

2017

JAHRESBERICHT
ANNUAL REPORT



Herausgegeben vom

ie³ – Institut für Energiesysteme, Energiewirtschaft und Energieeffizienz
Technische Universität Dortmund
Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik
44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396
Telefax: (0231) 755-2694
E-Mail: ie3.etit@tu-dortmund.de
Web: www.ie3.tu-dortmund.de

Redaktion: D. König

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Auch in diesem Jahr spiegelt der vorliegende Jahresbericht des Institutes für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft die Vielfältigkeit der Fragestellungen wider, die auf dem Weg zur erfolgreichen Energiewende in Deutschland gelöst werden müssen. Insbesondere stellen die systemtechnische Integration erneuerbarer Energiequellen, die spannungsebenenübergreifenden Regelungskonzepte sowie die Planung und der Betrieb stets aktiver werdender Verteilnetze eine besondere Herausforderung dar. Dabei spielen auch interdisziplinäre Kooperationen z.B. mit der Techniksoziologie eine immer stärkere Rolle.

In zahlreichen öffentlich und industriell geförderten Forschungsprojekten wird an den wesentlichen Schlüsseltechnologien in den Bereichen neue Netztechnologien und Leistungselektronik, Informations- und Kommunikationstechnik und Elektromobilität sowie auch im Bereich neuer Marktstrukturen und regulatorischer Randbedingungen geforscht. Besonders hervorzuheben sind in diesem Jahr die neuen großen Konsortialprojekte im Rahmen der SINTEG-Förderung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie der Kopernikus-Förderung des Bundesministeriums für Bildung und Forschung.

Im BMWi-geförderten Projekt „Die Stadt als Speicher“ wurden dieses Jahr erfolgreich mit den industriellen Partnern die Feldtests in Herten und Wunsiedel durchgeführt. Die Forschungsarbeiten in der DFG-Forschergruppe 1511 "Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung" konnten dieses Jahr mit großem Erfolg weitestgehend abgeschlossen werden. Die daraus gewonnenen Ergebnisse dienen den neuen DFG-Projekten, die dieses Jahr im Rahmen des DFG-Schwerpunktprogramms 1984 „Hybride und multimodale Energiesysteme“ eingeworben wurden, als Basis.

Mit großen Schritten ist in diesem Jahr auch der Aufbau des neuen Smart Grid Technology Labs vorangekommen. Hier werden u.a. die durch Simulation entwickelte Algorithmen wie auch neu entwickelte Hardwarekomponenten unter physikalisch realen und simulativen Echtzeit-Bedingungen evaluiert und verbessert. Das Lab dient auch als Plattform zum Wissenstransfer zwischen Wissenschaft und Industrie.

Die hohen Studierendenzahlen in den energietechnischen Lehrveranstaltungen sowie die sehr große Anzahl an studentischen Abschlussarbeiten am ie³ zeigen deutlich das bleibende starke Interesse der Studierenden an energietechnischen Fragestellungen. Die Zusammenarbeit und Pflege langjähriger internationaler Partnerschaften im Rahmen von Forschung und Ausbildung des wissenschaftlichen Nachwuchses ist von besonderem Interesse. Neue Kooperationen z.B. mit Kolumbien konnten begonnen werden.

Mit über 54 nationalen und internationalen Veröffentlichungen und 4 Dissertationen konnte das ie³ als eines der führenden universitären Forschungsinstitute in Deutschland auch in 2017 wieder einen starken wissenschaftlichen Beitrag zur Realisierung der Energiewende liefern. Dafür bedanken wir uns bei allen Mitarbeitern, Partnern und Freunden für die gute Zusammenarbeit und wir freuen uns auf eine weitere erfolgreiche gemeinsame Zukunft.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. Johanna M. A. Myrzik

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	3
2. Kooperationen und Ausgründungen.....	4
3. Lehrbetrieb.....	7
3.1 Vorlesungen	7
3.2 Exkursionen.....	8
3.3 Seminare	8
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	9
4.1 Netzdynamik und Stabilität.....	14
4.2 Schutz- und Leittechnik.....	26
4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte.....	33
4.4 Verteilnetzplanung und –betrieb	41
4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität	56
4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz	61
5. Veröffentlichungen und Vorträge	66
5.1 Publikationen.....	66
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	69
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	69
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	72
6. Studentische Arbeiten	74
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	74
6.2 Bachelorarbeiten	75
6.3 Projektarbeiten	76
7. Promotionen	77

1. Personal

Institutsleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik
Univ.-Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Sekretariat

Nicole Funke

Wissenschaftliche und administrative Koordination

Dr.-Ing. Ulf Häger
Dipl.-Ing. Dieter König
Dr. rer. pol. Jan Fritz Rettberg

Akademische Gäste

Gabriel F. Baum Ramos, M. Sc., Argentinien
Sonia B. López Moscarda, M. Sc., Argentinien
Camilo A. Cortés Guerrero, Ass. Prof. Kolumbien
Sergio F. Contreras, M. Eng., Kolumbien
Herbert E. Rojas Cubides, Ph.D. Kolumbien

Externe Doktoranden

Dipl.-Ing. Benjamin Haase, FhG UMSICHT
Alexander Koch, M. Sc., Robert Bosch GmbH

Wissenschaftliches Personal

Marvin Albrecht, M. Sc.
Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann
Marilyn W. Asmah, M. Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Patrick Berg, B. Sc.
Annika Brüggemann, M. Sc.
Stefan Dalhues, M. Sc.
Dipl.-Inf. Bernhard Dick
Fabian Erlemeyer, M. Sc.
Dr.-Ing. Marco Greve
Zita Hagemann, M. Sc.
Diego Hidalgo Rodriguez, M. Sc.
Dominik Hilbrich, M. Sc.
Jonas Hinker, M. Sc.
Johannes Hiry, M. Sc.
Simon Hintzen, M. Sc.
Mara Holt, M. Sc.
Björn M. Keune, M. Sc.
Dr.-Ing. Stefan Kippelt
Chris Kittl, M. Sc.
Marcel Klaes, M. Sc.
Dennis Klein, M. Sc.
Marie-Louise Kloubert, M. Sc.
Dr.-Ing. Andreas Kubis
Dipl.-Inf. Markus Küch

Lehrbeauftragte

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik, Westnetz GmbH

Administration und Technik

Jan Elvermann
Nina Ganser
Dipl.-Ing. Sven Oliver Seibt
Klaus-Dieter Tesch

Desmond O. Ampofo, M. Sc., Ghana
Dr. Fujun Ma, V.R. China
Dr. Yuqing Chin, V.R. China
Chonggan Liang, M. Sc., V.R. China
Zhou Yang, M. Sc., V.R. China

Caner Yaldiz, M.Sc.

Sebastian Liemann, M. Sc.
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann
Björn Matthes, M. Sc.
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.
Matthias Meißner, M. Sc.
Baktash Nasiri, M. Sc.
Dr.-Ing. Theresa Noll
Rajkumar Palaniappan, M. Sc.
Oliver Pohl, M. Sc.
Dr.-Ing. Kalle Rauma
Florian Rewald, M. Sc.
Lena Robitzky, M. Sc.
Dzanan Sarajlic, M. Sc.
Dennis Schmid, M. Sc.
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov
Christopher Spieker, M. Sc.
Alfio Spina, M. Sc.
Michael Steglich, M. Sc.
Christoph Strunck, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler
Christian Wagner, M. Sc.
Christian Waniek, M. Sc.
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt
Jannik Zwartscholten, M. Sc.

2. Kooperationen und Ausgründungen

Die vielfältigen Partnerschaften und Kooperationen zu Universitäten und Forschungsstätten, nationalen und internationalen Energieversorgern aber auch Herstellern konnten im Berichtsjahr im bisher gewohnten Umfang weitergeführt, aber auch neue Kooperationen initiiert werden. Diese Kooperationen umfassen Projekte, Auftragsforschungen, Gutachten, Studien sowie Gastvorlesungen und den Austausch von Studenten und wissenschaftlichen Mitarbeitern. Darüber hinaus erfolgt die Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien (VDE, IEEE, CIGRE) sowie die Organisation von Konferenzen.

Das Institut ist sowohl an projektbezogenen Konsortien als auch an strukturellen Clusterorganisationen beteiligt. Darüber hinaus engagiert sich das Institut bei Ausgründungen im Rahmen des EXIST-Programms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Akademische Kooperationen

- British Columbia Institute of Technology, Burnaby, Greater Vancouver, Kanada
- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Instituto de Energia Electrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- National University of Asunción, Paraguay
- Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
- Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russland
- University of Queensland, Brisbane, Australien
- University of Tasmania, Hobart, Australien
- Xiamen University of Technology, Xiamen, V. R. China
- Kwame Nkrumah University of Science and Technology, Kumasi, Ghana

Forschungscluster Energie und Ressourcen

Die Bereitstellung und Verwendung von Energie und Ressourcen in den unterschiedlichsten Formen sind zwei der wesentlichen Eckpfeiler unserer Industrienation. Der effiziente Umgang mit Energie und Ressourcen ist eine der entscheidenden Herausforderungen für unsere gesellschaftliche und industrielle Zukunft. Vielfältige Forschungen in diesem Bereich finden bereits heute an der TU Dortmund statt. Einige Fakultäten haben Schwerpunkte, die die Themen Energie und Ressourcen beinhalten. Viele Lehrstühle und Institute forschen erfolgreich und sichtbar an energie- und ressourcenrelevanten Themen. Unter der Leitung des ie³ bündelt das Forschungscluster Energie und Ressourcen diese Kompetenzen auf interdisziplinäre Weise. Das Konsortium des Forschungsclusters setzt sich aus einer Vielzahl von Akteuren der TU Dortmund, benachbarten Forschungseinrichtungen sowie der Wirtschaftsförderung Dortmund zusammen.

Regionales Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr

Das ie³ koordiniert gemeinsam mit dem Fachgebiet Städtebauleitplanung das „Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr“. Dieses besteht aus wirtschaftlichen, wissenschaftlichen, öffentlichen und zivilgesellschaftlichen Akteuren sowie aus individuellen Bürgern und Unternehmen und bildet somit ein interdisziplinäres und transdisziplinäres Netzwerk als Basis für die Entwicklung von Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen. Dabei fokussiert das RIN Energieeffizienz Ruhr auf folgende Themen: Energieeffizienz im Gewerbe und in Gewerbegebieten, Energieeffizienz in der Wohnungswirtschaft sowie Energieeffizienz durch Sektorenkopplung. Mit nachhaltigem Blick auf die fortschreitenden Herausforderung im Rahmen von Energieeffizienzmaßnahmen wird das RIN Energieeffizienz Ruhr zu den zuvor genannten Themenschwerpunkte Workshops veranstalten, um Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen in Bezug auf die Energieeffizienz zu entwickeln und diese im Rahmen neuer transdisziplinärer Projekte umzusetzen.

Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Hier werden die Aktivitäten von je sechs Lehrstühlen und Unternehmen in den Bereichen Elektromobilität und Energiewende gebündelt und koordiniert. Kern des Zentrums ist eine gemeinsame Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze, die das technische Fundament für Projekte zu allen systemtechnischen Fragestellungen in den Bereichen der Elektromobilität und Energiewende bildet. Gleichzeitig ist das ie³ das federführende Institut des NRW Kompetenzzentrums Infrastruktur & Netze und somit für Unternehmen und Kommunen in Nordrhein-Westfalen und darüber hinaus ein zentraler Ansprechpartner in allen Belangen von Infrastrukturen und Netzen für die Elektromobilität und die Energiewende.

Allianz Smart City Dortmund

Gemeinsam mit der IHK zu Dortmund hat die Stadt Dortmund die Allianz Smart City gegründet, mit dem Zweck, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Smart City Dortmund einzubinden. Wesentliche Initiatoren der Allianz sind neben Stadt und IHK auch die am ie³ etablierte L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund sowie CISCO, einer der Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich ca. 120 nationale und internationale Unternehmen und Institutionen dieser Allianz angeschlossen und setzen erste Pilotprojekte in Dortmund um. Diese Plattform bietet Unternehmen und der Wissenschaft die Gelegenheit, gemeinsame Geschäftsfelder, Technologien und Netzwerke der Zukunft im Bereich von Smart City-Anwendungen für sich zu erschließen. Die Allianz Smart City steht nationalen wie auch internationalen Unternehmen und Institutionen offen, die (technische) Lösungen für die Städte der Zukunft entwickeln und erproben wollen. Im Mittelpunkt dabei die digitale und intelligente Vernetzung von Systemen in den Bereichen Energie, Verkehr, Logistik und Mobilität.

L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund

Die die vom ie³ koordinierte L.E.D. übernimmt im Sinne einer zentralen Projektleitstelle die fachlich-wissenschaftliche und koordinierende Begleitung der Umsetzung des Masterplans Energiewende der Stadt Dortmund. Die L.E.D. ist das zentrale Instrument der Verstärkung des Gesamtprozesses und leistet einen wesentlichen Beitrag dazu,

dass Dortmund mit einer konzertierten Projektstrategie zu Themenstellungen der Energiewende zu einem national wie auch international beachteten Best Practice werden kann. Die L.E.D. fokussiert auf die Entwicklung, Akquise und Durchführung von Projekten in den Bereichen Energiewende, Smart Grid, Smart City, Smart Factory, Industrie 4.0 und Elektromobilität. Neben technischen Fragestellungen stehen auch soziale und kulturelle Aspekte, Akzeptanzfragen sowie die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern auf der Agenda der L.E.D.

ef.Ruhr GmbH

Die ef.Ruhr GmbH ist ein Forschungs- und Beratungsunternehmen, welches von der Universitätsallianz Ruhr, der die drei Universitäten TU Dortmund, Ruhr-Universität Bochum und Universität Duisburg-Essen angehören, aufgebaut und ausgegründet wurde. Der Zweck der ef.Ruhr ist es, wissenschaftliche Transferprojekte, Studien und Gutachten privater und öffentlicher Auftraggeber im Bereich der Energieforschung durchzuführen. Die Abwicklung der Projekte erfolgt überwiegend in Kooperation mit Lehrstühlen, Instituten und Professoren der beteiligten Universitäten.

Mit der ef.Ruhr kooperieren ca. 40 Lehrstühle und Institute der drei genannten Universitäten auf den Gebieten Energieumwandlung, Energietransport/-verteilung, Energiewirtschaft und Energieeffizienz. Damit deckt die ef.Ruhr die gesamte Wertschöpfungskette innovativer Energietechnik und -wirtschaft ab und ist ein etablierter Forschungs- und Innovationsverbund.

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

44227 Dortmund

Ansprechpartner: Dr.-Ing. M. Greve

ZEDO e.V.

Das ZEDO e.V. bietet die Möglichkeit zu industrienaher Forschung und zum Technologietransfer. Darüber hinaus werden Weiterbildungs- und Wissenschaftsveranstaltungen mit Hilfe des ZEDO organisiert und durchgeführt.

ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.

Joseph-von-Fraunhofer Str. 20

44227 Dortmund

logarithmo – ie³-Spin-Off für Datenanalysen, Rapid Prototyping und Forschungstransfer

Dr. Sc. ETH F. Friemann, Dr.-Ing. S. C. Müller, Dr.-Ing. S. Ruthe

Wie können Lösungen aus Forschungsprojekten für Unternehmen einfach anwendbar gemacht werden? Wie können Wissenschaftler und Forschungseinrichtungen ihre neuen Lösungen mit wenig Aufwand kommerzialisieren? Wie kann ein Partner in einem Forschungsprojekt sicherstellen, dass die Neuentwicklungen anschließend nachhaltig und einfach nutzbar zur Verfügung gestellt werden? Mit diesen und weiteren Fragestellungen beschäftigt sich das von Alumni des ie³ und der ETH Zürich gegründete Spin-Off logarithmo.

logarithmo arbeitet daran, einen schnellen Transfer von wissenschaftlichen Verfahren in die Praxis zu ermöglichen. Dafür wurde ein cloudbasierter B2B-AppStore für die Energiebranche entwickelt, über den einfach nutzbare, digitale Lösungen angeboten werden. Diese umfassen datengetriebenen Verfahren wie Optimierungen, Prognosen, Simulationen, Data Analytics und Big-Data-Lösungen. Die Zielgruppe der Anwendungen sind Stadtwerke, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Energiedienstleister und Energieberatungen. logarithmo zeichnet sich durch eine sehr kurze „time-to-market“ für neue Entwicklungen sowie die einfache und schnelle Anwendung aus. Der AppStore bietet dem Anwender somit den Nutzen, dass er seine Probleme schneller, ohne teure Entwicklungen und unter Einsatz neuester Methoden lösen kann.

Schlüssel für die schnelle Umsetzung ist die Transfertechnologie von logarithmo. Diese ermöglicht die schnelle Umwandlung von lediglich vom Entwickler handhabbaren Softwarelösungen (z.B. eine MATLAB-, JAVA- oder MS Excel-basierte Lösung) in einfach nutzbare Software-Dienste, die als Web-Anwendung oder integriert in eine bestehende Software genutzt werden kann. Diese Transfertechnologie wird aktuell angewendet, um drei Arten von datenbasierten Lösungen umzusetzen:

Verfahren von Wissenschaftlern, die sonst erst nach langer Zeit für die Industrie angeboten werden können;

Best-Practice-Lösungen aus Unternehmen, um diese effizient einem erweiterten Nutzerkreis anzubieten,

von logarithmo auf Anfrage umgesetzte Tools, die mit Partnern entwickelt werden.

Die Plattform wird bereits in verschiedenen Praxisprojekten eingesetzt. Hierzu zählen u.a.:

- Prognosen, Optimierungen und Datenanalysen für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- Live-Monitoring der europäischen Markt- und Netzsituation für europäische Regulatorien und Netzbetreiber
- Kostensparendes Demand-Side-Management für Industriekunden mit flexiblen Verbrauchern
- Optimierte Vermarktung von Flexibilität unter gleichzeitiger Berücksichtigung von Netzentgelten (z.B. §19 StromNEV), Stromhandel und Regelenergiemärkten
- Netzberechnungen und -planung für Verteilnetze basierend auf GIS-Daten
- Optimierte Intraday-Trading in Kooperation mit einem Hersteller für Software für den Energiehandel

Die Zusammenarbeit mit logarithmo erfolgt in einem ersten Schritt durch die Besprechung (i) der zu lösenden Problemstellung und (ii) der vorliegenden Daten mit dem Kooperationspartner. Dies kann z.B. in Form eines gemeinsamen Digitalisierungs-Workshops erfolgen, in dem Lösungsideen konkretisiert werden. logarithmo kann hierbei den Erfahrungsschatz aus verschiedenen Branchenlösungen und Forschungsprojekten einbringen. Im zweiten Schritt wird ein schneller Software-Prototyp in Form einer Web-Anwendung umgesetzt. Die „Intelligenz“ der Software-Lösung (z.B. das im Hintergrund genutzte Verfahren für Prognose und Optimierung) wird nach Möglichkeit aufbauend auf Best-Practice-Lösungen umgesetzt, z.B. durch Kooperation mit Forschungsinstituten wie dem ie³. Somit können schnell aktuelle Verfahren aus der Wissenschaft in einen praxisnahen Prototyp übertragen werden. In kurzen Iterationszyklen wird schließlich in einem dritten Schritt die fertige Softwarelösung verfeinert und umgesetzt werden. Diese kann auch in andere Software des Partners (z.B. EMS, SAP, SCADA, Netzberechnungssoftware, GIS-System) integriert werden.

Weitere Informationen sind unter www.logarithmo.de zu finden.

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Einführung in die elektrische Energietechnik

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Drehstromschaltungen; Transformator; Grundlagen elektromechanischer Energiewandlung; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Systemelemente, Netzaufbau und Netzberechnung; Schutztechnik

Einführung in die Elektrizitätswirtschaft

Dr. rer. pol. F. Rettberg

Vorlesung für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Merkmale der dt. Elektrizitätswirtschaft; Verbundsysteme und –netze; Investitionskostenrechnung in der Energiewirtschaft; Regulierungsmanagement; Informationstechnik im Energiemarkt

Elektrotechnik und Nachrichtentechnik für Informatiker

Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik

Inhalt: Grundlagen der Elektrotechnik; Felder, Spannung Strom, Stromkreise; Grundlagen der Elektronik; Halbleiterbauelemente, digitale Grundsaltungen, Logikfamilien; Grundlagen der Nachrichtentechnik; Transportmedien, Nachrichtenübertragung

Leistungselektronik

Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens im Rahmen des Moduls Technologie des Energietransports

Inhalt: Leistungshalbleiter; Netzgeführte Brückenschaltungen; Selbstgeführte Stromrichter; Schaltnetzteile; Anwendungen aus dem Bereich der Energieversorgung

Betrieb und Aufbau von Netzen

Prof. Dr.-Ing. L. Jendernalik

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

Inhalt: Netzbetriebsmittel; Schaltanlagen; Netzstrukturen; Sekundärtechnik; Netzbetrieb; Asset-Management

Informationssysteme der Netzbetriebsführung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Informationstechnische Verfahren und Algorithmen zur Netzbetriebsführung; Architektur der Informationssysteme zur Netzbetriebsführung

Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Modellierung der Dynamik elektrischer Energieüberwachungssysteme; Verfahren zur Stabilitätsuntersuchung elektrischer Netze; Möglichkeiten zur Stabilitätsverbesserung

Leistungselektronische Schaltungen

Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Selbstgeführte Schaltungen; Drehzeigermodulation; Schaltnetzteile; Leistungselektronische Interfaces für PV und WE-Nutzung; FACTS

Dezentrale und regenerative Energieversorgungstechnik

Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Grundlagen der Photovoltaik; Windenergie; Wärmepumpen und KWK-Anlagen; elektrische Energiespeicher; Auswirkungen auf das Netz; Spannungsregelung; Stabilität; Schutz; Micro Grids und autonome Netze

Regenerative Energiequellen

Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Solarstrahlung; Solarthermische Erzeugung; Photovoltaik; Nutzung der Erdwärme; Windenergie; Wasserkraft; Meeresenergie; Biomasse und Biogas

Energieeffizienz und Power Quality**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Power Quality Aspekte in Energieversorgungsnetzen; Erstellung Energiekonzepte; Wärmedämmung; KWK und Wärmepumpen; Wärmerückgewinnung und Kälteerzeugung; Beleuchtung; Druckluft und Pumpensysteme**Dezentrale Energieversorgung und ihre raumplanerischen Aspekte****Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik,****Prof. Dr.-Ing. S. Baumgart**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und der Raumplanung

Inhalt: Einführung in dezentrale Energieversorgungsstrukturen, Technologieüberblick, Rechtliche Rahmenbedingungen, Auswirkung auf Netzbetrieb und Netzschutz, Einführung in die raumplanerischen Aspekte, Maritime Raumplanung für die Windkraft offshore, EE in der Bauleitplanung und der Regionalplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung für EE (UVP und SUP), Best-Practice-Beispiele**Rationelle Energienutzung und Kommunale Energiekonzepte****Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik,****Dr.-Ing. M. Kaiser**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und der Raumplanung

Inhalt: Rationelle Energiewandlung, Energiemanagement in der Industrie, Energieeffizienz, Power Quality, Räumliche Gesamtplanung und Fachplanung Energie, Energieversorgung in der Raumplanung, Entwicklungsplanung für die Energieversorgung**Elektrizitätswirtschaft****Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, D. König**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Organisation des Strommarktes; Regelungsrahmen; Bilanzkreismanagement; Portfolio- und Bezugsoptimierung; Asset- und Qualitätsmanagement**3.2 Exkursionen**

16.02.2017

Besichtigung der Umschaltanlagen Wambel und Menden sowie der Schaltleitung in Arnshausen des

Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH im Rahmen der Vorlesung „Betrieb und Aufbau von Netzen“.

3.3 Seminare

„Applications of model predictive control for electrical network operation“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im WS 16/17

„Voltage Regulation in Distribution Grids“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2017

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Die Energiewende stellt eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen der kommenden Dekaden in Deutschland und weltweit dar. Das System der Energieversorgung besteht aus vernetzten, geografisch verteilten Strukturen, die hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsstandards genügen müssen. Strom- und Gasnetze versorgen ganze Kontinente. Wärmenetze in Metropolen treten mit den Strom- oder Gasnetzen in Wechselwirkung. Informations- und Kommunikationssysteme zur Einsatzplanung und Netzsteuerung folgen diesen ausgedehnten Strukturen und gehen sogar über sie hinaus.

Die Umstellung auf ein nachhaltiges und durch erneuerbare Energien geprägtes System verändert dessen Struktur und Verhalten. Zum Ausgleich der Volatilität erneuerbarer Energiequellen ist eine Vernetzung des Stromnetzes mit Pufferkapazitäten sowie mit den anderen Energieträgernetzen notwendig. Hierdurch entstehen multimodale Netze. Die elektrischen Netze werden ihre Struktur von reinen Drehstromsystemen hin zu gekoppelten Drehstrom-/Gleichstromnetzen ändern, so dass hybride Netze entstehen. Aus diesem doppelten Transformationsprozess ergeben sich völlig neue Anforderungen an die Regelung und Prozessführung des Gesamtsystems, weil sich dabei die Dynamik sowohl der vermehrt dezentralen und informationstechnisch koordinierten Energieerzeuger als auch der Verbraucher verändert und folglich das System als Ganzes neue Eigenschaften erhält. Gleichzeitig wird die Komplexität des Systembetriebs signifikant erhöht, weil zukünftig nicht nur eine Anpassung der Energieerzeugung an den aktuellen Verbrauch, sondern auch eine Steuerung der Verbraucher entsprechend dem aktuellen Energieangebot notwendig ist.

Die Systembetrachtung der Energieversorgung erfordert in hohem Maße einen interdisziplinären Ansatz. Gute Voraussetzungen hierfür bieten die Förderkonzepte der DFG wie die Forschergruppen, die Schwerpunktprogramme oder auf Landesebene die Fortschrittskollegs, die heute in verstärktem Maße die interdisziplinären Anforderungen an nachhaltige systemorientierte Lösungen für eine Energieversorgung der Zukunft berücksichtigen. Hervorzuheben sind hier:

- Die DFG-Forschergruppe „Systemschutz und Leittechnik zum zuverlässigen und sicheren Betrieb elektrischer Energieübertragungssysteme“

Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs elektrischer und zunehmend durch erneuerbare Energien gekennzeichnetener Energieübertragungssysteme aufrecht zu erhalten, sind neue schutz- und leittechnische Konzepte zur Systemführung erforderlich. Die Forschergruppe erforscht hierzu neue innovative schutz- und leittechnische Applikationen einer hochdynamischen echtzeitfähigen Betriebsführung, durch die insbesondere großräumige Systemzusammenbrüche vermieden werden. Die Forschung findet disziplinübergreifend zwischen der Elektrotechnik, Informations- und Kommunikationstechnik, Informatik und Statistik statt und wird vom ie³ aus koordiniert.

- Das NRW- Fortschrittskolleg „Energieeffizienz im Quartier – Clever versorgen.umbauen.aktivieren“
Eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen besteht in der Verbesserung der Energieeffizienz. Im Gebäudebestand, der aufgrund langer Nutzungszyklen entsprechende Altersstrukturen aufweist, sind die Potenziale für die Steigerung der Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien besonders groß. Die Betrachtungsebene „Quartier“ ermöglicht es, das Thema Energieeffizienz in einem räumlichen, soziokulturellen Kontext mit all seinen unterschiedlichen Dimensionen zu erforschen und integrierte Lösungsansätze für die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebestand, die über das Einzelgebäude hinaus gehen, zu entwickeln. Die Forschungsaktivitäten erfolgen im transdisziplinären Konsortium bestehend aus 10 verschiedenen Lehrstühlen der TU Dortmund, Ruhruniversität Bochum, Hochschule Bochum, Universität Essen-Duisburg und dem Wuppertal Institut unterstützt von der Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr.
- das DFG Schwerpunktprogramm „Hybride und multimodale Energiesysteme“.
Ziel dieses interdisziplinären Schwerpunktprogramms ist es, neue systemtheoretisch begründete Konzepte für die Transformation des gegenwärtigen elektrischen Energiesystems hin zu informationstechnisch durchdrungenen, hybriden und multimodalen Netzen zu schaffen und damit einen Beitrag zur

sicheren und resilienten Energieversorgung bei sich wandelnden Energiequellen und Versorgungsprinzipien zu leisten. Das Programm wird vom ie³ koordiniert.

Die Forschungen und Studien des Instituts lösen Fragestellungen für ein technisch lauffähiges und nachhaltiges Elektrizitätssystem der Zukunft. Die Forschungsthemen umfassen die Bereiche:

- Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- effiziente Energieanwendung und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht.

Die Lösungen werden in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Elektrizitätsmärkte integriert. Hieraus wird die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur abgeleitet. Berücksichtigt werden elektrizitätswirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deren Weiterentwicklung. Effiziente Anwendungen elektrischer Energie wie z. B. die Elektromobilität ergänzen die Forschungen. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die durch Prototypen für eine praxisnahe Verifikation ergänzt werden. Das übergeordnete Ziel ist es, technisch und wirtschaftlich machbare Wege hin zu einer umweltgerechten, nachhaltigen und sicheren Energieversorgung zu gestalten.

Das Institut fokussiert sich bei seiner Forschung auf die nachfolgend beschriebenen Forschungsgebiete.

Netzdynamik und Stabilität

Die steigende Zahl regenerativer umrichtergekoppelter Erzeuger in allen Spannungsebenen und der gleichzeitige Rückgang der synchrondrehenden Generatoren sowie die Installation von Smart Grid Applikationen, FACTS-Geräten oder Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen verändern die Dynamik zukünftiger elektrischer Energiesysteme. Weiterhin führen die Volatilität

der regenerativen Einspeiser und der Zusammenschluss der Energiemärkte zu steigenden Unsicherheiten im Netzbetrieb und folglich dazu, dass zukünftige Energieübertragungsnetze vermehrt näher an ihren Stabilitäts- und Betriebsgrenzen betrieben werden. Diese Herausforderungen verlangen nicht nur neuartige Monitoring-, Regelungs- und Schutzsysteme. Vielmehr sind auch die veränderte Dynamik der Übertragungs- und Verteilnetze und deren gegenseitige Interaktion modelltechnisch abzubilden.

Die Themengruppe „Netzdynamik und Stabilität“ fokussiert hierzu die folgenden Arbeitsschwerpunkte:

- Erstellung dynamischer Modelle zukünftiger Energiesysteme und deren Systemkomponenten, um die sich verändernde Systemdynamik umfassend zu analysieren;
- Entwicklung neuartiger Regelungskonzepte, zum Beispiel für das Netzengpassmanagement und zur Sicherung der Spannungsstabilität, in Form von selbstregelnden Notfallkonzepten und/oder Assistenzsystemen;
- Überprüfung der Netzstabilität, insbesondere Winkel-, Frequenz und Spannungsstabilität, und die Einhaltung der betrieblichen Grenzen in allen Netzsituationen bei Anwendung dieser neu entwickelten Verfahren und Algorithmen;
- Evaluation des Einflusses des veränderten dynamischen Verhaltens der unterlagerten Verteilnetze auf die Übertragungsnetze sowie deren Potential an der Sicherstellung der gesamten Systemstabilität;
- Betrachtung der systemtechnischen Stabilität der umrichtergekoppelten Erzeugung in kritischen Netzsituationen;
- Berücksichtigung der Interaktion zwischen Energiesystemen und IKT-Systemen.

Schutz- und Leittechnik

Innerhalb der Themengruppe „Schutz- und Leittechnik“ (SLT) werden die zukünftigen Anforderungen, die im Zuge der Energiewende an ebendiese Technik gestellt werden, untersucht. Dabei werden verschiedenste Aspekte wie beispielsweise die Entwicklung von Algorithmen, die Konzeptionierung von Engineeringprozessen, der Einsatz von Datenmodellen, Kommunikationsverfahren und -protokollen als auch der Entwurf von

Konzepten zur Prüfung und Validierung der SLT beleuchtet.

Zur Erforschung der SLT der Zukunft wird im Labor prototypisch gearbeitet. Eigene Prototypen werden entwickelt und hardwaretechnisch aufgebaut, um theoretische Modelle in ihrer praktischen Umsetzbarkeit zu untersuchen. Neben einem analogen Netzmodell spielt die Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik (FuP-SL) bei aktuellen Forschungsschwerpunkten eine wesentliche Rolle. Das Herz dieser Infrastruktur bildet ein digitaler Echtzeitsimulator, der es ermöglicht, komplexe Netzstrukturen in Echtzeit zu simulieren. Diese Laborinfrastruktur wird derzeit erweitert, indem mit COMPASS – Coordinated Measurements for Proactive and Secure Energy Supply eine Forschungsumgebung geschaffen wird, in der möglichst realitätsnah zukünftige Infrastrukturen und Funktionen untersucht werden können. Hierfür stehen verbesserte Möglichkeiten zur Echtzeitsimulation elektrischer Netze, Verstärker, aber auch industrielle Komponenten wie PMUs oder Smart Meter, wie sie auch im zukünftigen Smart Grid zu finden sind, zur Verfügung. Auf diese Weise können Hardware-in-the-Loop-Simulationen durchgeführt werden, um die aufgebauten Prototypen zu testen und entwickelte Algorithmen zu validieren.

Die Forschungsgebiete der Themengruppe sind sehr vielfältig, sodass ein breites Spektrum an Forschungsfragen betrachtet wird. Dazu gehören:

- die Erforschung von Smart Grids und Systemen zur Umsetzung von Automatisierungsfunktionen in elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetzen;
- die Implementierung dieser Funktionen auf realer Hardware, so dass eine durchgängig engineer- und prüfbare Systemplattform entsteht;
- die Identifikation von Potentialen und Entwicklung von Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz mit Fokus auf der Frequenzhaltung;
- die Entwicklung neuer Ansätze eines dezentralen und selektiven Unterfrequenzschutzes;
- der Einsatz dynamischer Last- und Erzeugungsanlagen zur Kompensation einer sinkenden Netzanlaufzeitkonstante;

- die Entwicklung von neuartigen Methoden zur hochpräzisen Fehlerortung auf Energiekabeln unter Berücksichtigung von bislang ungenutzten Potentialen der hochfrequenten Signalanalyse elektromagnetischer Wandervorgänge.

Zusätzlich werden verteilte Steuersysteme entwickelt und erprobt, welche direkt an den Entnahme- bzw. Einspeisepunkten installiert werden. Hierzu werden sowohl Methoden aus der Elektro- und Informationstechnik als auch aus der Informatik angewandt.

Transportnetzplanung und Energiemärkte

Die Themengruppe „Transportnetzplanung und Energiemärkte“ beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der ganzheitlichen Entwicklung und Bewertung von nachhaltigen Transportnetzstrukturen und Energiemarktdesigns.

Im Fokus stehen hierbei die wesentlichen Schritte entlang des strategischen Netzentwicklungsprozesses, im Einzelnen:

- die Modellierung und Prognose des regionalen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf See und an Land bei sich kontinuierlich verändernden politischen Rahmenbedingungen;
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzplanung in zunehmend durch Erneuerbaren Energien geprägten Energieversorgungssystemen;
- die Entwicklung von Lösungen zur Deckung des erhöhten Bedarfs an Flexibilität unter Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr;
- die Bestimmung bzw. Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter Berücksichtigung neuer Technologien und Vermarktungskonzepte;
- die Durchführung von Netzanalysen zur Identifikation geänderter Anforderungen an zukünftige Netzstrukturen;
- die Ableitung zielgerichteter Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines zuverlässigen und zugleich wirtschaftlichen Netzbetriebs im Rahmen der Zielnetzplanung sowie

- die technisch-wirtschaftliche Bewertung und Priorisierung solcher Maßnahmen.

Grundlage der Analysen bildet die am ie³ entwickelte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES, welche bereits in zahlreichen praxisnahen Systemstudien eingesetzt wurde und stetig weiterentwickelt wird.

Verteilnetzplanung und -betrieb

Mit dem starken Zubau von Erneuerbaren Energien verändern sich auch die Aufgabenfelder für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen. Neben der bisherigen Versorgungsaufgabe spielen die Integration von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und die Anpassung der Netzinfrastruktur eine zunehmend wichtige Rolle. Am ie³ werden innovative Lösungen und Konzepte zu den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen im Forschungsbereich Verteilnetze entwickelt und in Zusammenarbeit mit Partnern aus der Industrie erprobt.

Bedingt durch die veränderten Aufgabenfelder der Verteilnetzbetreiber ergeben sich Forschungsaufgaben, die auf die Integration von Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Mechanismen in den Planungsprozess abzielen. Dazu gehören:

- eine optimierte Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen durch eine am ie³ entwickelte agentenbasierte Zeitreihensimulation;
- die Analyse kurzfristiger Überlastungen von Betriebsmitteln und der Verletzung von Grenzwerten im Bereich der Spannungshaltung auf betrieblicher Seite durch das volatile Einspeiseverhalten von dezentralen Energieumwandlungsanlagen;
- die Entwicklung neuer Strategien zur Betriebsführung von Verteilnetzen zur Aufrechterhaltung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit;
- die Entwicklung von Strategien zur Veränderung der Netztopologie oder für ein flexibles Last- und Einspeisemanagement zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit bei zunehmender volatiler Einspeisung;
- eine Erforschung von Methoden zur Verbesserung der Beobachtbarkeit und Fernsteuerbarkeit von Betriebsmitteln und flexiblen Anlagen;
- die Erforschung marktseitiger Anwendungsfälle über die netzdienliche Nutzung von Flexibilität hinaus, insbesondere die Integration spezifischer Technologien (Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Wärmepumpen, etc.) als auch deren optimierte Koordination.

Neben den technisch-wirtschaftlichen Forschungsschwerpunkten werden in mehreren Forschungsprojekten interdisziplinäre Ansätze verfolgt und die Kopplung von Sektoren simulativ untersucht und bewertet. Dadurch ist eine ganzheitliche Erfassung von Anforderungen an die Verteilnetze der Zukunft gewährleistet.

Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

Die Themengruppe „Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität“ beschäftigt sich mit der Netzintegration neuer, intelligenter Komponenten und deren Interoperabilität, sowie mit innovativen Prozessen in der Energiewirtschaft. Kernstück ist ein Forschungslabor, welches mit dem Ziel der Erforschung der Schnittstellen zwischen Elektrofahrzeugen und dem Netz errichtet wurde und sich nun in der zweiten Ausbaustufe hin zu einer Technologie- und Prüfplattform für das zukünftige Smart Grid und dessen Komponenten befindet. Fragestellungen sind hier die technische Integration innovativer Technologien im Hinblick auf die Energie- und Kommunikationstechnik sowie die Abbildung und Erprobung energiewirtschaftlicher Prozesse. Dazu gehören Elektrofahrzeuge ebenso wie Speicher, regenerative Erzeugungsanlagen oder auch Technologien zur Sektorenkopplung.

Dieser Forschungsansatz ermöglicht eine gesamtsystemische Betrachtung von aktuellen und zukünftigen Smart Grid Technologien. Dazu greift die Themengruppe u.a. folgende Aspekte auf:

- Abbildung der Gesamtsystemlandschaft durch Kombination unterschiedlichster Netzkomponenten der unteren Spannungsebenen in verschiedenen Testständen;
- Untersuchung kommunikations- und regelungstechnischer Auswirkungen auf die Energietechnik;

- Analyse einzelner Smart Grid Komponenten sowie deren Wirken auf das Gesamtsystem
- Skalierbarkeit im Gesamtnetz durch Einsatz von Echtzeitsimulationen;
- Simulative Verknüpfung überlagerter Netzebenen und deren Netz- und Steuerstände mit dem physikalischen Testsystem;
- Einsatz innovativer Real Time State Estimation im realen Verteilnetz und deren Verknüpfung mit der Laborumgebung;
- Erforschung und Entwicklung neuer Netzkomponenten wie bspw. innovativer Längsregler für die Niederspannung oder synchronisierter mobiler Smart Meter für die Ladung von Elektrofahrzeugen mit Eigenstrom.

Zur Erforschung der Auswirkungen der innovativen Technologien in echten und realitätsnahen Netzen steht der Themengruppe ein Live Data Sourcing System zur Verfügung, durch welches kontinuierlich (kritische) Netzzustände aufgezeichnet werden und so als Datenbasis für Simulationen zur Verfügung stehen.

Um die Zukunftsorientierung der Forschungsschwerpunkte des Instituts zu erhalten, betreibt die Themengruppe unterschiedliche Innovationsnetzwerke mit Akteuren aus Wirtschaft, Wissenschaft, Kommunen und Zivilgesellschaft, mit deren Hilfe sich effektiv und sinnvoll Kooperationen finden und Zukunftsthemen adressieren lassen. Zu diesen Netzwerken gehören der Strategiekreis Elektromobilität Dortmund, die L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund, das Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr, die Smart City Allianz Dortmund oder auch der Zusammenschluss mehrere europäischer Partner zum Smart City Projekt „smart DE²STINI“.

Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

Die kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz von elektronischen Geräten wird zunehmend

durch den Einsatz verschiedenster leistungselektronischer Komponenten umgesetzt. Diese Komponenten haben zusätzlich einen direkten Einfluss auf die Power Quality des Versorgungsnetzes und können dabei positive sowie negative Effekte hervorrufen. Die Themengruppe fokussiert auf:

- Simulation und Entwicklung moderner Leistungselektronik;
- Bewertung möglicher Netzzrückwirkungen;
- Untersuchung von Wechselwirkungen mit dem Energieversorgungsnetz;
- klassische sowie dynamische und hochfrequente Betrachtung der Leistungselektronik;
- Analyse bestehender leistungselektronischer Schaltungen und neu entwickelter Komponenten und Regelungsverfahren sowie deren
- Optimierung hinsichtlich der Störaussendung und Störfestigkeit sowie ihrer Effizienz.

Weiterhin werden innovative Regelungsstrukturen und -verfahren für multifunktionale Umrichter-systeme zur Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen aktiven Verteilnetzen entwickelt, aufgebaut und im Laborumfeld erprobt. Für die Entwicklung und Implementierung dieser Systeme steht eine leistungselektronische Entwicklungsumgebung zur Verfügung, welche aus Hard- und Softwarekomponenten (Simulation, Programmierung, Umrichterhardware, Peripherie und Messtechnik) modular und skalierbar aufgebaut ist.

Neben der Effizienzbetrachtung einzelner Geräte und Komponenten werden auch Gesamtsysteme auf Potentiale zur Effizienzsteigerung analysiert und entsprechende Maßnahmen abgeleitet. Hierbei werden komplette Prozessstrukturen betrachtet, um Interdependenzen und Interaktionen einzelner Prozessschritte untereinander nutzen zu können und die Energieeffizienz der gesamten Prozesswirkungskette zu steigern.

4.1 Netzdynamik und Stabilität

Verteilnetzregelungsverfahren zur spannungsebenenübergreifenden Leistungs- koordination zur Stabilitätssicherung zukünftiger Energieversorgungssysteme

Distribution Network Control Schemes for Inter-Domain Power Coordination for Stability Reinforcement of Future Power Systems

Daniel Mayorga González, Jannik Zwartscholten

*Durch die Verringerung der Leistung aus konventionellen Großkraftwerken und der Zunahme volatiler und dezentraler Erzeuger werden zukünftig neue Regelungsverfahren für aktive Verteilnetze zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs benötigt. Diese Verfahren nutzen die Regelbarkeit dezentraler Erzeuger und flexibler Lasten zur Stützung der Stabilität des Energieversorgungssystems durch die Regulierung von spannungsebenenübergreifenden Wirk- und Blindleistungsflüssen. Zudem werden reduzierte dynamische Modelle von Verteilnetzen mit IKT-gestützter Wirk- und Blindleistungs-
koordination angefertigt, mit denen simulative Stabilitätsuntersuchungen von weiträumigen Energieversorgungssystemen ermöglicht werden.*

Due to the reduction of conventional power plants and the increase of volatile and distributed generation, new control schemes for active distribution networks are required. These schemes use the controllability of distributed generators and flexible loads to support the overall stability of the power system by regulating the active and reactive power flows between different voltage levels. Moreover, reduced dynamic equivalents of active distribution networks are being developed so that the time domain simulations of large-scale power systems is possible. Thus, the dynamic behavior of future power systems under consideration of active distribution networks with novel control schemes can be investigated.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) und durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03SFK1V gefördert.

Der stabile und sichere Betrieb des heutigen Energieversorgungssystems beruht hauptsächlich auf der dynamischen Flexibilität und den netzstützenden Eigenschaften konventioneller Großkraftwerke. Diese Kraftwerke besitzen die Fähigkeit, sich an der aktiven Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beteiligen und tragen mit ihrer Wirk- und Blindleistungsregelung zur Frequenz- und Spannungsstabilität des elektrischen Energieübertragungssystems bei. Zukünftig wird sich jedoch die Energieerzeugungsstruktur des Energieversorgungssystems nachhaltig verändern. Insbesondere die steigende Durchdringung volatiler und dezentraler Kleinsterzeuger in Mittel- und Niederspannungsnetzen sowie die vermehrte Stilllegung konventioneller Kraftwerke werden Auswirkungen auf das dynamische Verhalten zukünftiger elektrischer Energieübertragungssysteme haben.

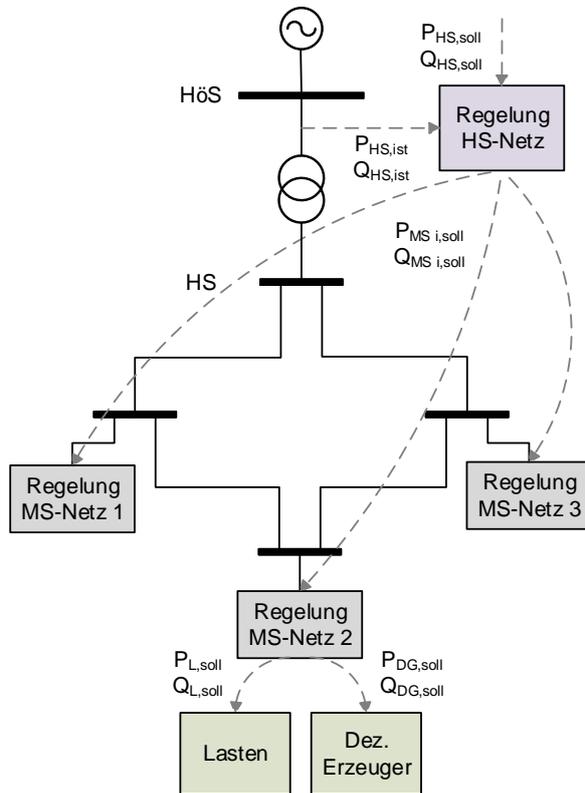
Ausschlaggebend für das zukünftige Systemverhalten ist die verminderte Momentanreserve aufgrund der sinkenden Anzahl von im System wirkenden rotierenden Schwungmassen und die Abnahme von durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellter Wirk- und Blindleistungsflexibilität.

Zudem führen die gegenwärtigen Anstrengungen zur Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit des Energieversorgungssystems zu kleineren Sicherheitsabständen und somit zu einem Netzbetrieb nahe der Stabilitätsgrenze. Aufgrund dieser Entwicklungen wird in Zukunft eine IKT-gestützte spannungsebenenübergreifende Überwachung und Steuerung des Netzes zur Gewährleistung der Systemstabilität erforderlich sein.

Dabei werden aktive Verteilnetze eine zentrale und stabilitätsbestimmende Rolle im Energieversorgungssystem der Zukunft einnehmen. Aktive Verteilnetze weisen eine hohe Durchdringung leistungselektronisch angebundener dezentraler Erzeuger und neuartiger Lasten auf. Zudem verfügen aktive Verteilnetze über eine geeignete IKT-Infrastruktur zur Nutzung der Regelflexibilität dezentraler Erzeuger, um Wirk- und Blindleistungsflüsse an der Schnittstelle zwischen Verteil- und Übertragungsnetz systemdienlich einstellen zu können. Um dies zu ermöglichen, müssen Verteilnetze und ihre Komponenten mittels einer verteilnetzweiten Regelung koordiniert werden. Dabei gilt es zu beachten, dass durch den Eingriff der Regelung keine Netzrestriktionen verletzt werden

dürfen. Da eine Verletzung von betrieblichen Grenzwerten wie Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen lokale Phänomene sind, ist es erstrebenswert diese auch möglichst lokal auszuregulieren.

Die folgende Abbildung zeigt die grundlegende Struktur einer Verteilnetzregelung zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination.



Verteilnetzregelung zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination

Das hier dargestellte hierarchische Konzept ermöglicht die Regelung der Wirk- und Blindleistungsflüsse zwischen den Spannungsebenen Höchst- und Hochspannung sowie zwischen der Hoch- und Mittelspannung. Dazu wird der Leistungsfluss am Übergabepunkt zwischen Höchst- und Hochspannung gemessen und durch den Vergleich von Soll- und Istwert die Regelabweichung bestimmt. Aus der Regelabweichung ergeben sich in Echtzeit Sollwerte für die flexiblen Einheiten im Hochspannungsnetz wie beispielsweise flexible Lasten, Erzeugungsanlagen und der Regelung der unterlagerten Mittelspannungsnetze. Die Rückkopplung der Verteilnetzregelung erfolgt über das elektrische Netz. Die Regelung der unterlagerten Mittelspannungsnetze ist gleichermaßen der Regelung des Hochspannungsnetzes

konzipiert. Diese Regelung übermittelt den dezentralen Erzeugern und flexiblen Lasten im Mittelspannungsnetz die Sollwerte ebenfalls in Abhängigkeit der Differenz zwischen gemessenem und vorgegebenem Leistungsfluss.

Durch die Vorgabe des Leistungsflusses können beispielsweise Fahrpläne an den Schnittstellen zwischen zwei Spannungsebenen eingehalten werden. Dies hat zur Folge, dass sowohl die Prognoseabweichung als auch das Lastrauschen sowie jegliche Leistungsänderungen im Verteilnetz bereits auf Verteilnetzebene ausgeregelt werden. Auf diese Weise muss das überlagerte Netz hierfür keine Systemdienstleistungen aufbringen. Darüber hinaus kann mittels dieser Verteilnetzregelung in stabilitätskritischen Situationen im Übertragungsnetz an einzelnen Netzknoten Flexibilität schnell und zielgerichtet abgerufen werden.

Die gezielte systemdienliche Beeinflussung des Verhaltens aktiver Verteilnetze führt zu einer Änderung des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems. Um das Verhalten eines zukünftigen Energieversorgungssystems unter Anwendung spannungsebenenübergreifender Leistungskoordination untersuchen zu können, müssen demzufolge dynamische Simulationen durchgeführt werden. Gegenwärtig werden Verteilnetze in dynamischen Untersuchungen des Übertragungsnetzes meist mittels vereinfachter Lastmodelle abgebildet und nur die Komponenten des Übertragungsnetzes werden detailliert modelliert. Diese aggregierten Lastmodelle eignen sich jedoch nicht zur Abbildung des veränderten dynamischen Verhaltens regelbarer Verteilnetze. Es ist demzufolge notwendig neue dynamische Modelle zur Abbildung geregelter Verteilnetze zu entwickeln, die zur simulativen Untersuchung des dynamischen Verhaltens zukünftiger Energieversorgungssysteme eingesetzt werden können.

Das Hauptziel dieser Forschungsprojekte ist einerseits die Entwicklung und simulative Erprobung von Verteilnetzregelungsverfahren zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination. Andererseits soll eine Methodik zur automatischen Erstellung von reduzierten dynamischen Ersatzmodellen regelbarer Verteilnetze entworfen und validiert werden, mit denen simulative Stabilitätsuntersuchungen in weiträumigen Übertragungsnetzen durchgeführt werden können.

MathEnergy – Mathematische Schlüsseltechnologien für Energienetze im Wandel

MathEnergy – Mathematical Key Techniques for Energy Systems in Change

Christoph Strunck, Džanan Sarajlić

Im Forschungsprojekt „MathEnergy“ werden mathematische Schlüsseltechnologien verwendet, um eine umfassende Regelung zukünftiger Energienetze zu untersuchen. Hierbei werden auch die Interaktionen und Zusammenhänge zwischen Gas-, Strom- und Wärmenetzen betrachtet.

The research project „MathEnergy“ is investigating different mathematical key techniques for controlling energy systems in change in order to assure a safe and reliable grid operation. Therefore, the interaction and coherences between gas-, power- and heat networks will be analysed.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0324019D gefördert.

Um auch in Zukunft einen effizienten und versorgungssicheren Netzbetrieb, unter Berücksichtigung einer nachhaltigen und CO₂ neutralen Energieversorgung, gewährleisten zu können, ist eine ganzheitliche Betrachtung des Energiekreislaufs in Strom-, Gas- und Wärmenetzen unerlässlich. Das Projekt MathEnergy hat das Ziel, gemeinsam mit Wissenschaftlern aus vier Universitäten, zwei Fraunhofer-Instituten und einem Max-Planck-Institut sowie Partnern aus der Energiewirtschaft, ein ganzheitliches Abbild des gekoppelten Gas- und Stromnetzes zu erstellen und Regelungsalgorithmen für diese zu entwickeln.

In Zukunft werden elaborierte mathematische Technologien benötigt, um die komplexen Energiesysteme sicher und zuverlässig regeln zu können. Hierzu gehört unter anderem der Einsatz modellprädiktiver Regler. Bei modellprädiktiven Reglern werden basierend auf dem jeweils aktuell geschätzten Systemzustand z.B. mittels Algorithmen verschiedene Lösungsmöglichkeiten, unter Berücksichtigung des Verhaltens aus der Vergangenheit, ermittelt. Aus diesen wird unter Berücksichtigung einer Kostenfunktion sowie von vorab zu spezifizierenden technischen und regulatorischen Randbedingungen die beste Lösung für den jeweils nächsten Regelhorizont ausgewählt. Die entwickelten Techniken sollen die Regelung des Gesamtnetzes optimieren, sodass in Zukunft eine möglichst optimale Versorgung und Rohstoffzufuhr gesichert werden kann.

Im ersten Schritt werden die verschiedenen Energienetze getrennt voneinander betrachtet. In

Stromnetzen ist das Ziel, durch die entwickelten Regelungen, einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Ein Hauptaugenmerk wird auf der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen liegen. Dabei wird zunächst in verschiedenen Szenarien der Ausbau erneuerbarer Energien in den Verteil- und Übertragungsnetzen berücksichtigt werden. Daraufhin wird mithilfe dynamischer Simulationen der Einfluss erhöhter Systemdienstleistungsbereitstellung aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf das Netz untersucht. Hier wird neben der Spannungshaltung auch die Frequenzhaltung betrachtet, bei der die Problematik der abnehmenden Schwungmassen in zukünftigen Netzen detailliert betrachtet wird. Für die Untersuchung solcher komplexer, in Abhängigkeit zueinanderstehender Systeme, besteht die Herausforderung darin berechenbare Regelungsmethoden aufzubauen.

Das Projekt unterteilt sich in mehrere Teilvorhaben. Es erstreckt sich von der Netzwerkmodellierung über die Modellreduktion sowie der Szenarienanalyse und Regelung bis hin zur Gesamtintegration. In der Netzmodellierung sind besonders die regionalen Transport- und Verteilnetze, aber auch die Übertragungsnetze zu modellieren. In der Szenarienanalyse und Regelung werden daraufhin Regelungsalgorithmen implementiert und in verschiedenen Szenarien angewandt. Im letzten Schritt erfolgt eine Gesamtintegration, bei der die Kopplung zwischen Gas-, Strom- und Wärmenetzen untersucht wird.

Wirkung von Letztmaßnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzsituationen unter Variation der Modellierung von aktiven Verteilnetzen

Modelling of Active Distribution Networks and its Impact on the Performance of Emergency Controls against Voltage Instability

Lena Robitzky, Stefan Dalhues

Für die Analyse der Wirkung von Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Spannungsinstabilität ist die Modellierung des Verteilnetzes essentiell, da dieses einen starken Einfluss auf das dynamische Verhalten des Gesamtsystems nimmt. Zum einen ist zu untersuchen ob Letztmaßnahmen, wie das Blockieren der Transformatorstufung in Netzen mit einer Vielzahl spannungsregelnder dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz noch wirkungsvoll sind. Weiterhin ist zu analysieren, wie die Flexibilität des Verteilnetzes zur Netzstützung verwendet werden kann, wenn die Spannungsstabilität gefährdet ist.

In order to investigate the performance of emergency controls to counteract voltage instability the modelling of the distribution network is essential as its behaviour influences the dynamic behaviour of the entire power system. Here, the suitability of applying countermeasures acting on load tap changers of distribution transformers in power systems with a high share of controllable converter-connected distributed energy resources needs to be assessed. Further, also the flexibility of the distribution network needs to be deployed for transmission network support in case voltage stability is endangered.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 und im Rahmen des Schwerpunktprogramms 1984 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

Durch die Volatilität der umrichtergekoppelten dezentralen Erzeugungsanlagen, die vorwiegend in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossen sind, sowie deren individuell eingestellte Blindleistungs- und Spannungsregelung verändern die Dynamik und die (Spannungs-)stabilität des Netzes. Insbesondere in spannungskritischen kann die Dynamik des Verteilnetzes maßgeblich das Verhalten des Gesamtsystems beeinflussen. Jedoch ist der zuverlässige und sichere Netzbetrieb in jedem Fall zu garantieren beziehungsweise wieder herzustellen. Dies erfolgt durch die Aktivierung geeigneter Maßnahmen, die sowohl präventiv als auch korrektiv eingesetzt werden können.

Die Europäischen Network Codes definieren Anforderungen an Letztmaßnahmen und Regeleinriffe. Für spannungskritische Netzsituationen werden insbesondere der Lastabwurf, die Reduktion des Sollwertes der Laststufensteller sowie das Blockieren der automatischen Transformatorstufung vorgeschlagen. Während die Trennung von Verbraucherleistung eine Maßnahme ist, die das Netz stützen und auch stabilisieren kann, so ist die Blockierung der Transformatorstufung sowie auch die Sollwertreduktion weniger wirkungsvoll. Allerdings ist zu analysieren, ob die genannten Maßnahmen ihre gewünschte Wirkung erzielen, wenn eine Vielzahl regelbarer umrichtergekoppelter Lasten und Erzeuger im Netz sind. Diese können einerseits ein weniger spannungssensitiveres

Verhalten aufweisen. Andererseits wirken Blindleistungsregelungsstrategien, wie die Q(U)-Kennlinie, diesen Maßnahmen in Teilen entgegen. Bei der Regelung nach Q(U)-Kennlinie erhöhen die dezentralen Erzeugungsanlagen ihre Blindleistungsbereitstellung proportional zur detektierten Spannungsänderung. Einer Spannungsreduktion durch die Verringerung des Transformator-Spannungssollwertes wird demzufolge deutlich abgeschwächt, während das Blockieren von automatisch stufbaren Netzkuppltransformatoren fast gänzlich wirkungslos sein kann.

Weiterhin ist zu untersuchen inwieweit die Regelflexibilitäten der unterlagerten Verteilnetze, zum Beispiel von Speichern, Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugungsanlagen, in kritischen Situationen die erforderliche Wirk- und Blindleistung bereitstellen können, um eine Trennung von Verbraucherleistung zu vermeiden. Die erforderliche Leistung kann hier einerseits durch eine Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen und andererseits auch durch eine Reduktion der Leistungsaufnahme, z.B. durch ladende Elektrofahrzeuge und Speicher, erfolgen. Im Rahmen von umfassenden dynamischen Simulationen konnte gezeigt werden, dass eine Aktivierung der Flexibilitäten des Verteilnetzes ähnliche Verhalten aufzeigen, wie der konventionelle Lastabwurf - ein geeignetes Koordinierungsverfahren vorausgesetzt.

Grundsatzuntersuchungen zum Verhalten Umrichter-gekoppelter Erzeugung bei störungsbedingtem Netzauftrennungen im Kontinentaleuropäischen Verbundsystem

Fundamental Analysis of the Dynamic Response Converter-Based Generation in Case of System Splits of the Central European Transmission System

Sebastian Liemann, Lena Robitzky

Im Jahr 2006 kam es bei der Netzauftrennung des kontinentaleuropäischen Verbundsystems zu einer Vielzahl von unkontrollierten Abschaltungen von Windenergieanlagen. Durch den anhaltenden Ausbau der Windenergie könnte sich durch eine vergleichbare Systemstörung heutzutage diese Anzahl deutlich erhöhen, wodurch die Systemstabilität weiter gefährdet werden könnte. Aus diesem Grund ist es von Interesse, das Verhalten dieser Anlagen und mögliche Abschaltungsgründe in derartigen Situationen zu untersuchen. Die dynamischen Simulationen zeigen dabei, dass eine Reduktion der Kurzschlussleistung sowie Spannungswinkelsprünge für eine Abschaltung verantwortlich sein können.

During the system split of the Central European Transmission System in 2006 many wind turbines disconnected uncontrolled. In case of a similar disturbance today, the proportion of uncontrolled disconnections could increase due to the ongoing development of wind energy, which endangers the stability of the power system. It is therefore required to investigate the reasons for the disconnections of wind turbines in case of a system splits. Time-domain simulations have shown that a reduction of the short-circuit power as well as voltage phase angle jumps could cause these uncontrolled disconnections.

Dieses Forschungsvorhaben ist in Kooperation mit der Amprion GmbH entstanden.

Durch die Systemstörung 2006 hat sich das europäische Verbundsystem in drei Teilnetze mit zwei Unter- und einem Überfrequenzgebiet geteilt. Zum Zeitpunkt der Netzauftrennung haben sich im Überfrequenzgebiet ca. 6,1 GW an einspeisenden Windenergieanlagen (WEA) vom Netz getrennt, welches in diesen Fall als positiv zu betrachten ist, da es die Überfrequenz reduziert hat. Würde heutzutage eine vergleichbare Störung auftreten, könnte das Ausmaß der Abschaltungen deutlich höher ausfallen, da sich durch den stetigen Ausbau der Windenergie die Anzahl der installierten Anlagen vervielfacht hat. Dies könnte die Systemsicherheit zusätzlich gefährden und das Überfrequenz- in ein Unterfrequenzproblem überführen. Abschätzungen zeigen dabei, dass der Anteil der unkontrollierten Abschaltungen gegenüber jenen, die auf eine Überfrequenzschutzauslösung zurückzuführen sind, zwischen 16,1 % und 55,8 % liegt. Der Schwerpunkt in dieser Untersuchung wird dabei auf das grundsätzliche Verhalten von WEA im Kontext auftretender Effekte einer Verbundnetzauftrennung wie eine sprunghafte Änderung der Kurzschlussleistung, hohe Frequenzgradienten und Spannungswinkelsprünge gelegt. Um diese zu untersuchen, werden dynamische Simulationen im EMT-Bereich durchgeführt, da die zu beobachtenden Effekte Kurzzeit-Vorgänge darstellen. Für die Analyse wird ein WEA-Modell mit Vollumrichter verwendet, wodurch der Generator über den Gleichspannungskreis vollständig vom Netz entkoppelt ist.

Aus diesem Grund ist das dynamische Verhalten zwischen WEA und Netz hauptsächlich über den netzseitigen Umrichter bestimmt. Da die Untersuchungszeiträume im Milli- bis Sekundenbereich liegen, wird angenommen, dass in dieser Zeit die Windgeschwindigkeit und die daraus abgegebene Leistung des Generators konstant bleiben. Folglich können der Generator und der maschinenseitige Umrichter durch eine Gleichstromquelle ersetzt werden. Dieses reduzierte Modell wird in einem einfachen Testnetz implementiert, in dem die genannten Effekte untersucht werden können. Die Ergebnisse zeigen dabei, dass es durch eine sprunghafte Reduzierung der Kurzschlussleistung, die durch eine Erhöhung der Netzimpedanz erzielt wird, zu kurzzeitigen Spannungsüberhöhungen kommt und eine volle Wirkleistungsabgabe nicht mehr möglich ist. Darüber hinaus sinkt die Spannung aufgrund der hohen Netzimpedanz im Anschluss der transienten Vorgänge stark ab, wodurch sich das System in keinem technisch sinnvollen Arbeitspunkt befindet. Daneben haben schnelle Frequenzänderungen keinen allzu starken Einfluss auf das Verhalten des Umrichters. Erst bei einer unglücklich gewählten Parametrierung der Regelung kann unerwünschtes Verhalten auftreten. Zuletzt zeigen die Simulationen der Spannungswinkelsprünge, dass es zu kritischen Überspannungen auf AC- und DC-Seite kommen kann, sowie zu falsch detektierten Frequenzanstiegen seitens der Phase-Locked Loop.

Netzintegration erneuerbarer Energien und deren Nutzung zur Spannungsregelung im ghanaischen Übertragungsnetz

Grid Integration of Renewable Generating Units and their use in Voltage Control in the Ghanaian Transmission System

Marilyn Winifred Asmah

Aufgrund der longitudinalen Struktur des ghanaischen Energieversorgungsnetzes sind Erzeugung und Lasten ungleichmäßig über das Land verteilt, sodass es zu langfristigen Auswirkungen auf die Spannungsbänder im Netz führt. Zusätzliche Kompensationsanlagen, die bereits im Netzwerk installiert sind, reichen allerdings nicht aus, um die Situation zu bewältigen. Mit dem nationalen Ziel, erneuerbare Erzeuger in das Übertragungsnetz einzubinden, zielt dieses Projekt darauf ab, die Blindleistungsbereitstellung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen zur Regulierung der Systemspannung zu nutzen.

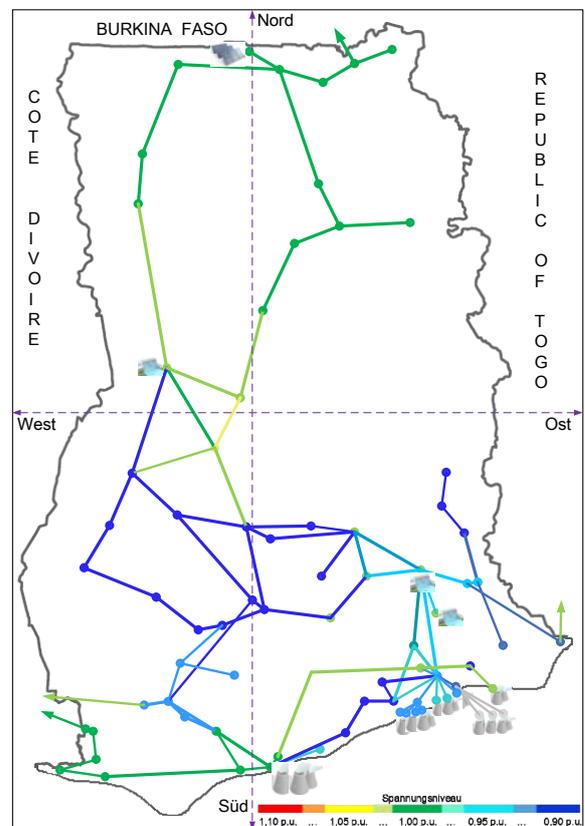
Due to the longitudinal structure of the Ghanaian power system, generation and loads are unevenly distributed across the country, leading to long-term effects on the voltage levels in the network. Additional compensation devices installed in the network so far have not been sufficient to manage the situation. Hence, with the national goal to integrate renewable generating units in the transmission network, this project aims at exploiting the reactive power provision of the renewable generating units to regulate the system voltage.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Reiner Lemoine Institut gefördert.

Stromerzeugung im ghanaischen Energieversorgungsnetz konzentriert sich im Wesentlichen auf den Süden, wo sich auch der Großteil der Lasten befindet. Im Gegensatz dazu befindet sich im Norden nur ein Kraftwerk, welches nur während der Spitzenzeit und in Notfällen genutzt wird. Aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte im Norden gibt es derzeit keine verfügbaren Erzeugungskapazitäten außerhalb der Spitzenlastzeit. Somit muss Energie über große Entfernungen aus dem Süden transportiert werden. Diese Situation führt sowohl zu hohen Übertragungsverlusten als auch erhöhten Spannungspegeln im Norden, die derzeit mit Kompensationsanlagen gehandhabt werden.

Im südöstlichen Teil des Netzes befinden sich zwei Drittel der installierten Leistung und mehr als 50% der gesamten Last. Die Lasten im ghanaischen Energieversorgungsnetz bestehen hauptsächlich aus Haushalts- und Gewerbelasten mit sehr wenigen industriellen Lasten. Die Leistungsfaktoren der Verbraucher im Netz (0,6–1,0) liegen unter den akzeptierten Mindestwerten für Haushalts- (0,87) und kommerzielle Lasten (0,85). Daher hat das System einen erhöhten Blindleistungsbedarf, welcher zu verschiedenen Spannungsproblemen führt. Da die Blindleistungsbereitstellung der Generatoren im Netz nicht ausreicht um das Blindleistungsdefizit auszugleichen, werden zusätzliche Kompensationsanlagen genutzt. Wie dem Spannungsprofil zu entnehmen ist, liegen die Spannungen an mehrere Knoten im

Süden unter den erlaubten Spannungsgrenzen für normalen Netzbetrieb (0,95 p.u. – 1,05 p.u.), welche von den bisherigen Erzeugungs- und Kompensationsanlagen nicht ausgeglichen werden können.



Spannungsprofil ohne erneuerbare Erzeuger

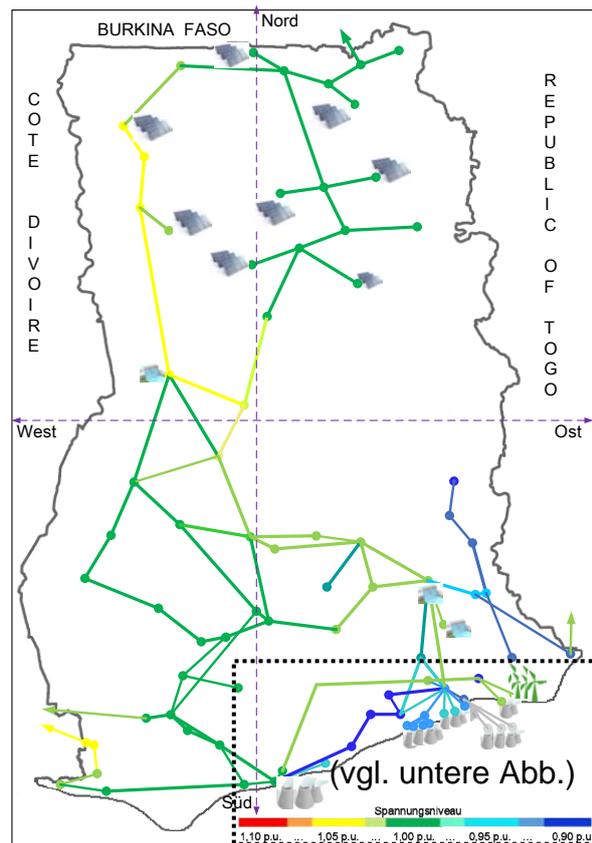
Mit dem nationalen Ziel, den Anteil an erneuerbarer Erzeugung bis zu 10% im Jahr 2020 zu erhöhen und aufgrund der Verteilung der Sonneneinstrahlung und der Windverfügbarkeit im Land, werden PV- und Windkraftanlagen im Norden respektive äußersten Südosten des Netzes installiert. Zum Zweck der Analyse sind verschiedene Szenarien entwickelt worden, die den Netzbedingungen für unterschiedliche Kombinationen und Anteile an erneuerbarer Erzeugung nachbilden. Das hier dargestellte Netz berücksichtigt somit die Erzeugungsprognose für das Jahr 2018 mit 5% Anteil an erneuerbarer Energie.

Als Ziel dieser Arbeit wurde daher untersucht, ob eine Deckung des Blindleistungsdefizits im ghanaischen Netz durch den Zubau erneuerbarer Erzeuger möglich ist oder das Problem sogar verschärft. Vorläufige Simulationsergebnisse (vgl. Netzdiagramm) zeigen eine Verbesserung des Spannungsprofils im Süden durch die Nutzung der Blindleistungsbereitstellung der potentiell zu gebauten erneuerbaren Erzeuger bereits für das Jahr 2018. Die Lage der PV-Anlagen im Norden führt zusätzlich zu reduzierten Übertragungsverlusten, nämlich ca. 65% für Blindleistungs- und 25% für Wirkleistungsverluste. Andererseits dienen die Windkraftanlagen im südöstlichen Teil des Netzes dazu, die dort vorhandene konventionelle Erzeugung zu ergänzen. Bestehende Netzengpässe wurden mit Hilfe der Simulationen identifiziert und dementsprechend behoben - vor allem diejenigen, die die Integration erneuerbarer Energien beeinträchtigen.

Trotz der allgemeinen Spannungsverbesserung bleiben die Spannungen an einigen Knoten im Süden aufgrund der reduzierten Erzeugung aus den dort vorhandenen konventionellen Kraftwerken außerhalb der Spitzenlastzeiten immer noch kritisch, wenn erneuerbare Erzeuger vorrangig einspeisen. Diese sind als dunkle Linien mit Spannungswerten von 0,9 p.u. in der unteren Abbildung dargestellt.

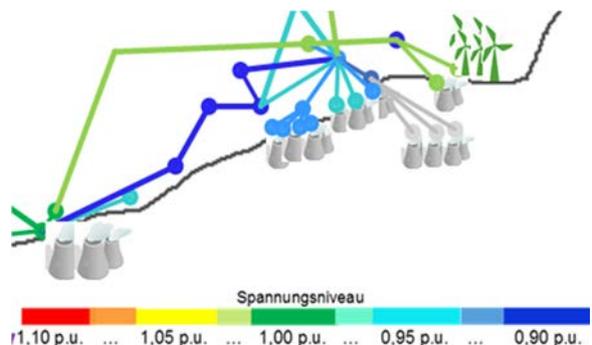
Da ca. ein Viertel der gesamten Last allein an diesen kritischen Knoten angeschlossen ist, sind weitere Maßnahmen dringend nötig. Eine mögliche Lösung um die Spannung zu verbessern wäre der Phasenschieberbetrieb der zu diesem Zeitpunkt dort nicht einspeisenden Generatoren.

Zukünftig sollen ergänzend optimale Fahrpläne für die Erzeugungsanlagen definiert werden, um insbesondere die Spannungen an den kritischen



Verbessertes Spannungsprofil mit erneuerbaren Erzeugern

Knoten im Süden während der Zeitfenster außerhalb der Spitzenlasten zu verbessern. Des Weiteren werden Analysen durchgeführt, um herauszufinden wie viel erneuerbare Energien das bestehende Netz (mit und ohne Verstärkung) aufnehmen kann. Zu den weiteren Ergebnissen der Arbeit zählt ein Katalog an Netzverstärkungsmaßnahmen, die den sicheren Betrieb des ghanaischen Übertragungsnetzes mit erneuerbarer Erzeuger ermöglicht.



Übersicht des Spannungsprofils der kritischen Knoten im Süden

Spannungsstabilitätsanalyse mit hohem Anteil an regenerativer dezentraler Erzeugung

Voltage Stability Analysis with High Penetration of Renewable Based Distributed Generation

Desmond Okwabi Ampofo

Diese Arbeit zielt darauf ab, die Spannungsstabilität in Stromnetzen zu verbessern, indem die Blindleistungsressourcen der wechsellrichter-basierten dezentralen Erzeugung effizient genutzt werden. Insbesondere werden hier die Auswirkungen von regelbarer dezentraler Erzeugung auf die Verteilnetze analysiert. Hierbei werden für die Analysen sowohl die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung als auch die Standorte der dezentralen Erzeugung berücksichtigt.

This work seeks to analyze the impact of renewable based distributed generation on the voltage stability of distribution networks. The voltage analyses will take into consideration the variable nature of both the renewable generation and load demand. The reactive power resources of the inverter-based distributed generation as well as the effect of their location on voltage stability will also be evaluated. By this, these resources will be efficiently utilized to improve the voltage stability of the network.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das DAAD-MoE Postgraduate Programme gefördert.

With the global acceptance of green energy and the deregulation of the energy sector as the future of power system delivery, renewable based distributed generation has seen a sharp increase in its adoption and subsequent connection to the distribution network. At high penetration, they can have serious impact on voltage stability due to the reverse power flow associated with it. Furthermore, interaction between multiple controllers of inverter based distributed generation (IBDGs) together with traditional voltage regulating devices like on-load tap changer potentially lead to voltage instability, which can be mitigated if IBDGs are planned and coordinated well with the other network components. As this coordination involve utilization of the resources of these IBDGs, the distribution network become active and no longer active as it used to be. This is what has become known as Active Network Management (ANM), which allows the next generation distribution network to accommodate DGs without affecting the operation and security of the network.

The research will consider both steady state and dynamic analysis. A standardized distribution test system will be developed in MATPOWER and DIgSILENT PowerFactory for the steady state and dynamic analysis respectively. Different models of

DGs will be developed in order to provide a detailed analysis of voltage stability situation. The IBDG units with their connected PQ busses will be modeled as PQ loads.

The steady state analysis will involve system optimization using the genetic algorithm (GA) tool. This will be deployed in the form of an optimal power flow to include IBDGs, incorporating both line and bus voltage stability indices as objective functions. Thus, this stage will involve interfacing the GA optimization tool and the MATPOWER software to carry out the system optimization. Furthermore, the optimization will take into consideration the settings of voltage regulating devices like the on load tap changer, capacitor banks and also include the probabilistic nature of the renewable DG units (wind and PV) for the site under study. Several scenarios will be created in order to provide a detailed voltage stability of the system. The transient analysis will be carried out in DIgSILENT PowerFactory. This stage will focus on proposing a coordinative voltage control strategy among the various voltage regulating devices including the IBDGs thus, serving as a guide to distribution system operators. This will consider the interaction between multiple Q (U) controllers of IBDGs. The results thus obtained will subsequently be used to develop voltage stability criteria.

Testumgebung zur Analyse echtzeitfähiger Koordinierung von Leistungsflussreglern Testing Environment for Real-Time Coordination of Power Flow Controllers

Stefan Dalhues, Lena Robitzky

Dezentrale korrektive Koordination von Leistungsflussreglern ermöglicht es, kurzfristig auf Leistungsüberlasten in kritischen Systemzuständen zu reagieren. Aufgrund der dezentralen Eigenschaft dieses Ansatzes ist es notwendig, Informationen über den Netzzustand und, im Falle von Überlasten, mögliche Gegenmaßnahmen zu kommunizieren. Es wurde eine Testumgebung entwickelt, welche eine dynamische Energiesystemsimulation, ein Multiagentensystem und eine Software-Defined-Networking Umgebung vereint, um die gegenseitigen Einflüsse zu untersuchen.

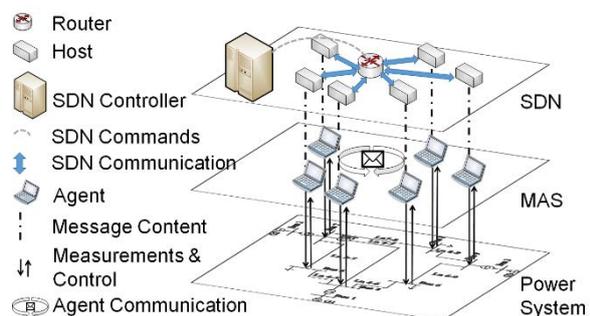
Decentral corrective coordination of power flow controllers enable to timely react to line overloads in critical system conditions. The decentral nature of this approach requires the use of communication links in order to exchange information about the system state and possible countermeasures in case of overloads. A testing environment was developed that incorporates power system simulation, a multi agent system and a software defined networking testbed in order to analyze the interdependencies.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) und durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3532B gefördert.

Durch die Verwendung von Leistungsflussreglern kann der Leistungsfluss in vermaschten Netzen so beeinflusst werden, dass Leistung von stark ausgelasteten Leitungen auf weniger stark beanspruchte Leitungen verlagert wird. Somit wird die Ausnutzung der verfügbaren Übertragungskapazität erhöht, um einen wirtschaftlichen und sicheren Betrieb des Netzes zu ermöglichen. Um im Falle einer Überlast schnell zu reagieren, wurde ein agentenbasierter dezentraler Koordinierungsalgorithmus entwickelt, wobei verschiedene Leistungsflussregler den Leistungsfluss beeinflussen und nach einem iterativen Prozess die Überlast ausregeln. Hierbei sind diese auf eine stabile Kommunikation angewiesen, da die Messwerte zwischen den einzelnen Agenten ausgetauscht und evaluiert werden. Im Falle einer Latenzerhöhung der Datenübertragung kann es zu einer Verzögerung kommen, sodass die Regeleinriffe auf Basis von veralteter Informationen über den Betriebszustand bestimmt werden. Dies ist insbesondere der Fall, wenn Kommunikationskanäle stark ausgelastet sind und daher eine höhere Verzögerung aufweisen. Mithilfe eines Software-Defined-Networking (SDN) Ansatzes können bestimmten Kommunikationswegen mithilfe von Priorisierung einzelner Datenströme Bandbreiten zugesichert werden, um eine geringe Verzögerung auch in stark ausgelasteten Kommunikationsnetzen zu gewährleisten.

Das in der Abbildung dargestellte System wurde entwickelt, um den Einfluss einer durch SDN priorisierten Kommunikation auf das Reglerverhalten

zu untersuchen. Hierzu wurde das System in drei verschiedene Subsysteme aufgeteilt: die dynamische Netzsimulation, das Multiagentensystem (MAS) welches den Regelalgorithmus ausführt und die SDN Umgebung. Die dynamische Energiesystemsimulation, welche Messwerte an das MAS überträgt, wird in Echtzeit durchgeführt. Die einzelnen Agenten können miteinander über Ethernet Verbindungen kommunizieren, wobei Informationen über die Auslastung des Netzes ausgetauscht werden. Diese Kommunikation wird von einem SDN Controller gesteuert und den einzelnen Verbindungskanälen werden Prioritäten zugeordnet. Im Falle einer Überlast werden Nachrichten des für die Überlast zuständigen Agenten priorisiert, um diese mit möglichst geringer Verzögerung im Netz übertragen zu können.



Übersicht der entwickelten Testumgebung

Durch die Priorisierung kann eine Verringerung der Kommunikationsverzögerungen herbeigeführt werden und somit kann auch im Falle stark ausgelasteter Kommunikationskanäle eine korrekte Funktionsweise der Regler beobachtet werden.

Einsatzbereiche von Virtualisierung in zukünftigen Intelligenten Stromnetzen

Application Areas of Virtualization in Smart Grid

Markus Küch

Virtualisierung hat sich im Bereich der Unternehmens-IT zu einer Schlüsseltechnologie entwickelt. Neben der optimalen Ausnutzung vorhandener Rechenleistung, der Steigerung der Energieeffizienz und Verfügbarkeit sowie der schnelleren Wiederherstellung nach einem Fehlerfall leistet die Virtualisierung einen wesentlichen Beitrag zur Senkung von Beschaffungs- und Betriebskosten. Dadurch wird die Virtualisierung beim Aufbau der IT-Umgebungen für intelligente Stromnetze ebenfalls eine bedeutende Rolle einnehmen. Dieser Artikel benennt die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten.

Virtualization has become a key enterprise technology. Besides making the best use of existing computing power, virtualization contributes significantly to lower procurement and operating costs by increasing the energy efficiency and availability as well as by enabling fast error recovery. As a result, virtualization will also play a significant role in smart grid IT environments. In the following, the main fields of application are presented.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

Die weltweit geforderte CO₂-arme Stromversorgung führt zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen und resultiert dadurch in zunehmend volatiler Stromerzeugung. Der Ausgleich der Erzeugungsschwankungen wird dabei vorwiegend durch die konventionellen Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger erbracht. Für die Reduzierung der Ausgleichsvorgänge durch konventionelle Kraftwerke wird es notwendig Erzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und Speicheranlagen geeignet untereinander abzustimmen. Hierfür findet ein massiver Ausbau informationstechnischer Infrastrukturen zur Vernetzung dieser Anlagen statt, die eine hochgradig automatisierte Überwachung und Regelung ermöglichen soll. Der Einsatz der Virtualisierung von IT-Systemen in diesem Bereich soll dabei den Aufbau und den Betrieb dieser informationstechnischen Infrastruktur ökonomisch, energieeffizient und ausfallsicher unterstützen und einen schnellen Wiederaufbau im Fehlerfall ermöglichen. Dabei erschließen sich zahlreiche Einsatzmöglichkeiten, die im Folgenden kurz erläutert werden.

Schaltanlagen: Einsatz für die Virtualisierung von Intelligenten Elektronischen Geräten zur Übertragung von Messwerten und zur Regelung von angeschlossenen Betriebsmitteln sowie weiterer Fernwirktechnik.

Netzleitstellen: Die Virtualisierung für Netzleitstellen kann problemlos in Anlehnung an vorhandene Konzepte für Unternehmensnetzwerke und Rechenzentren umgesetzt werden.

Kommunikationsnetze: Durch die Entwicklung von Software-Defined-Networking (SDN) ist es nun möglich Kommunikationswege innerhalb und zwischen Schaltanlagen und Netzleitstellen robuster gegenüber Ausfällen abzusichern ohne dabei im großen Umfang in redundante Systeme investieren zu müssen. Die Virtualisierung von SDN Controllern erhöht die Verfügbarkeit dieser und erlaubt darüber hinaus die durchgehende automatisierte Neukonfiguration hinzugefügter Hardware sowie die automatische Neukonfiguration von Kommunikationswegen im Fall zu hoher Auslastung und auch im Fehlerfall.

Für die Virtualisierung werden Hypervisor eingesetzt, die als Zwischenschicht zwischen vorhandener Hardware und den Gastbetriebssystemen dienen. Diese müssen die gesamte Bandbreite an Anforderungen für die Echtzeitfähigkeit der virtualisierten Systeme unterstützen. Dabei wird in weiche Echtzeitanforderungen, in der Regel gefordert für Überwachungs- und Regelungsfunktionen und harte Echtzeitanforderungen für Schutzfunktionen unterschieden. Innerhalb der Forschergruppe 1511 wurde hier der Open Source Xen-Hypervisor für die Unterstützung harter Echtzeitanforderungen erweitert und unter dem Open Source Projekt CPS-Xen veröffentlicht.

Vor dem produktiven Einsatz von virtualisierten IT-Systemen und virtualisierten Anwendungen zur Überwachung und Regelung von Stromnetzen ist es erforderlich diese auch in ihren wesentlichen Bestandteilen testen zu können. Hierzu wurde am ie³ die Testumgebung vGridLab aufgebaut.

Verknüpfte IKT- und Energiesystem-Zustandsbestimmung für multi-modale Energiesysteme

Interdependent ICT and Power System State Estimation for Multi-modal Energy Systems

Marcel Klaes

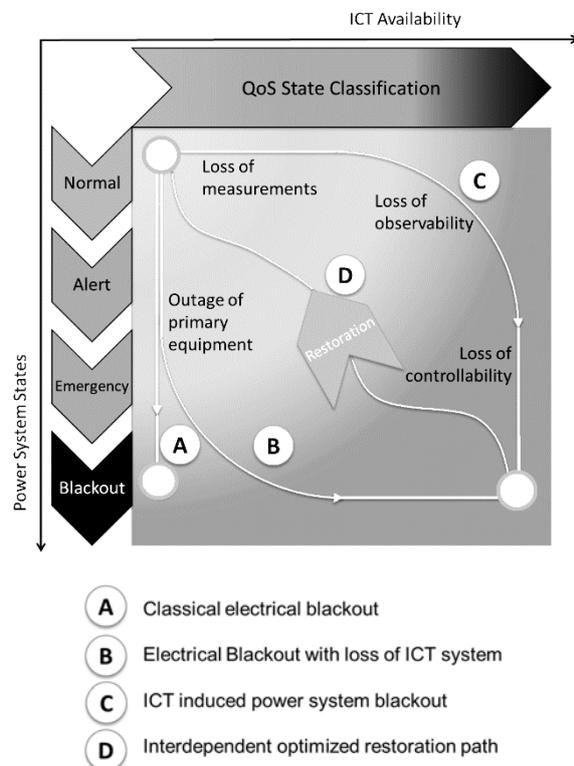
Für die kommenden Jahrzehnte ist eine zunehmende Verflechtung von IKT- und multi-modalen Energiesystemen prognostiziert, wodurch mit einem Anstieg der systemübergreifenden Stabilitätsrisiken zu rechnen ist. Ziel dieses Projekts ist daher die Erweiterung des klassischen Zustandsmodells für Energiesysteme um angrenzende, verknüpfte Systeme. Gleichzeitig wird eine Methode zur Identifikation von Stabilitätsindikatoren für das zukünftige cyber-physische Gesamtsystem erarbeitet.

The predicted increase in interconnections of ICT and multi modal power systems over the next decades will result in an also increased count of stability-relevant risks for the whole system. This project aims at extending the common power system state model by our knowledge about the future ICT-system's stability aspects and further adjacent sectors. Furthermore, stability indicators for the resulting holistic cyber-physical system are to be identified.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen des Schwerpunktprogramms 1984 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

Der Umfang dieses Projekts erstreckt sich von den Kernsystemen „Energie und Kommunikation“ über angrenzenden Sektoren wie der Elektromobilität bis hin zu zukunftsorientierten Schnittstellentechnologien wie Power-to-Heat und Power-to-Gas. All diese Elemente werden in den nächsten Jahrzehnten aufgrund steigender dezentraler Erzeugung im Verteilnetzbereich sowie dem allgemeinen Bestreben, Flexibilitätspotentiale besser koordinieren und nutzen zu können, eine starke Digitalisierung und gegenseitige Verflechtung erfahren. Es ist daher anzunehmen, dass es für die Beurteilung der Stabilität des Gesamtsystems in Zukunft nicht mehr genügen wird, jedes Teilsystem isoliert zu betrachten, sondern auch die wechselseitigen Einflüsse der Systeme und Sektoren untereinander zu prüfen. Eben diese Einflüsse sollen daher im Rahmen dieses DFG-Projekts identifiziert werden. Dazu müssen zunächst die für aneinander angrenzende Systeme essenziellen Funktionen identifiziert und deren Anforderungen für einen sicheren und stabilen wechselseitigen Betrieb in ein diskretes Zustandsmodell überführt werden. Mithilfe von Kosimulationen, also dem Zusammenschluss einzelner System-Simulationen zu einer systemübergreifenden Gesamtsimulation, können die zuvor identifizierten systemübergreifenden Risikofaktoren validiert werden. Anschließend sollen die Erkenntnisse bei der Erarbeitung eines kombinierten Zustandsmodells des Gesamtsystems genutzt werden. Dieses Modell soll dabei auf den Ansätzen „diskreter dy-

namischer Systeme“ sowie „nichtdeterministischer Automaten“ basieren. Im letzten Schritt gilt es, aus dem mathematischen Zustandsmodell anwendungs- und praxisgerechte Verfahren zur Herleitung und Überwachung holistischer Stabilitätsindikatoren herzuleiten.



Kombiniertes Zustandsmodell
für Energie und IKT

Regelung und Optimierung der Stabilität von cyber-physikalischen elektrischen Energieversorgungssystemen

Control and Optimization of the Stability of Cyber-Physical Electrical Energy Systems

Yang Zhou

Die Systemzustandsschätzung, -steuerung und -optimierung sind wichtige Funktionen, die zum sicheren und effizienten Betrieb des Stromnetzes notwendig sind. Die Implementierung dieser Funktionen bedarf einer bidirektionaler Hochgeschwindigkeits-Kommunikationsinfrastruktur. Mit der massiven Integration von Windkraftanlagen in bestehende Stromversorgungssysteme werden die Überwachung, der Betrieb und die Steuerung des Stromnetzes immer anspruchsvoller. Kommunikationstechnik ermöglicht die Echtzeitüberwachung und den Schutz solcher Windkraftanlagen. Aufgrund der vorhandenen Kopplung zwischen dem physikalischen Energiesystem und dem Kommunikationsnetzwerk wird das Energieversorgungssystem als cyber-physikalisches elektrisches Energiesystem bezeichnet. Das Ziel dieser Forschung ist es daher zu untersuchen, wie solche Systeme kontrolliert und optimiert werden könnten, um die Stabilität zu verbessern.

System state estimation, control and optimization are a few of the main functions required to operate the power grid, which cannot be implemented without high-speed and bi-directional communication infrastructure as well as computation technologies. With the massive integration of wind plants into current power systems, the monitoring, operation and control of the power system becomes increasingly challenging. Despite, the real-time monitoring and protection of such renewable generating units is made possible with the appropriate information and communication technologies. Due to the existing coupling between the physical power system and the cyber communication network, the power system is considered as cyber-physical electrical energy system. The aim of this research is thus to investigate how such CPEES systems can be controlled and optimized to enhance stability.

The recent development of power grids has resulted in the interconnection of the physical electrical equipment, such that data collection and computation equipment are closely linked through the communication network. Power grids have subsequently become energy and information coupled infrastructures, which are otherwise known as Cyber Physical Electrical Energy Systems (CPEES). Owing to the interaction of the physical and information processes, CPEES are able to monitor and control power systems in a secure, reliable and efficient way and also realize the coordination of the power system, environment and other social systems. With the CPEES being an integrated system, the complex interaction between power and information flow makes the control and protection very of such a system very challenging. It is therefore required to understand the way such a system behaves by means of a co-simulation platform.

It is in this regard that this research seeks to model a CPS-based power grid under consideration of the information system. The analysis and modeling of the power system, which is a time-based continuous dynamic system, are based on

continuous mathematical theories such as differential and algebraic equations. The information communication system on the other hand is an event-based discrete system, whose modelling is based on discrete mathematical theories, with finite automation as the common modeling tool. A unified modeling method will thus be established in this research based on differential-algebraic equations, finite automation, stochastic process and queueing theory. Moreover, during the modeling of the information and communication system, various information and communication technology devices, such as router, communication protocols and sensor units will also be considered.

With these in place, the main aim of the research is to investigate the interaction between power and information flows. Prior to this, a cyber physical system (CPS) co-simulation model will be built for power grids consisting of physical, sensing, communication and decision-making layers. The simulation of power system will be realized in MATLAB/SIMULINK. The OPNET software will be utilized to perform the simulations of the communication network. The function of information control center will be programmed and implemented using C++ in MICROSOFT VISUAL STUDIO.

4.2 Schutz- und Leittechnik

Topologische Umfelderkennung für autonome Fehlerortungssysteme im Smart Grid

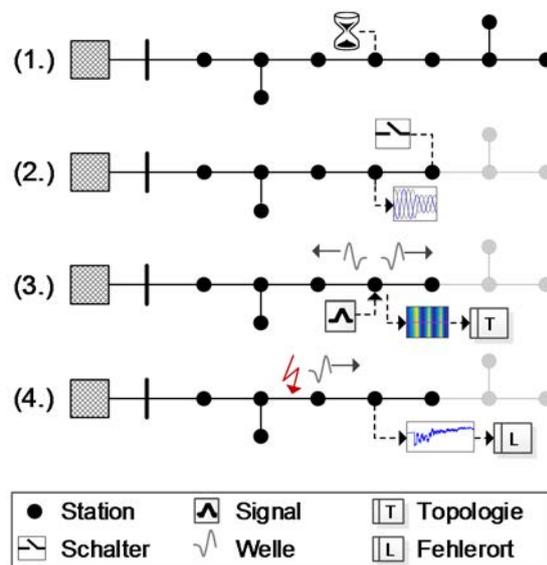
Topology Recognition for Autonomous Fault Locating Systems in Smart Grids

Björn M. Keune

Um anhand der Reflexionsmuster von leitungsgebundenen Wanderwellen auf einen elektrischen Fehlerort rückschließen zu können, werden topologische Zustandsinformationen zwingend benötigt. Diese können durch die Einspeisung eines Fremdsignals in das Netz gewonnen werden, indem wiederum Wanderwellen lokal gemessen und ihre Muster interpretiert werden. Somit lassen sich vollständig autonom agierende, adaptive Fehlerortungssysteme auf Basis von Wanderwellen entwickeln.

In order to locate electrical line faults based on traveling wave reflection patterns an accurate knowledge of the power system topology state is mandatory. Fortunately, the topology state can also be obtained with the controlled injection of traveling waves into the grid and the local analysis of their patterns. Thus, completely autonomous and adaptive traveling wave based fault locators may be developed.

Elektrische Fehlerereignisse können Wanderwellen erzeugen, die sich entlang der Übertragungsleitungen im Netz mit nahezu Lichtgeschwindigkeit ausbreiten. Um den Fehlerort auch über große Entfernungen und dazwischenliegende Netzstationen zu bestimmen, können unter günstigen Bedingungen eben diese Wanderwellen genutzt werden, indem ihre lokal messbaren Reflexionsmuster ausgewertet werden. Allerdings kann sich mit der Vision vom automatisierten Netzbetrieb im Smart Grid der Schaltzustand mehrfach täglich verändern, sodass das Ausbreitungsverhalten der Wanderwellen beeinflusst wird. Dies erschwert eine korrekte Interpretation der Reflexionsmuster. Vor diesem Hintergrund wurde ein Konzept entwickelt, welches bei einer Änderung des Schaltzustandes durch die kontrollierte Einspeisung von Wanderwellen eine Ableitung des neuen Schaltzustandes erlaubt (siehe Abbildung). Dazu wird zunächst eine Änderung des Schaltzustandes anhand der Lastflüsse, der Ausprägung von Harmonischen oder des Unsymmetriegrades registriert. Wird eine Zustandsänderung vermutet, so werden Wanderwellen kontrolliert in das Netz eingespeist und ihre lokalen Reflexionsmuster mit historischen Aufzeichnungen verglichen, um den Schaltzustand festzustellen. Anschließend wird die gewonnene Information über den Schaltzustand dazu verwendet, die Parameter des Fehlerortungssystems anzupassen. Eignet sich nun ein elektrischer Leitungsfehler im Netzgebiet, so werden die verursachten Wanderwellen erfasst und anhand einer angepassten Musterklassifikation interpretiert.



Konzept der autonomen, adaptiven Systemlösung zur Fehlerortung mit Wanderwellen

Aufgrund der möglichen Komplexität gemessener Reflexionsmuster, werden für Ihre Interpretation Verfahren aus dem maschinellen Lernen, wie bspw. Künstliche Neuronale Netze oder Support Vector Machine, hinzugezogen. Unter günstigen Bedingungen kann somit die fehlerbehaftete Leitung auch über dazwischenliegende Stationen hinweg bestimmt werden. Erste Simulationsergebnisse bestätigen das Konzept, jedoch sind weitere Untersuchungen notwendig, um das Ausbreitungsverhalten von Wanderwellen im Netz möglichst realitätsnah abbilden zu können. Insbesondere sollen in Zukunft reale Messungen von leitungsgebundenen Wanderwellen in elektrischen Verteilnetzen durchgeführt werden.

i-Automate – Modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für zukünftige aktive elektrische Energienetze

i-Automate – Modular Configurable and Testable Automation Architecture for Future Active Electrical Energy Grids

Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich, Björn M. Keune, Rajkumar Palaniappan

Die Integration von dezentralen, erneuerbaren Energien in das elektrische Energieversorgungsnetz wird immer wieder auch in Verbindung gebracht mit der Entwicklung eines intelligenten Mittel- und Niederspannungsnetzes (Smart Grid). Demzufolge sollen intelligente Netzfunktionen auch in diesen Spannungsebenen zur Verfügung stehen. Im Projekt i-Automate wird eine modulare und flexible Systemarchitektur erforscht und entworfen, die es ermöglicht, sowohl schutz- und leittechnische Funktionen als insbesondere auch Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen auf einer standardisierten Plattform abzubilden. Die Gesamtlösung muss dabei durchgängig und automatisiert prüf- und verifizierbar sein. In Feldversuchen soll anschließend die Funktionsfähigkeit und das Verhalten im Betrieb unter realen Netzbedingungen nachgewiesen werden.

The integration of decentralised, renewable energy sources into the electrical power grid is always brought in connection with the development of an intelligent medium and low voltage grid (Smart Grid). Therefore, intelligent grid functions shall also be made available in these voltage levels. In the project i-Automate a modular and flexible system architecture is investigated and designed allowing the implementation of both protection and control functions as well as particularly smart grid automation functions on a standardised platform. The overall solution needs to be continuously and automatically testable and verifiable. By means of field tests, the functionality and behaviour during operation under real grid conditions shall be proven.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7561A gefördert.

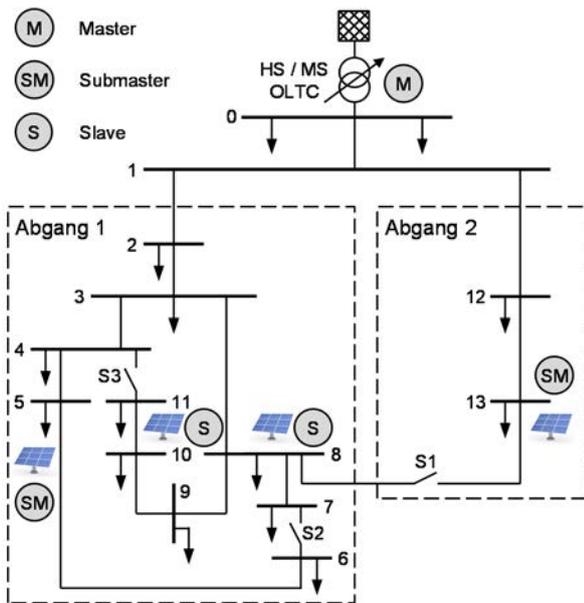
Im Projekt *i-Automate* wird ein Gesamtkonzept für eine modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für Smart Grids erforscht. Diese Systemarchitektur soll neben den heute bekannten überwiegend lokal-autonomen Schutzfunktionen auch übergeordnete, aggregierte und koordinierte Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen zur Netzüberwachung und -steuerung flexibel und erweiterbar bereitstellen können.

Neben dem ie³ sind vier weitere Partner an *i-Automate* beteiligt. Die KoCoS Messtechnik AG liefert ein Power-Quality-Messsystem, das als Implementierungsplattform dient, und unterstützt bei der Softwareentwicklung. Die H & S Hard- & Software Technologie GmbH & Co. KG unterstützt bei der Entwicklung des Engineeringprozesses insbesondere durch die Bereitstellung einer IEC-61850-Engineeringsoftware sowie durch die Implementierung von Datenmodellen und eines Kommunikationsstacks auf der Systemplattform. Das OFFIS Institut für Informatik beschäftigt sich im Rahmen des Projekts mit der Implementierung geeigneter Datenbanksysteme und Kommunikationsmethoden. Als Netzbetreiber ist die Energie Waldeck-Frankenberg GmbH am Projekt beteiligt. Sie stellt einen Netzbereich für den Feldtest zur

Verfügung und liefert vorbereitend hierfür Netzmodelle sowie betriebliche Informationen.

In einem ersten Projektschritt wurden eine Übersicht verschiedenster Schutz-, Automatisierungs- und übergeordneter Funktionen erstellt. Anschließend wurden deren Anforderungen an die Automatisierungsplattform u.a. bezüglich erforderlicher Messwerte, Zeitverhalten, Rechenleistung und Kommunikation detailliert spezifiziert. In der Diskussion mit allen Projektpartnern wurden aus diesem Pool Funktionen ausgewählt, die aus Sicht des Netzbetreibers von besonderem Interesse sind. Diese werden im Rahmen des Projekts vorrangig implementiert, um im anschließenden Feldtest einer Überprüfung in einer realen Betriebsumgebung unterzogen zu werden.

Um über die Automatisierungsplattform erste Abschätzungen hinsichtlich Leistungsfähigkeit und Implementierbarkeit durchführen zu können wurden zunächst einige klassische Schutzfunktionen implementiert, da diese hohe Anforderungen bezüglich Messgenauigkeit, Reaktionszeit und deterministischem Verhalten stellen. Neben Schutzfunktionen wurde weiterhin ein mehrstufiger Spannungsregelungsalgorithmus implementiert, der zentrale mit dezentralen Ansätzen kombiniert.



Mehrstufige Spannungsregelung

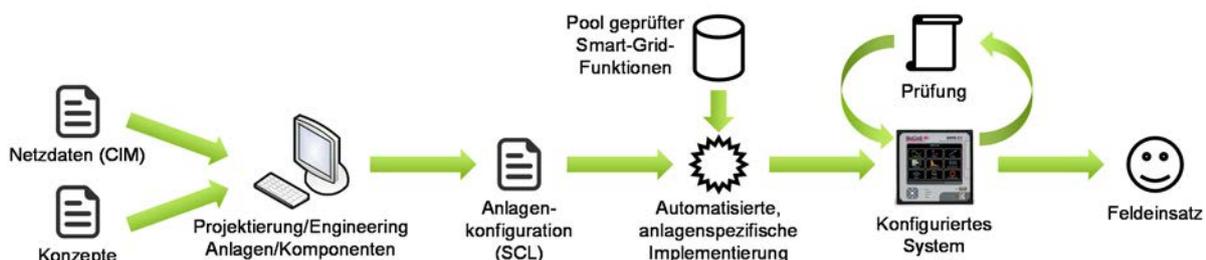
Zur Verbesserung der Qualität der Spannungsregelung, insbesondere bei nicht ausreichender Anzahl an Messstellen, wurde am Host-PC des Echtzeitsimulators eine Online State Estimation (SE) implementiert. Die SE empfängt Messwerte aus der Echtzeitsimulation und schätzt den Netzzustand in regelmäßigen Intervallen. Der ermittelte Netzzustand soll dann als Eingangsgröße für die Spannungsregelung genutzt werden. Zur Validierung der Online SE wurde der Algorithmus für ein modifiziertes Cigré-Niederspannungsnetz ausgeführt. Im nächsten Schritt wird der SE-Algorithmus auf die Automatisierungsplattform übertragen.

Die einzelnen Funktionen sollen nicht losgelöst voneinander arbeiten. Vielmehr sollen komplexe Szenarien berücksichtigt werden. Ein Beispiel ist eine mehrstufige Spannungsregelung, die bei einem Kommunikationsausfall von einer koordinierten in eine lokale Regelung zurückfällt. Gleichzeitig soll diese mit Schutzfunktionen verknüpft sein, so dass sie etwa bei Auslösung einer Schutzfunktion in einen sicheren Zustand übergeht.

Für eine flexible Projektierung und Konfiguration des Gesamtsystems wird ein Engineeringkonzept entworfen, das auf Datenmodellen gemäß

IEC 61850-6 (Substation Configuration description Language, SCL) und IEC 61970-301 (Common Information Model, CIM) basiert. Sie dienen zur Beschreibung der zu verwendenden Funktionalität und werden für die Konfiguration der Automatisierungsplattform genutzt. In einem ersten Schritt wurde eine Toolchain zur automatisierten Gerätekonfiguration auf Basis eines SCL-Datenmodells entworfen. Um die Komplexität der Software auf Geräteseite gering zu halten, erfolgt zunächst eine Vorverarbeitung der SCL-Daten durch eine PC-Anwendung. Diese extrahiert aus den SCL-Daten die für die Gerätekonfiguration relevanten Informationen, etwa benötigte logische Knoten sowie auszuführende Schutz- und Automatisierungsfunktionen, und erstellt eine vereinfachte Konfigurationsdatei. Diese wird auf das Gerät übertragen und dort bei Start der Anwendung eingelesen, woraufhin die benötigten Objekte erzeugt werden und die eigentliche Funktionalität gestartet wird.

Die Validierung einzelner Funktionen und des Gesamtsystems ist im ersten Schritt mit Hilfe von Hardware-in-the-Loop-Prüfungen an einem Echtzeitsimulator vorgesehen. Mit diesem wird ein Mittel- und Niederspannungsnetz mit geringer Zykluszeit von z.B. 50 μ s simuliert. Simulierte Messwerte wie Ströme und Spannungen können über Analogausgänge ausgegeben und in Geräte der Automatisierungsplattform eingespeist werden. Reaktionen der auf diesen Geräten implementierten Funktionen wie z.B. Schutzauslösungen oder Befehle zur Trafostufung werden umgekehrt in den Echtzeitsimulator zurückgespeist, um die Netzsimulation entsprechend zu beeinflussen. Vorbereitend für die Prüfungen wurde ein von EWF bereitgestelltes Netzmodell bereits automatisiert in ein Simulink-Modell für den Echtzeitsimulator konvertiert. In einem zweiten Schritt ist eine Integration der Komponenten in das Smart Grid Technology Lab des Instituts geplant, um im Sinne einer Power-Hardware-in-the-Loop-Prüfung eine tiefere Validierung unter realitätsnahen Bedingungen durchzuführen.



Gesamtkette aus Projektierung, Konfiguration und Prüfung des Systems

Umsetzung einer Fehlererkennung mit Support Vector Machine

Implementation of a Fault Detection Scheme with Support Vector Machine

Björn M. Keune

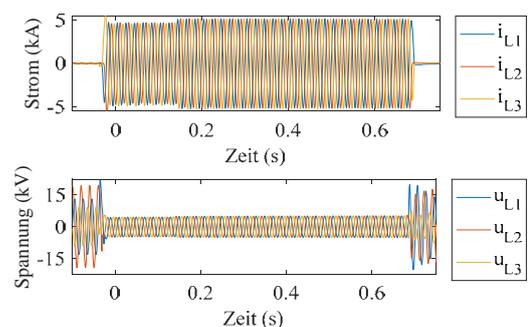
Sowohl Schutz- als auch Netzautomatisierungsfunktionen müssen zuallererst zwischen dem normalen Betriebszustand und einer elektrischen Störung unterscheiden können, um darauf aufbauend weitere Prozesse und erforderliche Maßnahmen anzustoßen. Eine Unterscheidung erfolgt üblicherweise anhand vorgegebener Grenzwerte, die in der Praxis mittels Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen bestimmt werden. Um nahe beieinander liegende Zustände effektiv zu unterscheiden, kann es notwendig sein komplexe Grenzkurvenverläufe zu definieren. Methoden des maschinellen Lernens können diese Aufgabe unterstützen, indem sie anhand historischer Daten schnell und zuverlässig geeignete Kurvenverläufe entwickeln. Mit diesem Ziel wurde eine Fehlererkennung basierend auf Support Vector Machine prototypisch umgesetzt und mittels realer Störschriebe, sog. COMTRADE-Dateien, validiert.

Both protection and grid automation functions have to distinguish between normal system operation states and electric disturbances in order to choose appropriate actions. Thereby, decisions are made according to thresholds that are determined by the means of load flow and short circuit calculations. To separate different states of similar appearances effectively, complex boundary curves may become necessary. Methods from machine learning can support such tasks based on historical data. For this purpose, a line fault detection scheme was developed with support vector machine method and validated.

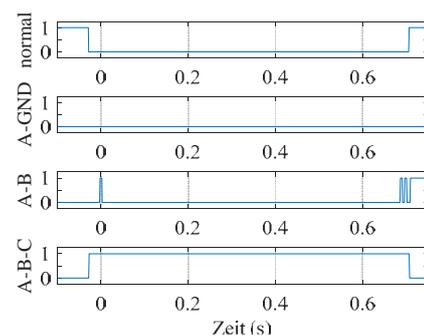
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7561A gefördert.

Die wichtigste Voraussetzung für eine automatisierte Netzbetriebsführung, egal ob unter normalen Bedingungen oder bei einer Störung, ist die genaue Kenntnis des aktuellen Systemzustandes. Dazu zählt insbesondere die Unterscheidung zwischen einem normalen Betriebszustand und verschiedenen möglichen Fehlerzuständen. In der Praxis werden dafür Grenzwerte herangezogen, die anhand von Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen bestimmt werden. Um nahe beieinander liegende Zustände effektiv zu unterscheiden, kann es notwendig sein komplexe Grenzkurvenverläufe zu definieren. Vor diesem Hintergrund wurde mit Support Vector Machine (SVM) eine Methode aus dem maschinellen Lernen prototypisch umgesetzt, um zwischen normalen Betriebszustand, Erdschluss, zweipoligen Kurzschluss und dreipoligen Kurzschluss in einem gelöschten Mittelspannungsnetz zu unterscheiden. Dazu wurde zunächst eine Vielzahl an Szenarien für die jeweiligen Zustände simuliert, wie bspw. unterschiedliche Lastflüsse oder Fehlerwiderstände. Anschließend wurden vier SVMs, also eine SVM je betrachteter Zustand, unter Verwendung der simulierten Strom- und Spannungseffektivwerte sowie des tatsächlichen Zustands trainiert. Die Trainingsergebnisse sind die Parameter einer SVM und beschreiben eine Hyperebene im mehrdimensionalen Raum zur Unterscheidung zwischen dem betrachteten Zustand und irgendeinem anderen Zustand. So trifft bspw. die erste

SVM eine Aussage, ob die aktuelle Messung auf einen normalen Betriebszustand hindeutet oder nicht. Die entwickelte Lösung wurde anhand realer Störschriebe validiert (siehe Abbildungen) und im Rahmen des Forschungsprojektes *i-Automate* auf einer Hardware-Plattform praktisch umgesetzt.



Störschrieb eines dreipoligen Kurzschlusses



Klassifikationsergebnis mit SVM

Anwendungsorientierte Prüfung von kombinierten Schutz- und Automatisierungssystemen in Smart Grids

Application-oriented Testing of Combined Protection and Control Systems in Smart Grids

Dominik Hilbrich

Die Entwicklung des elektrischen Energiesystems im Mittel- und Niederspannungsnetz hin zu Smart Grids führt zu einem Anstieg der Komplexität von Schutz- und Netzautomatisierungssystemen. Zur Prüfung solcher komplexen Systeme ist am Institut ie³ ein Konzept entwickelt worden, mit dem Schutzsysteme anwendungsorientiert validiert werden können. Hierbei werden Schutzsysteme unter Berücksichtigung der tatsächlichen Netztopologie und realitätsnaher Betriebszustände in einer Hardware-in-the-Loop-Simulation geprüft. Dieser Ansatz wird verwendet, um die klassische Schutzfunktionsprüfung in eine kombinierte Prüfung von Schutz- und Leittechnik umzuwandeln und somit Schwachstellen des Schutzkonzeptes zu identifizieren.

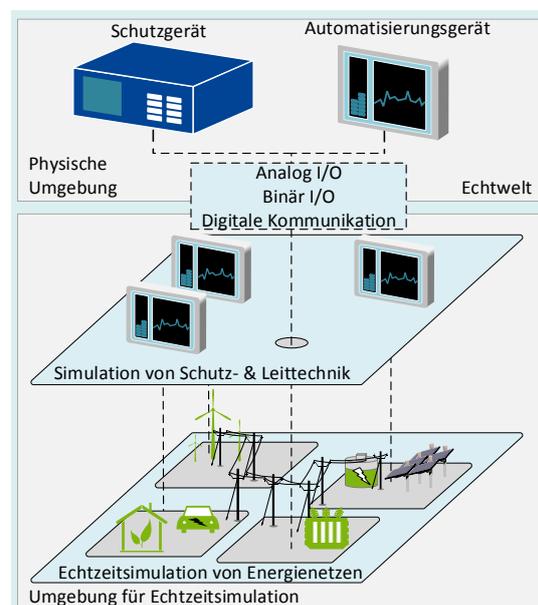
The development of the electrical power system in the medium and low voltage levels towards smart grids leads to an increasing complexity of protection and grid automation systems. A concept that allows the application oriented testing of such complex protection systems was developed at the institute ie³. Here, protection systems are validated considering the actual network topology within a hardware-in-the-loop simulation. This approach is used to transform the classic protection test into a combined test of protection and control technology in order to identify vulnerabilities in the protection concept.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die RWTÜV Stiftung unter der Projektnummer S189/10021/2013 gefördert.

Neue Entwicklungen von Smart-Grid-Funktionen haben gezeigt, dass in den mittleren und niedrigeren Spannungsebenen zunehmend Schutz- und Netzautomatisierungsfunktionen in Kombination auftreten werden. Die konventionelle Prüfung von Schutzfunktionen ist insoweit dann nicht mehr ausreichend, als dass die Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Funktionen nicht berücksichtigt werden können. Hierfür ist eine Closed-Loop-Simulation zwingend erforderlich. Die am Institut ie³ umgesetzte anwendungsorientierte Prüfung ist eine Closed-Loop-Prüfung unter Berücksichtigung realer Netztopologien und entsprechender Betriebszustände. Die bisherige Forschung in diesem Bereich war bislang auf die Prüfung von reinen Schutzsystemen fokussiert.

Aufgrund der Tatsache, dass bei der anwendungsorientierten Prüfung die reale Netztopologie berücksichtigt wird, ist sie ideal für eine kombinierte Prüfung von Schutz- und Leittechnik geeignet. Die neu entwickelten Systeme können für einen definierten Anwendungsfall in einem bestimmten Netzgebiet umgesetzt werden. Im Rahmen des Engineering-Prozesses sowie für die Konfiguration dieser Systeme werden Datenmodelle gemäß IEC 61850-6 (SCL) sowie IEC 61970-301 (CIM) verwendet. Genau diese Datenmodelle werden ebenfalls für die Prüfung genutzt. Die in diesem Prozess verwendete SCL-Datei enthält Informationen über die zu prüfende

Sekundärtechnik und ihre Funktionalitäten während in der CIM Dateien die übergeordnete Netztopologie sowie die prüfungsrelevanten Betriebsmittelparameter enthalten sind. Neben der Hardware-in-the-Loop können Smart-Grid-Funktionen auch als Software-in-the-Loop auf dem Echtzeitsimulator umgesetzt werden. Dadurch ist es möglich, auch hoch komplexe Systeme mit mehreren voneinander Abhängigen Funktionen zu prüfen. Nachfolgende Abbildung zeigt, wie eine kombinierte Prüfung von Schutz- und Leittechnik aufgebaut sein kann.



Die kombinierte, anwendungsorientierte Prüfung

Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

Decentralized Frequency Stabilization in Grids with a High Share of Renewable Energies

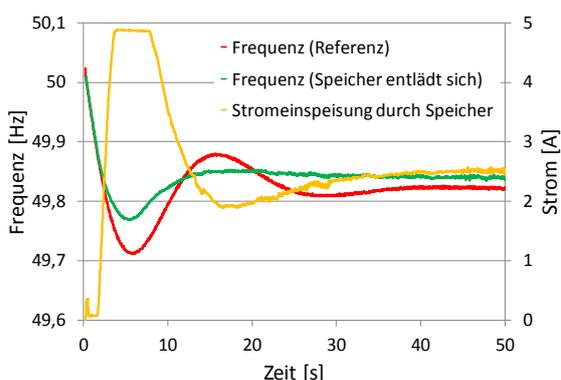
Marvin Albrecht

Ziel des Projekts ist die Erforschung eines Ansatzes, der unter Berücksichtigung des aktuellen Netzstatus sowie dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien eine selektive Frequenzstabilisierung realisiert. Durch die Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnik können Systemdienstleistungen zur Frequenzstabilisierung dezentral erbracht werden und einen zukunftsfähigen Systemschutz durch eine bislang nicht mögliche Lastkoordinierung in den Verteilnetzen realisieren.

New approaches for selective frequency stabilization considering the actual status of the electrical grid and decentralized power supply due to renewable energy resources will be researched. By using information and communication technology ancillary services for frequency stabilization can be provided to realize a long-term system protection due to new concepts of load coordination in the distribution grid.

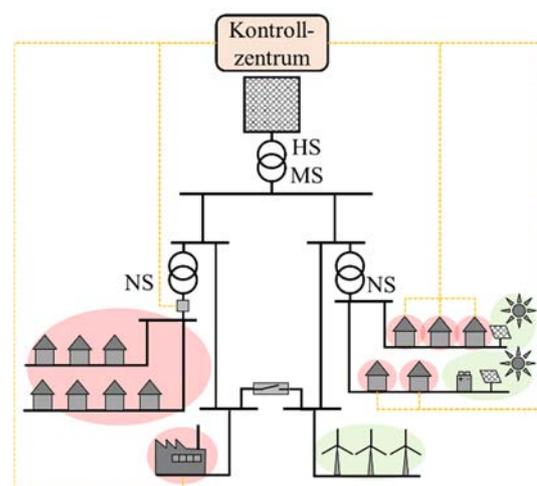
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0325686A gefördert.

Durch die zunehmende Integration dezentraler Einspeiser in Mittel- und Niederspannungsnetzen und die Abschaltung konventioneller Kraftwerke, müssen bisherige Schutzkonzepte überdacht und neue Lösungen entwickelt werden. Aufgrund der indirekten Kopplung dezentraler Anlagen wird die Netzanlaufzeitkonstante zukünftig weiter sinken, sodass erhöhte Frequenzgradienten im Störfall auftreten. Diesbezüglich wird untersucht, inwieweit dezentrale Energiespeichersysteme Systemdienstleistungen bereitstellen können, um eine schnelle Primärregelung umzusetzen. Hierzu wurde ein Energiespeichersystem der Firma KOSTAL untersucht, welches über eine Modbus Schnittstelle gesteuert werden kann. Dieses System wurde in einer Hardware-in-the-Loop Simulation zusammen mit einem Echtzeitsystem getestet. Zudem wurde eine Regelungslogik auf einem Mikrocontroller implementiert, um eine Frequenzregelung vorzunehmen. Folgende Abbildung zeigt, dass durch den Einsatz des Energiespeichers eine sinkende Netzanlaufzeitkonstante weitestgehend kompensiert werden kann.



Schnelle Primärregelung durch Energiespeicher

Sollte die Frequenz dennoch weiter sinken muss ein mehrstufiger Lastabwurf durchgeführt werden, um einen systemweiten Blackout zu vermeiden. Hierzu wurde ein neuartiges selektives Lastabwurfkonzept entwickelt. Dabei werden die Unterfrequenzrelais nicht wie üblich in Umspannwerken, sondern in Ortsnetzstationen oder direkt beim Endkunden installiert. Somit kann vermieden werden, dass dezentrale Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzen in Folge eines Lastabwurfs vom Netz getrennt werden. Zudem werden die Relais über bereits vorhandene Smart Meter Kommunikationsinfrastrukturen an ein Kontrollzentrum angebunden, um eine zyklische Parametrierung vornehmen zu können. Es wurden bereits Prototypen entwickelt, welche durch eine dezentrale Frequenz- und Wirkleistungsmessung bis zu vier Verbraucher schalten können. Diese befinden sich derzeit in einem Niederspannungsnetz zur Felderprobung.



Selektives und dezentrales Lastabwurfkonzept

COMPASS – Koordinierte Messungen für eine proaktive und sichere Energieversorgung COMPASS – Coordinated Measurements for Proactive and Secure Energy Supply

Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt

Die Forschung im Bereich der elektrischen Energieversorgung, speziell auch im Bereich der Smart Grids, erfordert eine möglichst realitätsnahe Umgebung, in der neuartige Funktionen implementiert und getestet werden können. Am Institut ie^3 existiert bereits eine Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik (FuP-SL). Dessen Herzstück ist ein digitaler Echtzeitsimulator. Für die weitere Forschung im Bereich der zukünftigen aktiven Netze wird im Projekt COMPASS eine Erweiterung der Laborinfrastruktur umgesetzt.

The research in the field of electrical energy supply, especially in the field of smart grids, requires a highly realistic environment in which new function can be implemented and tested. At the institute ie^3 , a research and test infrastructure for protection and control systems (FuP-SL) is already existent. Its centerpiece is a digital real time simulator. For the ongoing research in the area of future active electric power networks, the laboratory infrastructure will be extended.

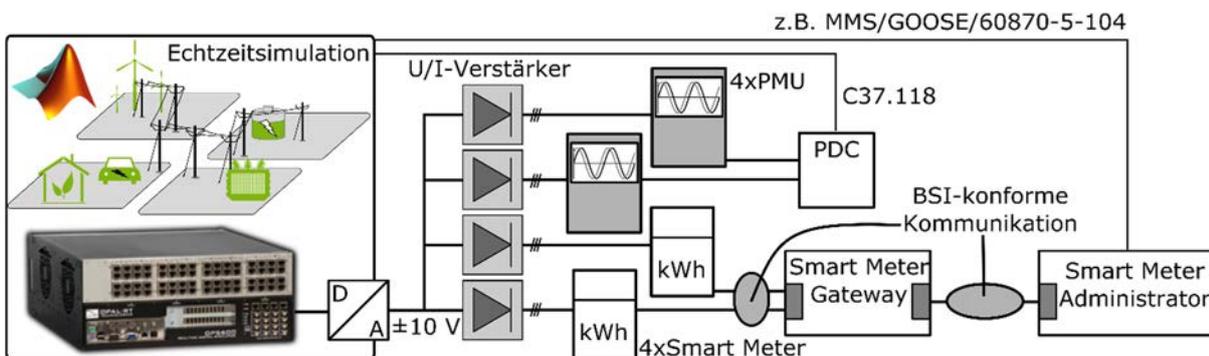
Dieses Vorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft und das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes NRW unter dem Geschäftszeichen INST 212/372-1 FUGG gefördert.

Elektrische Mittel- und Niederspannungsnetze werden in Zukunft nicht mehr nur passiv Strom leiten. Vielmehr werden sogenannte Smart Grids mit verschiedensten Mess- und Steuergeräten dazu beitragen, eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Hierzu sind allerdings die Erforschung und Entwicklung als auch die Validierung neuartiger Funktionen erforderlich. Jedoch ist dies in realen Energieversorgungsnetzen zu aufwändig und mit erheblichen Risiken behaftet. Daher bietet es sich an, solche Untersuchungen in einer sicheren, simulierten Umgebung durchzuführen.

Am Institut ie^3 gibt es umfangreiche Erfahrungen im Bereich der Echtzeitsimulation elektrischer Netze. Diese Simulationen werden genutzt, um neue Funktionen und Systeme in einer Hardware-in-the-Loop-Umgebung zu untersuchen und zu prüfen. Schon seit 2011 werden im Prüfstand FuP-SL bestehende Systeme der Schutz- und Leittechnik auf ihre Funktionsweise geprüft und neue Funktionen erforscht. Die Kapazität dieser

Plattform ist jedoch ausgeschöpft, weshalb nun eine Erweiterung dazu beitragen soll, noch umfassendere Forschungen als bisher zu ermöglichen.

Mit COMPASS – Coordinated Measurements for Proactive and Secure Energy Supply wird eine Einrichtung aufgebaut, in der umfassende Simulationen elektrischer Netze durchgeführt werden können. Darüber hinaus wird es möglich sein, Smart-Grid-Funktionen direkt innerhalb der Echtzeitsimulation als Software-in-the-Loop zu implementieren. Neben der Simulationsumgebung werden vier Smart Meter und vier Phasor Measurement Units (PMUs) zur Verfügung stehen. Zur Abbildung eines realistischen Szenarios werden für die PMUs ein Phasor Data Concentrator (PDC) sowie für die Smart Meter ein Smart Meter Gateway inklusive Administration und BSI-konformen Kommunikationsschnittstellen zur Verfügung stehen. Die Kommunikation mit dem Simulator erfolgt mittels gängiger Protokolle. Die Inbetriebnahme der neuen Forschungs- und Entwicklungsplattform ist für Mitte 2018 geplant.



Die neue COMPASS Laborinfrastruktur: Smart Grid Simulation mit Smart Metern und PMU

4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte

Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

Market and Network Simulation Framework MILES

Christopher Spieker, Dennis Klein, Marie-Louise Kloubert, Björn Matthes, Simon Hintzen

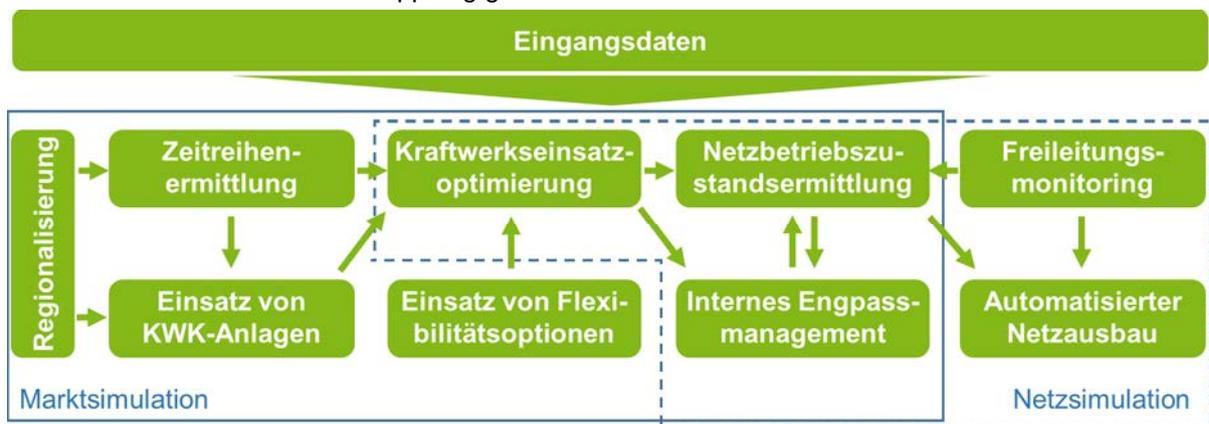
Für techno-ökonomische Analysen des europäischen elektrischen Energieversorgungssystems wird am ie³ die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES (Model of International Energy Systems) eingesetzt. Die einzelnen Bestandteile von MILES decken die gesamte Prozesskette der Netzentwicklungsplanung ab und ermöglichen damit detaillierte Untersuchungen des zukünftigen Energiesystemdesigns.

For techno-economic analyses of the European electrical energy system the ie³ is using and continuously developing the market and network simulation framework MILES (Model of International Energy Systems). The various modules of MILES cover all aspects of the network development process chain and thus, enable detailed examinations of the energy system's future design.

Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte ist das europäische Energieversorgungssystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf das Gesamtsystem analysieren zu können, wird am ie³ die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES stetig weiterentwickelt. In der untenstehenden Abbildung sind die einzelnen Module von MILES dargestellt, die wie folgt miteinander verknüpft sind.

Im Rahmen der Module der Marktsimulation werden zunächst die für die betrachteten Marktgebiete prognostizierten Leistungen der EE sowie der elektrischen und der thermischen Last sektorspezifisch regional verortet. Danach werden auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten für alle elektrischen und thermischen Lasten sowie für alle EE-Arten – gegebenenfalls unter Berücksichtigung einer Spitzenkappung – Zeitreihen generiert. In Abhängigkeit der Wärmebedarfszeitreihen wird daraufhin der Einsatz von wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen mit niedrigem Leistungsbereich abgeleitet und Must-Run-Anforderungen für stromgeführte Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung gestellt.

Zudem kann optional der strommarktgetriebene Einsatz neuartiger Flexibilitätsoptionen, wie z.B. die Verschiebung von Lasten oder der Betrieb von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen, simuliert werden. Anschließend wird mithilfe einer Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern in Europa blockscharf und typischerweise in stündlicher Auflösung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum ermittelt. Die hierbei zugrundeliegende Marktkopplung kann entweder ausschließlich NTC-basiert, rein lastflussbasiert oder auch hybrid ausgestaltet sein. Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und Speicher ergeben sich aus der Simulation die Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten. Zudem wird ausgewiesen, in welchem Umfang die Leistungsbereitstellung von EE- und KWK-Anlagen aufgrund begrenzter Transfer- und Speicherkapazitäten reduziert werden muss (sog. nicht verwertbare Leistung). Ferner resultieren aus der Simulation die Betriebspunkte von eventuell bereits in der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigten Netzelementen wie HGÜ-Verbindungen und Querreglern. Zusammenfassend generieren die beschriebenen Mo-



Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

dule der Marktsimulation regional aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen, welche u.a. als Netznutzungsfälle des Übertragungsnetzes verwendet werden können.

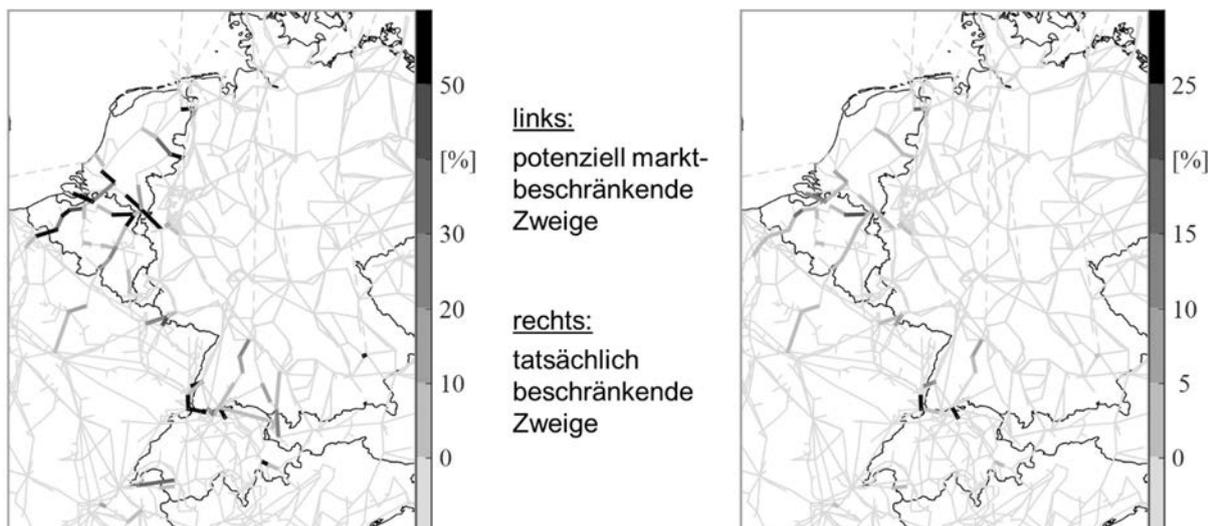
Auf Grundlage dieser Netznutzungsfälle werden die resultierenden Betriebszustände des europäischen Übertragungsnetzes über den Betrachtungszeitraum ermittelt. Ein Betriebszustand umfasst dabei neben den Betriebsmittelauslastungen und dem Spannungsband im Netz auch die Betriebspunkte derjenigen lastflusssteuernden Netzelemente, die nicht bereits im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung eingestellt werden. Ein separates Modul ermittelt die Stromtragfähigkeiten von AC-Freileitungen in Abhängigkeit regionaler Wetterbedingungen, um bei der Analyse der Auslastung dieser Betriebsmittel witterungsbedingte Einflüsse zu berücksichtigen.

Für etwaige auf Basis der Betriebszustände identifizierte Engpässe im Netz besteht anschließend die Option, die zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit notwendigen Eingriffsmaßnahmen zu ermitteln. Zu diesen zählen die Änderungen der Betriebspunkte von HGÜ-Verbindungen und Querschnitten, die Anpassungen der Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher (Redispatch), die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagement) sowie das Ab- bzw. Zuschalten von Lasten (Lastmanagement). Alternativ zum Engpassmanagement kann auf Basis der ermittelten Netzbetriebszustände ein automatisierter Netzausbau zur Herstellung der Netzsicherheit mit dem Ziel volkswirtschaftlich minimaler Kosten erfolgen. Das diesbezügliche Modul ist aktueller Forschungsgegenstand und befindet sich derzeit in

der Umsetzung.

Im Folgenden wird ein exemplarisches Ergebnis der Markt- und Netzsimulationsumgebung vorgestellt. Dabei handelt es sich um die im Rahmen einer europäischen Marktsimulation identifizierten kritischen Netzelemente, die beschränkend für den Stromhandel wirken. Simuliert wurde ein Szenario 2025, bei dem eine lastflussbasierte Marktkopplung zwischen den Ländern der CWE-Region und der Schweiz angenommen wurde, während an den übrigen Grenzkuppelstellen in Europa das NTC-Verfahren zum Einsatz kam. In der untenstehenden Abbildung ist links dargestellt, mit welcher Häufigkeit (Anteil Stunden des Betrachtungsjahres) gewisse Drehstromleitungen in dieser hybriden Marktkopplung als potenziell marktbeschränkend berücksichtigt wurden. Hierbei handelt es sich um die durch den Stromhandel in der lastflussbasiert gekoppelten Region am stärksten beeinflussten Netzelemente, die zuvor mit einem Presolving-Verfahren vorgefiltert wurden. Demgegenüber sind rechts in der Abbildung diejenigen Leitungen aus der Menge der potenziell marktbeschränkenden Zweige mit ihrer Auftrittshäufigkeit abgebildet, die in der Marktkopplung vor allen anderen bindend sind. Diese wurden durch Analyse der Schattenpreise der zugehörigen Netznebenbedingungen im Anschluss an die Optimierung ermittelt.

Es zeigt sich, dass insbesondere die Kuppelleitungen an der deutsch-schweizerischen Grenze sowie Leitungen im niederländisch-belgischen Grenzgebiet beschränkend für den Stromhandel wirken, obwohl Leitungen zwischen Deutschland und den Niederlanden ähnlich häufig potenzielle Engpässe darstellen.



Analyse kritischer Netzelemente bei einer lastflussbasierten Marktkopplung

Anwendung des lastflussbasierten Kapazitätsmodells zur Bewertung von Grenzkuppelmaßnahmen in der Übertragungsnetzplanung

Application of Flow-based Market Coupling to Evaluate Cross-border Lines in Transmission Grid Expansion Planning

Christopher Spieker, Björn Matthes

Die Einführung des lastflussbasierten Kapazitätsmodells in der Region Zentralwesteuropa ermöglicht eine verbesserte Ausnutzung des Übertragungsnetzes im Energiehandel, wodurch bereits deutliche Wohlfahrtsgewinne erzielt werden konnten. Daher wird zukünftig eine Ausweitung des Ansatzes auf die Region Zentralosteuropa angestrebt. Das flussbasierte Kapazitätsmodell wurde in der am ie³ entwickelten Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES umgesetzt und wird nun unter anderem zur Bewertung von Grenzkuppelmaßnahmen in der Übertragungsnetzausbauplanung angewendet.

The introduction of flow-based market coupling in Central Western Europe allows for a more efficient utilization of the transmission grid resulting in significant welfare gains. Therefore the aim is to extend the approach to Central Eastern Europe in the near future. Flow-based market coupling has been implemented in the market and network simulation framework MILES and is now being used to assess cross-border lines in transmission grid expansion planning.

Die Bewertung von grenzüberschreitenden Netzverstärkungs- bzw. -ausbaumaßnahmen erfolgt in der Praxis anhand eines zwischen den europäischen ÜNB abgestimmten Kriterienkatalogs und einer einheitlichen Bewertungsmethodik. So werden Maßnahmen u.a. im Hinblick auf ihren Beitrag zur Steigerung der sozio-ökonomischen Wohlfahrt, zur Mehrintegration erneuerbarer Energien sowie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bewertet. Die Grundlage für diese Bewertung bilden Marktmodelle, in denen die begrenzte Übertragungskapazität des Netzes an den einzelnen Grenzkuppelstellen des Systems entweder über zuvor ermittelte sog. *Grid Transfer Capabilities* (GTCs), als maximale Wirkleistungsflüsse, oder mithilfe sog. *Net Transfer Capacities* (NTCs), als maximale bilaterale Handelsaustausche, abgebildet wird. Das Abschneiden einer Maßnahme in den vorgestellten Kriterien wird durch den Ergebnisvergleich zweier Marktsimulationen ermittelt, die zum einen mit und zum anderen ohne Berücksichtigung der jeweiligen Maßnahme erfolgen. Dabei wird die Maßnahme entweder gegen das vollausgebaute Zielnetz (sog. TOOT-Ansatz) oder das unausgebaute Ausgangsnetz (sog. PINT-Ansatz) bewertet.

Für das skizzierte Vorgehen ist es notwendig, den Einfluss der einzelnen Maßnahmen auf die bestehende Grenzkuppelkapazität abzubilden. Hierzu werden entweder die durch die jeweilige Maßnahme hervorgerufene Änderung des GTC-Wertes oder die Änderung des NTC-Wertes bestimmt. Beide Kapazitätswerte bzw. ihre jeweilige Änderung werden nach derselben Berechnungsvor-

schrift im Rahmen des ATC-basierten Kapazitätsmodells berechnet. Dieser Ansatz besitzt mehrere Schwächen: Zum einen erfolgt die Ermittlung der Kapazitätswerte bzw. -gewinne durch die jeweilige Maßnahme *a priori* für jede Grenzkuppelstelle separat und nur auf Basis einer begrenzten Anzahl von ausgewählten Netznutzungsfällen. Bei der Ermittlung der Kapazitätswerte je Netznutzungsfall wird der Einfluss einer Änderung des an allen übrigen Grenzkuppelstellen vorliegenden Handelsmusters im Basisfall vernachlässigt (rein *bilateral*, *unkoordinierter Ansatz*). Die bestimmten Werte werden anschließend mit der Auftrittswahrscheinlichkeit des jeweils zugrundeliegenden Netznutzungsfalls gewichtet und zu einem Gesamtwert aufsummiert. Dieser gemittelte Wert wird schließlich zur Maßnahmenbewertung in der Marktsimulation für jeden Zeitschritt als Kapazitätswert bzw. -gewinn an der jeweiligen Grenzkuppelstelle verwendet (weder *zeitpunkt-* noch *betriebsmittelscharfer Ansatz*).

Zu diesen grundlegenden Schwächen des bilateralen Ansatzes kommt hinzu, dass neuerdings das sog. lastflussbasierte Kapazitätsmodell im operativen Betrieb an einigen Grenzkuppelstellen in Europa eingesetzt wird. Eine Verwendung des ATC-Modells zur Maßnahmenbewertung birgt die Gefahr, dass eine Maßnahme ihr in der Planung identifiziertes Potenzial im Betrieb übertrifft oder aber nicht entfalten kann. Letzteres könnte schlimmstenfalls zu einer Fehlinvestition führen.

Das angesprochene lastflussbasierte Kapazitätsmodell wird im Rahmen des sog. *Flow-based Market Coupling* bereits seit Mai 2015 in der Region

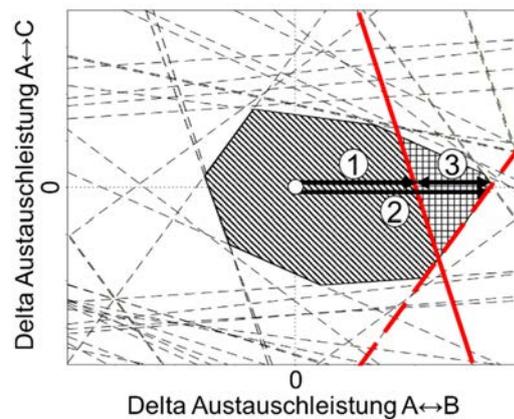
Central Western Europe im operativen Netzbetrieb zur Berechnung und Vergabe der verfügbaren Kuppelkapazitäten zwischen den Marktgebieten Deutschland / Österreich / Luxemburg, Frankreich, Niederlande und Belgien eingesetzt. Langfristig wird eine Erweiterung auf den Bereich *Central Eastern Europe* angestrebt. Die flussbasierte Methodik unterscheidet sich in zwei Punkten wesentlich von dem ATC-basierten Kapazitätsmodell. Einerseits werden die physikalischen Grenzwerte einzelner Netzbetriebsmittel in der Marktkopplung explizit berücksichtigt (*betriebsmittelscharfer Ansatz*). Andererseits werden die maximal für den Handel verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten zeitgleich gemeinsam berechnet und vergeben (*multilateraler, koordinierter Ansatz*), indem der Einfluss möglicher Abweichungen vom Handel im Basisfall explizit auf die Belastung der Netzbetriebsmittel abgebildet wird (*integrierter Ansatz*). Der höhere Detailgrad des Modells erweitert den Bereich zulässiger Marktergebnisse signifikant, wodurch eine effizientere Nutzung des Übertragungsnetzes erwartet wird.

Die am ie^3 entwickelte Methodik zur Bewertung von Grenzkuppelmaßnahmen sieht nun vor, das zonale flussbasierte Kapazitätsmodell zu verwenden, um den Einfluss vorgeschlagener Netzverstärkungsmaßnahmen auf die bestehende Grenzkuppelkapazität abzubilden. Konkret wird die Wirksamkeit der Maßnahmen gemäß der eingangs vorgestellten Kriterien durch vergleichende Marktsimulationen ermittelt, in denen eine flussbasierte Marktkopplung an all denjenigen Grenzkuppelstellen zum Einsatz kommt, an denen entsprechende Maßnahmen umgesetzt werden. Dabei ist die flussbasierte Marktkopplung im Optimierungsmodell zur Marktsimulation durch Netznebenbedingungen repräsentiert, die unter Verwendung der Parameter des flussbasierten Kapazitätsmodells (Basisfall-Annahmen, verfügbare verbleibende Zweigkapazitäten, Marktgebiets-Zweig-Sensitivitäten) formuliert werden.

Neben der exakteren Modellierung des Lastflussverhaltens ermöglicht dieser Ansatz, mithilfe ableitbarer Kennzahlen das Potenzial der Ausbaumaßnahmen bereits vor der Marktsimulation abzuschätzen bzw. Gründe für etwaige Unwirksamkeiten im Anschluss an die Simulation zu identifizieren. Zu diesen Kennzahlen, die auf Basis der Parameter des flussbasierten Kapazitätsmodells bestimmt werden können, gehören:

- Die maximal zulässige Änderung des bilateralen Handelsaustausches zwischen zwei Marktgebieten vor (1) und nach Netzverstärkung (2) sowie die zugehörigen beschränken Netzbetriebsmittel;
- die maximal mögliche Handelssteigerung an einer Grenzkuppelstelle, die durch den Netzausbau realisiert werden kann (3);
- die Änderung des Volumens der Kapazitätsdomäne (Raum zulässiger bilateraler Handelsaustausche) als Maß für die mögliche Steigerung der Gesamthandelsmenge in der lastflussbasiert gekoppelten Region.

Diese Kennzahlen lassen sich auch aus der graphischen Darstellung der Netznebenbedingungen ablesen. In der folgenden Abbildung ist der Schnitt durch eine i.A. mehrdimensionale Kapazitätsdomäne für einen Zeitschritt dargestellt, so dass die Auswirkung einer Netzverstärkung zwischen den Marktgebieten A und B im Zweidimensionalen exemplarisch abgebildet werden kann. Die durchgezogene Netznebenbedingung repräsentiert ein konkretes Betriebsmittel, welches die Kapazitätsdomäne des Ausgangsnetzes vor Netzverstärkung beschränkt (schraffierte Fläche).



Darstellung der Netznebenbedingungen

Zusätzlich limitiert dieses Netzbetriebsmittel die maximal zulässige Änderung des Stromhandels in der Transaktionsrichtung $A \rightarrow B$ (siehe (1)). Die Verstärkung des beschränkenden Netzbetriebsmittels führt zu einer Vergrößerung der Kapazitätsdomäne (karierte Fläche) und ermöglicht eine höhere Handelstransaktion von A nach B (siehe (2)). Die maximal mögliche Handelssteigerung in dieser Transaktionsrichtung (siehe (3)) ergibt sich aus der Differenz der Kennzahlen (1) und (2). Diese wird nun durch ein anderes Netzbetriebsmittel beschränkt (dicke gestrichelte Linie), welches ggf. einen möglichen zusätzlichen Ausbaukandidaten darstellt.

DYNAFLEX – Dynamische, adaptive und flexible Prozesse und Technologien für die Energie- und Rohstoffwende

DYNAFLEX – Dynamic, Adaptive and Flexible Processes and Technologies for the Energy and Commodity Turnaround

Simon Hintzen

In Zukunft werden die Märkte für Energie, Rohstoffe und Finanzdienstleistungen weiter durch ansteigende Fluktuation und Variabilitätsanforderungen gekennzeichnet. Dies fordert bei industriellen Prozessen ein Maximum an Dynamisierung. Die Aufgabenbereiche im Projekt umfassen die Methodenentwicklung bei der Systemkopplung, die Energieumwandlung mit chemischen Prozessen und Simulationskonzepte für skalenübergreifende Energiespeichertechnologien und -systeme. Die Aufgabe der TU Dortmund ist die Entwicklung der Simulationskonzepte für die Systemkopplung vom Gas- und Stromnetz.

Future markets of energy, commodities and financial services will be characterized by more fluctuation and request of variability. This requires high dynamic industrial processes. The first task of this project is method development and management to assist the other tasks, which are the system coupling of energy conversion at chemical processes and simulation concepts for energy storage technologies. The work packages of the TU Dortmund involve a simulation concept for the system coupling of the gas and power grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft (MKW) des Landes NRW.

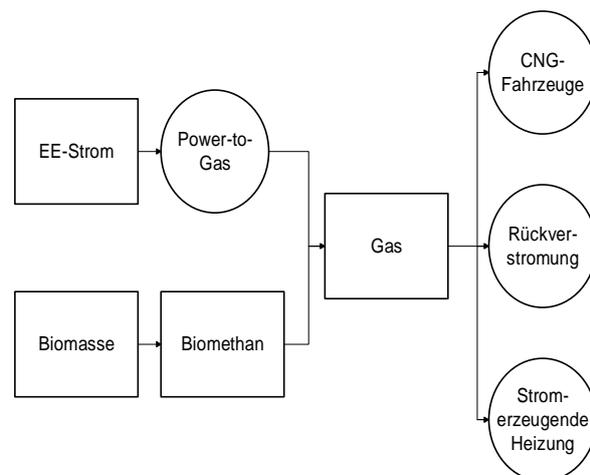
Ziel des Projektes DYNAFLEX ist der Aufbau eines Kompetenzzentrums für dynamische Entwicklungsmethoden in der Energie- und Prozessindustrie. Dabei sollen die Kompetenzen der Universitätsallianz Ruhr (Ruhruniversität Bochum, Universität Duisburg-Essen, TU Dortmund) und des Fraunhofer-Instituts UMSICHT in diesem Bereich zusammen genutzt werden. Der Aufbau des Kompetenzzentrums wird durch das Transferieren der Forschungsarbeiten in anwendungs- und applikationsorientierte Projekte erreicht. Das Projekt ist in eine Pilotphase (bis Ende 2018) und eine Hauptphase (ab 2019) unterteilt. In der Pilotphase sollen die grundlegenden Forschungen und Strukturen erarbeitet werden.

Die Technische Universität Dortmund erarbeitet im Zuge der Pilotphase des Projektes eine Erweiterung des am ie³ entwickelten Markt- und Netzmodells MILES um eine Schnittstelle mit dem Gasnetz. Grundlage dieser Erweiterung stellt die Recherche zu Schnittstellentechnologien (z.B. Power-to-Gas) zwischen Strom- und Gasnetzen und der Parametrierung der entscheidenden Variablen dar.

Ziel dieses Arbeitspaketes während der Pilotphase ist es, zukünftige Möglichkeiten und Einflüsse der Sektorenkopplung zwischen dem

Strom- und Gassektor auf Grundlage des Markt- und Netzmodells des ie³ aufzuzeigen und zu validieren. Dabei spielt Power-to-Gas eine entscheidende Rolle. Diese Schnittstellentechnologie wird unter anderem als Flexibilitätsoption für den Stromsektor genutzt.

Weitere Nutzungsmöglichkeiten der Sektorenkopplung zwischen Strom und Gas zeigt die untenstehende Abbildung. Die gesamtökologische und systemdienliche Nutzung aller Sektoren führt dabei auch zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems.



Sektorenkopplung Strom und Gas

Übertragungsnetzplanung unter Anwendung der probabilistischen Lastflussrechnung

Transmission Expansion Planning using Probabilistic Load Flow Computations

Marie-Louise Kloubert

Die heutige und zukünftige Energieerzeugung – und somit auch die Belastung der Energienetze – unterliegt großen Schwankungen und Unsicherheiten. Um die zukünftig zu erwartenden Netzbelastungen bestimmen zu können, sind geeignete probabilistische Lastflussmethoden notwendig. Diese werden am ie^3 weiterentwickelt, um eine Anwendung an realen Netzen zu ermöglichen.

The actual and future energy generation is influenced by large fluctuations and uncertainties and thus, also the loading of the transmission grid. In order to determine the future loading of the grid, suitable probabilistic load flow methods are necessary. These models are further developed at the ie^3 to enable the usage in real grids.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.

Sowohl die Netzplanung als auch der Netzbetrieb stehen vor großen Herausforderungen das Netz effizient, sicher und zuverlässig für die Zukunft zu planen bzw. in der Zukunft zu betreiben. Die Herausforderungen ergeben sich durch eine Vielzahl von Unsicherheiten, die adäquat modelliert und anschließend durch probabilistische Lastflussmethoden berücksichtigt werden müssen.

Neben deterministischen Lastflussverfahren, die deterministische Werte als Eingangsgrößen benötigen, existieren viele verschiedene Verfahrensansätze zur probabilistischen Lastflussrechnung, die sich in drei wesentliche Gruppen einteilen lassen: Monte-Carlo-Simulation (MCS), analytische Verfahren und approximative Verfahren. Sie unterscheiden sich in ihrer Komplexität, ihrer Genauigkeit und ihrer Berechnungszeit.

Bei der MCS wird das deterministische Lastflussmodell iterativ gelöst, indem zu Beginn jeder Iteration Zufallswerte für die Eingangsgrößen generiert werden. Die generierten Zufallswerte basieren dabei auf den Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (WDF) der Eingangsgrößen. Die Simulation wird so lange fortgeführt, bis eine ausreichende Genauigkeit der Ausgangsgrößen erreicht ist. Im Gegensatz zur MCS sind analytische Verfahren rechnerisch effektiver. Sie bestimmen die Beziehungen zwischen den Ein- und Ausgangsgrößen, indem das probabilistische Lastflussproblem durch einige mathematische Annahmen vereinfacht wird. Zu den analytischen Verfahren zählt beispielsweise die Faltungstechnik. Diese hat allerdings zwei große Nachteile. Auf der einen Seite ist eine Linearisierung der zu Grunde liegenden Netzgleichungen notwendig, auf der anderen Seite wird die vollständige statistische Unabhängigkeit der Eingangsdaten angenom-

men. Approximative Verfahren liefern eine annähernde Beschreibung der statistischen Eigenschaften der Ausgangsgrößen, indem sie Näherungsformeln zur Berechnung der statistischen Momente der Ausgangsgrößen verwenden. Im Vergleich zur MCS, die genauere Ergebnisse liefert, wird hierbei ein geringerer Rechenaufwand benötigt. Zu den Verfahren gehören unter anderem die Kumulantenmethode und die Point-Estimate-Methode (PEM).

Im Rahmen des Modells wird die 2m-PEM verwendet. Ebenso wie bei der MCS werden bei der PEM deterministische Verfahren verwendet, um die statistischen Momente des Ausgangsvektors, bestehend aus den Ausgangsgrößen, zu berechnen. Zur Berechnung der statistischen Momente des Ausgangsvektors bündelt die 2m-PEM die statistischen Informationen, die von den ersten zentralen Momenten der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Eingangsgrößen zur Verfügung gestellt werden, für jede Eingangsgröße an zwei Punkten. Diese Punkte werden auch Konzentrationen genannt. Mit Hilfe dieser Konzentrationen und des deterministischen Lastflussmodells, das Ein- und Ausgangsgrößen miteinander in Beziehung setzt, können die statistischen Momente der Ausgangsgrößen näherungsweise ermittelt werden. Hiermit lassen sich die statischen Informationen der Ausgangsgrößen berechnen. Anhand entsprechender Expansionsmethoden können im Anschluss an die PEM die WDF und die Verteilungsfunktionen der Ausgangsgrößen approximiert werden. Die Lösung wird anschließend mithilfe der Referenzmethode MCS verifiziert. Das Ergebnis wird im nächsten Schritt ausgewertet, um darauf aufbauend Vorgehensweisen für die Netzplanung abzuleiten.

KonVeTrO – Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen

KonVeTrO – Integrated Network Extension Planning of Distribution, Transmission and Overlay Grids

Dennis Klein

Infolge der Energiewende besteht auf allen Ebenen des deutschen Stromnetzes erheblicher Ausbaubedarf. Gegenwärtig werden Verteil- und Übertragungsnetze getrennt voneinander geplant und dabei keine automatisierten Planungsverfahren eingesetzt. Dies erschwert die Nutzung von Synergien zwischen den Netzebenen sowie die Ermittlung gesamtoptimaler Lösungen. In KonVeTrO wird daher eine Optimierungsmethodik zur kongruenten, ebenenübergreifenden Netzausbauplanung entwickelt.

Due to the increasing feed-in of renewable energy sources the entire German electrical power grid requires substantial extension. Network extension planning is commonly carried out separately for distribution and transmission grids without applying automated planning tools. Synergies are therefore not fully exploited and an optimal overall solution might not be found. Thus, in KonVeTrO an optimization based methodology is developed for an integrated network extension planning of multiple voltage levels.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3535A gefördert und in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IML durchgeführt.

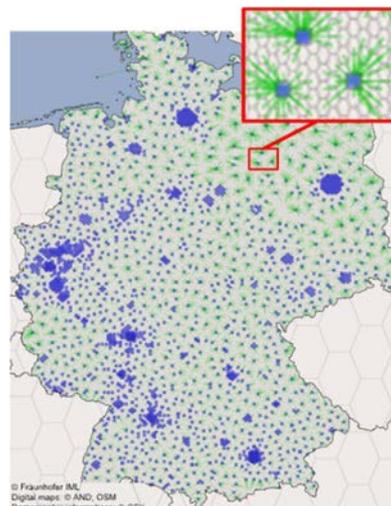
Der notwendige Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze infolge der Energiewende wird gegenwärtig in separaten Planungsprozessen bestimmt. Zudem ist die Identifikation geeigneter Ausbaumaßnahmen durch einen hohen manuellen Aufwand für den ausführenden Netzplaner charakterisiert. Rechnergestützte Verfahren, die solche Maßnahmen automatisiert nach objektiven Kriterien bestimmen, werden hingegen (noch) nicht eingesetzt. Vor diesem Hintergrund ist zu vermuten, dass Optimierungspotential hinsichtlich eines effizienten Netzausbaus über alle Ebenen des deutschen Stromnetzes hinweg besteht.

Das Ziel von KonVeTrO ist daher die Entwicklung netzebenenübergreifender Netzplanungsverfahren, die eine Analyse dieses Potentials erlauben. Hierbei wird insbesondere untersucht, inwiefern methodische Ansätze sowie etablierte Verfahren aus dem Fachbereich der Transportlogistik zur Planung logistischer Netze für die Problemstellung adaptiert werden können.

Die Entwicklungsarbeiten sind durch die Schaffung einer mehrmoduligen Planungsumgebung weitestgehend abgeschlossen. Kernmodul ist die *Netzstrukturplanung*, die für Teilnetzgebiete den spannungsebenenübergreifend kostenminimalen Netzausbau zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs unter Hinzunahme verschiedener Ausbauoptionen (z.B. Spannungserhöhung von Bestandsleitungen oder Errichtung neuer Verknüpfungspunkte) ermittelt. Ein weiteres Modul, das *Allokationsverfahren*, identifiziert im Vorlauf zur Netzstrukturplanung die optimale Lage von

Verknüpfungspunkten (Umspannstationen) zwischen den Netzebenen. Mithilfe der *Zerlegung* wird das Netz in mehrere Teilnetze aufgegliedert, um diese mit den beschriebenen Planungsmodulen separat zu optimieren. Die Teillösungen werden dann über einen iterativen Ansatz zu einer globalen Gesamtlösung zusammengeführt. Somit soll eine netzebenenübergreifende Planung auch bei großen Systemen ermöglicht werden.

Die entwickelten Module werden gegenwärtig im Rahmen verschiedener Anwendungsfälle evaluiert. Die untere Abbildung zeigt das Ergebnis einer beispielhaften Anwendung des *Allokationsverfahrens* zur Ermittlung der optimalen Lage von Umspannstationen (dargestellt als Quadrate) zwischen der Mittel- und der Hochspannungsebene bei Annahme eines Grüne-Wiese-Ansatzes.



Optimierte Lage von MS/HS-Umspannstationen

4.4 Verteilnetzplanung und -betrieb

Ein heuristischer Prozess zur automatisierten Bewertung des Verteilnetzausbaubedarfs

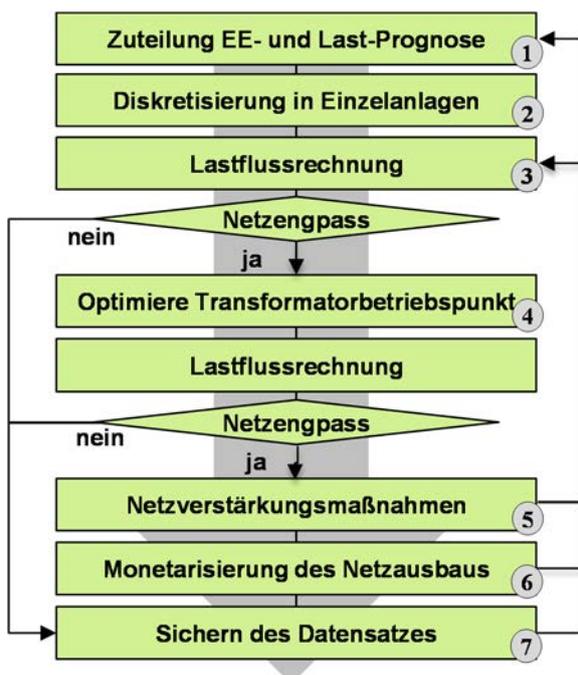
A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches

Christian Wagner

Die fortschreitende Entwicklung hin zu einem nachhaltigen, sektorenübergreifenden Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien führt zu steigenden Unsicherheiten in der Verteilnetzplanung, die die Komplexität und Herausforderung des Planungsprozesses von Verteilnetzen erheblich steigern. Zur Begegnung dieser Entwicklung wird am ie³ ein automatisiertes Verfahren zur Bewertung des Netzausbaubedarfs eingesetzt. Durch diesen Ansatz können übergeordnete Zusammenhänge und die Sensitivität externer Einflussgrößen auf eine Vielzahl heterogener Verteilnetze automatisiert bewertet und verlässliche Abschätzungen der zukünftig notwendigen Investitionen in das Verteilnetz durchgeführt werden.

The ongoing developments to a sustainable, integrated energy system based on renewable energy resources lead to rising uncertainties in distribution grid planning, which substantially increase the complexity and challenges of planning process. To face these issues, an automated process for the evaluation of distribution grid expansion requirements was developed at ie³. With this tool the impact of external factors on a large number of heterogeneous networks can be determined. In addition the required investment for supra-regional areas can be precisely estimated.

Der stetige Anstieg fluktuierender Wind und Photovoltaikanlagen, sowie die fortschreitende und politisch gewollte Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors bedingen hohe Investitionen in das Verteilnetz. Die große Anzahl externer Einflussfaktoren, sowie neue, innovativen Netzverstärkungsmaßnahmen erfordern die Durchführung einer großen Anzahl verschiedener Netzausbauplanungen in unterschiedlichsten Szenarien. Zu diesem Zweck wird am ie³ der in nachstehender Abbildung skizzierte Prozess zum automatisierten Verteilnetzausbauplanung eingesetzt.



Gesamtkonzept zur automatisierten Bewertung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz

Ausgangspunkte der Analysen sind zum einen Prognosen der Einspeise- und Lastentwicklung, die über geeignete Verfahren auf kommunale Ebene verteilt werden und zum anderen ein beliebig großer Bestand an Untersuchungsnetzen. Die Analyse jedes Netzes erfolgt als Detailanalyse, d.h. es werden keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie vorgenommen. In den ersten beiden Prozessschritten wird in dem aktuell untersuchten Netz die Versorgungsaufgabe des unterstellten Szenarios hergestellt. Hierzu wird die Prognose dem Netz regional korrekt zugewiesen (1) und in diskrete Anlagen entsprechend statistischer Daten überführt (2). Durch Lastflussrechnungen wird der Netzzustand in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen bestimmt (3). Sofern Netzengpässe auftreten, werden bedarfsgerecht effiziente Netzausbaumaßnahmen entsprechend definierter Planungsgrundsätze ergriffen, bis das Netz für die Versorgungsaufgabe ertüchtigt wurde (4-5). Dabei wird insbesondere die Nutzung vorhandener Netzkapazität durch Adjustierung des Transformatorbetriebspunktes optimiert (5). Abschließend werden die getroffenen Netzverstärkungsmaßnahmen monetarisiert (6) und das ausgebaute Netz inkl. des anfallenden Investitionsaufwands gespeichert (7), bevor der Prozess mit den nächsten Untersuchungsnetz fortfährt. Neben konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen, können auch beliebige Kombinationen aus Spitzenkapung, regelbaren Transformatoren, sowie das flexible Betriebsverhalten neuer Stromwendungen als Planungsoptionen berücksichtigt werden.

Smart Planning – zukünftige Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung von Smart Grids und Smart Markets

Smart Planning – Distribution Network Planning under Consideration of Smart Grids and Smart Markets

Christian Wagner, Baktash Nasiri

In „Smart Planning“ wurden neue Planungsgrundsätze für elektrische Verteilnetze entwickelt, die Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen berücksichtigen. Die Zielsetzung ist die Identifikation der ökonomisch effizientesten Ausbaustrategie für verschiedene Netztopologien und Szenarios.

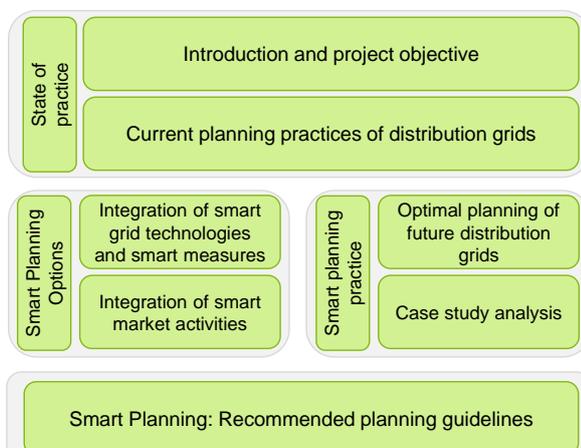
In “Smart planning project” new planning guidelines are developed which consider Smart grid technologies and Smart market options in order to define the most economic expansion options under given circumstances/network topologies.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7520A/B gefördert.

The smart planning project analyses how new distribution network planning guidelines should look like and how to find the most suitable expansion alternative between conventional network upgrade and smart options. The main issues addressed by the smart planning project are:

- How to evaluate smart options and incorporate these in common European innovative planning guidelines
- How renewable energies and flexible loads will affect distribution network planning activities as well as their grid impacts
- Which expansion options are most economic under given circumstances/network topologies

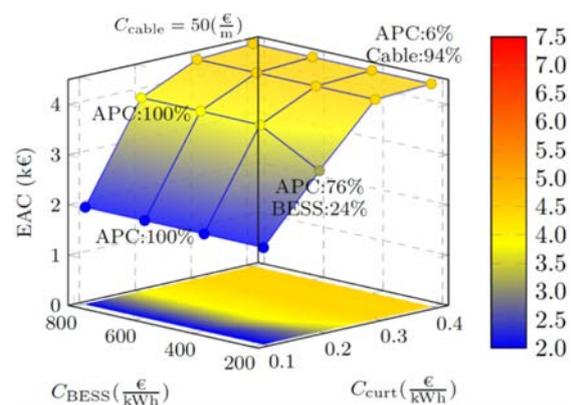
The Smart Planning project is implemented by a consortium of different universities and industries over the past three years. The following figure shows the building blocks of the project.



Building blocks of the Smart Planning project

Different models and planning tools have been set up to perform the analysis and guide the research

to the final result. As an example, models to present the behaviour of distributed generation (DG) units, loads and different smart grid technologies were developed. Moreover, an agent based model was developed and used to represent the behaviour and interaction of distributed energy resources under different market conditions and scenarios. In addition, an optimization model was formulated and implemented to derive the optimal planning strategy for several case studies considering different planning options. The following figure exemplarily shows the most economic grid expansion strategy for one of the investigated case study.



Most economic grid expansion strategy for an exemplarily low voltage grid

The figure shows the equivalent annual costs (EAC) for the combination of different grid expansion strategies. Here, dynamic active power curtailment (C_{curt}), battery storage system (C_{BESS}) and conventional grid reinforcement measures (C_{cable} , fixed) are evaluated considering different costs of each option (sensitivity analysis). In this case study, the dynamic active power curtailment (APC) is the most economic measure in most

cases. As its cost increases, other measures are also utilized, e.g. battery storage systems (BESS) or an additional cable when curtailment costs rise further. For higher cable cost, dynamic active power curtailment and BESS are more economic in this specific case study.

Based on all the analyses, distribution network planning guidelines were derived. These guidelines can support the development of common European guidelines for distribution network planning. Resulting guidelines may help the planner to consider smart options during the distribution network planning process. However, the derived recommendations are general hints in order to find the most efficient network expansion options, but these cannot replace the detailed planning of the Distribution System Operators (DSO), as distribution network planning is highly case dependent. Following bullet points represent an overview of the derived planning guidelines.

General Recommendations

- Conventional grid expansion will still be necessary in the future. However, by combining it with smart options at the right time, DSO can reduce their costs.
- Information and Communications Technologies (ICT) will play an important role as one of the main factors enabling the flexibilities. However, the reliability and cost of ICT should be justified and reflected precisely in the planning stage.
- To capture the behaviour of the network, the time variability of the generation and demand profiles has to be adopted in the planning calculations. Probabilistic and time series techniques should be used to capture the stochastic and volatile behaviour of loads and generation units. Hence, the result of the network calculations should present the asset loading and nodal voltage stochastically.

Smart Grid Technologies and Measures

- The costs for Line Voltage Regulators and On-Load Tap Changers (OLTC) can be slightly lower in comparison to conventional grid reinforcement. However, the final decision of choosing these options highly depends on grid characteristics.
- Battery energy storage systems proved to be an expensive option, but a considerable investment cost reduction is expected for the next years.

- If the grid constraints are violated rarely, active power curtailment and reactive power support of DG units are likely the most economic options compare to the other planning options. Thereby, active power curtailment is an efficient measure to solve overloading problems, while reactive power support of DGs is efficient to solve voltage problems.

Customer Flexibility Potential

- The flexibility currently available in households is mainly from white goods and is limited to the amount of power that on average can be shifted. The flexibility potential is however expected to grow substantially with the increasing penetration of electric vehicles/heat pumps, which are shown to have a large potential for load shifting in real life setups.

Smart Market Impact

- Implementation of a local smart market, with the goal of balancing locally supply and demand, can substantially reduce the peak loading in the grid and defer the need for network investments.
- There are still many uncertainties and restrictions, which hinder the integration of a local smart market as a reliable long term planning alternative. Most notably, the willingness of customers to participate in such markets, the reliability and security of the necessary ICT infrastructure, and the regulatory changes required to operate such a market and allow DSOs to participate to some extent.

Combined Smart Options

- In low voltage (LV) grids with short cable distances, the conventional grid reinforcement combined with active power curtailment by DGs, as well as reactive power control might comprise the most cost-efficient combination among the planning options. Battery energy storage systems will complement PV units and will become attractive as their cost decrease.
- In medium voltage grids, the distances among the different nodes are larger than in the LV case, and thus, the direct control measures seem to be the most economic planning alternatives. Wind power, not following specific typical daily patterns, does not favour the installation of BESS, whose capacity should be very large. The OLTC transformers can solve in an economical way most of the overvoltage issues arising from high DG penetration.

Agent.GridPlan – Simulationsumgebung für die Energiewelt von morgen

Agent.GridPlan – Simulation Environment for Tomorrow's World of Energy

Chris Kittl, Johannes Hiry, Zita Hagemann

Im Rahmen des EU-geförderten Forschungsprojektes Agent.GridPlan wird eine umfassende und detaillierte Simulationsumgebung zur Unterstützung der Verteilnetzplanung entwickelt. Die Teilvorhaben sind derzeit soweit fortgeschritten, dass eine Interaktion zwischen Netz- und Marktsimulation sowie der evolutionären Optimierung von Netzausbaumaßnahmen geschehen kann. Der vorliegende Beitrag gibt einen Einblick in die Ziele des Forschungsvorhabens und dessen aktuellen Arbeitsstand.

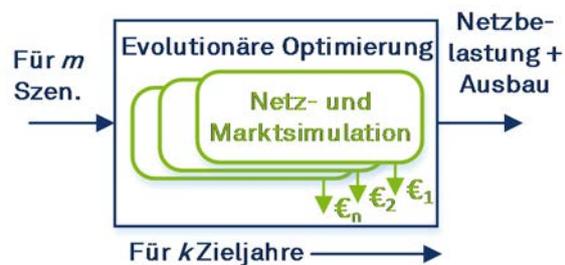
A sophisticated and detailed simulation environment assisting the distribution grid planning process is built within the EU funded project Agent.GridPlan. As of now all parts can be combined for a first live interaction between grid and market simulation as well as the evolutionary optimization of grid reinforcement measures. The present contribution gives an insight into the project aims and its current status.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung.

Aktuelle energiepolitische und gesellschaftliche Entwicklungen führen dazu, dass das elektrische Verteilnetz an Bedeutung gewinnt. Das Schlagwort „Sektorenkopplung“ zeigt, dass das elektrische Verteilnetz eine wichtige Rolle für die Mobilität und die Wärmeversorgung der Bürger*innen spielen wird und somit an Systemrelevanz gewinnt. Neben diesen, weitestgehend unbekanntesten Anforderungen, besteht weiterhin der Wunsch das Netz gesamtwirtschaftlich effizient auszubauen.

Einen möglichen Ansatz hierzu liefert Agent.GridPlan (<http://www.agent-gridplan.net>) mit der Entwicklung einer Umgebung zur detaillierten und benutzerfreundlichen Simulation zukünftiger Netzbelastungen sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen für Maßnahmen zur Engpassbehebung. Die vier wesentlichen Module sind eine agentenbasierte Simulation der Netzbelastung (ie³) sowie Marktgeschehnisse (Univ. Duisburg-Essen), ein evolutionärer Algorithmus zur optimalen Maßnahmenauswahl (intulion solutions GmbH) und benutzerfreundliche Datenanalyse sowie -aufbereitung (FH Dortmund). Als Industriepartner begleitet die Westnetz GmbH eine praxisnahe und zielgerichtete Entwicklung.

Das ie³ übernimmt in diesem Projekt im Wesentlichen die Konsortialführung und die Weiterentwicklung der agentenbasierten Netzsimulationsumgebung SIMONA, mithilfe dessen das Verhalten bekannter sowie innovativer, sektorkopplender Netzanschlussnehmer simuliert werden kann. Zuletzt standen die Erweiterung des vorhandenen Modellportfolios sowie die Bildung von Schnittstellen zum Marktmodell, dem evolutionären Optimierer und der Datenweiterverarbeitung im Vordergrund der Forschungsarbeit.



Konzept des Projekts Agent.GridPlan

Um die zukünftige Netznutzung bestmöglich für die Planung abzubilden, wird jeder Netzteilnehmer mit eigener Logik und Zielen zeitaufgelöst simuliert. Die Agenten reagieren dabei auf ihre Umwelt, bspw. können Lasten auf Preissignale reagieren oder Wärmepumpen den wetterabhängigen lokalen Heizbedarf decken. Zur Antizipation zukünftiger Szenarien ist SIMONA um Modelle für bislang seltene Anlagen, wie Nano- oder Mini-Blockheizkraftwerke erweitert worden. Darüber hinaus sind auch Biomasseheizkraftwerke und in Ansätzen konventionelle Erzeuger modelliert. Aufgrund der detaillierten bottom up-Modellierung der Simulation stellte ein akzeptabler Rechen- und Zeitaufwand bei der Berechnung von Netzen mit großer geografischer Ausbreitung und mehreren Spannungsebenen bisher die wesentliche Herausforderung dar. Umfassende Änderungen der Codestruktur konnten die Simulationsperformance jedoch bereits deutlich optimieren.

Durch die Schaffung von Schnittstellen zu den anderen Projektmodulen – Marktsimulation, Optimierung, Datenanalyse – gibt es nun eine Arbeitsplattform, auf der in den kommenden Monaten vor allem das organisatorische Zusammenspiel der einzelnen Module erprobt und erste Ergebnisse sowie Erkenntnisse generiert werden.

Forschungsprojekt „Die Stadt als Speicher“ – Abschluss der Feldtestphase

Completion of a Yearlong Field Test within the Project “Die Stadt als Speicher”

Stefan Kippelt, Bernhard Dick

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ wird das zukünftige Potential dezentraler Flexibilitätsoptionen theoretisch und praktisch untersucht. Im September 2017 endete nun der einjährige Feldversuch, in dem mehrere BHKWs, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Batteriespeicher nach den tagesaktuellen Anforderungen des Stromsystems optimiert betrieben wurden.

The research project “Die Stadt als Speicher” addresses potentials of flexibility options in theory and in practical applications. In September 2017, a yearlong field test phase was completed. The field test demonstrated the utilization of CHP-units, heat pumps, night storage heating and battery storages systems as a so called a virtual storage.

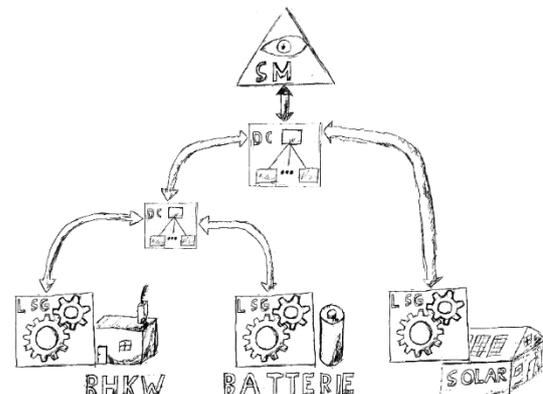
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0325527A gefördert.

Am 30. Juni 2016 startete ein einjähriger Feldversuch in der Ruhrgebietsstadt Herten und der Fichtelgebirgsstadt Wunsiedel zur Erforschung der der *Virtuellen Energiespeicherung* in Städten. Der Feldtest ist Teil des durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“, in dem untersucht wird, wie städtische Regionen zukünftig besser zur Energiewende beitragen können. Im September 2017 konnte die Feldtestphase nun erfolgreich abgeschlossen werden. Dabei wurden vielfältige Flexibilitätsoptionen urbaner Räume in einem zentralen und dezentralen Managementsystem entsprechend der zeitaktuellen Flexibilitätsanreize der Strommärkte eingesetzt. Zukünftig kann ein solches System dazu genutzt werden, die Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien deutlich zu erleichtern.

Konkret wurden im Feldtest drei Blockheizkraftwerke in einem Freizeitbad, einem Hallenbad und einem Nahwärmenetz sowie drei Wärmepumpen, eine Photovoltaikanlage, zwei Lithium-Ionen-Speicher und eine private Elektrospeicherheizung zu einem virtuellen Energiespeicher verknüpft. Mit Beginn des Feldtests wurde der Betrieb der Anlagen nun mit Methoden der mathematischen Optimierung optimiert. Bereits während der Testphase konnten im Managementsystem Maßnahmen zur Optimierung und Verbesserung der verwendeten Methoden und in der Kommunikationsinfrastruktur umgesetzt werden. Insbesondere konnten dadurch bereits eine deutliche Laufzeitoptimierung im dezentralen Managementsystem erreicht und eine effizientere Datenbankstruktur implementiert werden.

Neben einer marktorientierten Betriebsweise kann dabei auch der Zustand des Verteilnetzes

berücksichtigt werden, sodass das Konzept zukünftig auch zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs auf Verteilnetzebenen beitragen kann.



Struktur der dezentralen Einsatzplanung

In den verbleibenden Monaten der Projektlaufzeit widmen sich die Partner der Evaluierung des Feldtests. Dabei wird ermittelt, welches Flexibilitätspotential dezentraler Anlagen in der Praxis tatsächlich eingesetzt werden kann.

Darüber hinaus wird ausgewertet, welche Vor- und Nachteile eine dezentrale Managementstruktur in Vergleich zur bisher üblichen, zentralen Struktur bietet. Dabei stellen der Kommunikationsaufwand, die benötigte Rechenkapazität und die Ausfallsicherheit des Systems wichtige Kenngrößen dar. Im Gegenzug reduziert sich dabei jedoch die Beobachtbarkeit des Verhaltens der Einzelanlagen.

Das Projekt wird unter Beteiligung des Fraunhofer Instituts UMSICHT in Oberhausen, dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der Universität Duisburg-Essen, der Robert Bosch GmbH, der Bittner+Krull Software GmbH sowie den Stadtwerken in Herten und Wunsiedel durchgeführt. Die abschließenden Projektergebnisse sind im März 2018 zu erwarten.

Das proaktive Verteilnetz – Anwendung im Feldtest

Proactive Distribution Grid – Field Test Application

Annika Brüggemann

In dem Forschungsvorhaben „Das proaktive Verteilnetz“ wurde ein System zur Engpassbehebung im Verteilnetz mittels Flexibilitätseinsatz konzeptioniert. Das System wird nun in einer prototypischen Demonstration im Feld getestet und evaluiert. Dabei werden am ie³ entwickelte Methoden zur Zustandsschätzung eingesetzt und im Hinblick auf ihre Anwendbarkeit bewertet.

In the research project “Proactive Distribution Grid” a concept for a flexibility-based congestion management in distribution system operation has been developed. Now, the concept is demonstrated and evaluated in a field test. Methods for distribution system state estimation, developed at the ie³, are investigated regarding their applicability.

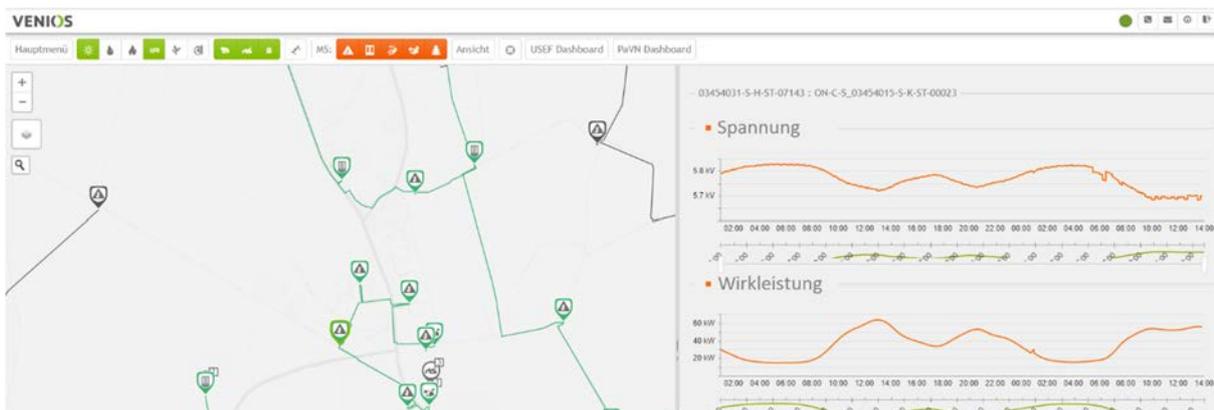
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7521C gefördert.

Mit dem starken Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen stehen die Verteilnetzbetreiber vor neuen Herausforderungen bei dem Betrieb von Verteilnetzen. Die fluktuierende dezentrale Einspeisung kann zu lokalen Netzengpässen führen, die sich in Spannungsbandverletzungen oder thermischen Überlastungen von Betriebsmitteln äußern. In dem Projekt „Das proaktive Verteilnetz“ wird ein System zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen für netzdienliche Zwecke auf Basis des BDEW-Ampelkonzepts erforscht. Das Ziel ist dabei, im Betrieb lokale Engpässe zu erkennen und in der sogenannten „gelben Ampelphase“ zu beheben, anstatt durch Netzsicherheitsmaßnahmen. Dem Netzfürer wird ein zusätzliches Tool im Netzleitstand zur Überwachung und Engpassbehebung bereitgestellt.

Das im Projekt entwickelte Gesamtsystem besteht aus einzelnen Komponenten der Projektpartner, deren Funktionalität und Zusammenspiel im Feldtest überprüft wird. Am ie³ wurden innovative Methoden zur Netzzustandsschätzung entwickelt, welche für den Feldtest in das IT-System VES (Venios Energy Solution) eingebunden wer-

den. Der Feldtest wird im Netzgebiet der Westnetz GmbH durchgeführt. Es wurde eine Testregion auf Mittel- und Niederspannungsebene im niedersächsischen Landkreis Emsland ausgewählt, da in dieser Region bereits heute größtenteils mehr Leistung durch dezentrale Anlagen erzeugt als durch Verbraucher entnommen wird. Für den Feldtest konnten einige Kunden als Feldtestteilnehmer gewonnen werden, welche die Flexibilität ihrer dezentralen Anlagen, beispielsweise Biogas- oder KWK-Anlagen, für das Projekt zur Verfügung stellen. Zur Vorbereitung des Feldtests wurden Szenarien, die zu Netzengpässen führen, entwickelt, sodass die Funktionalität des Gesamtsystems anhand dieser Szenarien getestet werden kann. Nachdem ein erstes Szenario bereits erfolgreich getestet wurde, werden bis einschließlich Dezember 2017 weitere Szenarien sukzessive getestet und evaluiert.

Die Abbildung demonstriert eine beispielhafte Netzsituation im Tagesverlauf in der Benutzeroberfläche des prototypischen Netzleitstands zur Visualisierung und Bearbeitung von Netzengpässen für den Netzfürer.



Visualisierung des Netzleitstandes mit VES zur prototypischen Demonstration im Feldtest

Designetz – Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft

Designetz – From Individual Solutions to the Efficient System of the Future

Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid, Alfio Spina

Im Rahmen des Projekts Designetz werden Einzellösungen zur Integration Erneuerbarer Energien durch eine markt-, netz- und systemdienliche Nutzung als eine Gesamtlösung für ein Energieversorgungssystem der Zukunft verknüpft. Dafür wird am ie³ das Systemcockpit entwickelt, welches den Abruf von Flexibilitätsoptionen koordiniert. Zusätzlich wird mit Hilfe eines Simulationswerkzeugs der Nutzen eines koordinierten Abrufs von Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs bestimmt.

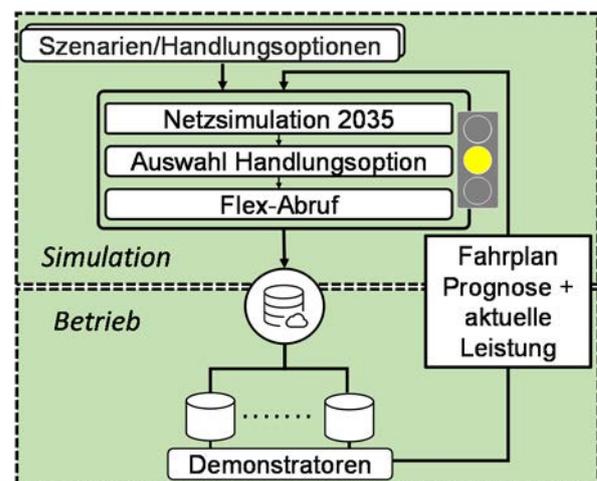
The research project Designetz aims to merge different approaches for integrating renewable energies, creating a sustainable energy system for the future. The ie³ develops the Systemcockpit, coordinating the activation of flexibilities. In addition, a simulation tool is used to determine the benefit of this coordination with regard to grid expansion requirements for the future.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03SIN227 gefördert.

Im Rahmen des Forschungsprojekts Designetz werden durch die Zusammenarbeit von 46 Partnern Lösungen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in das Energieversorgungssystem entwickelt und erprobt. Demonstrationsanlagen aus den Bereichen *Last- und Erzeugungsflexibilisierung, intelligente Kommunikationsstruktur* und *Systemintegration* werden in der Modellregion, bestehend aus Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland aufgebaut. Durch eine informationstechnische Verbindung werden die Demonstrationsanlagen miteinander verbunden. Aus der Untersuchung des Zusammenspiels der verschiedenen Einzellösungen in der Region wird eine Gesamtlösung für die Region abgeleitet, die wiederum als Blaupause für Deutschland dienen soll.

In Designetz wird der markt-, system- und netzdienliche Einsatz von Flexibilitätsoptionen untersucht. Zunächst wird durch eine Marktsimulation der markt- und systemdienliche Einsatz der Flexibilitätsoptionen bestimmt. Treten durch diesen Einsatz Überlastungen der untersuchten Verteilnetze auf, wird der Anlageneinsatz korrigiert, sodass ein netzdienliches Verhalten abgeleitet wird. Die untersuchten Verteilnetze stellen repräsentative Strukturen für die Schaufensterregion dar. Hieraus werden unter Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien für das Jahr 2035 Handlungsoptionen für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen abgeleitet. Im sogenannten *Systemcockpit* werden diese Handlungsoptionen im Zusammenspiel mit den Demonstrationsanlagen im Live-Betrieb erprobt. Das simulierte Verteilnetz wird so parametrisiert, dass durch die hohe Anzahl an DEA die Netzbetriebsmittel an der Belastungsgrenze

betrieben werden. Die Anzahl der Demonstrationsanlagen wird auf das Jahr 2035 skaliert und die Fahrpläne der Anlagen werden in eine Netzsimulation eingebunden. In dieser Netzsimulation wird anhand von Wetterdaten, modellierten DEA und der Fahrpläne der Demonstrationsanlagen der Netzzustand simuliert. Unter Berücksichtigung eines Ampelmodells werden bei hohen Belastungen des Netzes Flexibilitätsoptionen der Demonstrationsanlagen zur Entlastung eingesetzt.



Simulationsablauf im Systemcockpit

Durch die betriebliche Erprobung der Handlungsoptionen mit Hilfe realer Demonstrationsanlagen kann untersucht werden, inwiefern die genutzten Technologien in der Lage sind, den Netzausbau der Verteilnetze in Zukunft zu minimieren und wie Flexibilitätsoptionen dazu genutzt werden können einen hohen Anteil Erneuerbare Energieanlagen in das Verteilnetz kosteneffizient zu integrieren.

IDEAL - Impedanzregler und dezentrales Engpassmanagement zur autonomen Leistungsflusskoordinierung

IDEAL – Impedance Controller and Decentralized Congestion Management for Autonomous Power Flow Coordination

Florian Rewald, Oliver Pohl

Ziel des im August 2016 gestarteten Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines dezentralen Engpassmanagementsystems für die Hochspannungsebene mit Impedanzreglern und der Nutzung von Flexibilitätspotentialen aus den unterlagerten Verteilnetzen. Die Ansteuerung der Impedanzregler und der Abruf der Flexibilität erfolgt dezentral mit einem Multiagentensystem. Das Flexibilitätspotential wird unter Berücksichtigung des eingeschränkten Beobachtbarkeitsgrads mit Hilfe einer State Estimation bestimmt. Die Praxisfähigkeit des Systems wird im Smart Grid Technology Lab getestet und die State Estimation wird einem Feldtest in realen Netzen unterzogen.

The research project focusses on developing a decentralized congestion management system for high voltage grids considering the potential of flexibility of underlying medium voltage grids. The congestion management, with impedance controllers, will be implemented as a multi-agent-system. Identification and allocation of flexible power will be based on a state estimation. The whole system will be tested in the Smart Grid Technology Lab and the state estimation will be used in a field test in a real grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7557A.

In diesem Jahr wurde am ie^3 im Zuge des IDEAL-Projektes ein agentenbasierter Regelungsalgorithmus für das Engpassmanagement konzeptuiert. Dieses Konzept umfasst Prozesse zur Verarbeitung und Weiterleitung erhaltener Messwerte, sowie zu Verhandlungen zur Entscheidungsfindung.

Ein wichtiger Unteraspekt dieser Prozesse ist die Frage, wie ein Agent die Auswirkungen seiner leistungsflussregelnden Eingriffe ex ante abschätzen kann, damit eine systemübergreifende Handlungskoordination erfolgen kann. Diese Problemstellung tritt in agentenbasierten Systemen häufig auf und wird oft mit Hilfe von Sensitivitätsberechnungen gelöst. Da die in IDEAL verwendeten leitungsmontierten Impedanzregler noch verhältnismäßig wenig erprobt und erforscht sind, existieren noch keine geeigneten Berechnungsverfahren für Sensitivitäten von Leistungsflüssen bezüglich der Schaltung solcher Geräte. Darum wurde am ie^3 ein Verfahren zur Berechnung von Sensitivitäten von Freileitungen bezüglich der Zu- und Abschaltung leitungsmontierter Impedanzregler entwickelt. Das Verfahren basiert auf vereinfachten DC-Leistungsflussgleichungen. Diese Vereinfachung erlaubt im Gegensatz zur AC-Leistungsflussrechnung eine zuverlässige Konvergenz bei einer geringeren Menge an Eingangsdaten und nur einer geringen Abweichung der Genauigkeit

der Ergebnisse. Eine Veröffentlichung der entwickelten Methode ist auf der ISGT North America 2018 geplant.

Ebenfalls wurde ein Konzept für die Bestimmung des Flexibilitätspotentials der unterlagerten Verteilnetze am ie^3 entwickelt. Hierfür ist eine möglichst genaue Bestimmung des Netzzustands des unterlagerten Verteilnetzes nötig, welcher unter Berücksichtigung der begrenzten Beobachtbarkeit mit einer State Estimation ermittelt wird.

Auf Grundlage des nun bekannten Netzzustands wird die Einspeisung und Last flexibler Komponenten unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen variiert und viertelstündlich ein P/Q Diagramm mit den aktuell möglichen Betriebspunkten unter Berücksichtigung der Volatilität der Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen ermittelt. Für zukünftige Betriebspunkte wird ein P/Q Diagramm prognostiziert. Dieses P/Q Diagramm wird dem Agenten am Übergabepunkt zwischen MS und HS übergeben.

Die nächsten Arbeitsschritte sehen eine Anlagenplanung für die Verteilung der Flexibilität auf die einzelnen Erzeuger vor. Diese kann beispielsweise markt- oder netzdienlich erfolgen. Weiterhin ist eine Bevorzugung von nicht volatiler Flexibilität vor volatiler Flexibilität möglich.

Simulation Benchmark – Modellierung eines vielseitigen Verteilnetzmodells

Simulation Benchmark – Modelling of a Versatile Distribution Grid Model

Chris Kittl, Džanan Sarajlić

Im Forschungsprojekt „Simulation Benchmark“ wird ein vielseitig einsetzbares Benchmark-Verteilnetzmodell entwickelt, welches für ein breites Spektrum an Anwendungsfällen ausgelegt ist. Ein wesentlicher Bestandteil ist dabei die Netzgenerierung. Dieser Beitrag beschreibt die Methodik zur Generierung von Niederspannungsnetzen.

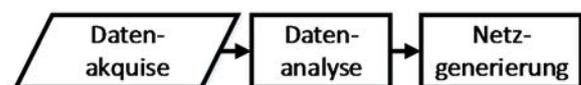
The research project “Simulation Benchmark” develops a versatile distribution grid model, which is designed for a wide range of use cases. A fundamental part is the generation of power grids. This article describes the methodology for the generation of low voltage grids.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0325917C gefördert.

Für Forschungsthemen im Bereich der Analyse, Planung und Betriebsführung von Verteil- und Übertragungsnetzen werden detaillierte und zum Teil auch möglichst realitätsnahe Netzmodelle benötigt. Das Hauptziel des Projekts „Simulation Benchmark“ (kurz: „SimBench“) ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen in diesen Bereichen. Wesentliche Vorteile sind die Unabhängigkeit von vertraulichen Daten der Netzbetreiber und eine gesteigerte Vergleichbarkeit von Forschungsergebnissen in diesem Bereich. Die Eignung des Benchmark-Datensatzes, Forschungsergebnisse vergleichbar zu machen, soll wissenschaftlich fundiert sichergestellt und validiert werden.

Das von der Universität Kassel geführte Konsortium aus IAEW, Fraunhofer IWES und ie³ wird nach Projektende das netzebenenübergreifende Modell von der Höchst- bis zur Niederspannung, angereichert durch Erzeugungs-, Last- und Speicherzeitreihen sowie einem vereinfachten Modell für die IKT-Infrastruktur frei verfügbar bereitstellen. Der Datensatz wird für ein breites Spektrum an Anwendungsfällen ausgelegt, sodass eine vielseitige Einsetzbarkeit sichergestellt wird. Die folgenden Abschnitte beschreiben, wie die Datenauswahl zur Generierung realitätsnaher Niederspannungsnetze erfolgt ist.

Stand Ende 2017 ist die Entwicklung einer Methodik zur Datenauswahl und Netzwerkgenerierung abgeschlossen. Sie stellt eine Teilmethodik der gesamten SimBench-Methodik dar. Zudem läuft ihre Umsetzung, d.h. es werden erste Niederspannungsnetze gemäß der Methodik generiert. Wie in der Abbildung zu erkennen besteht die Methodik grundlegend aus drei Schritten, einer Datenakquise, einer anschließenden Datenanalyse und letztlich der Erzeugung von Netzen.



Methodik zur Niederspannungsnetzgenerierung

Während der Datenakquise sind topografische Größen, wie z.B. Siedlungs- und Verkehrsflächen, auf Gemeindeebene aus der Regionaldatenbank der statistischen Ämter des Bundes und der Länder bezogen worden. Diese Größen können die Versorgungsaufgabe beschreiben, die ein Netz in einem betrachteten Gebiet erfüllen soll. Die Versorgungsaufgabe gibt wiederum die Ausprägung von Netzstrukturen vor.

Mit den gesammelten Daten erfolgt dann während der Datenanalyse eine Klassifizierung von gemeindescharf aufgelösten Versorgungsaufgaben, da eine Modellierung aller auftretenden Netzstrukturen, aufgrund der Vielzahl von Gemeinden und Niederspannungsnetzen, nicht möglich ist. Hierzu werden die Parameter Gemeindefläche, Bevölkerungsdichte und der Anteil an der Versorgungsfläche berücksichtigt worden. Die Klassifizierung soll die Anzahl an Netzmodellen limitieren und gewährleisten, dass die generierten Netze repräsentativ und realitätsnah sind.

Im letzten Schritt der Methodik wird für jede zuvor erzeugte Klasse die repräsentativste Gemeinde ausgewählt. Für diese Gemeinden werden dann mit Hilfe eines Algorithmus Niederspannungsnetze, gemäß einem sogenannten „grüne-Wiese-Ansatz“, von Grund auf neu geplant. Derzeit werden erste Niederspannungsnetze generiert. Im Anschluss daran erfolgt die Validierung des mit der SimBench-Methodik erstellten Datensatzes.

Anwendung und Weiterentwicklung von Verfahren zur Generierung von rechenfähigen Verteilnetzmodellen aus öffentlich verfügbaren Daten

Application and Development of Procedures to Generate Distribution Grid Simulation Models from Publicly Available Data

Johannes Hiry, Chris Kittl, Jonas von Haebler

Im Rahmen von wissenschaftlichen Forschungsprojekten in der elektrischen Netzplanung besteht häufig Bedarf an realitätsnahen Netzmodellen. Die benötigten Daten stehen größtenteils nur eingeschränkt oder gar nicht zur Verfügung. Das am ie³ entwickelte Verfahren zur Generierung von Verteilnetztopologien aus öffentlichen Daten wird aktuell in verschiedenen Forschungsprojekten angewendet, in denen realitätsnahe Netzdaten benötigt werden. Daneben wird das Verfahren kontinuierlich um neue Ansätze und Methoden zur Erstellung von spannungsebenenübergreifenden Netzmodellen erweitert.

Within the scope of scientific research and development projects in power system planning there is frequently a high demand for representative electrical grid models. The needed grid data is generally not or only rarely available for research purposes. The model for the generation of grid models from publicly available data, developed at the institute, is currently used in different research projects. Besides its application, the model is continuously extended by new approaches and methods to generate representative, cross-voltage level distribution grid models.

Die steigende Durchdringung neuer Stromanwendungen sowie die Kopplung des elektrischen Energiesektors mit anderen Sektoren wie Verkehr und Wärme findet in den elektrischen Verteilnetzen statt, wodurch die Verteilnetzebene an Relevanz für das Gesamtsystem gewinnt. Die Integration neuer Technologien, wie Elektrofahrzeuge und Power-to-Heat-Anwendungen stellt zusätzliche Anforderungen an die Planung elektrischer Verteilnetze. Innovative Planungsansätze, in denen bereits – ggf. neu zu definierende – Freiheitsgrade des Netzbetriebes berücksichtigt werden, können im Vergleich zu klassischen Planungsansätzen zu ökonomisch effizienteren Zielnetzen führen.

Zur Erprobung, Entwicklung und Validierung innovativer Konzepte in der Netzplanung ist die Verfügbarkeit von möglichst realitätsnahen Netzmodellen notwendig, die auch die lokalen Spezifika der Netzdimensionierung wiedergeben. Nur so können die Wirksamkeit und der Einfluss entwickelter Methoden der Planung sowie die Auswirkungen des Betriebs flexibler, sektorenkoppelter Stromanwendungen auf verschiedene Netztopologien überprüft werden. Die zur Modellnetzgenerierung notwendige Datengrundlage ist häufig als Betriebsgeheimnis der Netzbetreiber zu nur für die Verwendung in konkreten Forschungsprojekten möglich.

Um dennoch auch über exemplarische Studien hinaus neue Ansätze der Netzplanung und des Netzbetriebs an realitätsnahen Netzmodellen zu entwickeln, wurde am Institut ein Verfahren zur

Generierung von elektrischen Netzen aus öffentlich verfügbaren Daten entwickelt, welches nunmehr über den reinen Entwicklungsstatus hinaus auch in Forschungsprojekten und wissenschaftlichen Untersuchungen zur Anwendung kommt. Dazu werden neben der Berücksichtigung von geografischen Daten aus OpenStreetMap (OSM) auch weitere Strukturdaten wie Bodennutzungsflächen und Infrastrukturachsen berücksichtigt. Nur durch die konsequente Weiterentwicklung konnte das Tool erstmals für das Projekt EnAHRgie für einen ganzen Landkreis sinnvoll angewendet werden.

In folgenden Projekten/Bereichen kommt die vorgestellte Methodik momentan zur Anwendung bzw. wird zur Nutzung weiterentwickelt:

- Projekt EnAHRgie
- Projekt Agent.GridPlan
- Projekt Simbench
- Simulationswerkzeug SIMONA

Für die Zukunft ist eine Erweiterung des Funktionsumfanges geplant. Interessante Funktionalität umfassen zum Beispiel die Erzeugung eines spannungsebenenintegrierten Netzmodells, welches neben der Last-, auch die Erzeugungssituation für die Ermittlung einer optimierten Zielnetztopologie berücksichtigt. Darüber hinaus wäre eine benutzerfreundlichere GUI zur Plausibilisierung und Leitungsparameteranpassung wünschenswert.

Nachhaltige Gestaltung der Landnutzung und Energieversorgung auf kommunaler Ebene (EnAHRgie)

Conception of Sustainable Land Use and Energy Supply at the Municipal Level

Jonas von Haebler

Im Projekt EnAHRgie wird am Beispiel des Landkreises Ahrweiler in Rheinland-Pfalz ein Gesamtkonzept für eine nachhaltige Landnutzung mit dem Schwerpunkt auf der Energieversorgung entwickelt. Es werden Instrumente und Methoden erarbeitet, die auf andere Landkreise übertragbar sind und sich als Hilfestellung einer lokalen Energiewende nutzen lassen. Die Erkenntnisse des Prozesses werden bereits während der Projektumsetzung sowohl im Landkreis Ahrweiler als auch in anderen ausgewählten Gegenden getestet, um die Übertragbarkeit auf andere Regionen zu gewährleisten.

The research project EnAHRgie aims to develop a concept of sustainable land use with focus on energy supply. The project is designed to involve regional stakeholders in the elaboration and application of this concept in the example region Ahrweiler. Moreover the innovation group will develop methods that are transferable to other regions assisting to achieve the goal of a regional transition to sustainable energy supply. To ensure the portability to other regions the developed methods and processes will be verified on the county Ahrweiler and selected further regions.

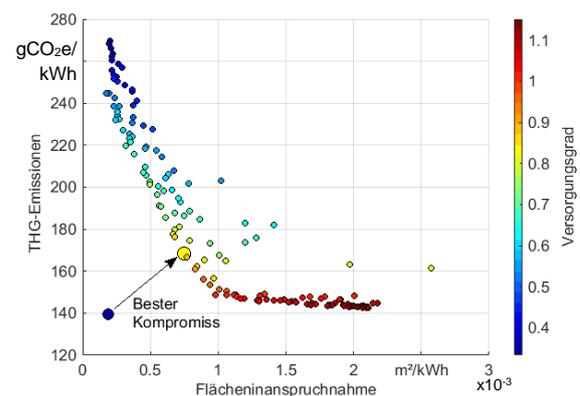
Das Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (FKZ: 033L110G).

Aufgabe des Projektes EnAHRgie ist die Entwicklung eines Konzepts für eine nachhaltige Landnutzung mit dem Schwerpunkt auf der Energieversorgung im kommunalen Umfeld. Auf Basis der Bestands- und Potenzialanalysen für den Landkreis Ahrweiler, die im Ergebnis die Ist-Situation sowie die Potentiale der lokalen Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien aufzeigen, wurden entlang unterschiedlicher teils konkurrierender Ziele Entwicklungspfade der lokalen Energieversorgung erarbeitet. Neben dem übergeordneten Ziel des Kreistags, bis zum Jahr 2030 einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von bis zu 100% zu erreichen, wurden in einem umfangreichen Diskurs fünf messbare Teilziele definiert, die bei der Transformation des lokalen Energiesystems im Landkreis Ahrweiler besonders berücksichtigt werden sollen. Neben einem Referenzszenario wurden drei Zielszenarien entwickelt, die sich dadurch unterscheiden, dass jeweils unterschiedliche Teilziele verstärkt verfolgt werden (vgl. Tabelle).

Ziel-Indikatoren der einzelnen Szenarien

Ziel-Indikator / Ziel-Szenario	Sz 1	Sz 2	Sz 3
EE-Versorgungsgrad ↑		X	X
Treibhausgas-Emissionen ↓	X	X	
Flächeninanspruchnahme ↓	X		
Gestehungskosten ↓		X	X
Regionale Wertschöpfung ↑			X
Endenergieverbrauch ↓	X	X	

Das individuelle Optimum aller Zielgrößen kann nicht für alle Zielkriterien gleichzeitig erreicht werden, da sie sich teils gegenseitig widersprechen. Die Anwendung eines multikriteriellen Optimierungsmodells ermöglicht für jedes Szenario die Ermittlung pareto-effizienter Technologieportfolios. Letztendlich wird aus der Lösungsmenge das Portfolio identifiziert, das den besten Kompromiss für die Erreichung aller betrachteten Zielgrößen darstellt. Die Abbildung zeigt beispielhaft das Ergebnis für Szenario 1, in dem die zusätzliche Flächeninanspruchnahme durch den Zubau von EE-Anlagen minimiert sowie eine maximale Reduktion der THG-Emissionen erreicht werden sollen.



Lösungsmenge Szenario 1

Abschließend wird anhand verschiedener Indikatoren der Dimensionen „Ökonomie“ (z.B. Netzausbaubedarf), „Ökologie“ (z.B. externe Kosten) und „Sozial“ eine ausführliche Bewertung der Nachhaltigkeit des lokalen Energieversorgungssystems durchgeführt.

KoRiSim – Kooperatives Informations- und Risikomanagement in zukunftsfähigen Netzen: eine Simulationsstudie

Collaborative Data and Risk Management for Future Energy Grids: a Simulation Study

Diego Iván Hidalgo Rodríguez

Ziel dieses Projektes ist ein Simulationsframework für ein kooperatives Management in Verteilnetzen zu entwickeln. Durch Einbindung von Kompetenzen aus der Elektrotechnik sowie der Soziologie ist das Simulationsframework in der Lage, sozio-technische Aspekte des Energiesystems nachzubilden.

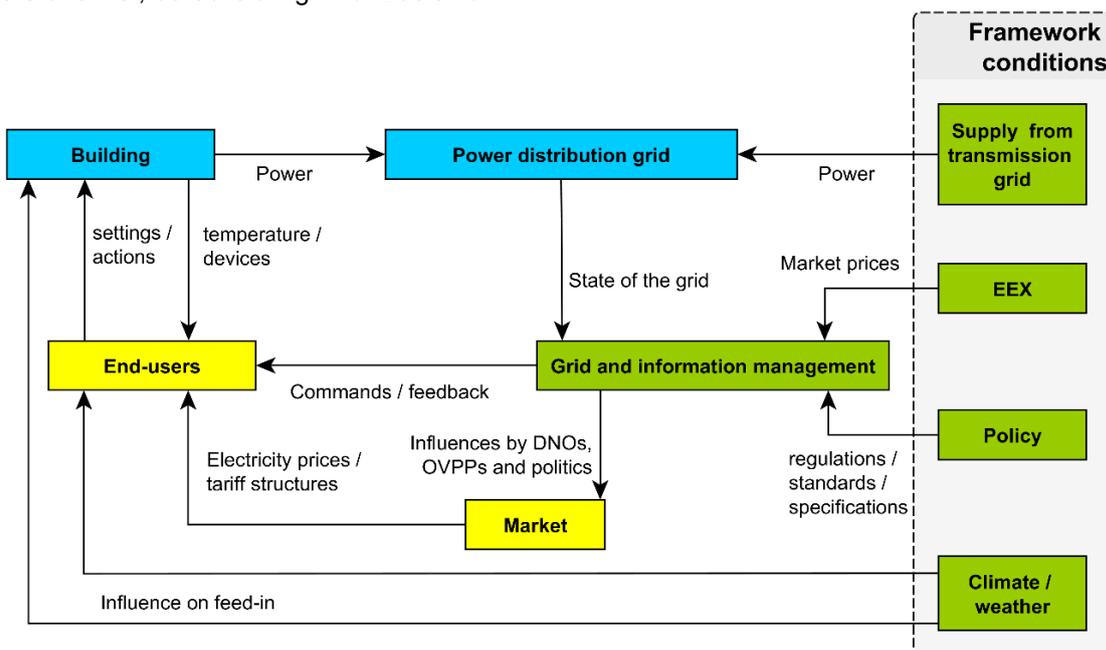
The goal of this project is to develop a simulation framework for a collaborative management in power distribution grids. By combining insights from electrical engineering as well as sociology, this framework is able to reproduce the socio-technical character of the energy system.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3547 gefördert.

Im Rahmen des Forschungsprojektes „KoRiSim“ sollen die Grundlagen für ein kooperatives Informations- und Risikomanagement in Stromnetzen geschaffen werden. Es ist dementsprechend ein Ziel des Projektes ein Simulationsframework zu entwickeln, welches sowohl elektrotechnisch als auch soziologisch relevante Aspekte zukunftsfähiger Stromnetze abbildet. Dieses Framework verknüpft die unterschiedlichen Entscheidungsebenen wie zum Beispiel Verbraucher, Verteilnetzbetreiber (VNB), Versorger, Erzeuger und Politik, sowie ihre Informations- und Energieflüsse. Dies erlaubt dem Projektteam Experimente mit unterschiedlichen Szenarien durchzuführen. Hierbei wird insbesondere der „Unsicherheitsfaktor“ Verbraucher, welcher aus soziologischer Sicht hier als nutzenmaximierendes Individuum zu verstehen ist, berücksichtigt. Auf Basis von In-

terviews und Literaturstudien ist ein Simulationsmodell eines sozio-technischen Verteilnetzes entstanden, das explizit die Verbraucher beinhaltet. Mit Hilfe von empirischen Daten wurde das Modell parametrisiert und im Rahmen einer agentenbasierten Simulation umgesetzt.

Das KoRiSim-Simulationsframework besteht aus mehreren Einzelsimulatoren, die durch das Cosimulations-Tool „Mosaik“ gekoppelt sind. Die unten stehende Abbildung veranschaulicht die Informationsflüsse und Einflussfaktoren zwischen den verschiedenen Teilsimulationen. Aktuell befindet sich das Projekt in der Durchführungsphase der Experimente. Hierfür dient das „Stromampelkonzept“ als Anwendungsfall, wobei die Ergebnisse der Simulationen bei der Gestaltung der roten Phase des Ampelkonzeptes helfen sollen.



Arbeitsbereiche des Projektteams sowie thematische Überschneidungen

Auslegung effizienter thermisch-elektrischer Versorgungsportfolios für Quartiere

Design of Efficient Thermal-Electric Supply Portfolios for Residential Neighborhoods

Jonas Hinker

Wärmeverbräuche im städtischen Raum lassen sich zukünftig aufgrund der Baustruktur und der räumlichen Gegebenheiten nur noch marginal beeinflussen. Aus diesem Grund kommt der Weiterentwicklung der Versorgungsseite eine bedeutende Rolle zu. Am ie³ werden neue Werkzeuge für die Auslegung thermisch-elektrischer Versorgungsportfolios entwickelt, die schnell Möglichkeiten und Grenzen der Sektorenkopplung aufzeigen. Die Bestimmung der system-inhärenten Flexibilität steht dabei im Fokus.

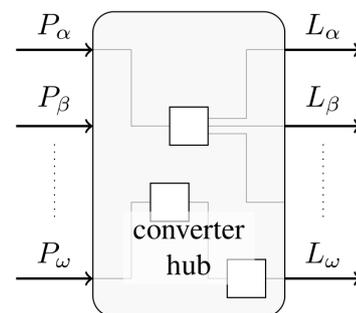
In urban areas, a future reduction of the heat demand is limited by built environment and spatial restrictions. Therefore, advancing the supply side is of growing interest. To this end, novel tools for the design of efficient thermal-electric supply portfolios are being developed at ie³ that depict both exploitable gaps and limitations of the integration of heat and power. The flexibility of integrated systems is one of the inherent features, which is to be analyzed in detail.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes NRW unter dem Kennzeichen 322-8.03-110-116441 gefördert.

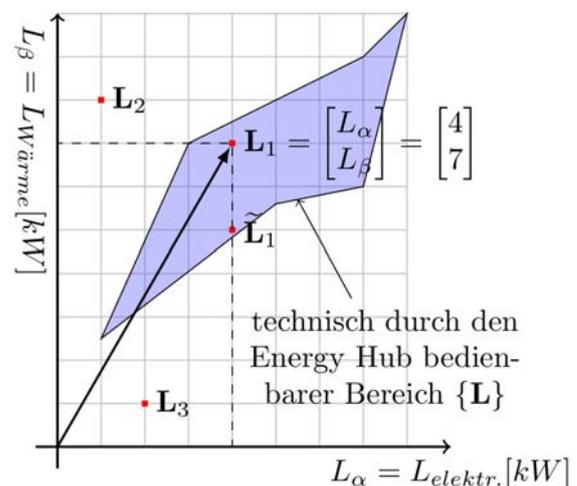
Die Vorteile der Sektorenkopplung liegen vor allem in der möglichen gegenseitigen Entlastung der Systeme begründet. Die Kopplung verschiedener Energiesysteme erschwert aber ebenso die Wahl einer geeigneten Technologie: Eine Anlage für sich betrachtet ist häufig durch lediglich *einen* Freiheitsgrad charakterisiert, und kann daher Strom und Wärme nur in einem festen Verhältnis liefern (motorische BHKW) oder umwandeln (Wärmepumpe). Unter Ausnutzung der Teillastbereiche lässt sich diese starre Kopplung jedoch zu einem gewissen Teil aufheben. Die assoziierte Fragestellung ist, welche Flexibilität auch verhältnismäßig kleine gekoppelte Systeme mit einfachen Anlagen aufweisen. Das Konzept der *Energy Hubs* (vgl. Abbildung oben) fasst beliebig viele solcher Anlagen zusammen und dient der Investitions- oder Einsatzoptimierung für beliebige Energieträger (Gas, Strom, Wärme, Kälte, ...).

Um sowohl die mögliche Flexibilität als auch die Interaktion zwischen den beiden Sparten Strom und Wärme analysieren zu können, wurden hierauf aufbauend die *Portfolio Flexibility Plots* (PFP) als neues Werkzeug entwickelt. Durch die Visualisierung eines thermisch-elektrisch gekoppelten Anlagenportfolios wird die Planung einerseits deutlich gegenüber klassischen Optimierungsverfahren vereinfacht. Andererseits lassen sich Anpassungen eines bestehenden Portfolios auch für nicht exakt bekannte zukünftige Lastsituationen entwickeln. Wichtigster Beitrag ist aber die genaue Erhebung von Flexibilitätspotenzialen und begrenzenden Elementen der Sektorenkopplung. Im obigen (qualitativen) Beispiel kann nachgewiesen werden, dass ausgehend von L_1 auch ein

Versorgungspunkt \tilde{L}_1 bedient werden kann, also die thermische Leistung verringert werden kann, ohne die elektrische Ausgangsleistung des Portfolios anpassen zu müssen. Für andere Punkte L_2, L_3 kann nachgewiesen werden, dass diese mit dem betrachteten Portfolio technisch nicht realisierbar sind.



Eingangsleistungen und Ausgangsleistungen eines Energy Hubs



Qualitative Darstellung der Möglichkeit eines Energy Hubs, zwei Leistungsarten zu variieren

Mehrzieloptimierung der Leistungsplanung von Microgrids mit hoher Durchdringung von intermittierender regenerativer Erzeugung und modernen Speichersystemen

Multi-objective Optimal Power Planning of Microgrids with High Penetration of Intermittent Nature Generation and Modern Storage Systems

Sergio F. Contreras

Dies ist eine Promotionsforschungsarbeit, die von der Universidad Nacional de Colombia und dem ie³-Institut der TU Dortmund betreut wird. Das Ziel der Forschungsarbeit ist die Entwicklung einer Methodik zur Optimierung des Einsatzes von regenerativen Energiequellen und modernen Speichersystemen in Microgrids, um deren elektrischen Leistungsflüsse zu verbessern. Hierbei wird eine mehrkriterielle Optimierung verwendet, welche die Dimensionierung und Lokalität der dezentralen Erzeugungseinheiten sowie die Netztopologie des Microgrids berücksichtigt.

This is a Ph.D. research thesis that is being co-advised by the Universidad Nacional de Colombia and the ie³ institute of TU Dortmund University. The aim of this thesis is to propose a methodology for a multi-objective optimal planning based on the location and sizing of distributed energy resources, as well as the network topology modification in order to enhance the performance of microgrids.

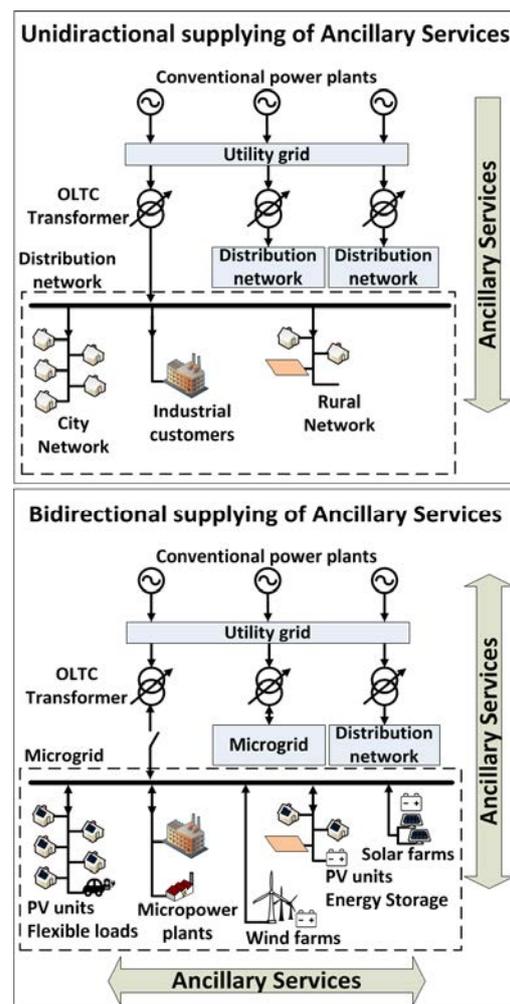
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das kolumbianische Stipendium des Colciencias.

Currently, there is a global concern because of climate change, depletion of non-renewable resources and health problems caused by the greenhouse emission of fossil-fuel burning processes. Furthermore, the increasing demand of electricity, as well as the requirement of a more reliable, secure and efficient system have led to an enhancement of the traditional passive distributed networks. Therefore, the microgrid concept as a self-controlled active distributed network that interconnects distributed energy resources with loads, and can operate in grid-connected mode and islanded mode, has become as an attractive solution for the power systems of the future. Notwithstanding, this concept has given rise to a progressive transformation of the traditional design and planning methodologies as well.

In this way, although many models and methods have been proposed to solve the active distribution network planning problem in last decades, it is also noticeable that there are still microgrid planning conditions without an effective or wide consideration. For example, the probabilistic nature and high penetration level of renewable resources (uncertainties), the islanded-mode operation, the introduction of energy storage systems and the optimization problem by itself. Besides, in spite of the several favorable conditions of microgrids to provide ancillary services to the utility grid and participate in the electric market, this capability has been normally left out of the planning problem.

In the figure below is depicted the planning scenario, here passive distribution networks migrate

to microgrids with a capability to supply ancillary services to the utility grid.

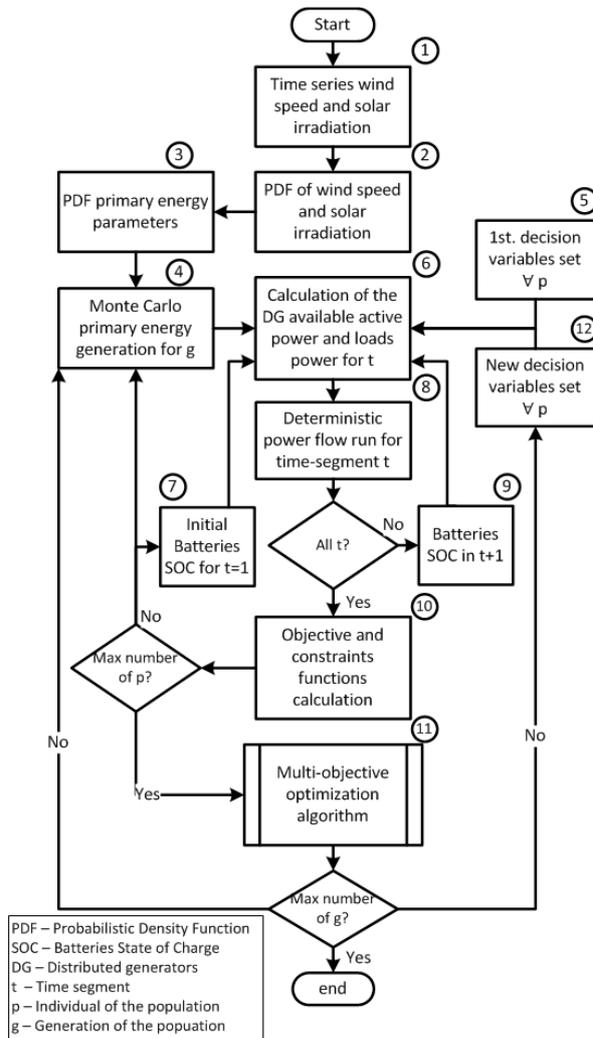


Ancillary services supplying Scheme

Thus for example, ancillary services can be the operating reserve, the frequency regulation, load

following, black start services and voltage regulation.

In this way, a probabilistic multi-objective microgrid planning methodology for the expansion of microgrids or the transformation of active or passive distribution networks into microgrids with an ancillary services capacity has been proposed as part of the current progress of this PhD. research thesis. This methodology is shown below.



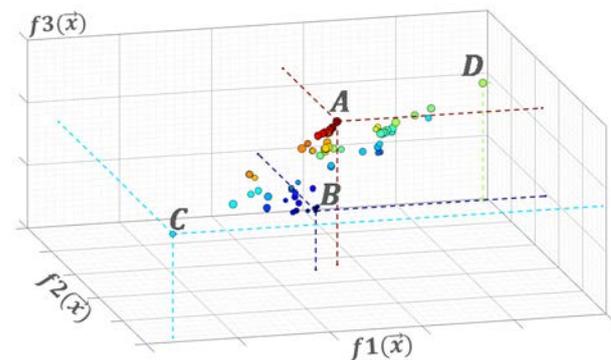
Microgrids planning methodology

Three objective functions were optimized: the minimization of the mismatch power in islanded mode with load shedding (f_1); the maximization of the residual power for reserve provision in grid-connected mode (f_2); and minimization of annual energy losses in grid-connected mode (f_3), with decision variables for the sizing and location of distributed generation resources. In this way, the proposed methodology was intended to optimally plan the microgrid to have an extra active power generation capacity to be exported back to the main grid from the microgrid and supply ancillary services. The optimization problem was solved

through a well-known true-multi-objective optimization algorithm: the Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II – NSGAI.

For the proposed methodology, a hybrid microgrid with dispatchable and non-dispatchable distribution generators of three different type was considered: Photovoltaic modules, Wind turbines, and Biomass generators. Moreover, a penetration of time-dependending distributed storage capacity based on a set of batteries together the solar units were part of the methodology. The mathematical model included a probabilistic approach and Monte Carlo simulation for the non-dispatchable distributed generator unit models.

Furthermore, there could be large medium-voltage microgrids where it is relevant to consider more than one wind speed and solar irradiation conditions because of its geographical location (e.g. the Colombian hilly geography and tropical weather). Additionally, constraints related to the microgrid operation and distributed generation units location were formulated, while a load-shedding scenario in islanded mode was evaluated. The optimal Pareto front for a population of one hundred individual for a test system is shown in the plot below. In this, the axis f_1 , f_2 and f_3 represent the three objective functions, and every single point symbolize a possible solution to the planning problem, which are vectors with a set of variables for the possible optimal location and capacity of the distributed generators in the microgrid. The four extreme solutions (A, B, C and D) have been marked as example of decision making.



Multi-objective optimal Pareto front

Thus, the outcome of the methodology will be a set of possible planning solutions, where for example, solution A and B maximizes and minimizes respectively f_3 with a trade-off between f_1 and f_2 , while D is the solution with the biggest available reserve power so supply ancillary services.

4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

Smart Grid Technology Lab

Smart Grid Technology Lab

Christoph Aldejohann

Im Rahmen des Smart Grid Technology Lab wird eine Niederspannungsnetz-Prüfumgebung aufgebaut. Zentraler Bestandteil sind Leistungsverstärker der 200 kVA Klasse, die über einen Echtzeitsimulator angesteuert werden. Sie gestatten die Simulation von Netzen und den Test von Prototypen.

A power network simulation system is set up in the Smart Grid Technology Lab. Power Amplifiers of 200 kVA are the main part of the system. These are controlled by a real time simulator. The grid allows to simulate networks and to test prototypes.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), weitere Informationen unter www.smartgrid-tec-lab.de

Das Smart Grid Technologie Lab wurde im letzten Jahr weitreichend ausgebaut. Herzstück des Labors bildet ein Niederspannungs-Testnetz, das netzsynchron und als Inselnetz gefahren werden kann. An das Testnetz sind typische Betriebsmittel eines Niederspannungsnetzes angeschlossen. Im netzsynchronen Betrieb erfolgt die Versorgung des Netzes über einen Stelltransformator. Leistungsverstärker mit zwei Gruppen mit je 100 kVA stellen die Lasten dar. Diese können frei gesteuert werden. Im Inselnetz kann einer der Verstärkergruppen die Speisung des Netzes übernehmen, die andere Gruppe kann den Lastbetrieb übernehmen. So lassen sich beliebige Ein- und Ausspeiseszenarien darstellen. In der Zukunft spielen zudem dezentrale Speicher und große PV-Anlagen eine Rolle, auch diese Netzkomponenten werden in das Netz integriert. Ein Netz zeichnet sich jedoch auch über unterschiedliche Leitungstypen und Längen aus, über die die Komponenten miteinander verbunden sind. Der Stromfluss durch eine Leitung führt zu einem Spannungsabfall entlang der Leitung.

Um die Vielzahl der Einzelkomponenten in das Netz einbinden zu können, sind drei Schaltschränke aufgebaut worden, in dem die Einzelkomponenten frei konfigurierbar auf Sammelschienen geschaltet werden können. Zwei Schaltschränke bilden dabei das AC-Netz nach, der dritte Schrank ist für die Anbindung von DC-Komponenten, wie einen PV-Wechselrichter oder der Simulation einer DC-Ladestation für Elektrofahrzeuge vorgesehen. Die linke Abbildung zeigt die Sammelschiene. Die Sammelschiene teilt sich in einen Block zur Einspeisung und einen zweiten Block für Lasten auf. In der Mitte kann so über einen Netzanalysator der Leistungsfluss und die Ströme ausgewertet werden. Die Steuerung der Leistungsverstärker gestattet die Vorgabe von Grenzwerten, so kann der maximale Strom, Spannung oder die Amplitude einzelner Harmonischen begrenzt werden. Die maximalen Werte können durch Vorgabe der Grenzwerte über den Netzanalysator begrenzt überwacht werden. Bei Grenzwertverletzung wird die Anlage automatisch abgeschaltet. Mit Hilfe dieses Schutzsystems können Geräte und Prototypen vor Beschädigungen geschützt werden.



Impressionen aus dem SGTL Labor: links Verteilerschrank Mitte: AC und DC Verteilerschränke

Entwicklung eines innovativen Niederspannungslängsreglers im Rahmen des InLiNe Projektes

Development of an Innovative Line Voltage Regulator as Part of the InLiNe Project

Mara Holt

Das InLiNe Projekte beschäftigt sich mit der Erforschung innovativer Spannungslängsregelung in der Niederspannung. Im Rahmen dessen wird ein Spannungslängsregler entwickelt und zunächst als prototypischer Aufbau im Labor realisiert.

The goal of the InLiNe project is to study innovative voltage regulators for low voltage networks. As part of the project, a Line Voltage Regulator is developed and firstly realized as a prototypical setup in the laboratory.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Aufgrund des raschen Ausbaus von dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz kommt es insbesondere in ländlichen Regionen mit wenig Lasten zu Spannungsbandverletzungen. Gerade bei langen Netzausläufern bietet der Einsatz von Niederspannungslängsreglern eine unkomplizierte und kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau.

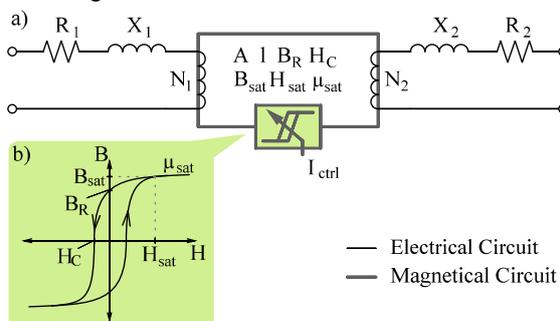
Neben der allgemeinen Erforschung von Spannungslängsregelung in der Niederspannung wird im Rahmen des InLiNe Projektes ein Spannungslängsregler im Konsortium entwickelt. Dieser Längsregler soll mittels einer regelbaren Induktivität arbeiten. Diese Technologie ermöglicht eine robuste und stufenlose Regelung ohne Zuhilfenahme von Leistungselektronik.

In der Entwicklungsphase des Projektes sollen Topologie und Regelkonzept für den Längsregler erstellt werden. Dies geschieht zunächst mittels eines Simulationsmodells und anschließend praktisch als prototypischer Aufbau im Labor. Bei der Erstellung des dynamischen Simulationsmodells erweist sich als besondere Herausforderung die Modellierung der regelbaren Induktivität aufgrund ihres variablen Hystereseverhaltens. Mithilfe eines magnetischen Zwischenkreises kann dieses

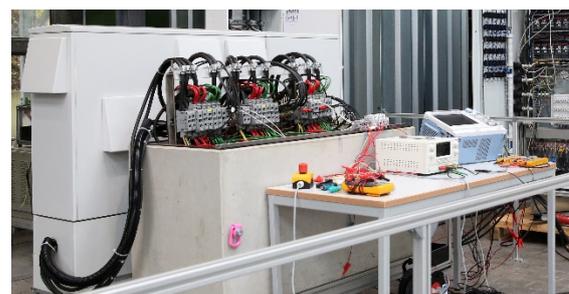
Verhalten hinreichend genau nachgebildet werden. Im Zwischenkreis wird über einen veränderlichen magnetischen Widerstand das variable Hystereseverhalten der regelbaren Induktivität nachgebildet.

Mit Hilfe des detaillierten Simulationsmodells erfolgt eine Überprüfung und Optimierung verschiedener Verschaltungstopologien, die in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner entwickelt worden sind. Aufbauend auf dem geeignetsten Modell wird ein Längsreglerprototyp dimensioniert und anschließend im Labor errichtet. Für diesen Zweck ist ein Versuchstand zur Integration von Längsreglern in die bestehende Prüf- und Entwicklungsumgebung des ie³ errichtet worden. Mittels des Simulationsmodells und des prototypischen Aufbaus im Labor werden weitere Optimierungsmaßnahmen getestet, wie beispielsweise eine Optimierung des Oberwellenverhaltens, welches aufgrund des Sättigungsverhalten der regelbaren Induktivität entsteht. Zusätzlich werden Regelungskonzepte für den Längsregler erprobt.

Nach Abschluss der Entwicklungsphase soll ein Feldtest folgen, bei welchem der Spannungslängsregler unter realen Bedingungen auf seine Tauglichkeit messtechnisch untersucht werden soll.



Modellierung der regelbaren Induktivität (a),
Hysteresemodell (b)



Längsreglerversuchsstand

Elektrofahrzeugen und intelligentes Laden im Smart Grid Technology Lab

The Rising Tide of Electric Vehicles and Intelligent Charging

Kalle Rauma

Der Einsatz von Elektrofahrzeugen nimmt aus vielen Gründen in Europa rapide zu. Das Fehlen einer umfassenden und konsistenten Ladeinfrastruktur verlangsamt ihre Expansion. Ein Anliegen ist die Integration der Ladestationen in das Niederspannungsnetz. Eine am Institut ie³ durchgeführte Studie zeigt, dass ein koordiniertes Laden ein effizientes Mittel ist, um den Einfluss von Elektrofahrzeugen auf das Niederspannungsnetz zu minimieren.

The use of electric vehicles is increasing rapidly around Europe due to many reasons. By any means, the lack of extensive and consistent charging infrastructure slows down their expansion. One concern is the integration of the charging stations to the low voltage network. A study carried out at the ie³ institute demonstrates that coordinated charging provides an efficient means to minimize the impact of electric vehicles on the low voltage network.

It is an undoubtable fact that electric vehicles are becoming a part of the urban landscape. After the first hype few years back, they are on the way to their second coming. Gradually, an electric vehicle is being considered as a serious way of transport; as a “real car”, not anymore as a “funny prototype”. There are various reasons behind the surge of electric vehicles.

The technology has improved and technical shortcomings have been outdone since the first mass-produced electric vehicles. Even if the lack of standards remains still an issue from many viewpoints, it has become clearer. What is more is that along with the increasing mass production, the prices are in a constant decline. Many local administrations give benefits to the user of electric vehicles whether it is in a format of reduced taxes, free parking, a permission to drive on a bus lane or reduced tariffs in the road tolls. The advantages have boosted the sales of electric vehicles, especially in Norway and in The Netherlands.

Aggressive branding and marketing as well as an original sales strategy of Tesla Inc. has converted the image of an electric vehicle from a toy to a luxurious status symbol, which has finally opened the mind of a mass consumer to electric vehicles. The phenomenon can be compared with the transformation that Apple Inc. made in the mobile phone market. Furthermore, several electricity vendors have considered domestic electric vehicle charging stations in their service portfolios (selling and installation of charging stations, etc.), which has lowered the threshold to purchase a domestic or a communal charging point and, evidently, an electric vehicle.

Needless to say, electric vehicles are dependent on the electricity distribution network and a pivotal

hinder for acquiring an electric vehicle is the poor charging possibility. It is undoubtable that a large amount of electric vehicle charging stations will have an impact on the power distribution system. Connecting a charging power of several tens or even hundreds of kilowatts of new load may *-and will-* cause network overloading.

In order to overcome this technical barrier, there are two options: build more network capacity by traditional means or use the existing network capacity more efficiently. Since reinforcing the network cannot be considered due to the high costs, coordination of the charging process is called for. The ie³ institute has responded to this challenge by working on intelligent charging algorithms (or “smart charging”). Encouraging results have been obtained, which justifies the potential of coordinated charging in practice. In a study completed at the ie³ institute, intelligent charging algorithms were developed. The practical functionality of the algorithms was proofed in a hardware-in-the-loop laboratory setup, where the charging of two electric vehicles are controlled by means of a dSPACE real-time simulator through a commercial charging controller by using a widely used Modbus TCP communication protocol.

The research efforts and the distinguished research facilities of the ie³ institute regarding electric mobility have awoken interest on the international level. Several new projects with international partners from the academy as well as from the industry are under planning. The participation in exhibitions, especially to European Utility Week 2017 in Amsterdam, are proven to be efficient ways to be in direct touch with the industry. After all, it appears that the ie³ institute keeps on driving at the forefront of the research in electric mobility.

Untersuchung der virtuellen Direktleitung für die Elektromobilität im Smart Grid Technology Lab

Validation of Remotely Synchronized Own-Consumption for Charging Electric Vehicles in Smart Grid Technology Lab

Jonas Maasmann

Die größten CO₂ Einsparpotentiale durch Elektrofahrzeuge (engl. Electric Vehicle EV) werden erwartet, wenn diese mit lokal erzeugter erneuerbarer Energie geladen werden. Im Rahmen des Forschungsvorhabens SyncFuel wird untersucht, inwiefern das regionale öffentliche Netz zur Durchleitung von eigener und lokal erzeugter Energie genutzt werden kann. Teil des Forschungsvorhabens ist ein Laborversuch. Für diesen Versuch wird das Smart Grid Technology Lab (SGTL) eingesetzt.

This study is focusing on metering and load synchronization to charge EVs with own produced energy by using the public grid (SyncFuel). We will show a technical concept for the remote synchronization between RES feed-in and EV charging power together with a metering and clearing concept to also enable the market process side. Therefore, we perform a lab test the Smart Grid Technology Lab.

Das Forschungsvorhaben SyncFuel wird als Projekt der Modellregion Rhein-Ruhr durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) gefördert. Projektkoordinator ist die nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW).

Ziel des Forschungsansatzes ist es, die virtuelle Direktleitung für das Laden von Elektrofahrzeugen zu realisieren und unter anderem dessen Auswirkungen auf die Verteilnetze zu ermitteln. Bei der virtuellen Direktleitung wird an einem Einspeisepunkt ins öffentliche Verteilnetz eine Leistung gemessen und mit der Leistung eines Ausspeisepunktes synchronisiert. Zur Anpassung der ausspeiseseitigen Leistung werden flexible Lasten, wie zum Beispiel Elektrofahrzeuge genutzt.

Zur Validierung der technischen Systeme, sowie der Prozesse und der Forschungsergebnisse findet im Rahmen des Projektes SyncFuel ein Labortest statt. Hierzu wird das technische Gesamtsystem auf den unterschiedlichen Hard- und Softwareplattformen des Smart Grid Technology Labs installiert. Zur Entwicklung und der Erprobung der im Projekt entstandenen und eingesetzten Technologien werden unter anderem für die Backendsysteme Serverkapazitäten bereitgestellt.

Außerdem wird für das Projekt ein intelligentes Messsystem für die Messung der Einspeiseleistung installiert und konfiguriert. Dieses wird an der Smart Home Umgebung inklusive Einspeisenachbildung betrieben (Abbildung). Die Ausspeiseseitige Hardware SyncMeter wird an der Testumgebung für Ladeinfrastruktur betrieben. Das Gesamtsystem kann so auf seine Eignungen und Auswirkungen hin untersucht werden. Hierzu finden End-to-End Kommunikationstests statt, bei denen die energietechnischen Auswirkungen

analysiert werden. Außerdem kann unter Zuhilfenahme der Netznachbildung untersucht werden, inwieweit sich die eine Netzentlastung durch den entfernten Eigenverbrauch einstellt. Hierzu werden physikalische Netzelemente, wie Leitungen, Trafo oder überlagerter Netzanschlusspunkt und andere Verbraucher im energietechnischen Versuch einbezogen. Durch die Ergebnisse des Versuchs können so die technischen Randbedingungen für die im Projekt entstandene Hardware abgeleitet werden. Außerdem ermöglicht der Laborversuch die auf Basis von Simulationen entstandenen Ergebnisse im Bereich Netzauswirkungen zu validieren.



Ausspeisepunkt über SyncMeter an öffentlicher Ladeinfrastruktur (links), Einspeisepunkt über intelligentes Messsystem mit PV-Wechselrichter (rechts)

Regionales Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr

Regional Innovation Network Energy Efficiency Ruhr

Patrick Berg

Das ie³ hat Anfang des Jahres 2016 das Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr in der vierten Projektphase übernommen. Seit dem hat das ie³ in enger Kooperation mit der Fakultät für Raumplanung die Neuausrichtung und einen inter- und transdisziplinären Fortschritt des Netzwerkes umgesetzt. Das Ziel der Regionalen Innovationsnetzwerke des Landes Nordrhein-Westfalen besteht in der Vernetzung von Akteuren unterschiedlichster Gebiete im Sinne der gemeinsamen Entwicklung geeigneter Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen.

The ie³ took over the Regional Innovation Network Energy Efficiency Ruhr at the beginning of 2016 in the fourth project phase. In a close cooperation together with the faculty of spatial planning the ie³ strives for a realignment of this network as well as an efficient advance in a trans- and interdisciplinary way. Basically the overall aim of the Regional Innovation Networks is to connect different actors from several sectors to develop common solutions for key societal challenges.

Dieses Projekt wird gefördert durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes NRW.

Mit dem „Regionalen Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr“ hat die Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr GmbH bereits 2012 begonnen und in den ersten drei Projektphasen die vielfältigen Aspekte, die es bei der Steigerung der Energieeffizienz zu berücksichtigen gilt aufgearbeitet. Darauf aufbauend wurde das RIN Energieeffizienz Ruhr unter der Leitung des ie³ und in enger Zusammenarbeit mit der Fakultät für Raumplanung, im Rahmen der vierten Projektphase seit März 2016, hinsichtlich des Fortschritts in Richtung einer energieeffizienten Zukunft des Ruhrgebiets ausgerichtet.

Unsere Quartiere, Städte und Stadtregionen durchzieht ein Netz aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energie. Doch trotz der scheinbaren Unsichtbarkeit vieler dazugehöriger Elemente spielt Energie – in Form von Wärme, Elektrizität oder Feststoffen – eine zentrale Rolle in unserer Gesellschaft. Die Thematik Energieeffizienz beschäftigt dabei gleichermaßen eine Vielzahl an Forschungsdisziplinen ebenso wie eine breite Gruppe aus Wirtschaft und Zivilgesellschaft.

Das RIN Energieeffizienz Ruhr erkennt daher, dass eine akteursbasierte Betrachtung auf interdisziplinärer Ebene notwendig ist, um geeignete Lösungsansätze vorzudenken und gemeinsam zur Umsetzung zu bringen. Auf dieser Basis liegt die duale Struktur aus dem Regionalen Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr und dem Fortschrittskolleg Energieeffizienz im Quartier, in der Wissenschaft und Praxis über Grenzen hinweg transdisziplinär zusammenarbeiten vor.

Darauf aufbauend besteht das RIN Energieeffizienz Ruhr aus wirtschaftlichen, wissenschaftlichen, öffentlichen und zivilgesellschaftlichen Akteuren sowie aus individuellen Bürgern und Unternehmen und bildet somit ein interdisziplinäres Netzwerk als Basis für die Entwicklung von Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen.

Prospektiv fokussiert sich das RIN Energieeffizienz Ruhr auf folgende im Rahmen der Neuausrichtung durch das ie³ festgelegte Themen:

- Energieeffizienz im Gewerbe und in Gewerbegebieten,
- Energieeffizienz in der Wohnungswirtschaft,
- Energieeffizienz durch Sektorenkopplung.

Mit nachhaltigem Blick auf diese Themen hat das ie³ zusammen mit der Fakultät für Raumplanung Workshops veranstaltet, um zuvor genannte Lösungen sowie Lösungsansätze für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen zu entwickeln und diese im Rahmen neuer Projekte umzusetzen. Weiter Workshops sind für Anfang 2018 datiert.

Darüber hinaus steht die Vernetzung transdisziplinärer Partner aus den zuvor genannten Bereichen, die Bildung komplementärer Konsortien mit der Intention neue Projekte zu generieren, die Bestimmung vorhandener Leuchtturmprojekte im Ruhrgebiet als Best-Practice-Beispiel für zukünftige Projekte und die Vernetzung von Partnern hinsichtlich zukünftiger Kooperationen im Bereich Energieeffizienz im Vordergrund.

4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

Optimierung der Störaussendungen und –festigkeit von typischen Haushaltslasten im Bereich von 2 bis 150 kHz unter Berücksichtigung einer fairen Koordinationsstrategie

Optimization of Emissions and Immunity of Typical Appliances in the Frequency Range from 2 to 150 kHz Having Regard to a Fair Coordination Strategy

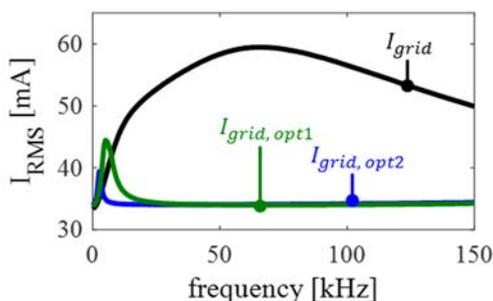
Christian Waniek, Thomas Wohlfahrt

Die zunehmende Anzahl leistungselektronischer Geräte im Haushalt führt zu steigenden Emissionen im Frequenzbereich zwischen 2 und 150 kHz. Die Phänomene in diesem Frequenzbereich sind bisher weitgehend unerforscht. Außerdem herrscht bei der begonnenen Entwicklung des entsprechenden Normenwerkes eine große Unsicherheit, insbesondere in Bezug auf volkswirtschaftlich sinnvolle Verträglichkeitspegel sowie Störfestigkeits- und Störaussendungsgrenzwerte.

Due to the increasing number of power electronic devices in households, emissions in the frequency range from 2 to 150 kHz rise. So far, the phenomenons in this frequency range are widely unexplored. The commenced development of corresponding norms and standards exhibits high uncertainties, especially regarding economically reasonable compatibility levels and also emission and immunity limits.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert.

Die Geräteoptimierung umfasst schaltungstechnische Änderungen, um einerseits erhöhte Robustheit gegen bestehende oder steigende Störpegel im Netz zu tolerieren. Andererseits werden Schaltungstechniken und neue Ansätze zur Verminderung der Störaussendung untersucht und als Labormuster aufgebaut und verifiziert. Ziel ist es, einen Maßnahmenkatalog für verschiedene Störfestigkeitslevel und Störaussendungsgrenzwerte zu definieren. Für die Robustheitsüberprüfung und Anpassung wird zusätzlich eine Lebensdauerbetrachtung von relevanten Komponenten durchgeführt. Die nachfolgende Grafik zeigt die frequenzabhängige Stromaufnahme einer LED-Lampe unter Einfluss höherfrequenter Anteile in der Netzspannung.

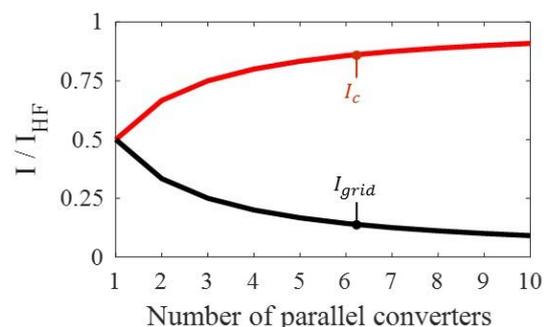


Stromaufnahme einer LED-Lampe mit (blau, grün) und ohne Optimierung (schwarz)

Um die Robustheit der Geräte zu erhöhen, können verschiedene Optimierungsmaßnahmen angewendet werden. Eine Möglichkeit stellen ergänzende passive Filterschaltungen dar (opt1, opt2). Bereits das Hinzufügen einer einzelnen Induktivität kann gute Ergebnisse erzielen. Die Effizienz

wurde dabei nur geringfügig beeinflusst und reduzierte sich von 96,5% auf 95,9%.

Ergänzend zu der geräteseitigen Betrachtung von Störaussendung und Robustheit werden die Effekte im Niederspannungsnetz untersucht. Vor allem die Wechselwirkungen mehrerer Geräte am Niederspannungsnetz werden hier betrachtet. Die nachfolgende Grafik zeigt die Simulationsergebnisse eines Niederspannungsanschlusses mit parallel angeschlossenen Ladegeräten für Elektrofahrzeuge. Bei einem angeschlossenen Ladegerät teilen sich die hochfrequenten Emissionen zwischen Netz und Filterschaltung auf. Je mehr Ladegeräte zugeschaltet werden, desto weniger Emissionen werden ins Netz übertragen. Diese verbleiben in der lokalen Installation und werden von den Filterschaltungen der benachbarten Geräte „abgesaugt“.



Aufteilung der Emission bei Schaltfrequenz zwischen dem Niederspannungsnetz und den Filterschaltungen der Geräte

Messungen an einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge haben dieses Verhalten bestätigt.

HYBKomp – Hybrid-Kompensator für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Mittelspannungsverteilnetzen

HYBKomp – Hybrid Compensator for the Provision of System Services in Medium Voltage Distribution Grids

Michael Steglich, Björn Bauernschmitt

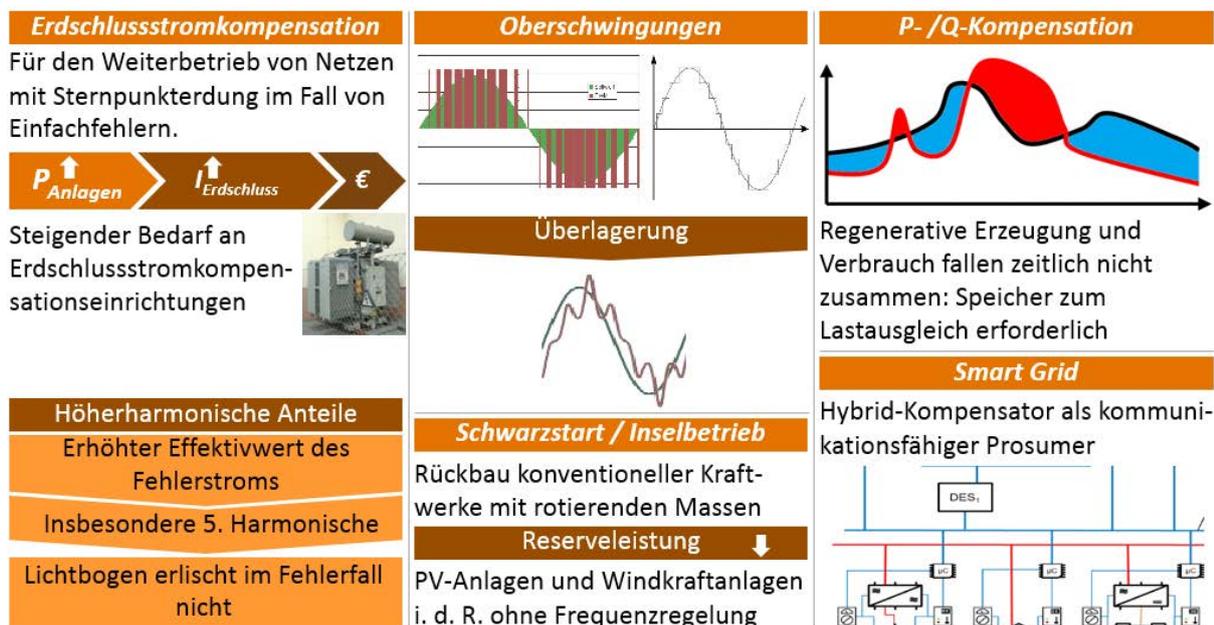
Die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen erfordert die Erweiterung elektrischer Netze. Aufgrund wirtschaftlicher Aspekte sind Netzbetreiber angehalten, dies mit möglichst geringem Aufwand zu realisieren. Intelligente Netzbetriebsmittel können Netzausbaumaßnahmen reduzieren oder zumindest verzögern und somit Kosten einsparen. Solch ein Betriebsmittel ist der multifunktionale Hybrid-Kompensator, welcher zahlreiche Systemdienstleistungen in einer einzigen Anlage bereitstellt. Anfänglich werden im Projekt alle Anforderungen spezifiziert und durch elektrotechnische Modellierung auf ihre Realisierbarkeit hin überprüft. Ein anschließender Laborversuch verifiziert die Simulationen und dient als Basis für den darauf folgenden Feldversuch.

The growing integration of distributed generation in low and medium-voltage grids requires an extension of the existing grid infrastructure. Due to economic aspects, network operators have to conduct grid reinforcement with the least effort possible. Smart grid technologies can reduce reinforcement costs, or at least defer them. Within this content, this project will develop a multifunctional hybrid compensator, which is able to provide several system services to the grid. The initial tasks of the development process include the specification of requirements and the electrotechnical modelling of the device. After this, laboratory experiments are to follow. In the end, a field test will complete the project.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0350001A gefördert.

Bei der zukünftigen Stromerzeugung spielen regenerative Energieerzeugungsanlagen wie Windkraft und Photovoltaik eine zentrale Rolle. Diese dezentralen Anlagen speisen zum Teil über Stromrichter in das Netz ein und verzerren etwa durch Oberschwingungen den Verlauf der Netzspannung. Um auch in Zukunft eine hohe Spannungsqualität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist die Entwicklung eines intelligenten

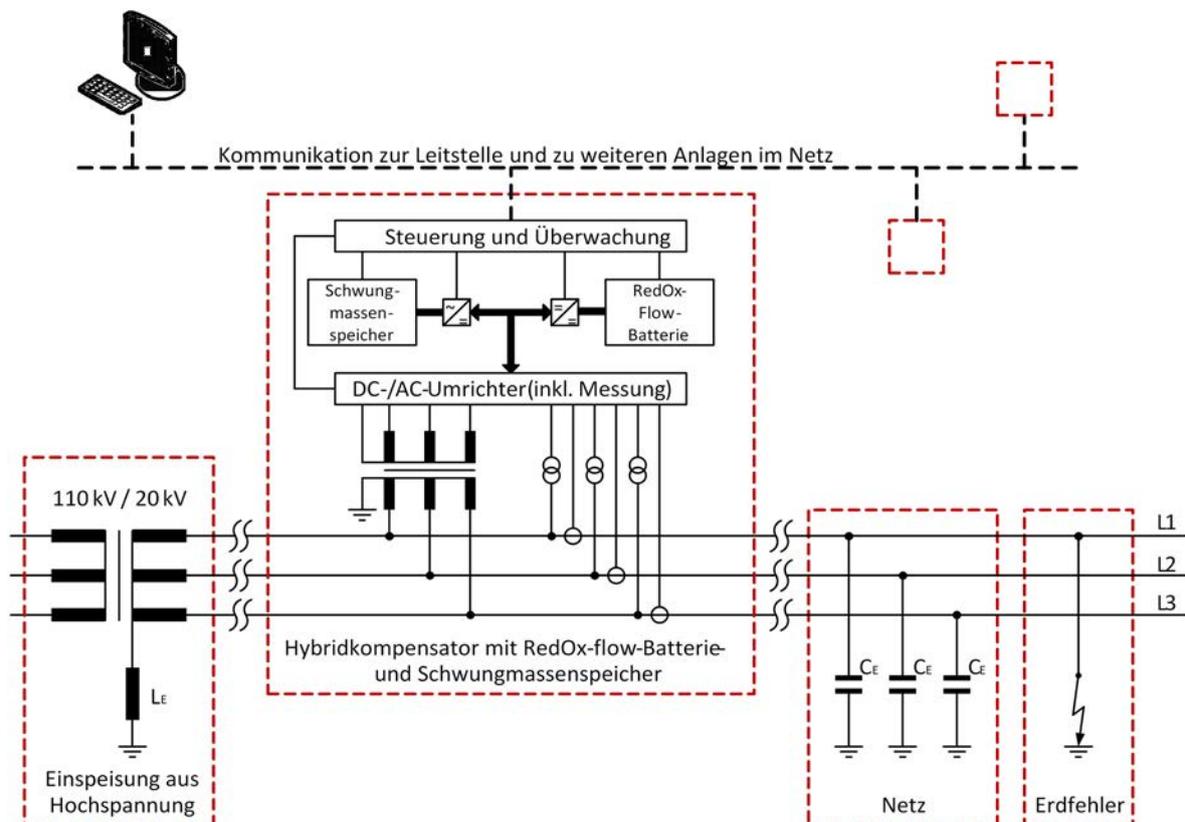
Netzbetriebsmittels zur Bereitstellung zahlreicher Systemdienstleistungen in Mittelspannungsverteilnetzen Ziel des Forschungsvorhabens. Hierbei soll der Hybrid-Kompensator die in der Abbildung dargestellten Systemdienstleistungen, insbesondere Erdschlusskompensation als auch Oberschwingungskompensation sowie Wirkleistungsspeicherung und Blindleistungskompensation bereitstellen.



Systemdienstleistungen des Hybrid-Kompensators

Die Partner dieses Kooperationsprojekts stammen aus Forschung, Wirtschaft und Energieversorgung und planen gemeinsam unter der Leitung des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der Technischen Universität Dortmund den Entwurf und die Erforschung eines multifunktionalen Hybridkompensators über eine Projektlaufzeit von 42 Monaten. Der Entwurf des Systems ist in der Abbildung dargestellt. Er umfasst einen vom ie³ zu entwickelnden multifunktionalen Umrichter, welcher über hochfrequente Pulsweitenmodulation beliebige Spannungs- und Stromsignale erzeugen kann. Das Speichersystem der Anlage besteht aus zwei Komponenten, einer vom Fraunhofer Institut Umsicht entwickelten Vanadium-RedOx-Flow-Batterie als Langzeitspeicher sowie einem von der Firma Stornetic bereitgestellten Schwungmassenspeicher als Kurzzeitspeicher, jeweils inkl. zugehöriger Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen. In einem ersten Schritt werden durch Powerquality-Messungen reale Netze der Stadtwerke Haßfurt untersucht, um Anforderungen an den Hybridkompensator zu identifizieren. Parallel dazu werden durch Simulationen die Spe-

zifikationen, Einsatzmöglichkeiten und physikalischen Grenzen des Umrichters analysiert. Nach der Analyse zur hardwaretechnischen Umsetzbarkeit ist ein Kleinleistungsaufbau geplant, mit dem Versuche bezüglich der Funktionalitäten und Algorithmen vorgenommen werden. Auf dieser Basis erfolgt die Auswahl einer geeigneten Konfiguration und Parametrierung, die anschließend im Feldaufbau mit entsprechend höheren Leistungen realisiert wird. Die Anbindung an ein reales Mittelspannungsverteilstromnetz wird schließlich Aufschluss über reales Verhalten und Optimierungspotential geben. Im September 2017 fand das Auftakttreffen der Projektpartner an der TU Dortmund statt. Es wurden der aktuelle Projektstand erläutert und die kurzfristigen Ziele besprochen. Neben der Identifizierung von Messpunkten im Netz der Stadtwerke Haßfurt und der Planung von entsprechenden Leistungsmessungen, umfassender Recherche und dem Aufbau von Simulationen spielt der Datenaustausch zur Koordination und Kommunikation innerhalb des Projektes über eine zentrale Plattform eine wichtige Rolle. Eine gemeinsame Internetpräsenz rundet die ersten Schritte zu Beginn der Projektlaufzeit ab.



Blockschaltbild des multifunktionalen Hybridkompensators

Entwicklung eines intelligenten Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme

Development of an Intelligent Energy Efficiency Cycle for Adaptive Production Systems

Matthias Meißner

Insbesondere durch die gesellschaftlichen und politischen Anforderungen an die Industrie erhält die Energieeffizienz von Produktionssystemen eine immer größer werdende Bedeutung und bietet zudem für Unternehmen ebenfalls die Möglichkeit ihre Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Zusätzlich bietet die industrielle Entwicklung, wie z.B. die Digitalisierung, neue Optionen den Fabrikbetrieb zu überwachen und zu optimieren. Zur detaillierten Beschreibung und Verbesserung der Energieeffizienz von Fabriken, wird im Rahmen des interdisziplinären Graduiertenkollegs 2193 „Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexen Umfeld“ ein Kennzahlensystem entwickelt, welche die Effizienz einzelner Produktionsprozesse und die Interdependenzen zwischen verschiedenen Prozessen beschreiben kann.

Especialy by the social and political requirements on the industry get the energy efficiency of production systems a higher significance. Furthermore, an increasing in energy efficiency results in a competitive advantage. Additionally, the actual industrial development, triggered by digitalization and industry 4.0, provide new possibilities to monitor and optimize the factory operation. For a more detailed description and optimization of the energy efficiency of manufacturing systems a system of indicators is developed within the interdisciplinary Research Training Group GRK 2193 “Adaption Intelligence of Factories in a Dynamic and Complex Environment”. This system of indicators is able to represent the efficiency of single production processes and the interdependencies between different production processes.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft im Rahmen des Graduiertenkollegs 2193.

Im Hinblick auf die aktuelle industrielle Entwicklung, in welcher vor allem die Digitalisierung eine große Rolle spielt, wird es in zukünftigen Produktionssystemen möglich sein, alle Eingangs- und Ausgangsvariablen aller Produktionsprozesse kontinuierlich zu erfassen. Hierzu zählen insbesondere auch die unterschiedlichen Energieformen, wie beispielsweise elektrische Energie und Druckluft als Eingangsgrößen oder thermische Abwärme als Ausgangsvariable. Diese Informationen können nicht nur zur reinen Überwachung sondern ebenso zur Optimierung des Fabrikbetriebs genutzt werden. Hierbei ist insbesondere die Energieeffizienz als Optimierungsgröße zu beachten, die jedoch oftmals mit den klassischen produktionstechnischen Zielgrößen in Konflikt steht. Zu diesen klassischen Zielgrößen gehören die Durchlaufzeit, Termintreue, Bestände und Auslastung. Auf Grund der gesellschaftlichen und politischen Situation bekommt die Energieeffizienz allerdings eine immer größere Bedeutung innerhalb von Produktionssystemen. Problematisch ist jedoch, dass in vielen Fällen kein detailliertes Wissen über die Energieverbrauchsstrukturen der einzelnen Produktionsprozesse vorhanden ist. Weiterführend sind auch die Abhängigkeiten zwischen den Prozessen in Bezug auf den Energiebedarf und die Energieeffizienz unbekannt. Aus

diesem Grund wird im Rahmen des Graduiertenkollegs „Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexem Umfeld“ ein Kennzahlensystem entwickelt, welches sowohl die Effizienz einzelner Prozesse als auch die Interdependenzen zwischen den Prozessen beschreiben kann. Das entwickelte Kennzahlensystem besteht somit aus zwei Teilen. Der erste Teil ist dabei in der Lage, die Effizienz eines einzelnen Produktionsprozesses zu beschreiben. Hierbei ist von Bedeutung, dass jede mögliche Anzahl an Ein- und Ausgangsvariablen betrachtet werden kann. Des Weiteren können alle Arten von Ein- und Ausgangsvariablen beachtet werden. Das heißt, es können sämtliche Energieformen aber auch die Materialflüsse abgebildet werden. Insgesamt besteht dieser Teil des Kennzahlensystems aus drei Kennzahlen, wobei jedoch nur die letzte Kennzahl, der *Grade Performance Indicator (GPI)*, alle Ein- und Ausgänge berücksichtigt. Die Kennzahlen *Performance Indicator (PI)* und *Combined Performance Indicator (CPI)* dagegen, dienen zur Berechnung des GPI. Dabei beschreibt der PI die Effizienzzusammenhänge zwischen einer Eingangsgröße In_i und einer Ausgangsgröße Out_j , wie in (1) dargestellt. Weiterführend stellt der CPI einen Zusammenhang zwischen einer Ausgangs-

größe und allen Eingangsvariablen des betrachteten Produktionsprozesses her, wie in (2) dargestellt ist. Somit hängen die CPI's zum einem von den zuvor bestimmten PI's ab und zum anderen von den dazugehörigen Bewertungsfaktoren b_i . Diese Faktoren beschreiben den verhältnismäßigen Einfluss der betrachteten Eingangsgröße auf die Effizienz des Prozesses. Hintergrund dabei ist, dass nicht alle Eingangsvariablen den gleichen Einfluss haben. Ein Beispiel hierfür ist die Nutzung von elektrischer Energie und Druckluft innerhalb eines Prozesses. In diesem Fall hat die Druckluft einen größeren Einfluss, da diese kostenintensiver und aufwendiger herzustellen ist. Abschließend wird der GPI nach (3) berechnet, welcher alle CPI's und damit auch alle PI's zusammenführt und somit die Effizienz eines Prozesses in Abhängigkeit aller Eingänge und Ausgänge repräsentiert. Hierbei ist zu beachten, dass ein Referenzsystem des betrachteten Prozesses nötig ist. Dieses Referenzsystem kann beispielsweise ein Simulationsmodell sein, mit welchem die benötigten CPI-Referenzwerte kalkuliert werden. In Bezug auf die verschiedenen Energiearten ist hierbei noch von Bedeutung, dass entweder die Leistung oder Energie als Ein- bzw. Ausgangsgröße betrachtet werden kann. Allerdings hat sich in ersten schematischen Untersuchungen gezeigt, dass die Leistung nicht in der Lage ist, alle Effizienzeinflüsse auf einen materialverarbeiteten Prozess zu repräsentieren. Aus diesem Grund liegt der aktuelle Forschungsschwerpunkt auf der Analyse der energiebasierten Kennzahlen. Da jedoch ebenfalls energietransformierende Prozesse, wie z. B. die Erzeugung von Druckluft, untersucht werden sollen, werden weiterhin auch die leistungsbasierten Kennzahlen Beachtung finden.

$$PI_{PP_k, In_i, Out_j} = \frac{Out_j}{In_i} \quad (1)$$

$$CPI_{PP_k, Out_j} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{b_i}{PI_{PP_k, In_i, Out_j}}} \quad (2)$$

$$GPI_{PP_k} = \frac{\sum_{j=1}^m \frac{Out_j}{CPI_{ref, Out_j}}}{\sum_{j=1}^m \frac{Out_j}{CPI_{Out_j}}} \quad (3)$$

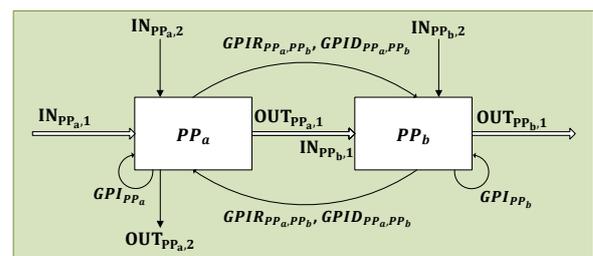
Der zweite Teil des Kennzahlensystems dient dazu, die Interdependenzen zwischen zwei Produktionsprozessen zu beschreiben. Hierzu werden die jeweiligen GPI's der Prozesse verwendet,

da diese einheitenlos sind und somit unterschiedliche Produktionsprozess mit einander verglichen werden können. Zur Beschreibung der Abhängigkeiten ergeben sich aktuell zwei Möglichkeiten. Zum einem kann der *Grade Performance Indicator Ratio (GPIR)* nach (4) oder der *Grade Performance Indicator Deviation (GPID)* nach (5) berechnet werden. Grundlegend ist für beide Kennzahlen zu beachten, dass es zwischen zwei Prozessen immer zwei Interdependenzkennzahlen gibt, da es sein kann, dass sich die Einflüsse unterscheiden, wie in Abbildung 1 dargestellt. Die ersten simulativen Untersuchungen haben hier gezeigt, dass beide Kennzahlen in der Lage sind die Interdependenzen adäquat abzubilden.

$$GPIR_{PP_a, PP_b} = \frac{GPI_{PP_a}}{GPI_{PP_b}} \quad (4)$$

$$GPID_{PP_a, PP_b} = 1 - \frac{GPI_{PP_a}}{GPI_{PP_b}} \quad (5)$$

Der aktuelle Stand des Forschungsvorhabens ist, dass die theoretische Entwicklung des Kennzahlensystems abgeschlossen ist. Weiterhin zeigen erste schematische, simulative Analysen, dass die Kennzahlen geeignet sind, die Effizienzen und Interdependenzen von Produktionsprozessen zu repräsentieren. In den nächsten Schritten soll die Produktionsanlage eines Industriepartners als Simulationsmodell implementiert werden und zur weiteren Analyse des Kennzahlensystems verwendet werden. Zusätzlich wird im Rahmen des Forschungsprojekts eine Multilevelsimulation entwickelt, welche die verschiedenen Simulationstools der jeweiligen Disziplinen verbindet. Im Rahmen dieser Multilevelsimulation wird eine weitere Analyse der Kennzahlen durchgeführt, wobei hier unter anderem auch die klassischen produktionstechnischen Zielgrößen Beachtung finden. Im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens soll zudem die Optimierung von Produktionssystemen auf Basis des entwickelten Kennzahlensystems untersucht werden.



Darstellung der schematischen Produktionsprozesskette, welche für die simulativen Untersuchungen verwendet wurde.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Janssen, Anton; Zhuang, Qikai; McGuinness, Sean; Poggi, Giorgio; Kubis, Andreas; Palazzo, Mirko; Arosin, Konstantin, Willieme, Jean-Marc: „Operating Experience with and Future Challenges for Coordinating Power Plant and Power System Protection“, CIGRE Science & Engineering Journal, Bd. 7, Februar 2017

Keune, B.; Rehtanz C.; Kleemann, M.; Lühring, U.; Jenau, F.; Skrbinjek, O.; Hipp, W.: „Messung Elektromagnetischer Wanderwellen und ihre Anwendung im intelligenten Stromverteilnetz“, 4. ETG-Fachtagung STE 2017 Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Aschaffenburg, 21. - 22. Februar 2017

Duan, Y.; Luo, L.; Li, Y.; Cao, Y.; Rehtanz, C.; Küch, M.: „Co-simulation of distributed control system based on JADE for smart distribution networks with distributed generations“, IET Generation, Transmission & Distribution, Special Issue: Interfacing Techniques for Simulation Tools in Smart Grid, Vol. 11, Iss. 12, pp. 3097-3105, 2017

Wohlfahrt, T.; Waniek, C.; Myrzik, J.M.A.: „Optimization Measures for Increased Immunity against High Frequency Disturbances and Reduced Emission in the Range of 2 kHz to 150 kHz Realized on Different LED Lamps“, ICREPQ 2017, Málaga, Spain, April 2017

Kays, J.; Seack, A.; Smirek, T.; Westkamp, F.; Rehtanz, C.: „The Generation of Distribution Grid Models on the Basis of Public Available Data“, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, Iss. 3, pp. 2346-2353, May 2017

Keune, B.; Rehtanz, C.; Morales, J.: „Autonomous Power System Topology Recognition With Distributed Wave Pulse Injection“, Cigre Symposium Dublin, Dublin, 29th May - 2nd June 2017

Hinker, J.; Hemkendreis, C.; Drewing, E.; März, S. Hidalgo Rodriguez, D.I.; Myrzik, J.M.A.: „A novel conceptual model facilitating the derivation of agent-based models for analyzing socio-technical optimality gaps in the energy domain“, Energy (Elsevier), Vol. 137, pp. 1219-1230, 2017

Holt, M.; Maasmann, J.; Rehtanz, C.: „Line Voltage Regulator Based on Magnetic-Controlled In-

ductors for Low Voltage Grids“, CIRED - 24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, UK, 12-15 June, 2017

Baum, G.F.; Lopez, S.; Olsina, F.G.; Blanco, G.; Rehtanz, C.: „Agent-based learning model for assessing strategic generation investments in electricity markets“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester, UK, June 18-22, 2017

Lopez, S.; Baum, G.F.; Olsina, F.G.; Blanco, G.; Rehtanz, C.: „Option Games applied for investment in power generation capacity“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

Hinker, J.; Myrzik, J.M.A.: „Portfolio Flexibility Plots: Matching thermo-electric demand and supply in planning and dispatch“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

Li, Y.; Zhou, Y.; Liu, F.; Cao, Y.; Rehtanz, C.: „Design and Implementation of Delay-Dependent Wide-Area Damping Control for Stability Enhancement of Power Systems“, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 8, No. 4, July 2017

Waniek, C.; Wohlfahrt, T.; Myrzik, J.M.A.; Meyer, J.; Schegner, P.: „Topology Identification of Electronic Mass-Market Equipment for Estimation of Lifetime Reduction by HF Disturbances above 2 kHz“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

Matthes, B.; Spieker, C.; Rehtanz, C.: „Flow-based parameter determination in large-scale electric power transmission systems“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

Kloubert, M.-L.; Rehtanz, C.: „Enhancement to the Combination of Point Estimate Method and Gram-Charlier Expansion Method for Probabilistic Load Flow Computations“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

v. Haebler, J.; Erlemeyer, F.; Rehtanz, C.; Blanco, G.: „Modelling of efficient distributed generation portfolios using a multiobjective optimization approach“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

Albrecht, M.; Robitzky, L.; Rehtanz, C.: „Selective and Decentralized Underfrequency Protection Schemes in the Distribution Grid“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

A. Spina, R. Palaniappan, D. Hilbrich, U. Häger, C. Rehtanz: „Comparison between CHIL Simulation and Hardware test of a Dynamic Power Flow Controller“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester, UK, June 18-22, 2017

Asmah, M. W.; Myrzik, J.M.A.; Baise R.; Ahunu B.: „Assessment of the Steady State Voltage Stability of the Ghanaian Transmission System with the Integration for Renewable Energy Sources“, International Power System Transients Conference, Seoul, 2017

Rehman, H.; Keune, B.: „Feature Extraction and Signal Classification of Traveling Wave Reflection Patterns for Line Fault Location“, PESS Power and Energy Student Summit 2017, Nuremberg, June 27–28 2017

Asmah, M. W.; Myrzik, J.M.A.; Baisie, R.; Ahunu, B. K.: „Strengthening the Ghanaian Transmission System to Accommodate Variable Renewable Energies“, IEEE PowerAfrica Conference, Accra, Ghana, 2017

Li, S.; Hilbrich, D.; Bonetti, A.; Paquin, J.-N.: „Evolution to model-based testing of protection systems and the publication of the IEC 60255-121 standard“, Protection, Automation and Control World Conference, Breslau, Poland, 2017

Böcker, B.; Kippelt, S.; Weber, C.; Rehtanz, C.: „Storage valuation in congested grids“, IEEE Transactions on Smart Grid (Volume: PP, Issue: 99)

Kubis, A.; Rehtanz, C.: „Application of a Combined Electro-Thermal Overhead Line Model in Power Flow and Time-Domain Power System Simulations“, IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 11, Issue 8, pp. 2041 - 2049, Juli 2017

Kneiske, T. M.; Braun, M.; Hidalgo Rodríguez, D. I.: „A new combined control algorithm for PV-CHP hybrid systems“, Applied Energy, July 2012, in Press

Hidalgo Rodríguez, D. I.; Myrzik, J.M.A.: „Economic Model Predictive Control for Optimal Operation of Home Microgrid with Photovoltaic-Combined Heat and Power Storage Systems“, IFAC-PapersOnLine, Volume 50, Issue 1, July 2017

Hinker, J.; Myrzik, J.M.A.: „Evaluation of ensured active power provision from highly flexible thermo-electric supply portfolios integrated by district heating systems“, IEEE PES General Meeting 2017, Chicago, Illinois, USA, July 2017

Keune, B.; Lühring, U.; Rehtanz C.; Jenau, F.; Morales, J.; Li, S.H.: „A non-communication Methodology for Distributed Network Topology Recognition“, 12th IEEE PES PowerTech Conference, Manchester UK, June 18-22, 2017

Wirtz, A.; Meißner, M.; Wiederkehr, P.; Myrzik, J.M.A.: „Simulation-assisted Investigation of the Electric Power Consumption of Milling Processes and Machine Tools“, Proceedings of the 11th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering - CIRP ICME '17, Gulf of Naples, Italy, 2017

Zhang, Z.; Xie, B.; Hu, S.J.; Li, Y.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Krause, O.: „Reactive Power Compensation and Negative-Sequence Current Suppression System for Electrical Railways with YNvd-Connected Balance Transformer? Part I: Theoretical Analysis“, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 32, No. 12. Dec. 2017

Xie, B.; Zhang, Z.; Li, Y.; Hu, S.J.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Krause, O.: „Reactive Power Compensation and Negative-Sequence Current Suppression System for Electrical Railways with YNvd-Connected Balance Transformer? Part II: Implementation and Verification“, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 32, No. 12. Dec. 2017

Mayorga Gonzalez, D.; Robitzky, L.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.: „Dynamic Behaviour of Distribution Networks with TSO-DSO Interconnection Power Flow Control“, 2017 IREP Symposium - Bulk Power Systems Dynamics and Control, Espinho, Portugal, August 2017

Robitzky, L.; Mayorga, D.; Kittl, C.; Strunck, C.; Zwartscholten, J.; Müller, S.C.; Häger, U.; Myrzik, J.; Rehtanz, C.: „Impact of Active Distribution Networks on Voltage Stability of Electric Power Systems“, 2017 IREP Symposium - Bulk Power Systems Dynamics and Control, Espinho, Portugal, August 2017

Waniek, C.; Wohlfahrt, T.; Myrzik, J.; Meyer, J.; Klatt, M.; Schegner, P.: „Supraharmonics: Root Causes and Interactions between Multiple Devices and the Low Voltage Grid“, 7th IEEE International Conference on Innovative Smart

Grid Technologies (ISGT Europe 2017), Torino, Italy, September 2017

Wohlfahrt, T.; Waniek, C.; Myrzik, J.; Meyer, J.; Schegner, P.: „Design Recommendations for Future Household Devices concerning their High Frequency Emission in the Range between 2 kHz and 150 kHz“, 7th IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe 2017), Torino, Italy, September 2017

Klein, D.; Hackstein, L.; Stütz, S.; Rehtanz, C.: „An Integrated Optimization Approach for Multi-Voltage Level Network Expansion Planning“, 7th IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe 2017), Torino, Italy, September 2017

Hinker, J.; Kippelt, S.; Myrzik, J.; Witte, N.; Heinzl, A.: „Assessment of Available Thermal Capacity of District Heating Systems for Increased Medium- and Short-Term Flexibility of Multi-Modal Power Systems“, 7th IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe 2017), Torino, Italy, September 2017

Janssen, A.; Kubis, A.; McGuinness, S.; Zhuang, Q.; Palazzo, M.; Willieme, J.-M.; Poggi, G.; Jones, K.: „Circuit Breaker Requirements for Out-of-Phase Switching“, CIGRE Winnipeg 2017 International Colloquium & Exhibition, Winnipeg, Canada, 30.09. - 06.10.2017

Jendernalik, L.; Giavarra, D.; Engels, C.; Hiry, J.; Kittl, C.; Rehtanz, C.: „Holistic network planning approach: enhancement of the grid expansion using the flexibility of network participants“, CIREN - Open Access Proceedings Journal, Volume 2017, Issue 1, 2017, p. 2312 - 2315, DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0061

Shapovalov, A.; Kittl, C.; Rehtanz, C.; Jendernalik, L.; Schneider, A. C.; Giavarra, D.: „Application of Time-Resolved Input Data for Smart Grid Simulation“, CIREN - Open Access Proceedings Journal, Volume 2017, Issue 1, 2017, pp. 2106 - 2109, DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0380

Nasiri, B.; Wagner, C.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Distribution Grid Planning Considering Smart Grid Technologies“, CIREN - Open Access Proceedings Journal, Volume 2017, Issue 1, 2017, p. 2228 - 2232, DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0991

Brüggemann, A.; Görner, K.; Rehtanz, C.: „Evaluation of extended Kalman filter and particle filter approaches for quasi-dynamic distribution system

state estimation“, CIREN - Open Access Proceedings Journal, Volume 2017, Issue 1, October 2017, p. 1755 – 1758

Wang, W.; Li, Y.; Cao, Y.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Adaptive Droop Control of VSC-MTDC System for Frequency Support and Power Sharing“, IEEE Transactions on Power Systems, DOI 10.1109/TPWRS.2017.2719002, 2017

Jablkowski, B.; Kuech, M.; Dorsch, N.; Kubis, A.; Spinczyk, O.; Wietfeld, C.; Rehtanz, C.: „vGridLab - A Testbed for Virtualized Smart Grids“, Computer Science Research and Development (2017), Springer-Verlag, Germany 2017, DOI 10.1007/s00450-017-0368-1

Hiry, Johannes; Kittl, Chris; Hagemann, Zita; Rehtanz, Christian: „Das Potential spannungsebenenübergreifender Zeitreihensimulationen für die Verteilnetzplanung“, Smart Energy 2017, „Dezentrale Systeme - Wie smart ist die schöne neue Energiewelt?“, vwh Verlag, Glückstadt, November 2017

Robitzky, L.; Weckesser, T.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Van Cutsem, T.: „Agent-based Identification and Control of Voltage Emergency Situations“, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. PP, no. PP, November 2017

Sathanathan, S.; Hoetker, P.; Gamrad, D.; Katterbach, D.; Myrzik, J.M.A.: „Realizing digital transformation through a digital business design process“, Joint CTTE and CMI conference 2017: Internet of Things – Business Models, Users, and Networks, Copenhagen, Denmark, 2017

Wagner, C.; Kittl, C.; Kippelt, S.; Rehtanz, C.: „A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning“, Tagungsband des International ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, Germany, p. 93 - 98, ISBN: 978-3-8007-4505-0

Kippelt, S.; Wagner, C.; Rehtanz, C.: „Consideration of New Electricity Applications in Distribution Grid Expansion Planning and the Role of Flexibility“, Tagungsband des International ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, Germany, p. 266 - 271, ISBN: 978-3-8007-4505-0

Hidalgo Rodríguez, D. I.; Hoffmann, S.; Adelt, F.; Myrzik, J.; Weyer, J.: „A Socio-Technical Simulation Framework for Collaborative Management in Power Distribution Grids“, Tagungsband des International ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, Germany, ISBN: 978-3-8007-4505-0

Hinker, J.; Witte, N.; Myrzik, J.; Heinzl, A.: „Visualization techniques for the on-line monitoring and provision of available operating reserve from massive distributed co-generation in multi-modal power systems“, Tagungsband des International ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, Germany, ISBN: 978-3-8007-4505-0

Hilbrich, D.; Rehtanz, C.: „Application-Oriented Testing Approach for Distance Protection Systems based on IEC 61970“, Tagungsband des International ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, Germany, ISBN: 978-3-8007-4505-0

Albrecht, M; Horenkamp W.; Palaniappan, R; Hilbrich, D; Bauernschmitt, B; Keune, B.; Rehtanz, C.: „Decentralized Frequency Stabilization in Grids with a High Share of Renewable Energies“, Tagungsband des International ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, Germany, ISBN: 978-3-8007-4505-0

Meißner, M.; Wirtz, A.; Myrzik, J.M.A.: „Modeling of Power Profiles of Milling Machines for the Use in Factory Models to Optimize Energy Efficiency“, 2017 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management, Singapur, 2017

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. S. Rüberg: „Strategische Netzausbauplanung in vermaschten Drehstromnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Hochspannungsgleichstromübertragung“, TU Dortmund, 24.07.2017

Dr.-Ing. S. Kippelt: „Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbaren Energien“, TU Dortmund, 15.11.2017

Dr.-Ing. A. Kubis: Methodik zur Bewertung und Verbesserung von Systemen zur thermischen Überwachung von Freileitungen“, TU Dortmund, 21.11.2017

Dr.-Ing. B. M. Keune: „Wanderwellenanalyse und ihr Beitrag zur Entwicklung adaptiver Systeme für die Fehlerortung im intelligenten Stromnetz“, TU Dortmund, 20.12.2017

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „Innovative Energiesysteme – Vom Netz bis zur Anwendung“, 10.11.2017

Dr.-Ing. Herbert Wohlfahrt: „Leistungspendelungen in Energienetzen – Stand der Technik“

Dr.-Ing. Franz Eickhoff, DEKRA EXAM GmbH, Bochum: „Elektrischer Explosionsschutz“

Dr.-Ing. Andreas Kubbe, SMS Mevac GmbH, Essen: „Anlagenbau für die Stahlindustrie: Erfahrungsbericht Pfannenofen“

Dr. Jan Fritz Rettberg, Institut ie³, TU Dortmund: „Elektromobilität – Wie entwickelt sich der Markt und wie wirkt sich das auf die Netze aus?“

Doktoranden-Seminar des ie³

M. Sc. Sergio Felipe Contreras Paredes, Institut ie³, TU Dortmund: „Multi-objective optimal reactive power planning of Microgrids with high penetration of intermittend nature generation and modern storage systems“, 06.01.2017

M. Sc. Florian Rewald, Institut ie³, TU Dortmund: „IDEAL - Impedanzregler und dezentrales Engpassmanagement zur autonomen Leistungsflusskoordinierung“, 13.01.2017

M. Sc. Matthias Meißner, Institut ie³, TU Dortmund: „Graduiertenkolleg – Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexen Umfeld“, 13.01.2017

Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt, Institut ie³, TU Dortmund: „i-Automate - Modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für zukünftige aktive elektrische Energienetze“, 20.01.2017

M. Sc. Johannes Hiry, M. Sc. Zita Hagemann, M. Sc. Chris Kittl, Institut ie³, TU Dortmund: „Agent.GridPlan - Agent-based simulation for a holistic planning process of distribution networks with an optimized action recommendation, taking into account the age structure of the existing equipment“, 27.01.2017

- Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund:* „Transportnetze als zukunftssichernde Infrastruktur im Industrieland NRW“, 03.02.2017
- M. Sc. Lena Robitzky, Institut ie³, TU Dortmund:* „Agent-based Identification and Control of Voltage Emergency Situations“, 10.02.2017
- M. Sc. Mara Holt, Institut ie³, TU Dortmund:* „In-LiNe - Innovative Line Voltage Regulation in the Low Voltage Network“, 17.02.2017
- Dr.-Ing. Kalle Rauma, Institut ie³, TU Dortmund:* „Smart Grid Technology Lab“, 17.02.2017
- Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund:* „Interdependent ICT and Power System State Classification for Multi-Modal Energy Systems“, 24.02.2017
- Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund:* „Analysis of Long-Term Voltage Stability in Hybrid Power Systems under Consideration of Changing System Dynamics and Underlying Multi-Modal Active Distribution Networks“, 24.02.2017
- Dr.-Ing. Sven Christian Müller, logarithmo GmbH, Dortmund:* „logarithmo – Einfacher Transfer von Entwicklungen aus der Forschung in die Industrie“, 24.02.2017
- M. Sc. Alfio Spina, M. Sc. Fabian Erlemeyer, Institut ie³, TU Dortmund:* „DesigNetz“, 03.03.2017
- M. Sc. Chris Kittl, M. Sc. Džanan Sarajlic, Institut ie³, TU Dortmund:* „Introducing SimBench - Data pool for a consistent evaluation of innovative approaches in the field of network analysis, planning and operation“, 10.03.2017
- Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik, Institut ie³, TU Dortmund:* „Development of Novel Control Strategies and Equivalent Models for Wide-Area Interconnected Hybrid and Multimodal AC-DC Power Systems“, 17.03.2017
- Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik, Institut ie³, TU Dortmund:* „Novel methods and models for the analysis of harmonic instabilities in distribution grids with a high penetration of power electronics“, 17.03.2017
- M. Sc. Stefan Dalhues, Institut ie³, TU Dortmund:* „Corrective agent-based wide-area congestion management using HVDC transmission lines“, 24.03.2017
- Prof. Sami Repo, Tampere University of Technology, Finland:* „Electric Power Systems and Smart Grids – Research at Tampere University of Technology“, 31.03.2017
- M. Sc., Sergio Felipe Contreras Paredes, Institut ie³, TU Dortmund:* „An overview of the Colombian and Latin America power system“, 21.04.2017
- M. Sc. Stefan Kippelt, Institut ie³, TU Dortmund:* „Distributed Storage Systems for DSOs as Alternative to Grid Expansion Measures“, 28.04.2017
- Dr.-Ing. Marco Greve, Institut ie³, TU Dortmund:* „BW Verteilnetzstudie“, 05.05.2017
- M. Sc. Chris Kittl, Institut ie³, TU Dortmund:* „Application of Time-Resolved Input Data for Smart Grid Simulation“, 12.05.2017
- M. Sc. Rajkumar Paniappan, Institut ie³, TU Dortmund:* „Voltage Control in Distribution grids“, 19.05.2017
- M. Sc. Dominic Hilbrich, Institut ie³, TU Dortmund:* „Application oriented testing of innovative protection and control systems“, 02.06.2017
- M. Sc. Marvin Albrecht, Institut ie³, TU Dortmund:* „Selective and Decentralized Underfrequency Protection Schemes in the Distribution Grid“, 09.06.2017
- M. Sc. Alfio Spina, Institut ie³, TU Dortmund:* „Comparison between CHIL simulation and hardware test of a Dynamic Power Flow Controller“, 09.06.2017
- M. Sc. Marilyn Winifried, Institut ie³, TU Dortmund:* „Assessment of the Steady State Voltage Stability of the Ghanaian Transmission System with the Integration of Renewable Energy Sources“, 23.06.2017
- M. Sc. Diego Iván Hidalgo Rodríguez, Institut ie³, TU Dortmund:* „Economic Model Predictive Control for Optimal Operation of Home Microgrid with Photovoltaic-Combined Heat and Power Storage Systems“, 30.06.2017
- M. Sc. Björn Matthes, Institut ie³, TU Dortmund:* „Flow-Based Parameter Determination in Large-Scale Electric Power Transmission Systems“, 07.07.2017
- Xiaoqiang Nan, State Grid Shanxi Electric Power Company, China:* „Herausforderungen bei State Grid Shanxi Electric Power Company“, 14.07.2017
- M. Sc. Marie-Louise Kloubert, Institut ie³, TU Dortmund:* „Transmission Grid Planning Considering Uncertainties“, 21.07.2017

Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann, Institut ie³, TU Dortmund: „Plug'n'Play in Smart Grids: Identification and Control of Electric Vehicles in Low Voltage Grids“, 28.07.2017

M. Sc. Jonas Hinker, Institut ie³, TU Dortmund: „Dynamische Effekte in Fernwärme-Systemen: Können diese sinnvoll als thermischer Speicher genutzt werden?“, 04.08.2017

M. Sc. Oliver Pohl, Institut ie³, TU Dortmund: „Recent Work in IDEAL: Predicting the Effect of Impedance Controllers“, 11.08.2017

M. Sc. Daniel Mayorga, Institut ie³, TU Dortmund: „Dynamic Behaviour of Distribution Networks with DSO-TSO Interconnection Power Flow Control“, 25.08.2017

M. Sc. Lena Robitzky, Institut ie³, TU Dortmund: „Impact of Active Distribution Networks on Voltage Stability of Electric Power Systems“, 25.08.2017

Dr.-Ing. Björn Keune, Institut, ie³, TU Dortmund: „Wanderwellenanalyse und ihr Beitrag zur Entwicklung adaptiver Systeme für die Fehlerortung im intelligenten Stromnetz“, 01.09.2017

Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt, Institut ie³, TU Dortmund: „Design Recommendations for Future Household Devices concerning their High Frequency Emission in the Range between 2 kHz and 150 kHz“, 15.09.2017

M. Sc. Christian Waniek, Institut, ie³, TU Dortmund: „Supraharmonics: Root Causes and Interactions between Multiple Devices and the Low Voltage Grid“, 15.09.2017

M. Sc. Dennis Klein, Institut ie³, TU Dortmund: „An Integrated Optimization Approach for Multi-Voltage Level Network Expansion Planning“, 22.09.2017

M. Sc. César García Veloso, UPC Barcelona: „Real Time Voltage and Thermal Management of Low Voltage Distribution Networks through Plug-In Electric Vehicles“, 22.09.2017

M. Sc. Michael Steglich, Institut ie³, TU Dortmund: „Climate and resource protection for sustainable economic development in Ghana – Smart 24/7 Energy Management System“, 29.09.2017

M. Sc. Marcel Klaes, Institut ie³, TU Dortmund: „Interdependent ICT and Power System State Estimation for Multi-modal Energy Systems“, 06.10.2017

M. Sc. Christian Wagner, Institut ie³, TU Dortmund: „Smart Planning – Optimal planning of future distribution networks under consideration of Smart Grids and Smart Markets“, 13.10.2017

M. Sc. Chonggan Liang, Hunan University, China: „Harmonic Elimination with Integrated Inductors and Parallel Delta Filterings, Windings and Noise Reduction with Absorption Shunt Capacitors for Rectifier Transformers“, 20.10.2017

M. Sc. Christoph Strunk, Džanan Sarjlic, Institut ie³, TU Dortmund: „MathEnergy - Mathematical key techniques for energy networks in change“, 27.10.2017

M. Sc. Simon Hintzen, ie³, TU Dortmund: „Fraunhofer-Performance-Center Dynaflex“, 03.11.2017

Suthamathy Sathanathan, Evonik: „Realizing digital transformation through a digital business model design process“, 17.11.2017

M. Sc. Christian Wagner, Institut ie³, TU Dortmund: „A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches“, 24.11.2017

M. Sc. Dominik Hilbrich, Institut ie³, TU Dortmund: „Decentralized Frequency Stabilization in Grids with a High Share of Renewable Energies“, 24.11.2017

M. Sc. Diego Iván Hidalgo Rodríguez, Institut ie³, TU Dortmund: „A Socio-Technical Simulation Framework for Collaborative Management in Power Distribution Grids“, 24.11.2017

M. Sc. Dominik Hilbrich, Institut ie³, TU Dortmund: „Anwendungsorientierte Distanzschutzprüfung basierend auf IEC 61970“, 24.11.2017

M. Sc. Jonas Hinker, Institut ie³, TU Dortmund: „Visualisierungskonzepte für die Verfügbarkeit und Qualität der Freiheitsgrade sektorgekoppelter Systeme“, 24.11.2017

Herbert Rojas, Universidad Distrital and Universidad de Colombia: „Advanced techniques for the treatment and processing of electromagnetic field signals generated by lightnings“, 01.12.2017

Dr.-Ing. Stefan Kippelt, Institut ie³, TU Dortmund: „Flexibility – from bottom-up to top-down“, 08.12.2017

Camilo Cortes, Universidad Nacional de Colombia: „EMC Research group of the National University of Colombia“, 15.12.2017

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

C. Rehtanz: „Stabile Erbringung von Systemdienstleistungen aus dezentralen Anlagen“, VDE ETG Tagung 'Systemdesign', Kassel, 19.01.2017

C. Rehtanz: „Transportnetze als zukunftssichernde Infrastruktur im Industrieland NRW“, Fachkongress Zukunftsenergien, e-World, Essen, 07.02.2017

B. Keune: „Messung Elektromagnetischer Wanderwellen und ihre Anwendung im intelligenten Stromverteilnetz“, 4. ETG-Fachtagung STE 2017 Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Aschaffenburg, 22.02.2017

C. Rehtanz: „German Energiewende - Targets and Flexibility in Market and Grid“, Kolloquium Univ. de Chile, Santiago de Chile, Chile, 02.03.2017

C. Rehtanz: „German Energiewende - Targets and Flexibility in Market and Grid“, Kolloquium Univ. de San Juan, San Juan, Argentinien, 06.03.2017

U. Häger: „Overview on Future Provision of Ancillary Services in Europe“, Kolloquium Univ. de San Juan, San Juan, Argentinien, 07.03.2017

J. Maasmann: „Sektorenkopplung, Smart Grid und Elektrische Mobilität“, IRES Conference 2017, Düsseldorf, 15.03.2017

C. Rehtanz, C. Wietfeld: „SyncFuel – Synchronisierter Eigenstrom für die Ladung von Elektrofahrzeugen“, Parlamentarischer Abend, Berlin, 27.04.2017

J. Maasmann: „SyncFuel - Synchronisierter Eigenstrom für die Ladung von EVs“, Projektleitertreffen Modellregion EMob Rhein-Ruhr, Düsseldorf, 16.05.2017

C. Rehtanz: „Self-organization and autonomous functions in distribution substations interacting with next generation distribution control centers“, International Workshop on Electric Power Control Centers (EPCC), Wiesloch, 17.05.2017

C. Kittl: „Application of Time-Resolved Input Data for Smart Grid Simulation“, 24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, 15.06.2017

J. Hinker: „Portfolio Flexibility Plots: Matching thermo-electric demand and supply in planning

and dispatch“, IEEE PES PowerTech 2017, Manchester, UK, 19.06.2017

C. Waniek: „Topology Identification of Electronic Mass-Market Equipment for Estimation of Lifetime Reduction by HF Disturbances above 2 kHz“, IEEE PES PowerTech 2017, Manchester, UK, 20.06.2017

A. Spina: „Comparison between CHIL Simulation and Hardware test of a Dynamic Power Flow Controller“, IEEE PES PowerTech 2017, Manchester, UK, 22.06.2017

M. W. Asmah: „Assessment of the Steady State Voltage Stability of the Ghanaian Transmission System with the Integration of Renewable Energy Sources“, IPST Conference 2017, Seoul, Süd-Korea, 26.06.2017

M. W. Asmah: „Strengthening the Ghanaian Transmission System to Accomodate Variable Renewable Energies“, IEEE PowerAfrica Conference, Accra, Ghana, 28.06.2017

D.I. Hidalgo Rodríguez: „Economic Model Predictive Control for Optimal Operation of Home Microgrid with Photovoltaic-Combined Heat and Power Storage Systems“, IFAC 2017 World Congress, Toulouse, France, 12.07.2017

J. Hinker: „Evaluation of ensured active power provision from highly flexible thermo-electric supply portfolios integrated by district heating systems“, IEEE PES General Meeting, Chicago, IL, USA, 19.07.2017

R. Palaniappan: „Recent developments in Electric power systems in Germany with a focus on research projects at the Institute ie³ in TU Dortmund“, Research Kolloquium at Indian Institute of Technology Madras, Chennai, India, 29.08.2017

D. Mayorga Gonzalez: „Dynamic Behavior of Distribution Networks with TSO-DSO Interconnection Power Flow Control“, IREP 2017 - Bulk power system dynamics and control symposium, Espinho, Portugal, 30.08.2017

L. Robitzky: „Impact of active distribution networks on voltage stability of electric power systems“, IREP 2017 - Bulk power system dynamics and control symposium, Espinho, Portugal, 30.08.2017

C. Rehtanz: „Einfluss der Sektorenkopplung auf die Stromnetzentwicklung“, Jahrestagung Kompetenzentrum Systemtransformation, Energieagentur NRW, Düsseldorf, 18.09.2017

J. Maasmann: „Eigenverbrauchs-Roaming für die Elektromobilität“, VDI Fachkonferenz - Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, Baden-Baden, 27.09.2017

C. Waniek: „Supraharmonics: Root Causes and Interactions between Multiple Devices and the Low Voltage Grid“, IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, 27.09.2017

T. Wohlfahrt: „Design Recommendations for Future Household Devices concerning their High Frequency Emission in the Range between 2 kHz and 150 kHz“, IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, 27.09.2017

D. Klein: „An Integrated Optimization Approach for Multi-Voltage Level Network Expansion Planning“, IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, 28.09.2017

J. Hinker: „Assessment of Available Thermal Capacity of District Heating Systems for Increased Medium- and Short-Term Flexibility of Multi-Modal Power Systems“, IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, 29.09.2017

J.M.A. Myrzik: „Modernization of the electric power system: Energy efficiency and Power quality“, Workshop Univ. Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 03.10.2017

U. Häger: „The Energy Transition in Transmission and Distribution Networks“, Workshop Univ. Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 03.10.2017

D.I. Hidalgo Rodríguez: „Coupling the heating and the electric sector for the energy transition“, Workshop Univ. Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 04.10.2017

M. Küch: „vGridLab - A Testbed for Virtualized Smart Grids“, D-A-CH+ Energieinformatik 2017, Lugano, Schweiz, 05.10.2017

C. Rehtanz: „Integration of Energy Sectors and its Impact on Power Grids“, Invited Keynote, IEEE SmartGridsCom, Dresden, 24.10.2017

U. Häger: „DYNAFLEX - Sektorenkopplung in der Strommarkt- und Stromnetzsimulation“, Fachtagung der FhG UMSICHT: Energie im Wandel - CO₂-Neutralität durch Sektorenkopplung, Oberhausen, 09.11.2017

J. Hiry: „Generierung von Verteilnetzmodellen anhand öffentlich verfügbarer Daten“, Inteever-Workshop "Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien", Frankfurt am Main, 14.11.2017

C. Wagner: „A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches“, ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, 28.11.2017

D. Hilbrich: „Anwendungsorientierte Distanzschutzprüfung basierend auf IEC 61970“, ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, 29.11.2017

D. Hilbrich: „Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien“, ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, 29.11.2017

D.I. Hidalgo Rodríguez: „A Socio-Technical Simulation Framework for Collaborative Management in Power Distribution Grids“, ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, 29.11.2017

J. Hinker: „Visualization techniques for the on-line monitoring and provision of available operating reserve from massive distributed co-generation in multi-modal power systems“, ETG Congress 2017, November 28-29, Bonn, 29.11.2017

M. Meißner: „Modeling of Power Profiles of Milling Machines for the Use in Factory Models to Optimize Energy Efficiency“, IEEE 2017 International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management, Singapore, 11.12.2017

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Demming, M.: „Entwicklung und Implementierung einer Verfahrenskette zur Kategorisierung von Netzdaten und Versorgungsaufgaben“, Januar 2017

Krämer, S.: „Anbindung von urbanen Energieerzeugern und -speichern an ein verteiltes System zum Energiemanagement unter Betrachtung der Informationssicherheit“, Februar 2017

Rehman, H.: „Feature Extraction and Signal Classification of Wave Pulse Reflection Patterns“, März 2017

Ngongang Ngontio, M.: „Erweiterung einer agentenbasierten Simulationsumgebung um die Berücksichtigung von topologischen Anpassungsmöglichkeiten“, März 2017

Oehler, D.: „Modellierung einer risikobasierten Priorisierung technischer Handlungsbedarfe bei einem Netzbetreiber“, März 2017

Niewerth, C.: „Ansteuerung eines Energiespeichersystems über einen Mikrocontroller zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen“, März 2017

Strunck, C.: „Konzeptionierung einer zentralen Spannungsregelung im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung der Regelflexibilitäten unterlagerter Verteilnetze“, März 2017

Hintzen, S.: „Konzeptionierung und Implementierung eines agentenbasierten Marktmodells unter Berücksichtigung des konventionellen Kraftwerksparks“, April 2017

Hötker, P.: „Systemtechnische Analyse des Einsatzes von digitalen Technologien für Versorgungsbetriebe im chemischen Verbund“, Mai 2017

Hadi, A.: „Automated type tests for protection devices according to IEC 60255-121: Dynamic performance, performance with harmonics and performance during off-nominal frequency“, Mai 2017

Brandt, E.: „Entwicklung und Funktionstest einer Betriebsunterstützung für den Einsatz von SRL durch den LFR bei Amprion“, Juni 2017

Schneider, J.: „Analyse von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz bei eigenverbrauchsoptimierten Batteriespeichern an einem Beispiel im Gebiet der Westnetz GmbH“, Juli 2017

Knappe, H.: „Auslegung und Bewertung multimodaler Anlagenportfolios“, Juli 2017

Marin, M.: „Analyse und Modellierung einer Verteilungsfunktion zur Anpassung der Netzentgelt-systematik“, Juli 2017

Peters, V.: „Entwicklung und Bewertung von Konzepten zur Ausgestaltung der BDEW-Ampelphasen im Designnetz-Demonstrator ‚Smart Station‘“, Juli 2017

Gossmann, S.: „Entwicklung einer Einzelphasen-Regelung für Niederspannungslängsregler“, Juli 2017

Rehman, Z.U.: „Topology Identification of Electrical Power Systems with Time Domain Reflectometry“, August 2017

Aajour, A.: „Dynamische Modellierung zur transienten Stabilitätsanalyse des Übertragungsnetzes von Ghana“, September 2017

Liemann, S.: „Grundsatzuntersuchungen zum Verhalten Umrichter-gekoppelter Erzeugung bei störungsbedingten Netzauftrennungen im Kontinentaleuropäischen Verbundsystem“, September 2017

Brinkmann, S.: „Echtzeitsimulation eines Niederspannungsnetzes zur Einbindung in eine Smart Grid Versuchsumgebung“, September 2017

Poensgen, R.: „Konzeptionelle Entwicklung eines Modells zur Gestaltung von Smart Contracts für Peer-to-peer Abrechnungssysteme im Bereich Elektromobilität“, September 2017

Grützner, A.: „Modellierung unsicherer Rahmenbedingungen zur Einsatzoptimierung von Stromspeichern“, Oktober 2017

Schütz, F.: „Analyse von Batteriespeicherprojekten der Westnetz GmbH zur Optimierung der Speicherassets und Ausleseroutinen sowie Evaluation von Batteriemodellen“, Oktober 2017

Jütte, S.: „Untersuchung und Szenarienbildung für einen selektiven Unterfrequenzschutz“, Oktober 2017

Ruether, C.: „Entwicklung und Bewertung verschiedener Algorithmen zur Spitzenkappung in der Verteilnetzplanung“, Oktober 2017

Schacht, G.: „Entwicklung eines Demonstrators zur Simulation von Lastabwurfkonzepten und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen“, Oktober 2017

Liere-Netheler, I.: „Analyse und Bewertung von Flexibilitätsoptionen aus dem Verteilnetz“, Oktober 2017

Hachenberger, J.: „Entwicklung einer Methodik zur szenariobasierten Charakterisierung der Flexibilität aktiver Verteilnetze zur spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung“, November 2017

Schmid, D.: „Konzeptionierung und agentenbasierte Modellierung eines innovativen Netzbetriebsagenten unter Berücksichtigung eines regionalen Flexibilitätmarktes“, November 2017

Kemper, J.: „Implementierung eines Optimal Power Flow-Algorithmus zur Zustandsregelung in aktiven Verteilnetzen“, November 2017

Gallus, M.: „Techno-ökonomische Analyse und Modellierung von Flexibilitätspotenzialen im Verteilnetz“, Dezember 2017

König, J.: „Analyse und Modellierung der statischen und dynamischen Spannungsabhängigkeit eines exemplarischen Verteilnetzes mit hoher Durchdringung Erneuerbarer Energien“, Dezember 2017

Osterholt, B.: „Parallele Berechnung von leistungselektronischen Modellen für Echtzeitsimulationen in Übertragungsnetzen“, Dezember 2017

Schlüter, B.: „Untersuchung innovativer Netzwiederaufbaukonzepte“, Dezember 2017

Brechmann, J.: „Entwicklung einer Methodik zur Optimierung des Asset Managements durch Auswertung von Mess- und Betriebsdaten in Windparks“, Dezember 2017

6.2 Bachelorarbeiten

Lueg, T.: „Ansteuerung eines Batteriespeichersystems über ein Echtzeitsystem“, Januar 2017

König, M.: „Modellierung eines dynamischen Referenznetzes zur echtzeitfähigen Simulation von Multiagentensystemen“, Januar 2017

Schade, C.: „Vergleich verschiedener Phosphor-Rückgewinnungsverfahren aus Klärschlammverbrennungssasche“, Februar 2017

Eifert, N.: „Kurzzeitprognoseverfahren der Haushaltslast für lokale Energiemanagementsysteme“, Februar 2017

Neumann, T.: „Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffwirtschaft in der Region Hamburg-Untere Elbe - Wirtschaftlichkeit und Potenziale“, Februar 2017

Bimczok, N.: „Analyse der Umsetzbarkeit und Potenziale eines selektiven Unterfrequenzschutzes in der Niederspannungsebene“, März 2017

Massalski, L.: „Definition und Beschreibung von Versorgungsaufgaben im Niederspannungsnetz“, März 2017

Tewes, P.: „Entwicklung einer Investitionsstrategie für Wasserkraftwerke am Beispiel des Kraftwerks Kettwig“, April 2017

Brenne, C.: „Analyse und Bewertung von Flexibilitätsoptionen in der Energiesystemanalyse“, April 2017

Peper, Jan: „Analyse und Modellierung des Betriebsverhaltens eines Biomassekraftwerkes zur agentenbasierten Netzausbauplanung“, April 2017

Lenz, Lukas: „Analyse und Modellierung des Betriebsverhaltens von Nano-/Mini-Blockheizkraftwerken zur agentenbasierten Netzausbauplanung“, April 2017

Grunert, F.: „Identifikation der thermischen und elektrischen Versorgungsaufgabe in städtischen Quartieren anhand von öffentlich verfügbarem Kartenmaterial“, April 2017

Biele, C.: „Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs in der Ortsnetzstation“, Mai 2017

Betz, P.: „Vergleichende Wirtschaftlichkeitsuntersuchung alternativer Testsysteme für EMV Messungen an Umrichtern in Fahrzeug- und Industrieanwendungen“, Juni 2017

Gabrielksi, J.: „Analyse und Vergleich von Berechnungsmethoden für eine realitätsnahe Berechnung erzeugter Energie aus Sonneneinstrahlung“, Juni 2017

Knapstein, L.: „Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung von Flexibilitätspotentialen im Verteilnetz unter Berücksichtigung eingeschränkter Beobachtbarkeit“, Juli 2017

Messler, N.: „Entwicklung von Netzmodellen und Simulationsszenarien für die Untersuchung von virtuellen Direktleitungen am Beispiel Elektromobilität“, Juli 2017

Witkowski, S.: „Vergleichende Analyse von Optionen zur Ausweitung der Energiewende auf den Wärmebereich durch Sektorkopplung“, August 2017

Lenz, P.: „Analyse der Anwendbarkeit künstlicher Intelligenz zur Verbesserung der Funktionsweise von regelbaren Ortsnetzstationen“, August 2017

Ceschlaw, J.-N.: „Implementierung und Validierung eines State Estimation Algorithmus für den Echtzeitsimulator“, August 2017

Teodosic, M.: „Anwendung einer adaptiven State Estimation zur Bewertung von Flexibilitätspotentialen im Verteilnetz“, August 2017

6.3 Projektarbeiten

Kuznetsova, E.; Yildirim C.: „Integration steuerbarer Lasten und dezentraler Erzeugungseinheiten zur Frequenzstabilisierung“, April 2017

Cui, X.; Güney, C.; Luo, X.; Niewerth, O.; Pourhamzeh, H.; Zeng, L.: „Testbed for ICT-Based Smart Grid Applications“, Juli 2017

Maaß, L.: „Agentenbasierte Modellierung von Großkraftwerken unter Beachtung technologie-spezifischer Randbedingungen und individueller ökonomischer Entscheidungsfindung“, Oktober 2017

Brack, M.: „Optimierung eines Großbatteriesystems im Rahmen der Erbringung von Primärregelleistung“, Oktober 2017

Landwehr, J.: „Literaturbekannte Planungsvorgaben für BHKW und deren praktische Umsetzung in der Objektversorgung“, November 2017

Hoffmann, T.: „Implementierung und Bewertung des Hachtel's-Augmented-Matrix-Ansatzes zur State-Estimation im Verteilnetz“, Dezember 2017

Funke, A.: „Erweiterung und Validierung eines Spannungsregelungsalgorithmus für Messgeräte mit Hardware-in-the-Loop Simulation“, Dezember 2017

Ahlmann, R.; Albert, J. J.; Gatto, D.; Ressel, B.; Schmitz, L.; Weischenberg, M.; Yazdi, M.; Zheng, H.: „Weiterentwicklung einer Forschungs- und Entwicklungsplattform für Netzschutzanwendungen“, November 2017

7. Promotionen

Strategische Netzausbauplanung in vermaschten Drehstromnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Dr.-Ing. Sven Rüberg

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Mündl. Prüfung: 24.07.2017

Gegenstand der Arbeit ist die strategische Netzausbauplanung in vermaschten Drehstromnetzen unter besonderer Berücksichtigung der HGÜ. Vorgelegt wird eine Methodik, anhand derer wirkleistungsbedingter Netzausbaubedarf in einem Energieversorgungssystem effizient mittels vorwiegender Verwendung der HGÜ behoben werden kann. Aufbauend auf einer Sensitivitätsanalyse werden alle Knoten eines Netzes hinsichtlich ihrer wirk- und blindleistungsbezogenen Eignung zum Anschluss eines HGÜ-Umrichters untersucht. Hierbei werden auch Stabilitätsinformationen aus nicht-konvergenten Netznutzungs- und (N-1)-Fällen ausgewertet, die mittels Modalanalyse der Jacobi-Matrix der Leistungsflussgleichungen gewonnen werden. Die Berücksichtigung der an den Netzknoten maximal möglichen Leistungsänderungen führt abschließend zu einer vereinheitlichten, komplexwertigen Knotengüte, die die Klassifizierung der ermittelten HGÜ-Anschlussknoten in Gleich- und Wechselrichter-knoten ermöglicht. Die vorgenannte Ableitung einer vereinheitlichten Knotengüte wird ergänzt durch

eine Methodik zur Ermittlung der optimalen Wirk- und Blindleistungsbetriebspunkte der HGÜ-Umrichter mittels eines Optimierungsalgorithmus. Die entwickelte Zielfunktion stellt sicher, dass dem HGÜ-Netz nur so viel Wirkleistung entnommen wird, wie zur Behebung des Netzausbaubedarfes notwendig ist. Hierdurch wird eine Überdimensionierung der projektierten HGÜ-Netzebene vermieden. Zusätzlich wird eine heuristische Methode zur Vernetzung der HGÜ-Knoten und zur Optimierung des dynamischen Systemverhaltens präsentiert. Die vorgeschlagene Methodik wird auf ein wissenschaftliches Benchmark-Netz angewendet. Die so erzielten Ergebnisse werden mittels stationärer und dynamischer Sicherheitsbewertung dem konventionellen Netzausbau gegenübergestellt. Es kann gezeigt werden, dass die vorgeschlagene Methodik geeignet ist, wirkleistungsbedingten Netzausbaubedarf in Energieversorgungssystemen effektiv zu beheben und zudem das dynamische Systemverhalten positiv zu beeinflussen.

Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien

Dr.-Ing. Stefan Kippelt

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Christoph Weber

Mündl. Prüfung: 15.11.2017

Die Flexibilität der elektrischen Leistung ist eine wesentliche Eigenschaft elektrischer Energiesysteme, die zum Ausgleich absehbarer oder unvorhergesehener Schwankungen von Stromerzeugung und -verbrauch benötigt wird. Durch den steigenden Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung entsteht somit auch ein erhöhter

Bedarf an betrieblicher Flexibilität. Zeitgleich sorgt der Rückbau konventioneller Kraftwerke zu einem verminderten Flexibilitätsangebot, wodurch zukünftig die Erschließung neuer Quellen betrieblicher Flexibilität notwendig wird.

Durch die zunehmende Elektrifizierung fossiler Anwendungen wie der Mobilität oder der Wärmegewinnung stehen im Energiesystem jedoch auch eine steigende Anzahl sogenannter dezentraler Flexibilitätsoptionen zur Verfügung.

Im Rahmen der deutschen Energiewende entsteht somit einerseits ein zusätzlicher Bedarf an betrieblicher Flexibilität. Andererseits stehen durch die zunehmende Elektrifizierung und Sektorkopplung neue Erbringer von Flexibilität zur Verfügung. Offen ist jedoch die Frage, ob die Flexibilität dieser technischen Einheiten dem Anforderungsprofil des Flexibilitätsbedarfs entspricht und mit welchen Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb der Verteilnetze zu rechnen ist.

In dieser Dissertation wird daher zunächst gezeigt, wie sich die nutzbare Flexibilität dezentraler Technologien ermitteln lässt und wie diese heute und zukünftig genutzt werden. Anhand eines Simulationsszenarios für das Energiesystem im Jahr 2035 kann anschließend demonstriert wer-

den, welchen Beitrag dezentrale Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich einer zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung leisten können. Dabei kann gezeigt werden, dass diese einen erheblichen Einfluss auf die Last- und Einspeisesituation nehmen können.

Der flexible Betrieb dieser Anlagen bewirkt jedoch auch eine signifikante Veränderung der Leistungsflüsse im Verteilnetz. Im zweiten Teil dieser Arbeit wird daher untersucht, welche Wechselwirkungen zwischen der Nutzung von Flexibilitätsoptionen und der Belastungssituation der Verteilnetze besteht. Dabei stellt sich heraus, dass in bestimmten Netzregionen mit einer Wechselwirkung zwischen Flexibilitätseinsatz und Netzbelastung zu rechnen ist. Dennoch bieten dezentrale Flexibilitätsoptionen ein erhebliches Maß betrieblicher Flexibilität bei gleichzeitig hohem Wirkungsgrad und können für die Deckung des Flexibilitätsbedarfs zukünftig eine große Rolle spielen.

Methodik zur Bewertung und Verbesserung von Systemen zur thermischen Überwachung von Freileitungen

Dr.-Ing. Andreas Kubis

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Holger Hirsch

Mündl. Prüfung: 21.11.2017

Die Transformation des elektrischen Energiesystems in ein zunehmend witterungsabhängiges Gesamtsystem erfordert eine effiziente Nutzung bestehender Netzinfrastrukturen. In diesem Zusammenhang ist die Anwendung von Verfahren, welche die thermische Belastbarkeit von Freileitungen optimal nutzen, vor ökonomischen und regulatorischen Gesichtspunkten vorteilhaft. Weltweit beginnen Netzbetreiber das Konzept des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes ver-

stärkt anzuwenden, gleichwohl die Betriebserfahrungen gering sind und erfolgreich getestete Methoden auf divergenten Ansätzen basieren. Der Vergleich und die Bewertung dieser Ansätze verlangt zeitlich und räumlich detaillierte Referenzmessungen von Freileitungstemperaturen, die allerdings aufgrund der weiträumigen Ausdehnung von Freileitungen und des damit einhergehenden örtlich und zeitlich wechselhaften Witterungseinflusses nicht verfügbar sind.

Wanderwellenanalyse und ihr Beitrag zur Entwicklung adaptiver Systeme für die Fehlerortung im intelligenten Stromnetz

Dr.-Ing. Björn Keune

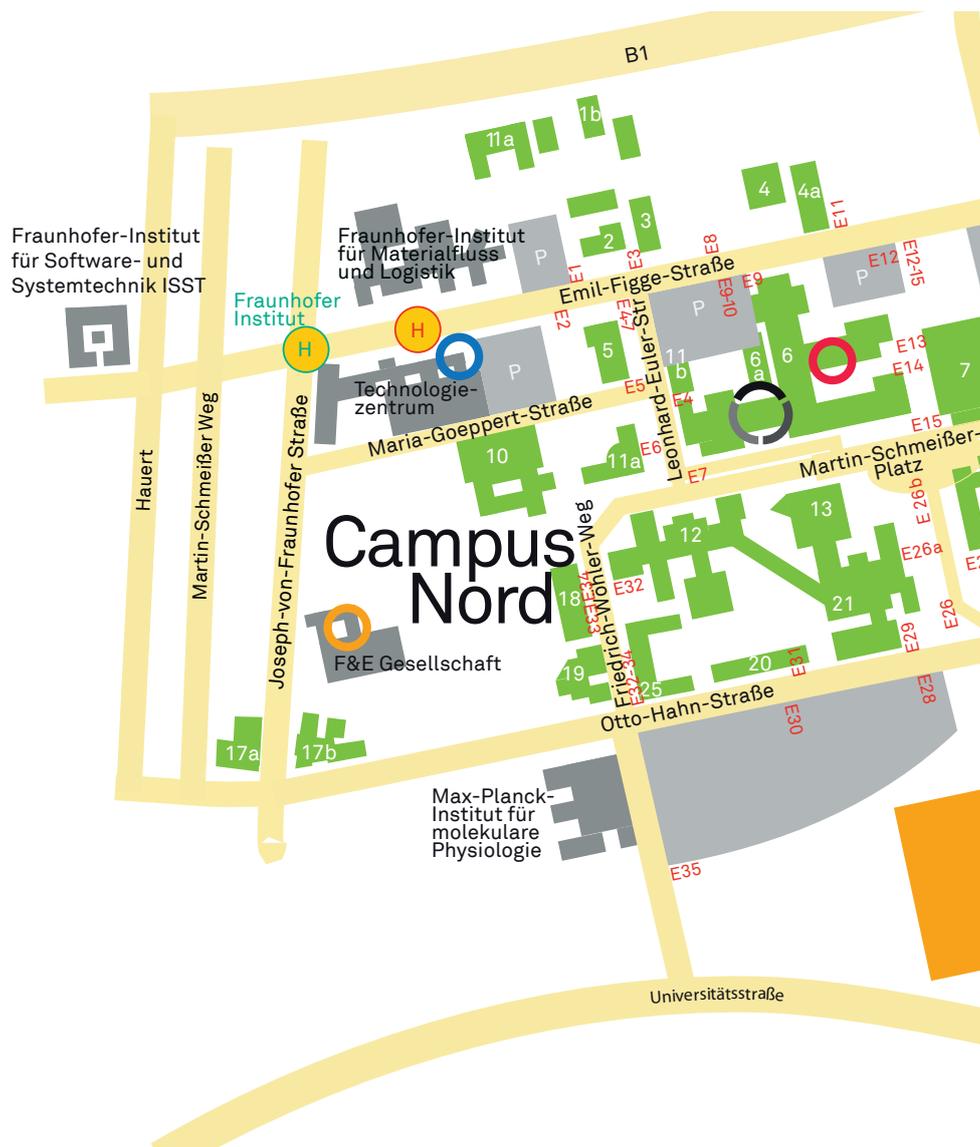
Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

Mündl. Prüfung: 20.12.2017

Für eine Prozessautomatisierung zur Störungsbeseitigung elektrischer Leitungsfehler werden Lösungen für eine schnelle und zuverlässige Fehlerortung in den Stromverteilnetzen benötigt. Die Analyse der vom Fehler verursachten elektromagnetischen Wanderwellen und ihrer Reflexionen im Netz bietet eine vielversprechende Alternative zu den konventionellen Methoden. Dadurch kann der Fehlerort anhand lokaler Messungen auch über dazwischenliegende Netzstationen mit starker dezentraler Einspeisung bestimmt werden. Dies ist insbesondere dann sinnvoll, wenn die Kommunikationsverbindung zwischen der Netzleitstelle und den Fehleranzeigern in den Ortsnetzstationen gestört sein sollte oder wenn die fehlerhafte Richtungsanzeige eines kritischen Fehleranzeigers die Selektivität einer Fehlereingrenzung gefährdet. Aufgrund der möglichen Komplexität lokal gemessener Reflexionen findet mit Support-Vector-Machine zur Musterklassifikation ein Verfahren aus dem Bereich des maschinellen Lernens Anwendung. Dieses Ver-

fahren wird ebenso wie die Wavelet-Transformation zur Vorverarbeitung der ursprünglich gemessenen Prozesswerte vorgestellt. Mit der Vision vom intelligenten Verteilnetz wird sich jedoch auch der Automatisierungsgrad für den fehlerfreien Netzbetrieb insgesamt erhöhen. So ist es bspw. denkbar, dass in Zukunft eine automatische Anpassung der Netztopologie zur Lastflussoptimierung eingesetzt wird. Dies beeinflusst unmittelbar das Ausbreitungsverhalten der elektromagnetischen Wanderwellen im Netz. Um auch bei Änderungen des Schaltzustandes die Wellenreflexionen richtig zu deuten, wird der beschriebene Ansatz zur Fehlerortung um eine lokale Fremdsignaleinspeisung erweitert, um unter normalen Betriebsbedingungen den tatsächlichen Schaltzustand zu erkennen. Aus dem Zusammenspiel von Schaltzustandserkennung und Fehlerortung wird ein adaptives System für die Anwendung im intelligenten Stromverteilnetz entwickelt. In der Arbeit werden Hintergründe, Gesamtkonzept und Simulationsergebnisse, ebenso wie erste praktische Erfahrungen präsentiert.



Institutsleitung

Emil-Figge-Straße 70, Einfahrt 10
Campus Nord, Gebäude BCI-G2



**Kompetenzzentrum für
Elektromobilität, Infra-
struktur und Netze**
Emil-Figge-Straße 76
Technologiezentrum



Emil-Figge-Straße 68, Einfahrt 12-15
Campus Nord, Gebäude BCI-G3. 1. OG



Joseph-von-Fraunhofer-Straße 20
Technologiepark, F&E-Gebäude

Gestaltung ie³ 2017, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB, RWE

Copyright

Technische Universität Dortmund

ie³ Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

D-44227 Dortmund