten und Anlagen der Energieübertragung und -verteilung erhalten.

In der Vorlesung werden die Schaltgeräte- und Anlagentechnik, unter Berücksichtigung der physikalischen Grundlagen sowie wirtschaftlicher Aspekte, umfassend behandelt. Ausgehend von dem Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes über den Aufbau von Hoch- und Mittelspannungsschaltanlagen bis hin zur Funktionsweise von Leistungsschaltern und Sicherungen werden in der Blockvorlesung die Grundlagen der Energieversorgung thematisiert. Hierzu gehören u. a. die Funktionsweise eingesetzter Geräte, wie z. B. Schaltgeräte, Schaltanlagen oder Schutzrichtungen, sowie deren Bauweise und Anschluss im Netz. Zudem werden die unterschiedlichen Typen von SF6-Hochleistungsschaltern sowie deren Funktionsweise beim Unterbrechen von Strömen erläutert. Darüber hinaus werden der Aufbau und die Funktion der Bauteile und Baugruppen von Vakuumschaltern behandelt. Hierzu wird insbesondere auf die physikalischen Vorgänge beim Abschalten von Kurzschlussströmen eingegangen und der typische Einsatzbereich von SF6- und Vakuumschaltern betrachtet.

Hochspannungshochleistungssicherungen sind ein weiterer Schwerpunkt der Vorlesung. Die verschiedenen Typen und deren charakteristische Unterschiede und Einsatzzwecke werden hierbei ausführlich erläutert. Der Aufbau und der Zweck der einzelnen Sicherungsbauweise werden anhand von Sicherungsmustern beschrieben. Weiterhin wird das Verhalten der Sicherung beim Abschalten von Überlastströmen und Kurzschlussströmen und der Grund des strombegrenzenden Abschaltens behandelt.

Ein weiterer Themenbereich der Vorlesung befasst sich mit den Betriebserfahrungen mit moderner Anlagentechnik aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen. In diesem Zusammenhang werden unter anderem auch Informationen über gültige Vorschriften und Normen betrachtet.

Kabel und Freileitungen werden als Komponenten zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie eingesetzt und werden daher ebenfalls im Rahmen der Blockvorlesung thematisiert. Ihre spezifischen technischen Vor- und Nachteile beim Einsatz im Nieder-, Mittel- und Hochspannungsbereich werden in diesem Kontext diskutiert. Ebenso werden der Verwendungszweck, das physikalische Prinzip und der Aufbau von Leistungstransformatoren erläutert. Darüber

hinaus wird der Aufbau und die Anordnung der einzelnen Baugruppen vorgestellt sowie deren funktionaler Zusammenhang erläutert.

Abschließend wird im Rahmen der Vorlesung ein Einblick in die heute verfügbaren Technologien zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung gegeben (Spannungsebenen, Umrichterprinzipien, Ströme, Leitungsführung) und die Vor- und Nachteile der verschiedenen Technologien im Vergleich zur klassischen Drehstromtechnik beleuchtet.

Zu der Veranstaltung gehört neben der zweitägigen Blockvorlesung eine halbtägige Intensivübung für Studentinnen und Studenten, in der die in der Blockvorlesung thematisierten Schwerpunktthemen aufgegriffen und vertieft werden.

Die zentralen Inhalte der Blockvorlesung „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen“ umfasst:

- Einführung in die Energieversorgung
- Ortsnetzstationen und Spannungsregelung in Verteilungsnetzen
- Hochspannungsfreiluftanlagen
- Gasisolierte Hochspannungsschaltanlagen
- Mittelspannungsschaltanlagen
- Anlagen der Hochspannungs-Gleichstromübertragung
- Schaltlichtbögen und SF6-Hochspannungsleistungsschalter
- Vakuumschalter
- Hochspannungssicherungen
- Leistungstransformatoren und Stufenschalter
- Überspannungsableiter



Dozent:

Dr. Ing. Ralf Puffer
puffer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94950

Betreuer:

Jannis Kahlen, M.Sc.
kahlen@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49353

Impressum

Kontakt:

Institut für Hochspannungstechnik
der RWTH Aachen University
Schinkelstraße 2
52056 Aachen
Germany

Telefon: +49 241 80-94931

Fax: +49 241 80-92135

post@ifht.rwth-aachen.de

www.ifht.rwth-aachen.de

Herausgeber:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Institut für Hochspannungstechnik
RWTH Aachen University

Redaktion:

Thomas Offergeld, M.Sc.

Philipp Linnartz, M.Sc.

Herstellung:

NEUBLCK GmbH & Co. KG

www.neublck.de

Fotos:

Martin Braun (Umschlag, 2, 6 – 7, 9, 10 – 11, 14 – 23, 27 – 29,
34 – 35, 38 – 39, 57, 60 – 61, 66, 69, 71, 76 – 77, 79, 81 – 88, 90, 92
– 93, 97

TenneT TSO GmbH (36 – 37)

Dieter Both (42)

Westnetz GmbH (55)

IfHT (94 – 96, 98)

Druck:

sieprath GmbH

www.sieprath.de

Redaktionsschluss:

31.03.2019

