

2015

JAHRESBERICHT ANNUAL REPORT



Institut für
Energiesysteme, Energieeffizienz
und Energiewirtschaft

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.e-technik.tu-dortmund.de

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Der vorliegende Jahresbericht 2015 des Institutes für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft spiegelt auch dieses Jahr die Vielfältigkeit der Fragestellungen wider, die auf dem Weg zur Realisierung der Energiewende in Deutschland gelöst werden müssen. Die systemtechnische Integration erneuerbarer Energiequellen, Planung und Betrieb stets aktiver werdenden Verteilnetze, Schutz und Systemsicherheit und die Erzielung geforderter Kennzahlen zur Energieeffizienz stellen dabei eine besondere Herausforderung dar.

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. Im Bereich der Elektromobilität konnte dieses Jahr das Projekt TIE IN, an dem u.a. 6 Lehrstühle der TU Dortmund und verschiedenen industrielle Partner zusammen forschten, mit großem Erfolg abgeschlossen werden. Als wichtige Studie soll hier die kurz vor dem Abschluss stehende dena-Studie zum zukünftigen Bedarf an Momentanreserve genannt werden.

Rund um die Forschungsthemen Smart Cities und Energieeffizienz im urbanen Gebiet arbeitet das ie³ in zahlreichen interdisziplinären und transdisziplinären Forschungskooperationen zusammen. Interdisziplinäre Kooperationen spielen im Bereich der Energietechnik eine immer stärkere Rolle. So ist das ie³ auch in dem im Dezember frisch genehmigten DFG Graduiertenkolleg „Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexen Umfeld“ (DFG GRK 2193) mit den Themen zur industrielle Energieversorgung und Energieeffizienz in dem Kolleg vertreten.

Am 13. und 14. Januar 2015 veranstaltete unser Institut den sechsten IEEE Power and Energy Student Summit 2015 (IEEE PESS 2015) in Dortmund. An der speziell für Studierende, Berufseinsteiger und junge Doktoranden konzipierten Konferenz nahmen rund 90 Teilnehmer und Teilnehmerinnen teil.

Die steigenden Studierendenzahlen in den energietechnischen Lehrveranstaltungen sowie die sehr große Anzahl an studentischen Abschlussarbeiten am ie³ zeigen deutlich das stets wachsende Interesse der Studierenden an energietechnischen Fragestellungen. Besonders freuen wir uns über die Ernennung von Dr.-Ing. Lars Jendernalik zum Honorarprofessor als Würdigung seines langjährigen Engagements für Forschung und Lehre in unserer Fakultät. Auch in diesem Jahr war die Zusammenarbeit und Pflege langjähriger internationaler Partnerschaften im Rahmen von Forschung und Ausbildung von wissenschaftlichen Nachwuchses von besonderem Interesse.

Mit seinen über 45 wissenschaftlichen Mitarbeitern gehört das ie³ heute im Bereich der Energietechnik zu einem der führenden universitären Forschungsinstitute in Deutschland. 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	5
3. Lehrbetrieb.....	7
3.1 Vorlesungen	7
3.2 Exkursionen	8
3.3 Seminare	8
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	9
4.1 Transport- und Verteilnetze.....	10
4.2 Mess- und Automatisierungssysteme	26
4.3 Energieeffizienz.....	33
4.4 Elektrizitätswirtschaft.....	42
4.5 Energiewende und Elektromobilität	50
5. Veröffentlichungen und Vorträge	53
5.1 Publikationen.....	53
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	55
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	56
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	57
6. Studentische Arbeiten	60
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	60
6.2 Bachelorarbeiten	61
6.3 Projektarbeiten	62
7. Promotionen	63

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

Akademische Gäste

Peiqiang Li, Ph.D., V.R. China
Yilong Duan, M. Sc., V.R. China

Externe Doktoranden

Christoph Paul Albrecht, M. Sc., VENIOS GmbH
Mark Arnold, M. Sc., Bosch Thermotechnik GmbH
Dipl.-Ing. Sascha Berthold, FhG UMSICHT

Lehrbeauftragte

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik, Westnetz GmbH
Dr.-Ing. Ulrich Möhl, Lean Energy Services GmbH

Administration und Technik

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

Vadim Slenduhhov, M. Sc., Estland

Dipl.-Ing. Benjamin Haase, FhG UMSICHT
Fabian Möhrke, M. Sc., R. Lemoine Institute
Dipl.-Ing. Fabian Wandelt, Evonik AG

Wissenschaftliches Personal

Abteilung Transport- und Verteilnetze

Dr.-Ing. Ulf Häger
Annika Brüggemann, M. Sc.
Stefan Dalhues, M. Sc.
Dr.-Ing. Amr El-Hadidy
Johannes Hiry, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Greve
Dr.-Ing. Björn Gwisdorf
Dr.-Ing. Jan Kays
Chris Kittl, M. Sc.
Dennis Klein, M. Sc.
Marie-Louise Kloubert, M. Sc.
Andreas Kubis, M. Sc.
Dipl.-Inf. Markus Küch
Dr.-Ing. Sven Christian Müller
Baktash Nasiri, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Theresa Noll
Lena Robitzky, M. Sc.
Dr.-Ing. Johannes Schwippe
Dipl.-Ing. André Seack
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov
Christopher Spieker, M. Sc.
Christian Wagner, M. Sc.

Abteilung Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

Lukas Spitalny, M. Sc.
Jonas Hinker, M. Sc.
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt
Diego Iván Hidalgo Rodríguez, M. Sc.
Marilyn Winifred Asmah, M. Sc.
Michael Steglich, M. Sc.
Christian Waniek, M. Sc.

Abteilung Mess- und Automatisierungssysteme

Dipl.-Ing. Kay Görner
Marvin Albrecht, M. Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Dominik Hilbrich, M. Sc.
Dipl.-Ing. Willi Horenkamp
Michael Kaliwoda, M. Sc.
Björn Keune, M. Sc.
Dr.-Ing. Sebastian Ruthe
Dr.-Ing. Alexander Worgull

Abteilung Elektrizitätswirtschaft

Dipl.-Ing. Dieter König
Dipl.-Wirt.-Ing. Malte Bolczek
Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau
Dipl.-Wirt.-Ing. Ewa Plota
Niklas Poier, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter
Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler

**Abteilung Energiewende und
Elektromobilität****Kompetenzzentrum für Elektromobilität,
Infrastruktur und Netze**

Dr. rer. pol. Jan Fritz Rettberg
Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann
Ulrich Senkowsky
Dipl.-Ing. Sven Spurmann

2. Kooperationen

Die Partnerschaften und Kooperationen zu vielfältigen nationalen und internationalen Energieversorgern, Herstellern, Universitäten und Forschungsstätten 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. Hervorzuheben sind die folgenden Organisationen und Aktivitäten.

ef.Ruhr Forschungs-GmbH

Universitätsübergreifend bündelt die ef.Ruhr Forschungs-GmbH die Energieforschung der Universitätsallianz Metropole Ruhr. Beteiligt sind Lehrstühle und Institute der Universitäten Dortmund, Bochum und Duisburg-Essen, die in der Energieforschung aktiv sind. Industriepartner haben hierdurch einen gezielten Zugriff auf das gesamte Spektrum der Energieforschung, so dass Forschungsprojekte in idealer Form realisiert werden können.

ef.Ruhr Forschungs-GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

44227 Dortmund

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

Akademische Kooperationen

- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Instituto de Energia Electrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien

- National University of Asunción, Paraguay
- 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

DFG-Forscherguppe „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.

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.

NRW-Fortschrittskolleg „Energieeffizienz im Quartier –**Clever versorgen.umbauen.aktivieren“**

Die Energiewende stellt eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen der kommenden Dekaden in Deutschland dar. 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, sozio-kulturellen 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.

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**Dipl.-Ing. D. König**

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 Grundschaltungen, 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

Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

Inhalt: Organisation des Strommarktes; Regulierungsrahmen; Bilanzkreismanagement; Portfolio- und Bezugsoptimierung; Asset- und Qualitätsmanagement

Technisches Energie- und Gebäudemanagement

Dr.-Ing. U. Möhl

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

Inhalt: Energiebedarfsanalyse und –prognose von Gebäuden; Anlagentechnik; Energiemanagement; Energieabrechnungsmodelle; Contracting

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,

Prof. Dr.-Ing. H.-P. Tietz

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

3.2 Exkursionen

14.04.2015

Exkursion mit der VDE Hochschulgruppe zur Hannovermesse Industrie, Führung über den Messestand von ABB.

30.08.2015 – 02.09.2015

Energietechnische Exkursion zur Schaltanlage Taucha des Verteilnetzbetreibers Mitnetz in Halle, zum Hochspannungsprüffeld von Siemens in Berlin, zum Prüfinstitut IPH in Berlin, zur Physikalisch-Technischen Bundesanstalt in Braunschweig sowie zum Übertragungsnetzbetreiber

TenneT in Lehrte. Die Exkursion erfolgte im Rahmen der Vorlesung „Einführung in die elektrische Energietechnik“ in Kooperation mit dem Lehrstuhl für Hochspannungstechnik sowie mit freundlicher Unterstützung durch den VDE.

04.11.2015

Gemeinsame Exkursion mit der VDE Hochschulgruppe zur Siemens Generatorfertigung in Mülheim an der Ruhr sowie zum GuD Kraftwerk Lausward in Düsseldorf. Die Exkursion erfolgte im Rahmen der Routen der Innovation der Klimametropole Ruhr 2022.

3.3 Seminare

„Analyse von Verfahren zur Ausbauplanung elektrischer Übertragungsnetze“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im WS 2014/2015

„Analyse von Methoden der Optimierung in Energiesystemen“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2015

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

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.

Die Systembetrachtung der Energieversorgung erfordert in hohem Maße einen interdisziplinären Ansatz. Die Technische Universität Dortmund bietet hierzu ideale Bedingungen durch Kooperationen innerhalb der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik sowie mit anderen Fakultäten und Universitäten.

Die Synergien zwischen der Energiesystemtechnik und der Informations- und Kommunikationstechnik bilden einen Schwerpunkt innerhalb der Fakultät und ein Alleinstellungsmerkmal des Standorts Dortmund.

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

Transport- und Verteilnetze (Smart Grids)

- Europäische Transportnetzstrukturen (Overlay-, Supergrids)
- Netzintegration innovativer Betriebsmittel
- Netzplanung und -betrieb bei volatilen Energiequellen
- Neue Strukturen und Betriebskonzepte für Verteilnetze

Mess- und Automatisierungssysteme (Smart Applications)

- Neue IT-Konzepte für die Schutz- und Leittechnik
- Weitbereichsmonitoring und -schutzsysteme
- Verteilte Energiemanagementsysteme für dezentrale Versorgungsstrukturen

Energieeffizienz und regenerative Energien

- CO₂-arme und effiziente Energieinfrastrukturen
- Power Quality
- Multifunktionale und hocheffiziente Leistungselektronik
- Effiziente Energieanwendungen

Elektrizitätswirtschaft

- Integrierte Elektrizitätsmarkt- und Netzsimulation
- Zukünftige Regelenenergiemärkte
- Neue Geschäftsmodelle, Marktstrukturen und Transaktionsprozesse
- Asset Management für Netzausbau und Instandhaltung

Energiewende und Elektromobilität

- Transformationsmanagement für die Energiewende in urbanen Räumen
- Netzintegration und Ladekonzepte für Elektromobilität

Die im Folgenden wiedergegebenen Kurzdarstellungen der Forschungsarbeiten liegen in der Verantwortung der jeweils genannten Autoren.

4.1 Transport- und Verteilnetze

Berücksichtigung innovativer Betriebskonzepte des Verteilnetzes im Planungsprozess

Consideration of Innovative Distribution Grid Operation Concepts in the Planning Process

André Seack, Jan Kays, Ulf Häger

Das ie³ hat in den letzten Jahren ein Multiagentensystem entwickelt, mit dem Zeitreihen für den Verteilnetzplanungsprozess erstellt werden können. Dieses System ist erweitert worden, um neue Betriebskonzepte von aktiven Verteilnetzen sowie die sich daraus ergebenden spezifischen Verhaltensweisen der Netznutzer nachbilden zu können. Dies ermöglicht eine Berücksichtigung dieser innovativen Betriebskonzepte bereits im Planungsprozess.

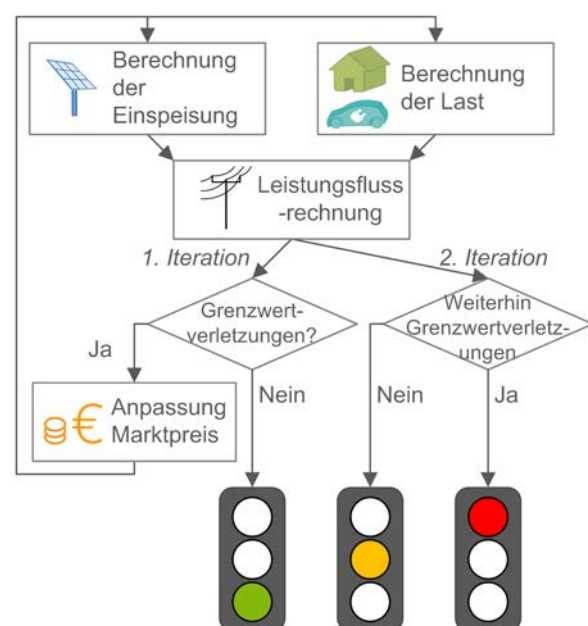
The multi-agent system, which has been developed at the institute in the last years to generate time series in the distribution grid planning process, has been extended. The system is able to include new active distribution grid control methods and model the specific behaviour of users. This allows for the evaluation of the impact of these methods on the grid loading situation in the planning process. Consequently, the consideration of active distribution grid methods in the planning process is possible.

Zur Planung bedarfsorientierter und zukunftsweiser effizienter Verteilnetze muss die zu bewältigende Versorgungsaufgabe sehr realitätsnah abgebildet werden. Die zu erwartenden Entwicklungen erschweren eine angemessene Analyse zunehmend, da neben den konventionellen Lasten von Haushalten und Gewerbe einerseits fluktuierende Einspeisungen volatiler regenerativer Energiequellen, sowie andererseits neue intelligente Lasten zu erwarten sind. Aus den bislang passiven Netznutzern werden aktive Prosumer, die, in Abhängigkeit der gebotenen Anreize Flexibilität anbieten können. Dieses Verhalten, dass auf Anreizen ihrer Umwelt beruht, verändert die Lastprofile signifikant. Daher ist eine Abbildung des komplexen Zusammenwirkens der Netznutzer in den Verteilnetzen erforderlich.

Am Institut ist in den letzten Jahren eine Simulationsumgebung zur Erzeugung von Belastungszeitreihen entstanden, die den Planungsprozess mit realitätsnahen Eingangsdaten unter Berücksichtigung bestehender Abhängigkeiten unterstützen kann. Die aktuellen Weiterentwicklungen der Simulationsumgebung fokussieren auf der Integration innovativer Netzbetriebskonzepte im Planungsprozess. Durch Abbildung dieser Konzepte in der Agentensimulationsumgebung lässt sich beispielsweise der Einfluss von lokalen Markteingriffen in der Veränderung der in der Simulationsumgebung entstehenden Zeitreihen für Einspeisung und Lasten darstellen. Dies wurde in Form eines Ampelkonzeptes, dass eine Verknüpfung von Smart Grids und Smart Markets darstellt, implementiert. Dabei werden entstehende Eng-

pässe im Netz mit einer lokalen Marktpreisänderung beaufschlagt. Im Normalfall können die Nutzer uneingeschränkt agieren, der Netzzustand ist „grün“. Netzengpässe die durch diese lokale Preisbeeinflussung behoben werden können, stellen die gelbe Ampelphase dar. Bleibt der Engpass dennoch bestehen, zeigt die Ampel „rot“. Der Netzbetreiber muss als letzte Maßnahme Zwangsbeeinflussungen vornehmen.

Durch Vergleich der über ein Jahr anfallenden Kosten für Markteingriffe mit den als Alternative erforderlichen Kosten für einen Netzausbau kann mit Hilfe der Simulationsergebnisse eine Wirtschaftlichkeitsbewertung durchgeführt werden.



Identifikation der Ampelphasen im System

Generierung von Verteilnetztopologie in Abhängigkeit der realen Versorgungsaufgabe

Determination of distribution grid topology in dependency of a realistic supply task

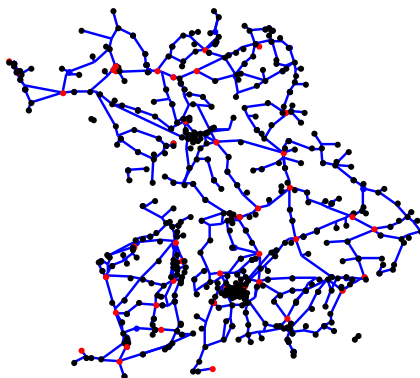
Jan Kays, André Seack

Für die Analyse und Validierung von innovativen wissenschaftlichen Ansätzen stehen häufig keine realitätsnahen Modellnetze zur Verfügung. In einem am Institut entwickelten Verfahren werden daher für die Modellnetzbildung öffentlich verfügbare Kartendaten analysiert und die lokale Versorgungsaufgabe abgeleitet. Durch lagerichtige Informationen der Hochspannungsebene wird ein Modellnetz für eine ausgewählte Region aufbereitet. Für die unterlagerten Netzebenen erfolgt die Netzgenerierung auf Basis von Strukturdaten und Infrastrukturachsen. Mithilfe der entwickelten Methodik ist es möglich ein zusammenhängendes Verteilnetzmodell für die reale Versorgungsaufgabe zu erstellen.

The analysis and validation of innovative approaches in the context of energy systems requires a realistic representation of the network condition. Therefore, a proceeding for the generation of model grids, which has been developed at the Institute, analyses public available map data. The geographic position of network elements on a high voltage level are extracted. For the subjacent network levels, data on the current land use and infrastructure is combined with the current planning proceeding of distribution grids to generate a coherent distribution grid model.

Bei der Entwicklung von Konzepten in der Planung und der Optimierung des Betriebs von Verteilnetzen ist eine Simulation in Netzen zur Validierung unerlässlich. Dabei stellen realitätsnahe Modellnetze ein wichtiges Werkzeug dar, um die Wirksamkeit und den Einfluss der entwickelten Systeme bewerten zu können. Die für eine Modellnetzgenerierung erforderliche Datengrundlage ist jedoch häufig nur in enger Kooperation mit Netzbetreibern zu ermitteln.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen wurde am Institut eine Methode entwickelt um aus dem öffentlich zugänglichen OpenStreetMap-Projekt die Datengrundlage für Modellnetze in der Verteilnetzebene (HS, MS und NS) zu extrahieren und anschließend zu verarbeiten.

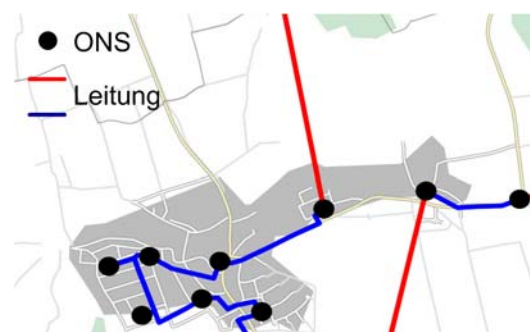


Erstelltes HS-Netzmodell für Bayern

Bestehende Daten der HS-Netzebene werden auf fehlerhafte Daten untersucht und Lösungsalgorithmen ermittelt. Im Anschluss wird aus den graphischen Informationen über die Netztopologie mit typischen Betriebsparametern ein Netzmodell

generiert und mit der Leistungsflussberechnung auf Plausibilität geprüft. Das resultierende Netzmodell für das Bundesland Bayern ist in der Abbildung dargestellt.

In einem weiteren Schritt werden auf Basis von Strukturdaten wie Bodennutzungsflächen und Infrastrukturachsen die Versorgungsaufgaben für MS- und NS-Netze abgeleitet. Basierend auf diesen Eingangsdaten und definierten Planungs- und Betriebsgrundsätzen werden realitätsnahe Modellnetze generiert (s. Abbildung). Dabei können innovative Technologien ebenso berücksichtigt werden wie konventionelle Freileitungen und Kabelstrukturen.



Ableitung eines MS-Netzes auf Basis einer Versorgungsaufgabe

Die vorgestellte Methode ermöglicht es somit, aus frei verfügbaren Daten ein kohärentes Verteilnetzmodell für eine Vielzahl von Versorgungsaufgaben zu generieren.

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

Smart Planning – distribution grid planning under consideration of smart grids and smart markets

Christian Wagner, Baktash Nasiri

Zur zukünftigen Integration von Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen in die längerfristige Verteilnetzplanung muss die zeitliche Auflösung konkreter Netzbelastungssituationen bekannt sein. Dazu wurde am ie3 ein stochastisches Modell zur Simulation des zeitlichen Lastverhaltens einzelner Haushalte entwickelt. Durch Variation hinterlegter Einschaltwahrscheinlichkeiten einzelner Verbraucher können beliebige Flexibilitätsoptionen und -strategien abgebildet und bewertet werden.

Integration of smart grid technologies and smart market applications in the planning of distribution grids require knowledge about specific grid conditions. This can be simulated by time series profiles of load and feed-in generation units. Therefore, a stochastic model was developed to simulate the load behavior of single households which can map and evaluate the flexibility potential of the consumers.

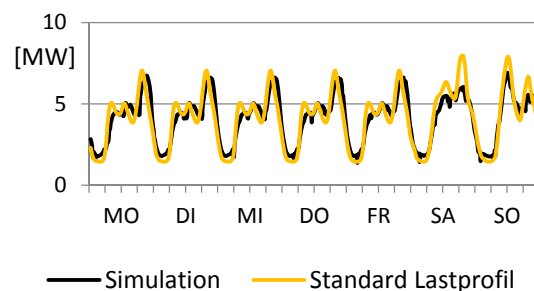
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7520A gefördert.

Im Zuge des Forschungsprojektes „Smart Planning“ sollen die volkswirtschaftlich optimalen Kombinationen zwischen konventionellen Netzausbaumaßnahmen, Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen für verschiedene Szenarien und Verteilnetzkonfigurationen identifiziert werden. Basierend auf den Ergebnissen werden Richtlinien zur Planung zukünftiger Verteilnetze abgeleitet, die Verteilnetzbetreibern helfen sollen, Smart-Grid-Optionen mit in den Planungsprozess einzubeziehen.

Als Ausgangspunkt der Analyse wurden aktuelle Planungsgrundsätze europäischer Verteilnetzbetreiber identifiziert. Die Ergebnisse stützen sich auf eine Befragung Deutscher, Niederländischer und Schweizer Verteilnetzbetreiber, Experteninterviews und öffentlich zugänglichen Daten. Das Versorgungsgebiet der befragten Netzbetreiber umfasst dabei zwischen 30 und 85 Prozent der geographischen Fläche der einzelnen Länder, wobei eine gute Durchmischung zwischen kleineren und größeren, städtischen und ländlichen, sowie in Ihrer Versorgungsaufgabe verschiedenen Netzgebieten erzielt wird.

Der gegenwärtige Planungsprozess basiert überwiegend auf deterministischen Planungsansätzen, bei denen ein Lastszenario und ein Einspeiseszenario als Belastungsgrenzszenarien angenommen werden. Analysen basierend auf Leistungszeitreihen finden hingegen nur sehr bedingt statt. Diese sind jedoch die Grundvoraussetzungen für die Berücksichtigung alternativer Technologien und Marktmechanismen im Planungsprozess.

Daher wurde ein stochastisches bottom-up Modell basierend auf Markov-Ketten zur Simulation des zeitlichen Lastverhaltens einzelner Haushalte entwickelt. Als Eingangsparameter dient der technische Ausstattungsbestand eines jeden Haushaltes, der zeitlich aufgeschlüsselte Leistungsbedarf von Referenzgeräten, sowie die viertelstundenscharfe Einschaltwahrscheinlichkeit der berücksichtigten Haushaltsgeräte. Die zugrunde liegende Datenbasis ermöglicht die Differenzierung einzelner Haushalte nach Ihrer Größe (Personenzahl), dem monatlichen Nettoeinkommen, sowie der Wohnsituation, sodass regionale Unterschiede für weitere Anwendungen berücksichtigt werden können. Darüber hinaus können verschiedene Flexibilitätsoptionen und -strategien über die Variation der Einschaltwahrscheinlichkeiten modelliert werden. Verifiziert wurde das Modell gegenüber dem Standardlastprofil, sowie dem durchschnittlichen Jährlichen Energiebedarf einzelner Haushaltsgeräte gemäß öffentlicher Statistiken.



Kumulierte Leistungszeitreihe von 10.000 simulierten Durchschnittshaushalten

Das proaktive Verteilnetz – Mehr Flexibilität für Verteilnetze

Proactive Distribution Grid – More Flexibility for Distribution Grids

Annika Brüggemann

Ziel des Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines Systems zur marktbasierten Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz für die lokale Engpassbehebung. Als Entscheidungsgrundlage für den Abruf von Flexibilitäten wird eine Zustandsschätzung entwickelt, die auf Basis unsicherer und probabilistischer Umfelddaten eine verlässliche Aussage über den Systemzustand ermöglicht.

The research project „Das proaktive Verteilnetz“ (Proactive Distribution Grid) focusses on developing a system to eliminate local bottlenecks using distribution system flexibility. An important component of the system is the design of a state estimation based on uncertain and probabilistic data to substantiate the demand of distribution system flexibility.

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

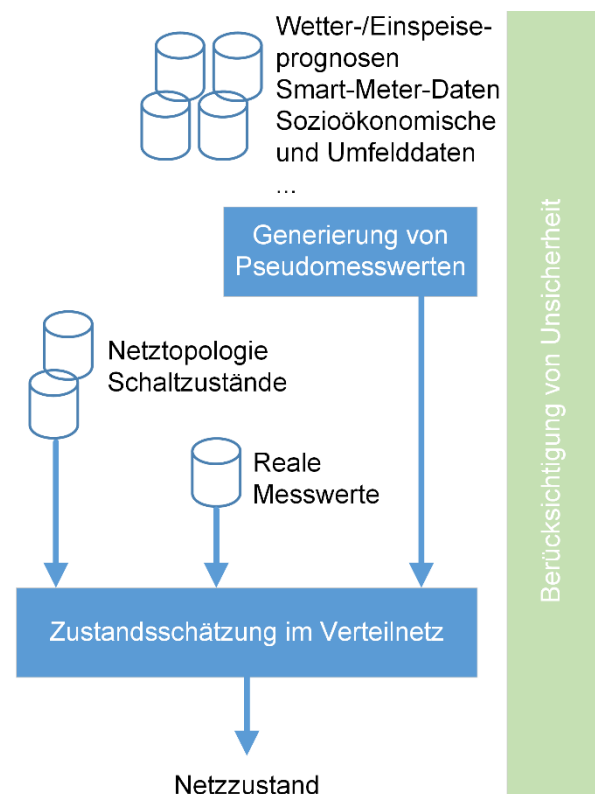
Die Verteilnetzbetreiber (VNB) übernehmen eine zunehmend proaktive Rolle im Kontext der elektrischen Energieversorgung. Durch die vermehrt dezentral angeschlossene Erzeugungsleistung in den unteren Spannungsebenen entstehen neue Herausforderungen für die VNB bei der Planung und dem Betrieb der Mittel- und Niederspannungsnetze. In dem Projekt „Das proaktive Verteilnetz“ wird ein System entworfen, das die marktbasierte Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz für die lokale Engpassbehebung vorsieht. Die Ausgestaltung des Systems schließt dabei an das Kapazitätsampelkonzept des BDEW an. Die verschiedenen Ampelphasen stellen die wettbewerbliche Interaktion von Netz und Markt dar.

Zur Gestaltung des Gesamtsystems werden drei Teilziele verfolgt:

1. Entwicklung einer verlässlichen Zustandsschätzung des Verteilnetzes
2. Sichere und diskriminierungsfreie Koordination von Netz- und Marktakteuren
3. Nutzbarmachung von Flexibilität für das Verteilnetz.

Beiträge für das erste Teilziel werden am ie^3 erarbeitet und umfassen die Untersuchung, Auswahl und Implementierung geeigneter Algorithmen zur Zustandsschätzung unter Berücksichtigung von probabilistischen und unsicheren Umfelddaten. Herkömmliche Verfahren zur Zustandsschätzung aus den Hoch- und Höchstspannungsnetzen basieren auf einem vollständigen und redundanten Datensatz von Messwerten. Eine derart umfassende Messinfrastruktur ist in Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Regel nicht vorhanden. Für die nicht durch Messtechnik erfassten Knoten

müssen Ersatzwerte, sogenannte Pseudomesswerte, gebildet werden. Die Erforschung der Einbindung von Pseudomesswerten und der Berücksichtigung von Unsicherheiten in einer Zustandsschätzung stellen einen weiteren Schwerpunkt in dem Projekt dar. Die nachfolgende Abbildung zeigt die projektspezifischen Eingangsdaten für eine Zustandsschätzung im Verteilnetz.



Zustandsschätzung im proaktiven Verteilnetz

Im Ergebnis soll die Zustandsschätzung einen ausreichend verlässlichen Netzzustand ausgeben, der als Entscheidungsgrundlage für den Abruf von Flexibilitäten im Verteilnetz dient.

Implementierung und Test eines Systems zur autonomen Verteilnetzführung

Implementation and testing of an autonomous distribution grid control system

Anton Shapovalov

Mit der verstärkten Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen entsteht der Bedarf das volatile Netzverhalten zu kontrollieren und auf unerwünschte Netzzustände reagieren zu können. Neben dem konventionellen Netzausbau gewinnt Netzautomatisierung immer mehr an Bedeutung. Im Demonstrationsprojekt Grid4EU Demo1 wird basierend auf Netzautomatisierung ein autonomes System zur Überwachung und Steuerung eines Mittelspannungsnetzes implementiert und demonstriert.

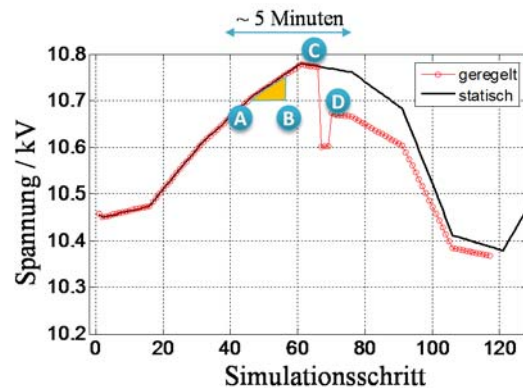
Growing integration of decentralized generation in distribution systems requires more control over volatile grid behavior and appropriate reaction to endangered grid states. Grid automation gains more importance beside the conventional network expansion approach. In the demonstration project Grid4EU Demo1 an autonomous grid control system, based on grid automation, has been developed and demonstrated.

The project Grid4EU leading to these results has received funding from the European Union Seventh Framework Programme (FP7/2007-2013) under grant agreement n°268206

Im deutschen Teil des EU-geförderten Grid4EU Projekts arbeitet das ie³ in enger Kooperation mit RWE, Westnetz und ABB an der Implementierung und Felddemonstration eines autonomen, intelligenten Systems zur Überwachung und Steuerung eines Mittelspannungsnetzes. Die im Netz verteilten RTU-Module (remote terminal unit) sind für die Messwertaufnahme, Leistungsprognose und Zustandsbewertung zuständig. Außerdem sind einige Module mit fernsteuerbaren Leistungsschaltern ausgestattet, sodass durch eine Trennstellenverlagerung in einem offen betriebenen Netz die Zustandsgrößen Strom und Spannung geregelt werden können. Die Informationen aus den Ortsnetzmodulen werden an das zentrale Modul in der Umspannanlage geschickt. Hier werden höhere Funktionen für die Berechnung der Zielnetztopologie implementiert und der Schaltvorgang überwacht. Die drei für das System relevanten Anwendungsfälle sind Regelung der Ströme und Spannungen beim Überschreiten ihrer Grenzwerte, verlustreduzierende Nachführung der Netztopologie und automatisierte Netzwiederversorgung nach einem Fehler.

Zum Testen dieser Fälle wurde ein Hardware-In-The-Loop Simulator entwickelt, bei dem die originale RTU-Hardware mit einem Softwarebasierten Netzmodell gekoppelt wird. Das gesamte RTU-Netzwerk bestehend aus 20 Geräten baut das System nach, was im Feld ausgerollt wurde. Der Simulator ermöglicht Zielsoftware auf den Geräten zu entwickeln und mit geeigneten emulierten Messdaten diese zu testen.

So können unter Laborbedingungen bei stabiler Kommunikation Reaktionszeiten für bestimmte Szenarien abgeschätzt werden. In der Abbildung ist der Spannungsverlauf an einer Station dargestellt. Überschreitet die Spannung einen Grenzwert (A) und verbleibt anschließend eine definierte Zeit oberhalb des Grenzwertes, so wird das als ein gefährdeter Zustand interpretiert.



U-Regelung durch Trennstellenverlagerung

Dies aktiviert den Algorithmus zur Engpassauflösung (B). Aus dem momentanen Netzzustand und der Online-Topologie wird ein sicherer Zielzustand berechnet, der durch eine Schaltsequenz (C-D) eingestellt wird.

Bis Ende des Jahres 2015 werden Feldtests zur Engpassauflösung durchgeführt. Hierzu wird im realen Netz eine definierte Topologie eingestellt. Grenzwerte werden manuell angepasst, so dass das System auf eine Überschreitung reagiert. Anschließend wird der Vorschlag zur Trennstellenverlagerung durch einen Netzfürher bewertet.

Systemstabilisierung durch vertikale Erbringung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz

System stabilization by vertical provision of ancillary services from the distribution grid

Theresa Noll, Marco Greve

Zukünftig speisen immer mehr dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) in das Verteilnetz ein und lösen zunehmend konventionelle Großkraftwerke auf Übertragungsnetzebene ab. Um einen stabilen Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten, müssen DEA zukünftig einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung leisten. Zur Bewertung neuartiger Regelungskonzepte zur Frequenz- und Spannungshaltung wird ein Modell benötigt, welches es innerhalb der Simulationsumgebung ermöglicht sowohl ein Energieversorgungssystem mit klassischen und neuartigen Systemdienstleistungserbringern als auch eine Kombination derer zu realisieren. Mithilfe der Simulationsumgebung können unterschiedliche Netzregelungskonzepte umgesetzt und bewertet werden.

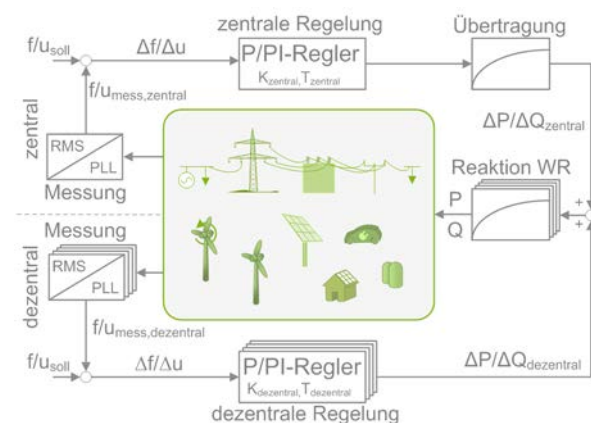
Nowadays the feed-in of renewable energy sources, which are connected to the distribution grid, will increase significantly so that conventional power plants connected to the transmission system will be replaced by this renewable generation. To guarantee a stable and secure grid and system operation in the future, renewable energy sources have to make a contribution to voltage and frequency control. For the evaluation of innovative control concepts for frequency and voltage control, a model was developed to simulate an energy supply system with classical and innovative ancillary service providers as well as a combination of them can be examined. Based on the presented simulation framework various control concepts for units connected to the distribution grid can be investigated.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Helmholtz-Energie-Allianz, einem Instrument des Impuls- und Vernetzungsfonds der Helmholtz Gemeinschaft.

Systemdienstleistungen sind für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Netzverbundes notwendig und müssen somit zu jeder Zeit verfügbar sein. Der Wegfall großer Kraftwerkskapazitäten auf Übertragungsnetzebene und die zunehmend umrichterbasierte Einspeisung auf Verteilnetzebene führen zu einer Neustrukturierung des Energieversorgungssystems. Zur Bewertung neuartiger Netzregelungskonzepte zur Frequenz- und Spannungshaltung wurde ein Modell entwickelt, welches aus einem Netzmodell, einem DEA-Regelungsmodell sowie einem Mess- und Kommunikationsmodell besteht.

Dynamische Untersuchungen zeigen, dass durch den Einbezug von DEA eine Stützung der Frequenz als auch der Spannung aus dem Verteilnetz möglich ist. Es sind sowohl zentrale, dezentrale als auch hybride Netzregelungskonzepte realisierbar. Hinsichtlich der Frequenzhaltung ist sowohl die Nutzung rotierender Massen aus WEA über eine Kennlinie aus Netzsicht untersucht worden als auch eine schnelle Leistungsbereitstellung durch DEA. Es zeigt sich, dass die Kombination dieser Maßnahmen eine geringere Frequenzabweichung zur Folge hat als im Referenzfall. Ein Energieversorgungssystem mit einer geringeren

rotierenden Masse und damit einem größerem Gradienten zum Zeitpunkt des Störungseintrittes ist somit beherrschbar.



Schematische Darstellung der Netzregelungskonzepte

Bei den Konzepten zur Spannungshaltung aus dem Verteilnetz ist der Einbezug von lokalen Messgrößen am Netzverknüpfungspunkt sinnvoll. Ein kombinierter Ansatz bestehend aus der Transformatorstufung und der Blindleistungsbereitstellung aus DEA ist zielführend. Im Rahmen dessen ist eine blindleistungsabhängige Transformatorstufung in die Konzepte eingebunden worden.

Zukunftsfähiges Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Future-proof congestion management for transmission systems

Stefan Dalhues

Durch die Verwendung dezentral koordinierter Engpassmanagementmethoden sollen Leitungsüberlastungen unter Einsatz von Leistungsflussreglern und Flexibilitäten erneuerbarer Energiequellen korrektiv behoben werden können. Diese dezentralen Konzepte und weitere zentrale Methoden zur Netzüberwachung sollen in einem prototypischen Leitstand realitätsnah evaluiert werden.

Decentral coordination of congestion management methods enable to relieve overloaded transmission lines correctively using power flow controllers and flexibilities provided by renewable energy sources. These decentral methods and further central methods for network monitoring will be evaluated by an implementation in a realistic prototype control station.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ unter dem Kennzeichen 03EK3532B gefördert.

Im Rahmen dieses Projektes werden innovative Forschungsansätze zur verbesserten Integration von Verteilnetzen und dezentralen Erzeugungseinheiten in das Netzengpassmanagement untersucht. Zum einen werden zentrale Konzepte zur Bewertung des aktuellen Netzzustandes entwickelt, wobei Übertragungskorridore identifiziert werden sollen, sodass überlastungsgefährdete Übertragungsleitungen frühzeitig identifiziert werden können. Unter Verwendung von Phasor Measurement Units sollen zudem Kraftwerksausfälle und Netzpendelungen detektiert werden.

Daneben sollen dezentrale Konzepte zur Leistungsflussregelung entwickelt werden, welche bei Auftreten eines Netzengpasses die Aktivierung dezentraler Flexibilitäten mithilfe eines Multiagentensystems steuern. Hierbei soll ein System von autonom agierender Agenten automatisch die Netzsituation analysieren und Netzengpässe erkennen. Im Falle eines Engpasses werden im ersten Schritt Handlungsvorschläge für die verantwortlichen Mitarbeiter in der Leitstelle unterbreitet. Dies dient der Vertrauensbildung des Leitstellenpersonals in die Verwendung autonomer Systeme. Im zweiten Schritt soll dann das Multiagentensystem vollständig autonom handeln und Engpässe automatisiert unter Einsatz von Phasenschiebertransformatoren, Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen und Redispatch Maßnahmen beheben. Der Vorteil eines autonomen Systems gegenüber dem manuellen Engpassmanagement ist primär die höhere Geschwindigkeit bei der Durchführung der Maßnahmen, die Robustheit gegenüber Störungen, aufgrund des dezentralen Ansatzes, und die Möglich-

keit der Verwendung von über das Verteilnetz bereitgestellter Flexibilitäten erneuerbarer Energiequellen. Aufgrund der hohen Anzahl an im Netz befindlichen Anlagen ist hier eine automatisierte Koordination der Flexibilitäten von Vorteil.

Eine weitere Herausforderung bei der Verwendung innovativer Konzepte der Netzüberwachung ist die informationstechnische Integration der entwickelten Verfahren in bestehende Netzleitsysteme. Hierbei müssen standardisierte Protokolle und Verfahren genutzt werden, um das Handeln der autonomen Systeme für das Leitwartenpersonal transparent aufzubereiten. Eine Implementierung der Integration dieser Komponenten soll in einem Testleitstand erfolgen, wobei mithilfe einer dynamischen Netzsimulation kritische Vorgänge im Übertragungsnetz simuliert werden und diese dann mit den entwickelten Methoden in Echtzeit behoben werden können. Die Visualisierung der Eingriffe soll ebenfalls in diesem Testleitstand getestet werden.

Um realitätsnahe Anwendungsfälle für das entwickelte System zu erzeugen, wird ein aggregiertes Übertragungsnetzmodell des deutschen Übertragungsnetzes samt Anrainerstaaten verwendet. Dieses ist bereits in dynamischer Form am Institut vorhanden. Zusätzlich wird ein standardisiertes Modell für unterlagerte Verteilnetze entwickelt, welche die Dynamik der erneuerbaren Energiequellen während der Bereitstellung von Redispatch Flexibilitäten abbildet.

Dieses Projekt wird in Zusammenarbeit mit dem OFFIS Institut für Informatik in Oldenburg durchgeführt.

Analyse der Spannungsstabilität im elektrischen Übertragungsnetz unter Berücksichtigung veränderter Systemdynamik sowie innovativer Spannungsregelungskonzepte

Analysis of Long-Term Voltage Stability in Electrical Transmission Systems under Consideration

Lena Robitzky, Chris Kittl

Die Systemdynamik zukünftiger Netze wird insbesondere durch das veränderte Verhalten Aktiver Verteilnetze geprägt. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie hierdurch die dynamische Spannungsstabilität verändert wird und ob derzeit praktizierte Spannungsregelungskonzepte die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes, auch in (N-k)-Situationen, weiterhin sichern können.

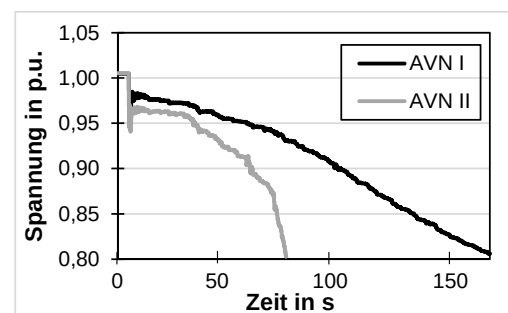
Active Distribution Networks will change complexity and dynamics of electrical transmission systems. In this context the question arises how long-term voltage stability of electric power systems will be affected by this process. Further, it needs to be evaluated if current emergency control concepts can secure voltage stability of electric power systems to enable a both secure and efficient power supply even in case of (N-k)-situation.

Dieses Teilprojekt der DFG-FOR1511 wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.

Die derzeitige Spannungsregelung im elektrischen Energieübertragungsnetz ist vorwiegend durch die automatischen Spannungsregler der Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke geprägt. Allerdings wird sich zukünftig die Struktur der Blindleistungsbereitstellung infolge abnehmender Zahl am Netz befindlicher Synchrongeneratoren und gleichzeitiger Zunahme der Einspeisung aus Erneuerbaren Energiequellen (EE) nachhaltig verändern. Weiterhin beeinflussen auch aktive Verteilnetze (AVN) mit ihrem zunehmend volatilen und schwerer prognostizierbaren Last- und Einspeiseverhalten das dynamische Verhalten der elektrischen Übertragungsnetze. Um auch zukünftig einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, gilt es sicherzustellen, dass trotz der strukturellen Systemveränderungen und auch bei Eintritt unvorhergesehener Situationen (z.B. (N-k)-Fälle) ein lokaler Spannungskollaps, der regionale und weiträumige Netzzusammenbrüche verursachen kann, stets vermieden wird.

Insbesondere das veränderte Verhalten der unterlagerten Verteilnetze hat einen wesentlichen Einfluss auf die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes. Hierzu zeigt die folgende Abbildung die Spannung an den Übertragungsnetzknuten nach einer Störung bei Simulation verschiedener AVN-Typen. Die schwarze Linie repräsentiert ein Verteilnetz mit Impedanzlasten, während die graue Linie ein Verteilnetz mit vorwiegend leistungselektronischen Lasten sowie EE-Einspeisern mit einem konstanten Leistungsfaktor von

$\cos(\varphi) = 0,95$ (induktiv) darstellt. Ausgehend hiervon sollen bestehende und innovative Spannungsregelungskonzepte analysiert werden, die die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes auch bei diesen wechselnden Gegebenheiten zuverlässig sichern können. Ein besonderer Fokus liegt auf den Anforderungen an ein zuverlässiges und schnellagierendes Emergency-Control-Konzept, um auch in unvorhergesehenen Situationen einem drohenden Spannungskollaps entgegen zu wirken. Hierfür sollen einerseits Regelungseingriffe in die Blindleistungsbilanz der Übertragungsnetzknuten durch statische Kompensation, zukünftige Smart Grid Applikationen, wie HGÜ und FACTS, oder Regelflexibilitäten der unterlagerten AVN analysiert werden. Andererseits sollen auch Letztmaßnahmen evaluiert werden, die auf die stufbaren Netzkuppeltransformatoren wirken oder den Leistungsbezug der Lasten durch spannungsabhängigen Lastabwurf verringern.



Spannungsverlauf für Impedanzlast und LE-Last mit EE-Einspeisung geprägte AVN bei derzeit praktizierter Spannungsregelung

Automatische Generierung von Kommunikationsnetzen für die Simulation von intelligenten Stromnetzen

Automated generation of ICT networks for distributed simulation of smart power grids

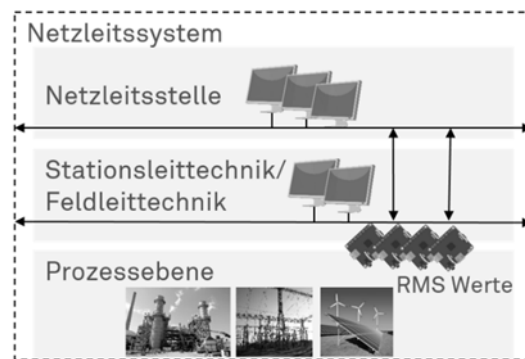
Markus Küch

Bei der Co-Simulation intelligenter Stromnetze werden Stromnetzmodelle als auch Kommunikationsnetzmodelle benötigt die in Korrelation zueinander stehen. Die Erstellung solcher Modelle ist sehr aufwendig und fehleranfällig. Der hier vorgestellte Ansatz beschreibt die automatisierte Erstellung von Kommunikationsnetzmodellen zur Reduzierung des Modellierungsaufwands unter Erhaltung der Beziehungen zwischen den Entitäten des Stromnetzmodells und des Kommunikationsnetzmodells.

Simulation of Smart Power Grids enables investigations on monitoring, protection and control applications, the interdependencies of ICT and Power Grids as well as infrastructures of Smart Power Grids. For this purpose correlating system models are needed. However creating such correlating system models is time-consuming and erroneous. The following procedure reduces the effort to create such system models and retains relations between the entities of the Power Grid and ICT system models.

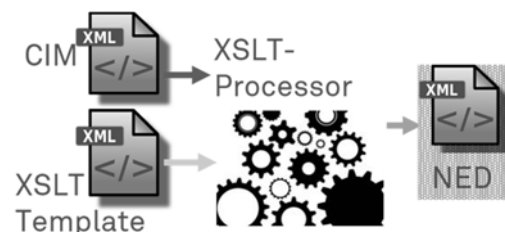
Dieses Teilprojekt der DFG-FOR1511 wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.

Zur detaillierten Simulation intelligenter Stromnetze werden Energiesystemsimitatoren und Kommunikationssystemsimitatoren zur Laufzeit miteinander gekoppelt. Der Energiesystemsimitator führt zur Laufzeit ein dynamisches Energiesystemmodell aus das mit Hilfe digitaler Informations- und Kommunikationssysteme (IKT-Systeme) überwacht und geregelt wird. Die digitalen IKT-Systeme sind Bestandteil eines dynamischen IKT-Systemmodells das zur Laufzeit im Kommunikationssystemsimitator ausgeführt wird. Das Ziel ist es, zu einem gegebenen Energiesystemmodell, ein passendes IKT-Systemmodell zu erstellen. Hierfür werden Übersetzungsregeln definiert. Im Rahmen des Teilprojektes 1 der Forschergruppe DFG1511 wurden diese für IKT-Systeme der Übertragungsnetzebene definiert. Dabei wird für jede Schaltanlage ein LAN in kabelgebundener Ethernet-Technik erstellt. Das entstandene Netzwerk verbindet Fernwirk- und Fernmesstechnik über einen Stationsbus untereinander. Die Netzwerke der Schaltanlagen werden entlang der Stromleitungen über Router miteinander verbunden. Als Übertragungsmedium kommen hier Glasfaserleitungen zum Einsatz. Zur Vervollständigung des Netzleitsystems wird an einem beliebigen Punkt eine Netzleitstelle hinzugefügt. In der Stationsleittechnik wie auch am Standort der Netzleitstelle werden Rechner modelliert die eine Verarbeitung der Messwerte aus dem Energiesystem für das Monitoring und die Regelung ermöglichen. Die folgende Abbildung stellt das entstandene IKT-Systemmodell hierarchisch dar.



IKT-Systemmodell

Für die automatisierte Systemmodelltransformation wird als Ausgangsformat das Energiesystemmodell als CIM-XML-Datei benötigt. Nachdem die Übersetzungsregeln als XSLT-Templates definiert wurden, wird unter Verwendung eines XSLT-Prozessors (javax.xml.transform.*) die CIM-XML-Datei in eine XML-Datei für IKT-Systeme transformiert, welches dann vom Kommunikationsnetzsimulator (OMNET++) importiert werden kann.



XSLT Transformation

Dieses Verfahren ermöglicht den Einsatz zahlreicher IKT-Systemmodelle und Kommunikationsnetzsimulatoren. Hierfür müssen jedoch geeignete Templates bereitgestellt werden.

Verfahren zur Bestimmung von Leitertemperaturprofilen entlang einer Freileitungstrasse mit zeitsynchronen Zeigermessungen und lokalen Wetterinformationen

Synchrophasor Based Thermal Overhead Line Monitoring Enabling the Monitoring of Transient Temperature Profiles along Transmission Lines

Andreas Kubis

Die Berücksichtigung witterungsabhängiger Strombelastbarkeiten von Freileitungen gewinnt in der praktischen Netzfürung zunehmend an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund wird in dieser Arbeit eine kostengünstige Erweiterung des bzw. Alternative zum konventionellen thermischen Freileitungsmonitoring vorgestellt.

The usage of weather-dependent ampacities of overhead lines is becoming increasingly important in practical network operation. Against this background, this work presents an alternative method to and/or comparably inexpensive extension for conventional thermal line monitoring applications.

Dieses Teilprojekt der DFG-FOR1511 wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.

Die witterungsabhängige Strombelastbarkeit einer Freileitung orientiert sich an der thermisch kritischsten Stelle entlang des Trassenverlaufs im Beobachtungszeitraum. Um eine Vorauswahl der relevanten Beobachtungsstellen zu ermitteln sind umfangreiche Rechnungen unter Berücksichtigung des Trassenverlaufs, der Geländeeigenschaften sowie zeitlich und räumlich detaillierter historischer Wetteraufzeichnungen nötig. Häufig ergibt sich im Anschluss an eine solche Untersuchung, dass im Verlaufe eines Referenzjahres mehrere Stellen mit variierender Häufigkeit die thermisch kritischste Stelle repräsentieren. Aus ökonomischen und technischen Gründen beschränkt sich der Anlagenbetreiber auf die gezielte Überwachung der am häufigsten betroffenen Stellen. Um den sicheren Leitungsbetrieb weiterhin in allen Situationen gewährleisten zu können, ist der Anlagenbetreiber daher um eine Ausbalancierung der Risiken, die sich durch unbewachte Stellen ergeben, bemüht. In der Regel geschieht dies durch Einführung konservativ bemessener Sicherheitsfaktoren, durch welche die ermittelte Strombelastbarkeit reduziert wird. Die mit einer detaillierteren Überwachung verbundenen zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten sind also gegenüber den entgangenen Mehreinnahmen, die aus einer weiteren Höherauslastung einer thermisch vollständig überwachten Leitung oder den Aufwendungen die aus zusätzlichen Netzausbau resultieren würden, aufzuwägen.

Die vollständige thermische Überwachung aller kritischen Stellen entlang einer Freileitung ist mit konventionellen Technologien äußerst aufwendig, da diese auf punktbasierten Messverfahren der Leitertemperatur oder indirekter Größen wie die

Wetterbedingungen oder den Seildurchhang basieren. Die vollständige thermische Überwachung ist somit mit der Überwachung sehr vieler Messpunkte verbunden. Im Gegensatz dazu setzt das im Folgenden vorgestellte Verfahren bei Kenntnis der Lokalität thermisch kritischer Stellen lediglich Wettermessungen für diese Stellen sowie zeitsynchrone Zeigermessungen an beiden Leitungsenden voraus, um im laufenden Betrieb Temperaturprofile der Leitung zu messen. Dazu wird die Leitung in Segmente mit ähnlichem thermischen Verhalten unterteilt. Ein solches Segment kann aus mehreren Mast-zu-Mast-Spannen bestehen.

Die Zeigermessungen dienen der exakten Berechnung des temperaturabhängigen elektrischen Widerstands der Freileitung. Eine natürliche Grenze dieser Messung besteht darin, dass der Gesamtwiderstand der Leitung und somit die gemittelte Leitertemperatur $T_{m,mess}$ gemessen wird. Die Neuartigkeit des vorgestellten Verfahrens besteht u.a. darin, dass dieser Umstand in Verbindung mit einem akkuraten thermischen Freileitungsmodell, wie dem der CIGRE oder des IEEE, überwunden werden kann, so dass die Messung von Temperaturprofilen ermöglicht wird.

Dazu werden zunächst die stationären Leitungsegmenttemperaturen auf Basis des thermischen Freileitungsmodells und der gegenwärtigen Wetterbedingungen geschätzt, wie es auch bei konventionellen Strombelastbarkeitsrechnungen üblich ist, bevor anschließend eine auf dieser Schätzung basierende gemittelte Leitertemperatur $T_{m,est}$ gebildet wird. Weiterhin wird die Differenz aus gemessener und geschätzter mittlerer Temperatur gebildet. Diese Differenztemperatur $\Delta T_{m,corr}$ repräsentiert die transiente thermische

Änderung, die sich aufgrund des realen Stromflusses und der tatsächlich wirkenden Wetterbedingungen entlang des gesamten Trassenverlaufes ergeben. $\Delta T_{m,corr}$ beschreibt also die mittlere Temperaturänderung die durch thermisch transiente Komponenten entsteht. Die untenstehende Abbildung visualisiert diesen Prozess.

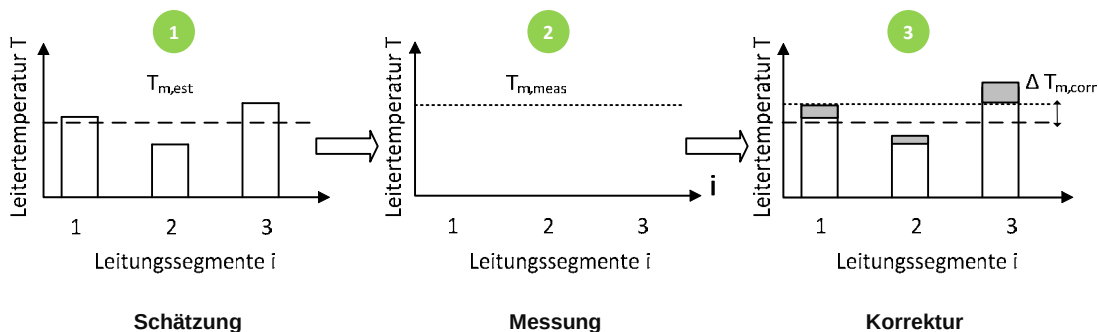
Zur Bestimmung der transienten Komponenten jedes Leitungssegmentes wird eine Berechnung des transienten Temperaturverlaufes unter Berücksichtigung der in Echtzeit zugeführten Wetter- und Strommessungen für die Länge eines Zeitschrittes für jedes Segment durchgeführt. Ausgangspunkt dieser Berechnung ist die letzte bekannte Leitertemperatur des Segmentes, also die des vorangegangenen Zeitschrittes oder die geschätzte Temperatur im Falle der Initialisierung. Die transienten Temperaturänderungen jedes Abschnittes über einen Zeitschritt bilden den Ausgangspunkt einer Gewichtungsfunktion, welche herangezogen wird, um $\Delta T_{m,corr}$ auf 0 zu minimieren. In Abhängigkeit der Abschnittslängen und der transienten Temperaturänderungen wird somit das Gleichgewicht zwischen der gemessenen mittleren Temperatur $T_{m,meas}$ und der geschätzten Temperatur $T_{m,est}$ hergestellt.

Weiterhin wird jeder Leitungsabschnitt durch ein Freileitungsersatzschaltbild repräsentiert und in Serie verschaltet. Die wie vorhergehend ermittelten Abschnittstemperaturen werden für jeden Abschnitt in einen äquivalenten Leitungswiderstand umgewandelt und in das jeweilige ESB übertragen. Die am Anfang der Leitung gemessenen Strom- und Spannungszeiger können nun herangezogen werden, um den Ausgangsstrom und die

Ausgangsspannung zu ermitteln. Wenn die berechneten Strom- und Spannungswerte am Leitungsende mit den gemessenen übereinstimmen wird die Temperaturmessung als numerisch plausibel angesehen.

Simulationsrechnungen unter Berücksichtigung realer Wetteraufzeichnungen und des elektrothermischen Verhaltens von Freileitungen zeigen, dass die tatsächlichen Leitertemperaturen, welche als Referenz dienen, mit einer gegenüber konventionellen Technologien vergleichbaren Genauigkeit ermittelt werden können. Wie zu erwarten zeigt sich, dass die Zuführung qualitativ hochwertiger Wettermessungen sowie die geeignete Auswahl der Algorithmus Schrittweite einen hohen Einfluss auf die Genauigkeit der ermittelten Leitertemperaturen hat. Die weitere Untersuchung dieses Zusammenhangs sowie die Initialisierung eines praktischen Aufbaus stehen im Fokus weiterer Forschung.

Es bleibt festzuhalten, dass sich dieses Verfahren zur Messung von Temperaturprofilen entlang von Freileitungstrassen mit vergleichsweise geringem Einsatz von Messinstrumenten eignet. Wobei besonders hervorzuheben ist, dass die eingesetzten Messinstrumente, Wettermessstationen und Zeigermessgeräte, synergetisch für viele weitere Systemapplikationen verwendet werden können. Abgesehen von der echtzeitfähigen Ermittlung transienter Temperaturprofile entlang von Freileitungstrassen kann diese Methode auch eingesetzt werden, um kostengünstig die Qualität, der für Strombelastbarkeitsrechnungen zur Verfügung stehenden Wetterdaten und somit die Qualität der Rechnungen selbst, zu validieren.



Graphische Veranschaulichung des Verfahrens

Modellierung des koordinierten Einsatzes von Regelleistung unter Berücksichtigung von Netzauswirkungen und Prognosefehlern

Modelling of coordinated control reserve activation under consideration of the impact on the grid and forecasting errors

Marie-Louise Kloubert

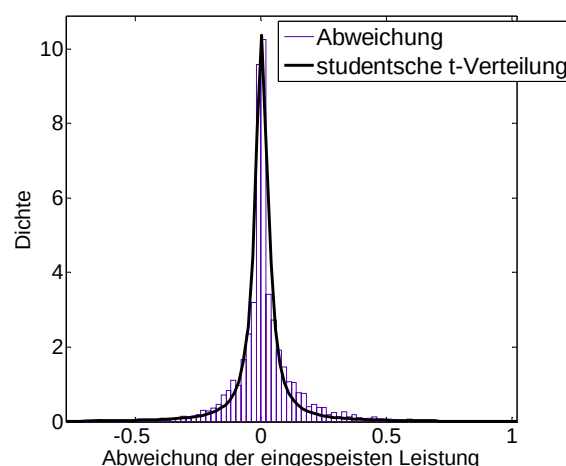
In Stunden, in denen die Leitungen stark ausgelastet sind, kann der Abruf von Regelleistung, die Leitungen zusätzlich belasten. Zur Vermeidung von zusätzlichem Redispatch werden neben den Kosten auch die Auswirkungen, die der Abruf der Regelleistung auf das Netz verursacht, berücksichtigt. Zusätzlich wird der Einfluss von Prognosefehlern betrachtet. In einem weiteren Schritt können Regelleistungskraftwerke identifiziert werden, die einen positiven oder neutralen Effekt auf das Netz im gesamten Jahresverlauf haben.

In hours, when the grid is highly stressed, the activation of control reserve can be constrained by impending overloads. To avoid additional redispatch it is necessary to consider the impact of activation of control reserve on the grid. In addition the impact of forecasting errors are included in the model. In a next step the power plants are identified, for which control reserve supply has a positive or neutral effect on the grid throughout the year.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft unter dem Kennzeichen RE 2930/12-1 gefördert.

Der Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Last wird aktuell ohne Betrachtung des Netzes bestimmt, wodurch Überlastungen im Netz entstehen können. Um diese Überlastungen zu verhindern, ist der Einsatz von Redispatch notwendig. Der Abruf von Regelleistung kann ebenfalls zu Engpässen führen. Daher müssen durch einen möglichen Regelleistungsabruf entstehende Netzengpässe durch zusätzlichen Redispatch aufgehoben werden. Durch diese Vorgehensweise kann ein hoher Bedarf an Redispatch entstehen. Um dem entgegenzuwirken, wird ein Modell entwickelt, dass bei der Auswahl der Kraftwerke zur Regelleistungsbereitstellung bereits die Auswirkungen auf das Netz berücksichtigt und zusätzlich die Unsicherheiten, die durch ungenaue Prognosen entstehen, einbezieht.

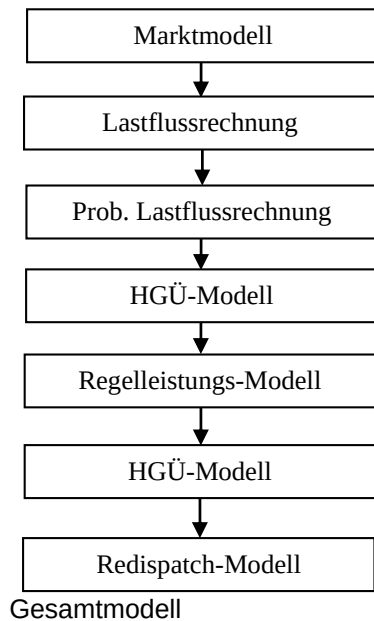
Zur probabilistischen Modellierung der Prognosefehler werden die prognostizierten und realisierten Windgeschwindigkeiten des Jahres 2013 des DWD verwendet und mit einem typischen Windgenerator zu Einspeisezeitreihen umgewandelt. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen des Prognosefehlers unterscheiden sich durch die Energiequelle, den Standort und den Prognosehorizont. Exemplarisch ist die Häufigkeitsverteilung von Prognosefehlern für ein Jahr mit der zugehörigen angenäherten studentischen t-Verteilungsfunktion für den Standort in der Mitte Deutschlands und einem Prognosehorizont von 24 Stunden dargestellt.



Beispiel einer Verteilung der Prognosefehler und angenäherter studentischen t-Verteilungsfunktion

Im nächsten Schritt wird die Stärke der Korrelation zwischen den Standorten bestimmt. Hierfür wird die Korrelation für Standorte im Abstand von 70 km innerhalb Europas ermittelt. Für die Untersuchung wird sowohl der Korrelationskoeffizient nach Bravais und Pearson als auch der Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman bestimmt. Unter der Annahme, dass ein Korrelationskoeffizient größer/gleich 0,5 bedeutet, dass die Stationen korreliert sind und ein Korrelationskoeffizient kleiner 0,5 bedeutet, dass die Stationen unkorreliert sind, ergibt sich, dass die Standorte in einem Abstand von 70 km oder mehr nahezu unkorreliert sind. Im weiteren Verlauf werden die Prognosefehler somit als statistisch unabhängig betrachtet.

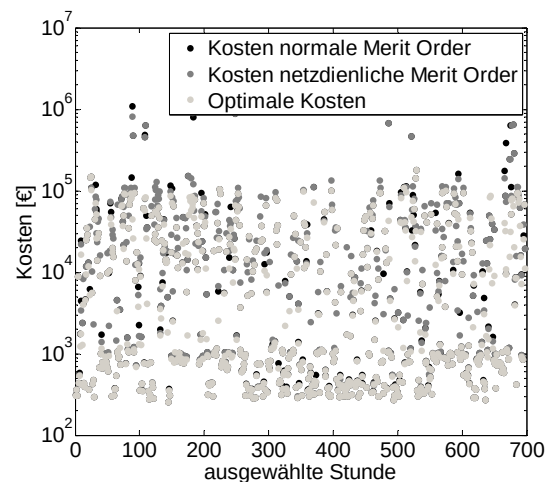
Die probabilistische Modellierung der Prognosefehler wird in ein Gesamtmodell eingefügt. Das entwickelte Gesamtmodell besteht aus mehreren Stufen. Der Ablauf ist dargestellt.



Als Eingangsdatensatz wird der Kraftwerkseinsatz für konventionelle und regenerative Kraftwerke für ein Jahr betrachtet. Hiermit wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, um die Leistungsbelastungen zu bestimmen und die Power Transfer Distribution Factors (PTDF) für jede Stunde des Jahres zu ermitteln. Im nächsten Schritt wird mithilfe der PTDF und der Faltungsoperation der Einfluss der eben modellierten Prognosefehler auf die Leitungen bestimmt. Treten Leitungsüberlastungen auf, wird der Einsatz der HGÜ-Leitungen ermittelt. Anschließend wird der Einfluss des Regelleistungsabrufs berechnet. Hierfür werden zwei verschiedene Merit Orders (MO) bestimmt und gegenübergestellt. Die erste MO (normale MO) wird auf Basis von Grenzkosten gebildet, die zweite berücksichtigt neben den Grenzkosten die Auswirkungen auf das Netz (netzdienliche MO). Anschließend wird erneut bei Überlastungen der zusätzliche Einsatz von HGÜ-Leitungen bestimmt. Treten weiterhin Überlastungen auf, so wird der optimale Redispatch ermittelt. Im letzten Schritt wird diesen beiden Ergebnissen ein optimaler Einsatz der Regelleistungskraftwerke gegenübergestellt. Im Rahmen der Optimierung werden die Kosten für die Bereitstellung

der Regelleistung und dem benötigten Redispatch zusammen minimiert.

Mit dem Modell werden Simulationen für das Jahr 2024 durchgeführt. Hierbei wird festgestellt, dass die Gesamtkosten bei Anwendung der netzdienlichen MO bereits gesenkt werden können, es aber noch zu keinem optimalen Ergebnis kommt, wie die Gegenüberstellung der optimalen Lösung verdeutlicht (vgl. Abb. unten). Dargestellt sind die Stunden, bei denen nach Simulation des Regelleistungsabrufes Netzengpässe entstehen und die Anwendung von Redispatch notwendig ist.



Gegenüberstellung der Gesamtkosten unterschiedlicher MO

In einem nächsten Schritt wird analysiert, welche Kraftwerke, in wie vielen Stunden eines Jahres, Regelleistung bereitstellen können. Hierbei zeigt sich, dass kein Kraftwerk zu jeder Stunde eines Jahres Regelleistung zur Verfügung stellen kann, ohne dass Redispatch benötigt wird. Es wird aber deutlich, dass die Kraftwerke an Knoten im Norden gut geeignet sind negative Regelleistung bereitzustellen, während Kraftwerke im Süden besser positive Regelleistung bereitstellen können. Die Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz von Regelleistungskraftwerken ohne Berücksichtigung des Netzes nicht kostenoptimal ist und der hier gezeigte Ansatz aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers wirtschaftlich besser wäre. Zudem können die Ergebnisse von den Kraftwerksbetreibern genutzt werden, um Kraftwerke strategisch einzusetzen.

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

KonVeTrO – Integrated network extension planning of distribution, transmission and overlay grids

Dennis Klein, Johannes Schwappe

Gegenwärtig erfolgt die Ausbauplanung elektrischer Energieversorgungsnetze getrennt für die einzelnen Netzebenen unter hohem manuellem Aufwand. Folglich ist nicht sichergestellt, dass die optimale Lösung des Gesamtsystems gefunden wird. In „KonVeTrO“ werden daher etablierte Algorithmen und Instrumente zur Planung von Netzen aus dem Fachbereich der Transportlogistik für die Problemstellung adaptiert, um eine kongruente, ebenenübergreifende Netzplanung zu ermöglichen.

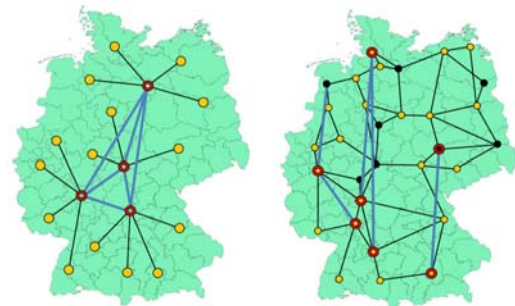
Currently, extension planning of distribution and transmission grids is carried out separately and involves a high manual workload. Hence, it is not guaranteed that this process will determine the optimal solution from an overall point of view. In “KonVeTrO” established tools for network planning from the field of transport logistics are adapted in order to allow an integrated network extension planning.

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

Infolge der Energiewende wird elektrische Energie zunehmend durch erneuerbare Energiequellen bereitgestellt, wohingegen der Anteil konventioneller Kraftwerke an der Stromerzeugung sinkt. Dies hat weitreichende Auswirkungen auf die elektrischen Energieversorgungsnetze. Der Anschluss erneuerbarer Energieanlagen erfolgt aufgrund ihrer geringen Nennleistungen vorwiegend im Verteilnetz. Folglich tritt immer häufiger eine Umkehr des Lastflusses aus niedrigeren in höhere Netzebenen auf. Das Übertragungsnetz muss angesichts der Verlagerung von Einspeiseschwerpunkten aus dem Süden in den Norden Deutschlands sowie den zunehmenden grenzüberschreitenden Handel im europäischen Strommarkt einen Leistungstransport über größere Strecken gewährleisten. Somit besteht auf allen Netzebenen ein erheblicher Ausbaubedarf. Bedingt durch die vertikale Trennung von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern erfolgt die Ausbauplanung gegenwärtig separat für die einzelnen Netzebenen. Zudem ist die Maßnahmenfindung durch einen hohen manuellen Aufwand für die Netzplaner charakterisiert, da bisher keine rechnergestützten Methoden zur Bestimmung geeigneter Maßnahmen existieren. Folglich ist fraglich, ob das momentane Vorgehen zu einer gesamtwirtschaftlich optimalen Lösung führt.

In „KonVeTrO“ werden die Strukturen des elektrischen Energieversorgungssystems netzebenenübergreifend analysiert, um eine optimierte Aufgabenteilung zwischen Verteil-, Übertragungs- und zukünftigem Overlaynetz gemäß der sich ändernden Versorgungsaufgabe abzuleiten und hierauf aufbauend die Topologie jeder Netzebene zu

optimieren. Hierfür werden etablierte Algorithmen und Instrumente aus der Transportlogistik adaptiert, um sie in der strukturellen Netzausbauplanung der elektrischen Energieversorgung einzusetzen. Dieser interdisziplinäre Ansatz erscheint aufgrund vielfältiger Synergien zwischen Energie- und Logistiknetzen, bspw. des jeweils hierarchischen Aufbaus der Netzstrukturen (vgl. Abbildung), vielversprechend.



Netzstrukturen der Transportlogistik (links) und der elektrischen Energieversorgung (rechts)

Ziel des Projekts ist die Entwicklung eines netzebenenübergreifenden Optimierungsprozesses als Funktionsmuster, um das Potenzial der vertikal integrierten Vorgehensweise im Vergleich zur klassischen, horizontal fokussierten Netzausbauplanung aufzuzeigen. Hiermit wird ermöglicht, sowohl Overlaynetzstrukturen zum Übertragungsnetz strukturiert und optimiert zu ermitteln als auch zusätzliche Abspannknoten hin zum Verteilnetz derart zu ergänzen und zu platzieren, dass ein Optimum des notwendigen Netzausbaus über alle Netzebenen hinweg erzielt wird.

Mehrstufiges Modell für technisch-wirtschaftliche Analysen des Netzengpassmanagements in Europa

Multi-stage model for techno-economic analysis of European congestion management

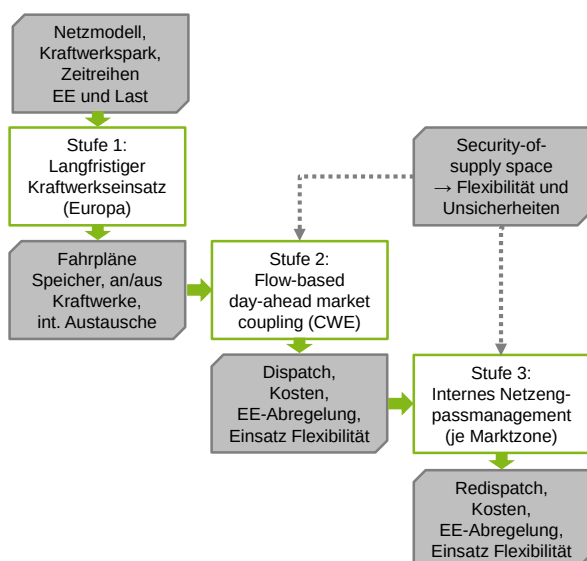
Sven Christian Müller

Das europäische Verbundnetz ist geprägt von Netzengpässen sowohl zwischen wie auch innerhalb von Marktgebieten. Ein komplexes Zusammenspiel aus Marktprozessen sowie Maßnahmen der Systemführung führt zu den letztlich realisierten Betriebssituationen. Viele technisch-wirtschaftliche Analysen wie z.B. die Netzausbauplanung benötigen daher eine geeignete Modellierung des Netzengpassmanagements. Am ie³ wurde hierfür ein mehrstufiges Modell bestehend aus langfristiger Kraftwerkseinsatzplanung, Day-ahead Markt und zoneninternem Engpassmanagement entwickelt.

The European transmission system is characterized by congestion both between as well as within market zones. A complex interplay of markets and operational procedures results in the realized operational system states. Hence, techno-economic analyses such as network extension planning require adequate models of congestion management. For this, a three-stage model has been developed at ie³ consisting of models for unit commitment, day-ahead market and internal congestion management.

Das entwickelte Modell verfolgt zwei Ziele: Zum einen soll der mehrstufige, zeitlich gestaffelte Prozess des Netzengpassmanagements angemessen abgebildet werden. Zum anderen soll es ermöglicht werden den Einfluss von Unsicherheiten (z.B. in Form von Prognoseabweichungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE)) und betrieblicher Flexibilität (z.B. in Form schneller Regelung von HGÜ-Leitungen oder Redispatch) zu untersuchen.

Um die Zielsetzung zu erreichen, wurde ein dreistufiges Modell entwickelt, das in Form von Optimierungsproblemen umgesetzt wurde. Die Stufen und die wesentlichen Eingangs- und Ausgangsdaten sind in der Abbildung visualisiert.



Überblick über den Ablauf des Modells

Die erste Stufe stellt ein Europa-weites *Kraftwerkseinsatzmodell* dar, das als Security Constrained Unit Commitment (SCUC) Modell umgesetzt ist. Das Optimierungsproblem berücksichtigt zeitkoppelnde Nebenbedingungen wie minimale Betriebs- und Stillstandszeiten, Regelleistungsbedarfe je Marktzone, Ramping und begrenzte grenzüberschreitende Austauschkapazitäten. Ziel ist die Abschätzung von Fahrplänen von Speichern, internationalen Austauschen und des Status (an/aus) von Kraftwerken.

In der zweiten Stufe wird der *Day-ahead Markt* in Form des 2015 in der CWE Region eingeführten Verfahrens des „flow-based market coupling“ simuliert. Dieses lastflussbasierte Verfahren wird als ein Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) modelliert und bestimmt ein zulässiges Marktergebnis unter Berücksichtigung der Leistungsflüsse über vom internationalen Handel besonders betroffene Leitungen. Das SCOPF-Problem stützt sich auf eine neu entwickelte Modellierung des zulässigen Lösungsraums der Systemkonfigurationen („security-of-supply space“), der es ermöglicht (i) Unsicherheiten in Form von (N-1)-Fällen und Prognoseabweichungen sowie (ii) als Reaktion auf die Unsicherheiten den Einsatz von betrieblicher Flexibilität in Form korrektiver und präventiver Gegenmaßnahmen zu berücksichtigen.

In der dritten Stufe werden basierend auf dem Marktergebnis je Marktzone die Fahrplananpassungen ermittelt, die für das *zoneninterne Netzengpassmanagement* erforderlich sind. Hierfür wird ein strukturell ähnliches SCOPF-Problem wie in der zweiten Stufe eingesetzt.

Ermittlung von Betriebszuständen des europäischen Übertragungsnetzes

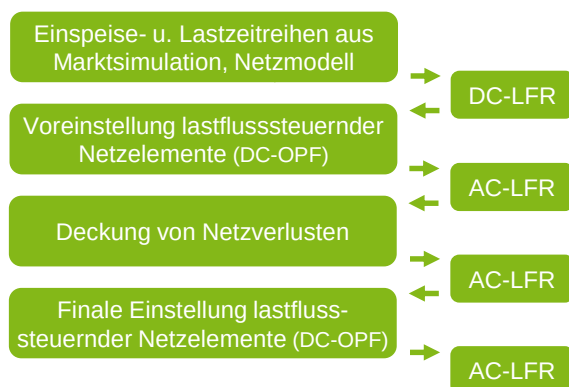
Determining system states of the European transmission grid

Christopher Spieker, Dennis Klein, Volker Liebenau, Jan Teuwsen

Für techno-ökonomische Analysen des europäischen Übertragungsnetzes ist die Ermittlung realitätsnaher Betriebszustände erforderlich. Vor diesem Hintergrund wurde eine Netzsimulation entwickelt, die es ermöglicht, auf Grundlage eines Detailmodells des ENTSO-E-Netzgebietes und knotenscharfer Einspeise- und Lastzeitreihen Betriebszustände für heutige und zukünftige Szenarien zu bestimmen.

For techno-economic analyses of the European transmission grid, the determination of realistic system states is necessary. The ie³ has developed a network simulation basing on a detailed model of the ENTSO-E transmission grid, which is capable of determining realistic system states for current and future scenarios.

Zur Analyse elektrischer Übertragungsnetze werden Netzberechnungen durchgeführt, für deren Anwendung Annahmen über die Betriebsweise lastflusssteuernder Netzelemente, wie HGÜ-Leitungen und Phasenschiebertransformatoren (PSTs), getroffen werden müssen. Im Rahmen einer am ie³ entwickelten mehrstufigen Netzsimulation werden die Betriebspunkte inländischer HGÜ-Leitungen und die Stufenstellerpositionen von PSTs durch die Lösung zweier Optimierungsprobleme (DC-OPF) bestimmt. Für inländische HGÜ-Leitungen wird angenommen, dass sie zur Entlastung hoch belasteter Drehstromleitungen eingesetzt werden, während durch den Einsatz von PSTs eine Minimierung der Abweichung zwischen den im Markt gehandelten und den im Netz resultierenden physikalischen Grenzkuppelflüssen angestrebt werden soll. Der Ablauf der Netzsimulation ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

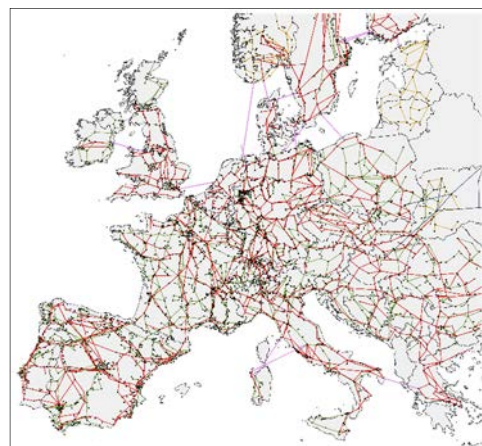


Ablaufdiagramm der Netzsimulation

In einem ersten Schritt werden die im Rahmen einer Marktsimulation ermittelten Einspeise- und Lastzeitreihen den Knoten des Übertragungsnetzmodells zugeordnet und eine DC-Lastflussrechnung (DC-LFR) durchgeführt, um den Belastungszustand des Netzes abzuschätzen. Anschließend werden die vorläufigen Betriebspunkte der lastflusssteuernden Netzelemente

durch das Lösen der o.g. Optimierungsprobleme bestimmt. Auf dieser Basis werden mithilfe einer AC-Lastflussrechnung (AC-LFR) die im Netz auftretenden Verluste ermittelt und der Kraftwerkseinsatz entsprechend der Abweichung gegenüber den bereits in der Marktsimulation berücksichtigten, abgeschätzten Verlusten angepasst. Anhand der daraus resultierenden modifizierten Einspeise- und Lastzeitreihen wird eine erneute AC-LFR durchgeführt, um die finale Einstellung der lastflusssteuernden Netzelemente zu berechnen. Abschließend wird mithilfe einer weiteren AC-LFR der sich für jeden Netznutzungsfall ergebende Belastungszustand bestimmt, der zusammen mit den Betriebspunkten der lastflusssteuernden Betriebsmittel einen vollständigen Netzbetriebszustand beschreibt.

Für die Netzsimulation wird ein am ie³ entwickeltes detailliertes Netzmodell des ENTSO-E Gebietes verwendet. Das Modell beinhaltet alle relevanten Systemkomponenten ab einer Spannungsebene von 220 kV und somit ca. 4.700 Knoten und 6.800 Zweige (siehe Abbildung).



Detailmodell des europäischen Übertragungsnetzes

4.2 Mess- und Automatisierungssysteme

DeF-Neg: Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

Decentralized frequency stabilization in grids with a high share of renewable energies

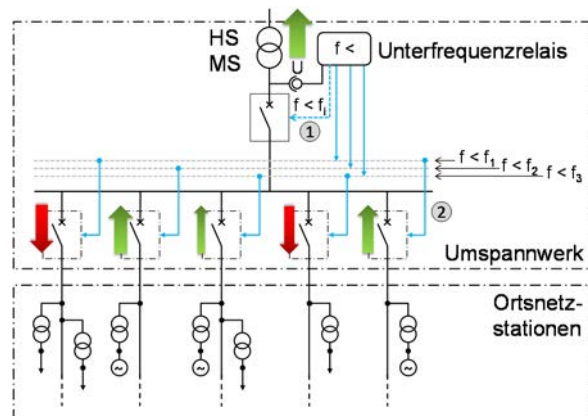
Marvin Albrecht

Ziel des Projektes ist die Erforschung eines Ansatzes, der unter Berücksichtigung des aktuellen Netzzustandes 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.

In this project 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 (BMWi) unter dem Kennzeichen 0325686A gefördert.

Das heutige Verfahren zur Frequenzhaltung wurde ursprünglich für eine unidirektionale Versorgungsstruktur entwickelt, welche durch eine zentrale Erzeugung in Großkraftwerken und dezentrale Verbraucher geprägt war. Durch den stetigen Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in den Verteilnetzen verändern sich die Versorgungsaufgabe und die erforderlichen Schutzkonzepte grundlegend, da sich neben einem vertikal gerichteten Lastfluss eine Rückspeisung in überlagerte Spannungsebenen ergeben kann. Mit dem heutigen Verfahren der unterfrequenzabhängigen Lastabschaltung durch Frequenzrelais, welche standardmäßig in den Umspannwerken installiert sind, werden ganze Netzbereiche abgeschaltet, unabhängig davon welche Leistungsflussrichtung das unterlagerte Netz aufweist. Ohne Berücksichtigung der dezentral eingespeisten Leistung kann dies zu einer weiteren Erhöhung des Leistungsdefizites führen und somit die Funktion des frequenzabhängigen Lastabwurfs zur Wiederherstellung der Netzstabilität nach Großstörungen gefährden. Die Parametrierung der Unterfrequenzrelais wird bei der Installation manuell eingestellt und bezieht sich dabei lediglich auf die Jahreshöchstlast als Referenznetzlast mit einer angenommenen Leistungsverteilung. Der aktuelle Zustand des Netzes, welcher sich durch die fluktuierende Einspeisung von DEA stetig ändern kann, wird hierdurch nicht erfasst. Vor diesem Hintergrund ist eine Anpassung der Schutzverfahren zur Frequenzhaltung erforderlich, um auch in Zukunft einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können.



Konventioneller Lastabwurf

Der Ausbau erneuerbarer Energien geschieht überwiegend in den Verteilnetzen. Daher wird eine Installation der Unterfrequenzrelais in den Ortsnetzstationen als Minimalanforderung formuliert. Um die Selektivität weiter zu erhöhen, ist die Ansteuerung eines Unterfrequenzschutzes am Hausanschluss denkbar. Für eine möglichst integrierte Lösung können die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur und regelmäßigen Leistungsmessungen von Smart Metering Systemen genutzt werden. Um die aktuelle Ist-Situation im Verteilnetz bewerten zu können, muss eine zyklische Parametrierung der Frequenzrelais diskriminierungsfrei erfolgen, indem aktuelle Leistungswerte der Messpunkte zentral ausgewertet werden. Die Berechnung einzuhaltender Netzrestriktionen ist zwingend erforderlich, um eine Rückspeiseüberlastung der Transformatoren auszuschließen. Zusätzlich wird untersucht, inwieweit steuerbare Last- und Erzeugungsanlagen im Verteilnetz einen Beitrag zur Frequenzstabilisierung erbringen können.

Skalierbare Informationssysteme für automatisierte Strommärkte

Scalable information systems for automated energy markets

Sebastian Ruthe

Zur effizienteren Integration von zeitverschiebbaren Lasten und Erzeugungsanlagen in die heutigen Strommärkte bedarf es neuer Informationssysteme, die einzelne Anlagen zu virtuellen Kraftwerken bündeln und deren Flexibilität übergreifend vermarkten. Am Institut ie³ werden hierzu neue marktbasierte Lösungsansätze entwickelt und prototypisch implementiert.

The efficient integration of shiftable loads and distributed generation into today's energy markets requires new information systems in order to build virtual power plants and to market their flexibility. Therefore the institute ie³ develops and implements new solution approaches and software prototypes.

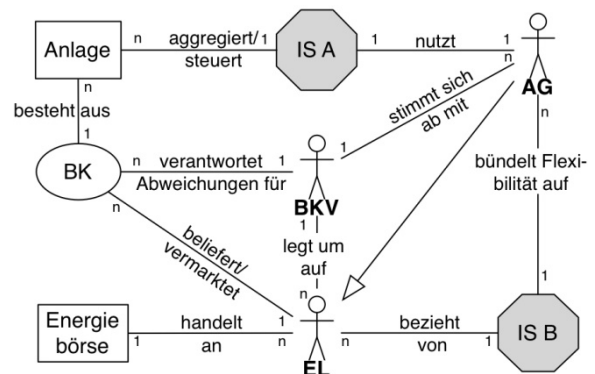
Im Zuge des Ausbaus von Erneuerbaren Energien wie Wind und PV steigen, aufgrund des vergleichsweise großen Prognosefehlers und den hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren, die untertägigen Fahrplanabweichungen einzelner Bilanzkreise. Gleichzeitig entsteht durch die voranschreitende informations- und kommunikationstechnische Anbindung von zeitverschiebbaren Lasten und dezentralen Erzeugungsanlagen ein hohes Flexibilitätspotential (Energien Mengen die kurzfristig bezogen oder angeboten werden können), welches in Form von virtuellen Kraftwerken (VK) vollautomatisiert abgerufen werden kann.

Das Bindeglied zwischen den unvorhersehbaren Fahrplanabweichungen (Nachfrage) und der abrufbaren Flexibilität (Angebot) sind die heutigen Energiemärkte. Historisch bedingt ist das heutige Marktdesign (Gebotsform, Marktmechanismus) jedoch vorwiegend für eine manuelle bzw. geringfügig automatisierte Interaktion und für eine moderate Anzahl an Marktteilnehmern ausgelegt. Eine Konsequenz daraus ist, dass bei der Preisbildung nicht alle potentiell zur Verfügung stehenden Informationen berücksichtigt werden können, wodurch zusätzliche Unsicherheiten bei der Marktpreisprognose entstehen. Dies und die für Kleinerzeuger relativ hohen Mindestgebotsmengen sowie Transaktionskosten können zu einer Zurückhaltung von Energiemengen auf dem Intraday-Markt und letztendlich zu ineffizienten Handelsergebnissen führen.

Um das steigende Potential von zeitverschiebbaren Lasten und Erzeugungsanlagen, untertägig besser nutzen zu können, bedarf es daher neuer Informationssysteme (IS), die:

1. einzelne Anlagen zu VK aggregieren und deren Flexibilität nutzbar machen (IS A),

2. Betreibern von VK eine gemeinsame Plattform bieten, um deren Flexibilität zu bündeln und im Verbund zu vermarkten (IS B).



Einordnung der Informationssysteme

Am Institut ie³ werden zu diesem Zweck neue Lösungsansätze und Algorithmen entwickelt, die sich insbesondere durch ihre sehr gute Skalierbarkeit, ihre hohe Lösungsqualität, eine dezentrale Entscheidungsfindung und den Schutz von privaten Daten (dezentrales Informationsmodell) auszeichnen. Die daraus entstehenden Informationssysteme lassen sich als Marktplatz für kurzfristig zur Verfügung stehende Energiemengen interpretieren. In 96 aufeinanderfolgenden Einheitspreisauktionen wird untertägig das prognostizierte Angebot mit der prognostizierten Nachfrage für die nächsten 24 h gebündelt und automatisiert zusammengeführt. Die Schnittstellen zwischen den Informationssystemen der VK-Betreiber und dem Marktplatz bestehen dabei allein aus dem Austausch von Preis-/ Mengeninformationen.

Es konnte gezeigt werden, dass sich hierdurch neue Marktanreize für VK-Betreiber ergeben und insgesamt ein effizienterer Energiehandel möglich wird.

Analyse und Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung

Analysis and application of time-synchronized phasor measurement

Kay Görner

Die zeitsynchronisierte Zeigermessung bietet großes Potential für die Schutz- und Leittechnik. Am Institut werden sowohl Algorithmen für die Zeigermessung als auch deren Anwendung untersucht. Hierzu wurde eine Testumgebung geschaffen mit der Algorithmen validiert und Zeigermessungen bei Prototypen analysiert werden können.

The time-synchronized phasor measurement provides big potential for telecontrol. At the institute, algorithms and application of time-synchronized phasor measurement are examined. For that, a test environment has been developed so that algorithms can be validated and phasor measurements obtained from prototypes can be analyzed.

Die zeitsynchronisierte Zeigermessung bietet gegenüber der konventionellen Messung den Vorteil, dass zusätzlich der Phasenwinkel gemessen wird. Es müssen jedoch folgende wissenschaftliche Fragestellungen untersucht werden:

- Wie wird der Winkel auch bei dynamischen Vorgängen gemessen?
- Welcher Algorithmus eignet sich am besten für die Zeigermessung?
- Für welche Anwendungen bietet die Zeigermessung einen Vorteil?

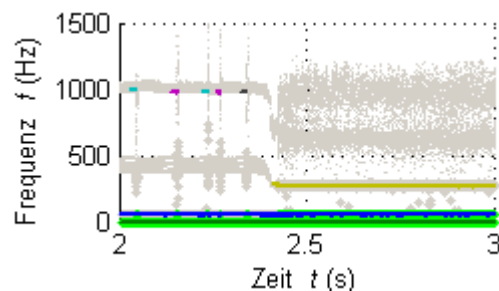
Zu diesem Zweck wird am Institut die zeitsynchronisierte Zeigermessung analysiert sowie prototypisch angewendet. Hierfür wurde das Tool „PELE“ (engl.: Phasor Estimation Laboratory Environment) entwickelt. Es wurde in MATLAB eine grafische Bedienoberfläche geschaffen mit der verschiedene Algorithmen (Diskrete-Fourier-Transformation, Taylor-Fourier-Transformation, 6-Parameter-Methode) als Benchmark für die Zeigermessung genutzt werden können. Des Weiteren wurde der Algorithmus ESPRIT-DaPT (engl. Estimation Parameter by Rotational Invariance Technics – Databased Assisted Parameter Tracking) erstmals für die Zeigermessung evaluiert.

Die Analyse der Zeigermessung erfolgt durch Auswahl verschiedener Testsignale. Diese sind zum einen Sprung- und Modulationssignale nach dem IEEE-Standard C37.118.1. Zum anderen können auch beliebige Signalverläufe, zum Beispiel von Schaltvorgängen und Kurzschlüssen, nachgebildet werden. Die Genauigkeit der Algorithmen für die Zeigermessung wird durch die Kriterien „Total-Vector-Error“, „Frequenzfehler“ und „Fehler der Frequenzänderung“ angegeben. Im Vergleich der Algorithmen zeigt sich, dass die Taylor-Fourier-Transformation die höchste Genauigkeit für stationäre und dynamische Signale aufweist. Mit ESPRIT-DaPT kann dagegen das

Frequenzspektrum untersucht werden (siehe Abbildung).

Im Prüffeld der Abteilung „Mess- und Automatisierungssysteme“ werden darüber hinaus Funktionsmuster am Netzmodell mit Hilfe der zeitsynchronisierten Zeigermessung untersucht. Anhand eines zeitsynchronisierten Oszilloskops können Abtastwerte mit einem Zeitstempel versehen und abgespeichert werden. Anschließend werden offline die zeitsynchronisierten Zeigergrößen Phasenwinkel und Betrag mit Hilfe des Tools „PELE“ ermittelt.

Im vorliegenden Beispiel werden Schaltvorgänge an einem DPFC untersucht. Bei einem DPFC (engl.: Dynamic Power Flow Controller) handelt es sich um einen Phasenschiebetransformator (PST) mit in Serie liegenden induktiven und kapazitiven Elementen. Die Regelung erfolgt durch Stufen des PST. Der Stufungsvorgang kann dabei mehrere Sekunden dauern. Deshalb werden feine Regelstufungen durch schnelle Ansteuerung der Serienelemente mit parallel geschalteten Thyristoren durchgeführt. Anhand der Zeigermessung kann dabei sehr genau die Änderung von Strom und Spannung erfasst werden. Mit Hilfe von ESPRIT-DaPT können zusätzliche Harmonische und Zwischenharmonische ermittelt werden (vgl. Abbildung).



Frequenzspektrum mit ESPRIT-DaPT während eines Schaltvorgangs am DPFC

Standardisiertes Engineeringkonzept für moderne Stationsautomatisierung

Standardised Engineering Concept for modern Substation Automation

Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich, Björn Keune, Michael Kaliwoda

Technische Lösungen für eine schnelle und kostengünstige Systemintegration von Schutz- und Leitsystemen sind essentiell für den Erfolg einer zuverlässigen Energieversorgung in Zeiten sich wandelnder Energieanforderungen und zunehmender dezentraler Erzeugung. Ein integraler Engineeringprozess wurde entwickelt, der Daten aus der Stationsprojektierung für eine automatisierte Systemkonfiguration nach IEC 61850-6 verwendet. Der Ansatz bietet die Vorteile einer einfachen Migration auf Standardhardware aus der Automatisierungstechnik und erlaubt somit eine herstellerunabhängige Softwareentwicklung gemäß IEC 61131. Ein Prototyp eines solchen Schutz- und Leitsystems wurde für eine exemplarische Stationsumgebung entwickelt und mit einem Schutzrelaisprüfsystem getestet.

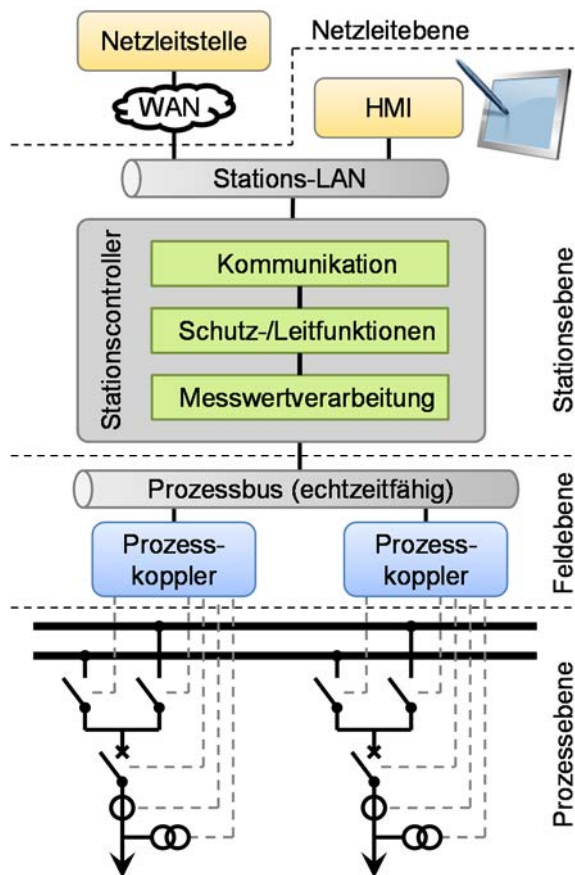
Technical solutions for a fast and cost-efficient system integration of protection and control systems are essential for the success of reliable power distribution in the era of changing energy requirement and rising distributed generation. An integral engineering process has been developed that utilises engineering data based on the substation description as defined in IEC 61850-6 for automated system configuration. The approach offers the benefits of straightforward migration to standard hardware from industrial automation technology and is based on vendor-independent software development according to IEC 61131. A prototype of such a protection and control system has been engineered for a sample power system environment and tested with a dedicated protection relay evaluation system.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7503A gefördert.

Die Norm IEC 61850 prägt als Kommunikationsprotokoll für Stationsautomatisierungssysteme die aktuelle Entwicklung in der Schutz- und Leitchtechnik. Mit der Definition eines Datenmodells und eines Engineeringprozesses in ihrem Teil 6 zeigen sich ihre Vorteile gegenüber dem konventionellen Planungs- und Implementierungsprozess, der sich bei einem Netzbetreiber über mehrere organisatorische Bereiche wie Asset-Management und Sekundärtechnik erstreckt. In der Vergangenheit erwies sich häufig eine Anbieterabhängigkeit von Schutz- und Leitsystemen als hinderlich für eine schnelle und kostengünstige Implementierung. Im Rahmen wissenschaftlicher Arbeiten wurde ein Konzept entwickelt, das diese Abhängigkeiten auflösen und einen automatisierten Engineeringprozess ermöglichen kann. Durch die exemplarische Umsetzung des Konzepts in einen Prototyp konnten diese Vorteile nachgewiesen werden.

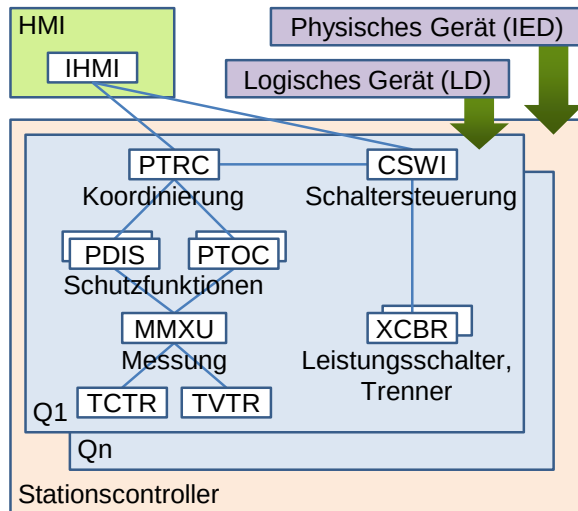
Eine zentrale Einheit, der sogenannte Stationscontroller, bündelt die traditionell verteilten Schutz- und Leitfunktionen. Über einen echtzeitfähigen Kommunikationsbus ist der Stationscontroller mit Prozesskopplern verbunden, die der der Messwerterfassung (Spannungen, Ströme) und der Erfassung und Ausgabe binärer Informationen (z.B. Schalterstellungen) dienen. Das zentralisierte Konzept ermöglicht es beispielsweise, sämtliche Abgänge einer Unterstation mit nur einem Stationscontroller zu überwachen und zu

schützen. Folgende Abbildung zeigt die Gesamtübersicht des verfolgten Konzepts:



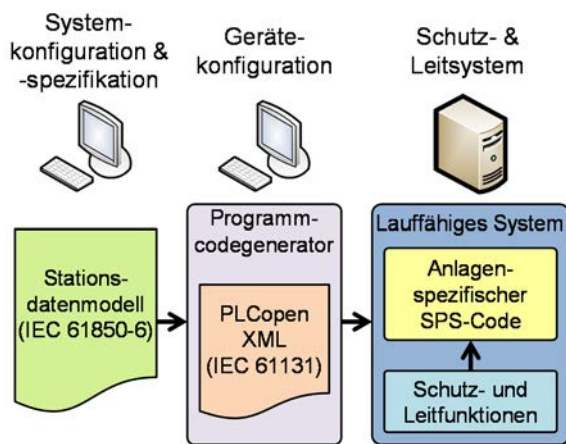
Schutz- und Leitsystem

Die Schutz- und Leitfunktionen sind als logische Knoten (LN) mit Interfaces gemäß IEC 61850-7-4 implementiert und untereinander verknüpft:



LN-Instanzen und Verbindungen

Die für ein konkretes Stationsautomatisierungssystem benötigten Funktionen und ihre gegenseitigen Verknüpfungen werden automatisiert auf Basis eines Stationsdatenmodells nach IEC 61850-6 (Substation Configuration description Language, SCL) generiert. Folgende Abbildung zeigt den Konfigurationsprozess, der ausgehend von einem Stationsdatenmodell automatisch Quellcode für den Stationscontroller generiert:



Konfigurationsprozess

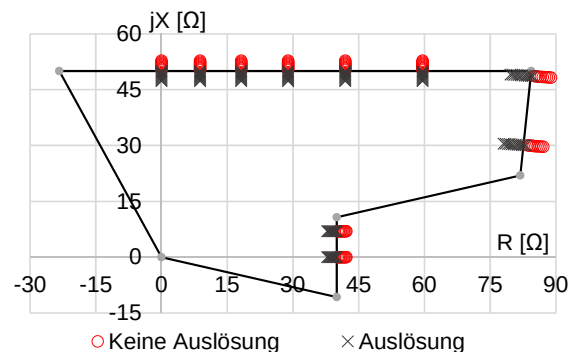
Als Hardwareplattform wird Standardtechnik aus der Industriearbeitsautomation in Form einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) verwendet. Ihre standardisierten Programmiersprachen nach IEC 61131-3 ermöglichen eine einfache Migration auf Geräte verschiedener Hersteller. Folgende Abbildung zeigt den Prototypen bestehend aus SPS (links), Ein- und Ausgangsklemmen

(Mitte) sowie Bedienrechner mit Konfigurations- und Benutzeroberfläche (rechts):



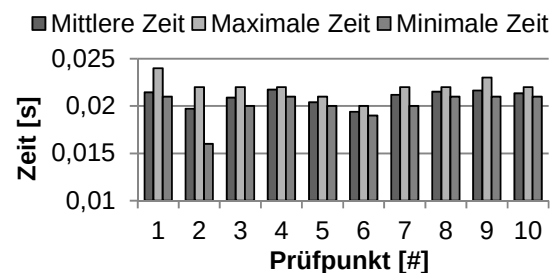
Prototyp

Zur Validierung des Prototyps wurde exemplarisch ein implementierter Distanzschutz mit einem Schutzrelaisprüfsystem entsprechend Prüfnorm IEC 60255-121 getestet. Hierfür wurden verschiedene Prüfpunkte durch das Prüfsystem eingestellt und das Verhalten des Prüflings evaluiert. Die Prüfpunkte liegen im ersten Quadranten der R/X-Ebene und verteilen sich in 10°-Schritten auf den Rand der Auslösefläche. Damit ergeben sich insgesamt 10 verschiedene Prüfpunkte. Diese sind in folgender Abbildung in der Auslösefläche des Distanzschutzes dargestellt:



Testpolygon Distanzschutz

Es hat sich gezeigt, dass der Prototyp ordnungsgemäß auslöst und die Anforderungen an die Auslösezeiten eines Distanzschutzes, die mit 30 ms spezifiziert sind, durch das entwickelte System eingehalten werden. Folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Distanzschutzprüfung:



Testergebnisse

Entwicklung eines automatisierten hybriden Testsystems für Netzschutzgeräte

Development of an automated hybrid test system for power system protection devices

Dominik Hilbrich

Am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft werden innovative Schutzsysteme erforscht. Bei diesen Systemen zeigt sich eine steigende Komplexität und insbesondere bei zentralisierten Schutzsystemen stößt die konventionelle Typprüfung an ihre Grenzen. Deshalb wird basierend auf einem Echtzeitsimulator ein hybrides Testsystem zur Durchführung von Typprüfungen als auch von anwendungsorientierten Prüfungen von Schutzsystemen entwickelt.

At the Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics, innovative protection systems are researched. Such systems show a growing complexity and especially centralized protection systems push the conventional type testing to its limits. For this reason, based on a real-time simulator, a hybrid test system for type and application testing of protection systems is developed.

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

Bei der Erforschung von innovativen Schutzsystemen, insbesondere bei zentralisierten Ansätzen, zeigt sich, dass eine Typprüfung von Schutzgeräten nicht mehr zielführend ist. Die dem Stand der Technik entsprechenden industriellen Prüfgeräte können zwar einzelne Schutzfunktionen testen, sobald jedoch mit einem Schutzsystem mehr als ein Sammelschienenabgang geschützt wird, kann keine vollständige Prüfung mehr erfolgen. Daher steigt die Bedeutung von anwendungsorientierten Prüfungen (engl.: Application Testing) als ergänzende Bewertungsmethode zur klassischen Typprüfung. Bei diesem Prüfverfahren werden die Prozesswerte einer dynamischen Netzsimulation als Testsignale verwendet und die Systemantwort des Prüfobjekts in die Simulation rückgekoppelt. Sämtliche Funktionen eines zentralisierten Schutzsystems können dann gleichzeitig mit realistischen Prozesswerten versorgt werden, wodurch eine ganzheitliche Systemprüfung ermöglicht wird.

In bisherigen Arbeiten konnte gezeigt werden, dass die IEC-60255-121-konforme Typprüfung von Distanzschutzgeräten am Echtzeitsimulator möglich ist. Auch die manuelle Prüfung eines Distanzschutzgeräts an einem simulierten Netzmodell konnte bereits durchgeführt werden. Als weiterer Schritt fehlt bisher ein Automatisierungskonzept für die anwendungsorientierte Prüfung, um insbesondere den Aufwand für die Erstellung von Netzmodellen zu verringern. Die Grundlage hierfür bildet das Common Information Model (CIM) gemäß IEC 61970-301. Eine CIM-Datei enthält standardisierte Netztopologieinformationen und Geräteparameter der Primärtechnik. Diese Informationen werden extrahiert und für eine automatisierte Netzerstellung verwendet. Neben den Informationen zur Primärtechnik des Netzmodells

werden weitere Informationen zur Sekundärtechnik, also der zu prüfenden Schutzfunktionen und deren Parameter, benötigt. Die Grundlage für die Automatisierung bildet hier die Substation Configuration description Language (SCL) gemäß IEC 61850. Durch ein Mapping der Betriebsmittel in SCL und CIM können die Informationen zur Sekundärtechnik für die anwendungsorientierte Prüfung verwendet werden.

Das erstellte Netzmodell läuft auf einem Simulator von OPAL-RT Technologies und basiert auf MATLAB SimPowerSystems. Entsprechend der Informationen zur Sekundärtechnik und der zu prüfenden Schutzfunktionen wird das Modell an den jeweiligen Messstellen mit den analogen Schnittstellen des Echtzeitsimulators verknüpft. In einem automatisierten Ablauf werden Testvariationen durchgeführt, um einen möglichst umfassenden Test zu ermöglichen. Nachfolgende Abbildung stellt das Gesamtkonzept dar.



Konzept der anwendungsorientierten Prüfung

Analyse elektromagnetischer Wanderwellen für Erdschlussortung in Verteilnetzen

Traveling Wave Analysis for Earth Fault Localization in Power Distribution

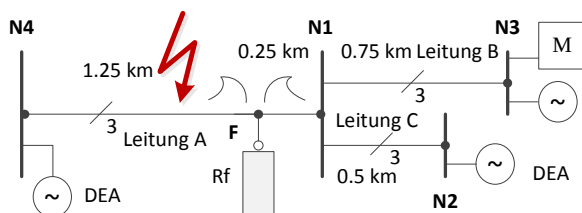
Björn Keune

Mit den zunehmenden technischen Herausforderungen für eine zuverlässige Energieversorgung in Verteilnetzen steigt auch der Bedarf nach einem automatisierten Störungsmanagement im Fehlerfall. Voraussetzung dafür ist eine genaue Fehlereingrenzung. Die Analyse elektromagnetischer Wanderwellen ermöglicht eine exakte Fehlerortung und ist ebenso für stationäre Kurzschlüsse als auch transiente Erdschlusswischer geeignet. Gleichzeitig kann durch eine computer-gestützte Analyse der hochfrequenten Prozesswerte weitgehend auf kommunikationstechnische Infrastruktur zur messtechnischen Erfassung der im Netz vorhandenen Knotenpunkte verzichtet werden.

With the increasing technical challenges for a reliable power supply in distribution networks also raises the need for an automated process management in the aftermath of fault incidents. However, this requires accurate fault isolation. Analysis of electromagnetic traveling waves can provide the exact fault location and is suitable for stationary short-circuiting as well as transitory earth faults. At the same time computational analysis of the high frequent process values works without the need of communicational infrastructure for measurement of otherwise required data nodes within the grid.

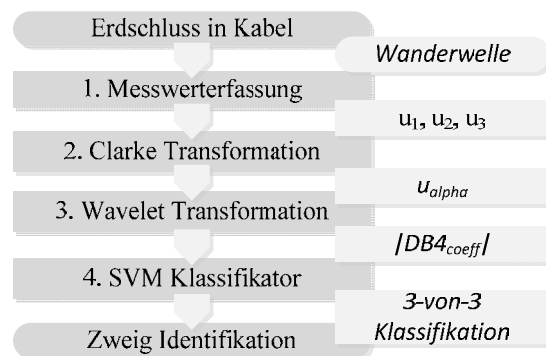
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7007C gefördert.

Durch die lokale Messung und Analyse elektromagnetischer Wanderwellen kann eine exakte Entfernung bestimmt werden. Dabei werden, wie bei der Zeitbereichsreflektometrie, die Reflexionen an der Fehlerstelle unter Berücksichtigung der Fortpflanzungsgeschwindigkeiten ausgewertet. Aufgrund der Auswertung des hochfrequenten Signalanteils eignet sich das Verfahren für stationäre Fehler sowie auch für Erdschlusswischer. Dabei zeigt sich eine hohe Robustheit gegenüber störenden Einflüssen wie bspw. Fehlerwiderstand oder auch Zwischeneinspeisung durch dezentrale Erzeuger. Für eine Eignung des Verfahrens ohne zusätzlichen Kommunikationsaufwand in vermaschten Verteilnetzen müssen auch parallele Zweige im Fehlerfall eindeutig identifiziert werden können wie in der folgenden Abbildung dargestellt.



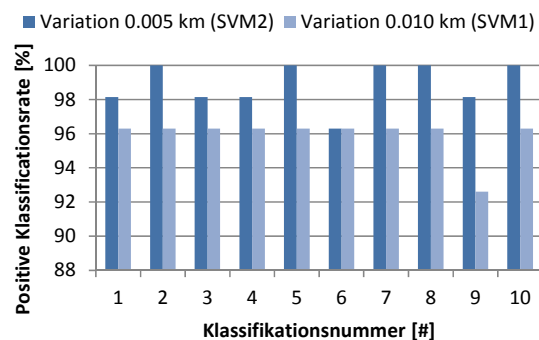
Exemplarische Netztopologie

Durch den Einsatz eines Klassifikators auf Basis von Support Vector Machines (SVM) konnte eine eindeutige Bestimmung des fehlerbehafteten Zweiges einzig durch lokale Messungen erreicht werden. Die folgende Abbildung zeigt das prinzipielle Schema des Verfahrens.



Schemabild des Verfahrens

Dabei wird neben der Clarke-Transformation, zur System-Entkopplung im unsymmetrischen Fehlerfall, die Wavelet-Transformation verwendet. Anhand der ermittelten Koeffizienten konnte ein kartographischer Fingerabdruck für die Verzweigungen gewonnen und zur Fehlerortung genutzt werden. Die folgende Grafik zeigt die Simulationsergebnisse zwei unterschiedlicher SVMs.



Simulationsergebnisse der Klassifikatoren

4.3 Energieeffizienz

Nichtlineares dynamisches Last-/Generatormodell mit leistungselektronischem Interface in aktiven Verteilnetzen zur Leistungskoordination in Übertragungsnetzen

Non-linear dynamic load/generator model with power electronic interfaces in active distribution networks for power coordination in transmission networks

Daniel Mayorga González

Im Rahmen dieses Projektes werden dynamische Ersatzmodelle aktiver Verteilnetze mit IKT-gestützter Wirk- und Blindleistungskoordination entworfen. Die zu entwickelnden Modelle sollen bei Spannungs- Frequenz- und Winkelstabilitätsuntersuchungen zukünftiger Übertragungsnetze die Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens aktiver Verteilnetze ermöglichen.

The aim of this project is the development of dynamic equivalent models of active distribution networks with ICT-based active and reactive power coordination. The models to be developed shall enable the consideration of the dynamic behavior of active distribution networks on frequency, voltage and angle stability studies of future transmission networks.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe DFG-FOR1511 „Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“ durch die DFG gefördert.

Der stabile und sichere Betrieb des heutigen Energieversorgungssystems beruht hauptsächlich auf der dynamischen Flexibilität und netzstützenden Eigenschaften konventioneller Großkraftwerke. Diese Kraftwerke besitzen die Fähigkeit, sich an der aktiven Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beteiligen und tragen mit 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 an den Stabilitätsgrenzen nahen Betrieb des Netzes. Aufgrund dieser Entwicklungen wird in Zukunft eine IKT-gestützte spannungsebenen-übergreifende 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 sind Netze der Nieder- und Mittelspannungsebene mit einer hohen Durchdringung leistungselektronisch angebundener dezentraler Erzeuger und neuartiger Lasten. Zudem verfügen aktive Verteilnetze über eine geeignete IKT-Infrastruktur zur Nutzung der Regelflexibilität dezentraler Erzeuger, um Systemdienstleistungen an der Schnittstelle zwischen Verteil- und Übertragungsnetz bereitzustellen.

Das Hauptziel des Teilprojektes 7 der DFG Forschergruppe 1511 ist die Entwicklung von reduzierten Ersatzmodellen aktiver Verteilnetze, mit denen simulative Stabilitätsuntersuchungen in weiträumigen Übertragungsnetzen durchgeführt werden können. Dabei soll insbesondere die Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens aktiver Verteilnetze mit IKT-gestützter Wirk- und Blindleistungskoordination bei weiträumigen Winkel-, Frequenz- und Spannungsstabilitätsuntersuchungen in Übertragungsnetzen ermöglicht werden.

Durch die Integration der im Rahmen dieses Teilprojektes entwickelten Modelle und Koordinationsverfahren im Hybridsimulator für Energie- und IKT-Systeme INSPIRE soll eine gesamtsystemische Betrachtung des elektrischen Energieversorgungssystems unter Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens und der Regelflexibilität aktiver Verteilnetze ermöglicht werden.

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

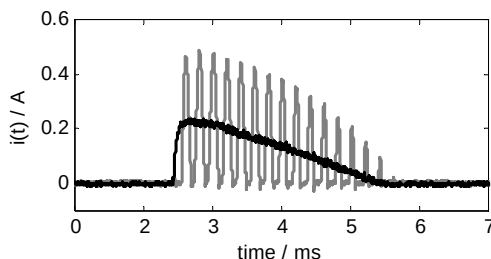
Christian Waniek, Thomas Wohlfahrt

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 phenomena 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 Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03EK3555A gefördert.

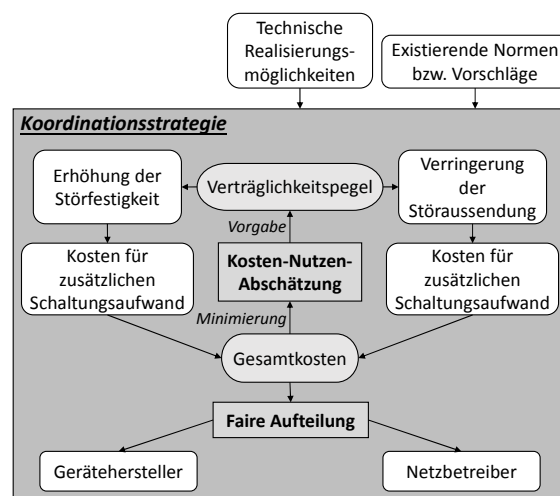
Die Geräteoptimierung umfasst schaltungstechnische Änderungen, um einerseits erhöhte Robustheit gegen bestehende oder steigende Störpegel im Netz zu tolerieren. Andererseits werden Schaltungstechniken und neue Ansätze zur Verminderung der Störaussendung untersucht und als Labormuster aufgebaut und verifiziert. 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 deutlich erhöhte und schwingende Stromaufnahme einer Energiesparlampe unter Einfluss eines höherfrequenten Anteils in der Netzspannung.



Stromaufnahme einer Energiesparlampe

Dieser Stromfluss kann zu einer verminderten Lebensdauer der Komponenten bis hin zu einer Fehlfunktion oder Zerstörung des Gerätes führen. Der Glättungskondensator am Eingang der Schaltung wird mit einem deutlich erhöhten und höherfrequentem Ripplestrom beaufschlagt, welcher eine zusätzliche Erwärmung und somit Lebensdauerverminderung verursacht.

Die durch mögliche Schädigungen bzw. Funktionsausfälle entstehenden Kosten werden im nächsten Schritt bewertet, um darauf aufbauend Kosten-Nutzen-Abschätzungen durchführen zu können (vgl. Abbildung). Ziel dieser Abschätzungen ist es, einen angemessenen Verträglichkeitspegel bezüglich der Störfestigkeit bzw. Störaussendung der Haushaltslasten zu definieren und so die Kosten, die durch den zusätzlichen Schaltungsaufwand entstehen, zu minimieren. Hierbei müssen insbesondere die technischen Realisierungsmöglichkeiten für die ergänzenden Schaltungen sowie bereits existierende Normen und Vorschläge für Störfestigkeits- und Störaussendungsgrenzwerte beachtet werden. Die ermittelten minimierten Gesamtkosten müssen anschließend im Rahmen der entwickelten Koordinationsstrategie auf die Gerätehersteller und Netzbetreiber aufgeteilt werden.



Entwicklung der Koordinationsstrategie

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

Das Stromnetz vollzieht gegenwärtig einen Paradigmenwechsel. Sowohl die Netzstrukturen, als auch die Steuerung dieses komplexen sozio-technischen Systems wird sich radikal verändern. In dem Projekt KoRiSim wird auf Basis von Multi-Agenten-Systemen ein Simulationsframework entwickelt, das neben den netzbetriebstechnischen Aspekten auch soziale und regulatorische Komponenten sowie die Informations- und Energieflüsse berücksichtigt. Damit können Szenarien des Stromverteilnetzes der Zukunft simulativ abgebildet und Experimente mit unterschiedlichen Systemkonfigurationen und Steuerungsmaßnahmen durchgeführt werden. Auf diese Weise wird herausgearbeitet, wie sich ein komplexes, verteiltes System so steuern lässt, dass Effizienz und Systemstabilität gewährleistet und zudem Ziele wie u.a. Nachhaltigkeit, Kostenreduktion, IT-Sicherheit und Datenschutz realisiert werden können.

The electrical network system is undergoing a paradigm shift. Structure and control of this complex socio-technical system are changing radically. In the project KoRiSim, a simulation framework based on Multi-Agent-Systems will be developed, in which, next to the technical aspects, also social and regulatory components as well as information and power flows will be considered. Using this simulation framework, future scenarios for electrical distribution networks can be formulated, and experiments with different system configurations and control actions can be conducted. It will be elaborated, how such a complex distributed system can be managed to guarantee efficiency and system stability and, furthermore, how goals like sustainability, costs reduction, data protection and IT-security can be achieved.

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

Bislang war das Stromnetz ein zentralistisches System, das durch wenige zentrale Großkraftwerke sowie eine großflächige Verteilung des Stroms an die Endkunden geprägt war. Der Lastfluss war entsprechend vorgegeben, die Rollen der Erzeuger und Verbraucher klar verteilt. Die Erneuerbaren Energien stellen die klassische Energieversorgung radikal in Frage. Der Umbau der Energieversorgung generiert folglich neuartige Unsicherheiten und Risiken, vor allem weil die Stromproduktion und der Stromverbrauch immer schwerer geplant werden können und unvorhersehbare Schwankungen im Netz wahrscheinlicher werden. Zudem verschärfen sich Zielkonflikte zwischen der ökonomischen Effizienz, der ökologischen Qualität, der sozialen Akzeptanz und schließlich der operativen Beherrschbarkeit eines komplexen sozio-technischen Systems. Diese Thematik berührt sowohl netzbetriebstechnische als auch soziologische Fragestellungen. Aus diesem Grund sind im Projektverbund die Elektrotechnik und die Soziologie sowie ein großes Versorgungsunternehmen vertreten. Ziel des Projekts ist es, die Grundlagen für ein kooperatives Informations- und Risikomanagement in Stromnetzen der Zukunft zu entwickeln, das die unterschiedlichen Entscheidungsebenen wie zum Beispiel Verbraucher, Netzbetreiber, Versorger,

Erzeuger und Politik miteinander verknüpft. Zu Beginn des Projekts ist zunächst eine Bestandsaufnahme zum Stand der Wissenschaft und Technik geplant. So sollen sowohl Szenarien des Stromnetzes der Zukunft erhoben als auch Anforderungen an zukunftsfähige Verteilnetze identifiziert werden. Auf dieser Grundlage werden die Ingenieure und Soziologen daraufhin ein gemeinsames Simulationsframework auf Basis von Multi-Agenten-Systemen entwickeln. Dieses Framework soll die verschiedenen netzbetriebstechnischen, sozialen und regulatorischen Komponenten sowie die Informations- und Energieflüsse zwischen die Akteure simulativ abbilden und die Durchführung von Simulationsexperimenten für unterschiedliche Szenarien erlauben. Insbesondere der „Unsicherheitsfaktor“ Verbraucher, der aus soziologischer Sicht hier als ein nutzenmaximierendes Individuum zu verstehen ist, soll bei diesem Vorhaben berücksichtigt werden. Eine Kalibrierung des Modells mit Realdaten ist ebenfalls geplant. Die praktische Umsetzung der Projektergebnisse ist durch die Beteiligung des assoziierten industriellen Projektpartners gewährleistet. Dieses Projekt soll neue Erkenntnisse für kooperative Informations- und Risikomanagementsysteme in Stromnetzen der Zukunft liefern.

Agentenbasierte Simulationsplattform zur Effizienzoptimierung von Quartieren

Agent based simulation platform for efficiency optimizations of urban districts

Jonas Hinker

Bisher liegt der Betrachtungsfokus für die Ertüchtigung von Wohngebäuden auf der energetischen Optimierung des Einzelgebäudes. Die gemeinsame Nutzung verschiedener Effizienztechnologien bietet deutliche Potenziale. Auf der Betrachtungsebene „Quartier“ sollen daher die Umsetzungspotenziale von Energieeffizienzmaßnahmen über das Einzelgebäude hinaus untersucht werden.

By now, most studies focus on the energetic optimization of individual buildings. However, bigger potentials can be exploited by using multiple efficiency technologies that go beyond this boundary. The focus of this work therefore lies on the applicability of such combined approaches for different structures of urban districts.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen (MIWF NRW) unter dem Kennzeichen 322-8.03-110-116441 gefördert.

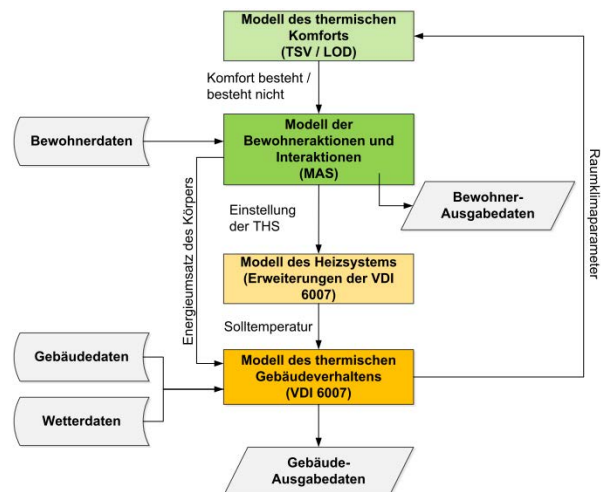
Welche technischen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz beziehungsweise zur Nutzung erneuerbarer Energien idealerweise umgesetzt werden sollten, wird von den baulich-räumlichen Möglichkeiten maßgeblich beeinflusst. Die Umsetzungsfähigkeit von Modernisierungen hängt darüber hinaus von der sozio-demografischen Struktur eines Quartiers ab, die unter anderem anhand der Bildungs- und Einkommenssituation, Haushaltgröße, Alter und Migrationshintergrund der Bewohner beschrieben werden kann.

In einem integrierten Ansatz wird daher eine Simulationsplattform auf Basis der Multi-Agenten-Theorie entwickelt, die die technischen Entwicklungen, Maßnahmen und Infrastrukturen mit sozio-technischen Aspekten über geeignete Schnittstellen verbindet. Individuelle Entscheidungen bezüglich der Gebäudehülle und der zugebauten Technik können so in der Wechselwirkung mit den Infrastrukturen untersucht werden.

Werden im Rahmen von Umbaumaßnahmen signifikante Teile des Gebäudes verändert, so muss nach Energieeinsparverordnung eine Sanierung auf ein definiertes energetisches Niveau vorgenommen werden. Da die jährlichen Sanierungsraten in Deutschland mit aktuell unter ein Prozent trotz umfassender Förderprogramme deutlich hinter den Erwartungen zurückliegen, stellt sich die Frage, inwiefern die Wirtschaftlichkeitsannahmen der EnEV allgemein für verschiedene Gebäude und deren Eigentümer zutreffend sind.

National wie auch international liegt der Fokus von Behaglichkeitsnormen auf der Auslegung großer Nicht-Wohngebäude, für die das durchschnittliche Befinden abgebildet und optimiert werden soll. In der Konsequenz wurde ein eige-

nes Simulationsmodell (vgl. Abbildung) entwickelt, das basierend auf den Überlegungen der DIN EN ISO 7730 individuelle thermische Präferenzen ableiten kann. Mithilfe eines thermischen Gebäudemodells kann so auf die Verbräuche beim Heizen geschlossen werden. Die Bewohner-scharfe Betrachtung erlaubt detaillierte Sensitivitätsanalysen bezüglich einzelner Einflussgrößen wie etwa Zeitpunkt und Dauer der Anwesenheit und der Bewohnertypen. Außerdem lassen sich so Trends für den Energiebedarf aufzeigen, die durch den demographischen Wandel oder neue Arbeitszeitmodelle zu erwarten sind.



Ablaufschema und Datenbedarf der entwickelten Multi-Agentensimulation

Zukünftig soll dieses um Modelle der Fensterlüftung und die Interaktion mit der Gebäudetechnik erweitert werden.

Netzintegration ‚fluktuierender‘ Erneuerbarer Energiequellen am Beispiel von Ghana

Grid Integration of ‘variable’ Renewable Energy Sources in Ghana

Marilyn Winifred Asmah

Infolge der unzureichenden Brennstoffversorgung (Erdöl und Erdgas) für thermische Energieerzeugung sowie die unregelmäßigen Niederschläge für die Wasserkraftwerke befindet sich Ghana in einer Energiekrise. In dieser Hinsicht wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) wie Wind, Solar und Biomasse als eine der langfristigen Lösungen aus der Krise betrachtet. Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung solcher Energiequellen ins Netz ist es notwendig zu untersuchen, wie diese in dem technisch eher schwachen ghanaischen Stromnetz integriert werden können. Im Fokus stehen dabei Aspekte der Netzstabilität und der Power Quality.

Ghana is currently experiencing an energy crisis, which is as a result of inadequate fuel supply (natural gas and crude oil) and irregular rainfall patterns for thermal and hydro power generation respectively. Power generation from renewable energy (RE) sources such as wind, solar and biomass is being considered as one of the long-term power generation alternatives in the country. The ‘fluctuating’ nature of these RE sources creates the need to investigate how they could be effectively integrated into the ‘weak’ Ghanaian power grid. The main objective of this research is to assess how much RE the current power system can handle while maintaining grid stability and power quality.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Reiner Lemoine Institut gefördert.

Die Stromerzeugung in Ghana basiert auf zwei Energiequellen: Wasserkraft und konventionelle, thermische Energie. Drei Staudämme werden für die Wasserkrafterzeugung genutzt, die insgesamt etwa 54,5 % der installierten Kapazität ausmacht. Erdöl und Erdgas werden als Brennstoffe für die thermische Energieerzeugung, die 45,2 % des Verbrauchs abdecken, eingesetzt. Aufgrund der unregelmäßigen Brennstoffversorgung für die Stromerzeugung in den letzten zwei Jahren konnte der steigende Energiebedarf nicht gedeckt werden. Die Folge der unzureichenden Stromerzeugung ist ein landesweiter Lastabwurf, der die heranwachsende ghanaische Wirtschaft negativ beeinflusst. Eine der langfristigen Lösungen, die bestehende Energiekrise zu bewältigen, ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen (EE) wie Solar, Wind, Biomasse und kleineren Wasserkraftwerken. Aus diesem Grunde wurde ein Erneuerbare Energien-Gesetz verabschiedet, das zum Ziel hat, den Anteil an EE von aktuell etwa 0,1 % bis zum Jahr 2020 auf 10 % zu erhöhen.

In den meisten Teilen des bestehenden Übertragungsnetzes in Ghana kommt es zu Problemen mit der Spannungsstabilität, die die zulässigen $\pm 5\%$ Schwankungsbreite verletzen. In der Realität liegen die Spannungsabweichungen je nach Knoten zwischen $\pm 10\%$ und $\pm 17\%$. Um die Spannungsstabilität während der Spitzenzeit aufrechtzuerhalten, ist eine Mindestenergieerzeugung von 300 MW aus den Erzeugungsanlagen im Westen

Ghanas erforderlich. Die Stabilitätsgrenzen der Frequenz als auch die Rotorwinkel werden im Betrieb des bestehenden Stromnetzes verletzt. Diese Faktoren zeigen, dass der derzeitige Betriebszustand des Netzes, auch ohne den Einfluss der variablen EE, die Spezifikationen nicht erfüllt.

Die zusätzlichen Schwankungen, die die Solar- und Windenergie im Netz verursachen, werfen die Frage auf, ob das aktuelle ghanaische Stromversorgungssystem eine 100 %ige Stromerzeugung aus EE integrieren kann und wie die Stabilität des Netzes sowie die Qualität der Dienstleistungen ohne Netzverstärkung erhalten werden kann. Sowohl der Umfang der Netzverstärkung als auch die Maßnahmen für den Ausbau des ghanaischen Stromversorgungsnetzes sollen daher untersucht werden.

Zu Beginn dieser Forschungsarbeit steht die Modellierung und Simulation des ghanaischen Stromversorgungsnetzes mit den geplanten und zugesagten Projekten zur Integration von EE. Damit kann die Netzstabilität und die Qualität der Dienstleistung des jetzigen Stromnetzes bezüglich der EE Integration beurteilt werden. Der optimale Strommix für das Netz sowie das Verhalten der herkömmlichen Kraftwerke im Hinblick auf die Integration von EE werden im Rahmen dieser Forschung ebenfalls untersucht.

Fachkooperation für Klima- und Ressourcenschutz zwischen der TU Dortmund und der Kwame Nkrumah University of Science and Technology (KNUST – Kumasi/Ghana)

Cooperation for the protection of climate and resources between TU Dortmund University and Kwame Nkrumah University of Science and Technology (KNUST – Kumasi/Ghana)

Michael Steglich, Johanna Myrzik

Die übergeordnete Zielsetzung ist der Auf- und Ausbau einer Forschungsk Kooperation mit der Kwame Nkrumah University of Science and Technology in Kumasi. Die Fachkooperation umfasst die Schwerpunktthemen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Ressourcenschutz.

The primary objectives are the development and expansion of the research cooperation with the Kwame Nkrumah University of Science and Technology in Kumasi. The cooperation includes the main subjects renewable energies, energy efficiency and resource protection.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH gefördert.

Im Jahr 2012 hat sich ein im Rahmen eines von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH initiierten Projekts mit dem Titel „Umstellung der Stromversorgung der KNUST auf Erneuerbare Energien“ die Möglichkeit ergeben, die Kooperation mit der KNUST über die bestehende Zusammenarbeit hinaus auszubauen. Ziel der Fachkooperation ist es, die Universität KNUST in ihrem Bestreben zu unterstützen.

- 1) Eine stabile und zuverlässige Stromversorgung an der Universität KNUST durch Nutzung von Erneuerbaren Energien sicherzustellen und hierfür innovative Handlungsansätze zu entwickeln;
- 2) Beispielhafte Pilot- sowie Demonstrationsanlagen in den Bereichen Erneuerbare Energien sowie Energie- und Ressourceneffizienz auf dem Campus der KNUST zu errichten, um anwendungsorientierte Lehre und Forschung in diesen Bereichen zu fördern und das Kompetenzportfolio der Universität KNUST zu stärken;
- 3) Die Kompetenzen des Lehrkörpers, der Doktoranten und der Studenten der KNUST in den thematischen Schwerpunkten der Kooperation weiter auszubauen;
- 4) Bei der Akquisition und Bearbeitung von eigenen wie auch von gemeinsamen Forschungsprojekten.

In 2015 lag der Fokus im Bereich der Energieeffizienz, die Einbindung Erneuerbarer Energien in Gebäuden und einem zweiwöchigen Forschungsaufenthalt an der KNUST in Kumasi/Ghana. Primäres Ziel war es, ein Energiemanagementsystem

für eine Notstromversorgung unter Einbindung Erneuerbarer Energiequellen zu konzeptualisieren. Neben Photovoltaik und einem Batteriesystem beinhaltet die Anlage ein intelligentes Lastabwurfssystem und einen Biodieselmotor. Für die Realisierung dieser Aspekte fand nach enger Absprache mit der Universität KNUST und der Westfälischen Hochschule ein Forschungsaufenthalt an der KNUST im Mai 2015 statt. Im Laufe dieses Aufenthaltes konnten unter anderem folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- Erfassung der Gebäudesituation und der von der Firma Energiebau Köln umgesetzten Baumaßnahmen sowie des Standes der Installation des Notstromsystems
- Durchführung einer Schulung für ausgewählte Mitarbeiter und Studenten der KNUST betreffend der Programmierung einer zentralen Steuereinheit für das Lastmanagement
- Auslesen des Energiebedarfs der Ingenieursfakultät und der PV-Einspeiseleistung
- Entwicklung eines intelligenten Lastmanagementsystems
- Festlegung der Lastpriorisierung in den betreffenden Gebäuden der KNUST
- Erstellung eines Webinterfaces für das Energiemanagementsystem

Die Planungen für die Anlagen sind abgeschlossen, sodass die Anlagen Anfang 2016 in Betrieb genommen werden sollen, um anschließend den Fokus auf den Ausbau der Kompetenzen des Lehrkörpers zu setzen. Das Forschungsvorhaben wurde bis August 2016 verlängert.

Nutzung von Energiespeichern in Chemieanlagen und Kraftwerken

Utilization of energy storages in chemical plants and power stations

Fabian Wandelt

Aufgrund der Energiewende, mit dem Wandel von einer fossil befeuerten zu einer regenerativen Energieversorgung, wird die Erforschung von alternativen Konzepten für Netzdienstleistungen immer wichtiger. Ein solches Konzept ist die Erbringung von Regelleistung durch Energiespeicher in Kombination mit chemischen Anlagen und Kraftwerken.

Because of the German energy turnaround, novel concepts for the supply of ancillary services need to be developed. Such a concept is the provision of control power with energy storages in combination with chemical plants and power stations.

Dieses Forschungsvorhaben wird bei der Evonik Creavis GmbH durchgeführt.

Eine regenerative und emissionsarme elektrische Energieversorgung ist aktuell eines der zentralen Ziele von Forschung und Entwicklung. Herausforderungen ergeben sich dabei durch die wetterabhängige, und dadurch nur bedingt vorhersagbare, Einspeisung der meisten regenerativen Energiequellen. Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Option die Herausforderungen der Energiewende zu bestreiten. Speicher können die Erzeugung und den Verbrauch von Energie zeitlich entkoppeln und so zu einer Entlastung der Netze beitragen. In dieser Forschungsarbeit werden Speichersysteme in Kombination mit chemischen Anlagen und Kraftwerken zur Erbringung von Regelleistung untersucht.

Beispielsweise eignen sich Batteriespeichersysteme für die Erbringung von Primärregelleistung (PRL). Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität von Batterien ergibt sich bei der Erbringung von PRL jedoch die Herausforderung, den Ladezustand innerhalb seiner Grenzen zu halten. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben daher Freiheitsgrade definiert, welche zur Steuerung des Ladezustands während der PRL-Erbringung genutzt werden dürfen. Somit stellt sich u. a. die Frage, welcher der Freiheitsgrade den größten Einfluss auf die Ladezustandshaltung hat und welche die optimale Betriebsstrategie für den jeweiligen Freiheitsgrad ist.

Um diese Fragestellung zu untersuchen wurde ein mit der Software Matlab® selbst entwickeltes Simulationsmodell genutzt. Das Simulationsmodell berechnet auf Grundlage des realen Netzfrequenzverlaufs auf sekundlicher Basis den Verlauf des Ladezustands für einen Zeitraum von bis zu mehreren Jahren. Neben den parametrierbaren Eigenschaften des Speichers, können in dem Modell die Freiheitsgrade abgebildet und mit verschiedenen Betriebsstrategien genutzt werden.

Für die Analyse der Freiheitsgrade und derer optimalen Betriebsstrategie wurde die Methodik des „Design of Experiments“ (DoE) verwendet. Diese auch unter dem Namen „Statistische Versuchsplanung“ bekannte Methodik, ermöglicht eine systematische sowie effiziente Planung und Auswertung von Versuchen. Ziel ist es, bei einer möglichst geringen Anzahl von Versuchen, einen maximalen Informationsgewinn zu generieren. Dazu wird untersucht, wie sich die Einflussfaktoren zu den Zielgrößen verhalten. Dies ist insbesondere dann von Vorteil, wenn aufgrund von großen Datenmengen, geringer Zeitauflösung und einer hohen Anzahl von Einflussfaktoren rechenintensive Simulationen nötig sind. Ein weiterer Vorteil der Methodik ist, dass die Einzelwirkungen sowie die Wechselwirkungen jedes Einflussfaktors gezielt untersucht und mathematisch beschrieben werden können. Dabei ist es auch möglich nichtlineare Zusammenhänge zwischen den Faktoren zu erfassen.

Diese Arbeit soll Aufschluss darüber geben, wie mit einer möglichst kleinen Batteriekapazität zuverlässig Primärregelleistung erbracht werden kann. Um dieses Ziel zu erreichen, soll außerdem die Kombination von elektrischen Energiespeichern mit chemischen Produktionsanlagen untersucht werden. Diese dürfen laut Übertragungsnetzbetreiber für Lade- und Entladevorgänge des Speichersystems genutzt werden, sofern die Netto-PRL Erbringung weiterhin den Vorgaben der geltenden Regelwerke entspricht. Die Netto-PRL Erbringung beschreibt dabei die Summe aus Speicherleistung und Leistung der steuerbaren Anlage. Eine besondere Herausforderung ist es, den Einfluss auf die chemische Anlage möglichst gering zu halten, da Parameter wie Produktqualität und Produktionsmenge nicht beeinflusst werden dürfen.

Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen zur Spannungshaltung in deutschen Niederspannungsnetzen

Economic comparison of voltage regulation measures on German low voltage grids

Mark Arnold

Eine Reihe von Maßnahmen zur Spannungshaltung in deutschen Niederspannungsnetzen wird aus unterschiedlichen Perspektiven wirtschaftlich bewertet.

A number of measures for voltage control on German low voltage grids are evaluated regarding their economics from different perspectives.

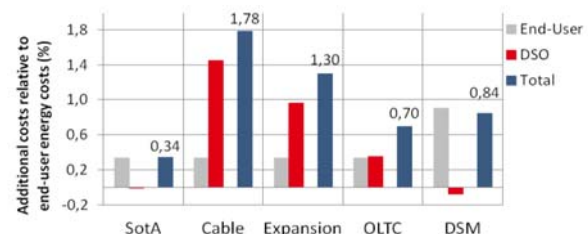
Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Bosch Thermotechnik GmbH gefördert.

Die Energiewende in Deutschland bewirkt einen radikalen Wandel des Energiesystems. Der Wechsel zu dezentralen, erneuerbaren und effizienten Kraftwerken und Heizungsgeräten verursacht eine Reihe von Problemen im Niederspannungsnetz. Das größte Hindernis für eine hohe Durchdringungen von dezentralen Erzeugern und Wärmepumpen stellt die Verletzung der Spannungsgrenzwerte nach EN 50160 dar. Um die angestrebte Anzahl an μ KWK-, Wärmepumpen- und PV-Anlagen in deutschen Niederspannungsnetzen zu installieren werden Maßnahmen zur Spannungshaltung benötigt. Um den volkswirtschaftlichen Einfluss des Netzausbaus so gering wie möglich zu halten muss eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen aus unterschiedlichen Blickwinkeln erfolgen. In einem Referenzszenario werden verschiedene Maßnahmen zur Spannungshaltung wirtschaftlich bewertet.

Maßnahmen zur Spannungshaltung können prinzipiell in zwei Kategorien eingeteilt werden. Erstens Maßnahmen die vom Netzbetreiber durch einen Ausbau des Netzes getätigt werden und zweitens Maßnahmen die in den am Netz angeschlossenen Geräten implementiert sind. Daraus ergeben sich auch für die volkswirtschaftliche Betrachtung mehrere Einflussgrößen. Es entstehen Kosten für den Netzbetreiber für das Investment und den Betrieb von neuen Betriebsmitteln. Diese Kosten werden über die Netznutzungsentgelte an den Netznutzer weitergegeben. Zusätzlich entstehen Kosten direkt beim Netznutzer, da z.B. die Limitierung der maximalen Einspeiseleistung auf 70% der PV Spitzenleistung eine Verminderung der Erlöse durch die Einspeisevergütung bedeutet. Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung muss beide Arten von Kosten berücksichtigen.

In dieser Arbeit wird eine Reihe von Maßnahmen verglichen. Der Stand der Technik (SotA) entspricht der Abschaltung von Erzeugern bei einer

Netzspannung von 1.1pu, der Leistungslimitierung auf 70% der PV Spitzenleistung und der Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung nach VDE-AR-N 4105 bzw. EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Diese Maßnahmen sind Grundlage aller weiteren Betrachtungen und in den Kosten der zusätzlichen Maßnahmen enthalten. Zusätzlich werden betrachtet: Der Austausch aller Kabel im betrachteten Niederspannungsnetz (Cable); Der Zubau eines parallelen Kabels (Expansion); Die Nutzung eines regelbaren Ortsnetztransformators (OLTC); Die spannungsbaasierte Regelung von Wärmepumpen um Unterspannung zu vermeiden (DSM). Die Abbildung zeigt die Kosten, die durch die verschiedenen Maßnahmen entstehen, in Prozent der Jahresenergiekosten.



Zusätzliche Kosten der verschiedenen Maßnahmen in Prozent der Jahresenergiekosten

Im betrachteten Szenario sind die Maßnahmen nach dem Stand der Technik nicht in der Lage die Spannungsgrenzwerte sicherzustellen. Es ist deutlich zu sehen, dass die Nutzung eines regelbaren Ortsnetztransformators die gesamtwirtschaftlich günstigste Option ist. Die alleinige Betrachtung der Kosten für den Netzbetreiber hätte allerdings ein anderes Bild ergeben. Es wird so deutlich, dass es nicht ausreichend ist Maßnahmen zur Spannungshaltung einseitig nach den Kosten für den Netzbetreiber zu bewerten.

Analyse der Netzaufnahmefähigkeit eines Microgrids

Analysis of the Hosting Capacity of a Microgrid

Fabian Möhrke

Zukünftig kann es ein großes Potential für die lokale Kopplung von elektrischer Energiebereitstellung und elektrischem Energiebedarf durch Microgrids geben. In diesem Beitrag wird die Netzaufnahmefähigkeit eines existierenden Microgrids für Elektrofahrzeuge und dezentrale Energieanlagen analysiert. Unter Nutzung von Netzdaten und Messwerten der Komponenten wird dabei der zusätzliche Ausbau dieser Komponenten anhand der resultierenden Netzspannung und Betriebsmittelbelastung durch Lastflussrechnungen bewertet.

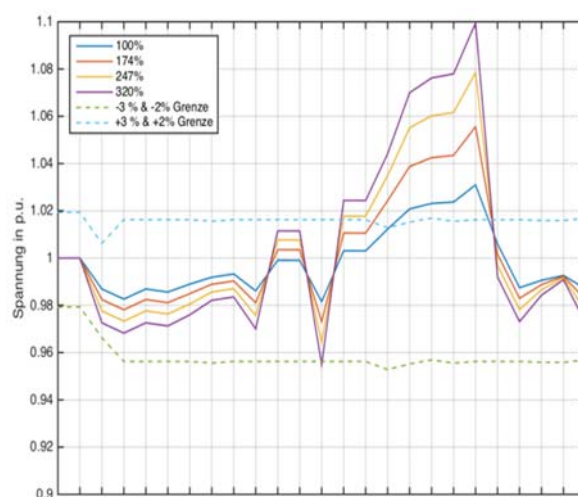
In the future, a considerable potential for the local coupling of electrical energy supply and energy demand via microgrids could emerge. In this contribution, the hosting capacity of an existing microgrid for electric vehicles and distributed energy generation units is analyzed. Taking network data and measured data into account, the increase of these components is assessed by resulting voltage values and equipment loading using load flow analysis.

Dieses Forschungsvorhaben wurde gefördert durch das Reiner Lemoine Institut mittels des Forschungsvorhabens D3 – MSG EUREF (FKZ 16SBB016D).

Für die Ermittlung des möglichen Zubaus von dezentralen Energieanlagen und von Elektrofahrzeug-Infrastruktur wurden zunächst die maximale Rückspeisung und die maximale elektrische Last innerhalb des Microgrids anhand von Messdaten bestimmt. Zur Ermittlung der Gleichzeitigkeit der Aufladung der Elektrofahrzeuge wurden Messwerte eines Jahres ausgewertet und die maximale Gleichzeitigkeit ermittelt. Anschließend wurden resultierende Strombelastungen und Spannungswerte je Sammelschiene bzw. je Leitung mittels Lastflussrechnungen bestimmt. Die Untersuchungen wurden im netzangeschlossenen Zustand des Microgrids durchgeführt.

In den betrachteten Auslegungsfällen werden die DIN EN 50160 sowie die thermische Belastung der Betriebsmittel als Grenzen für die Aufnahmefähigkeit verwendet. Die Richtlinien VDE AR-N 4105 sowie die MS-Richtlinie des BDEW werden ebenso jeweils berücksichtigt.

Zur Bestimmung der Netzaufnahmefähigkeit wird jeweils die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge bei minimaler Einspeisung (Starklast-Fall) oder die maximale Einspeisung bei minimaler Last (Rückspeise-Fall) schrittweise erhöht. Ebenso wird der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) sowie die Kopplung der Batteriespeicher mit der Aufladung der Elektrofahrzeuge untersucht. Die Auswirkungen auf die Sammelschienen-Spannungen im Rückspeise-Fall sind in der Abbildung beispielhaft dargestellt.



Exemplarischer Verlauf der Sammelschienen-Spannungswerte bei Erhöhung der Einspeisung

Ohne Netzausbau kann die Gesamt-Anschlussleistung der Ladesäulen um ca. 809 % gesteigert werden. Bei gleichzeitiger Rückspeisung steigert sich das Potential auf 1.180 %. Das Potential des Zubaus erneuerbarer Energieanlagen beträgt 311 %. Erhebliches Potential zur Steigerung sowohl der Anschlussleistung von Ladesäulen als auch von dezentralen Energieanlagen entsteht durch den Einsatz eines rONT und durch eine Änderung der MSG-Netztopologie.

4.4 Elektrizitätswirtschaft

Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen in zukünftigen Szenarien

Operation scheduling of power plants and flexibilities in future scenarios

Christopher Spieker, Jan Teuwsen, Volker Liebenau

Für technische und ökonomische Analysen des Energieversorgungssystems werden regional und zeitlich aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen benötigt. Am ie³ wird ein Marktmodell eingesetzt und stetig weiterentwickelt, mit dem für gegenwärtige und zukünftige Szenarien realitätsnahe Betriebsfälle des Systems ermittelt werden können, die die Grundlage für weitere Analysen bilden.

For technical as well as for economic analyses of the energy system, generation and load time series are required with information about their regional distribution. The ie³ is using and continuously developing a market model, which is capable of determining realistic operating points of the power system for current and future scenarios. These scenarios form the basis for further analyses.

Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte ist das europäische Energieversorgungssystem grundlegenden Veränderungen unterlegen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf das Gesamtsystem beurteilen zu können, werden Modelle benötigt, die regional und zeitlich aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen zur Darstellung zukünftiger Betriebsfälle liefern. Vor diesem Hintergrund wird am ie³ das Modell MILES (Model of International Energy Systems) für die techno-ökonomische Analyse des internationalen Energiesystems eingesetzt und stetig weiterentwickelt. Das für MILES entwickelte Marktmodell setzt sich aus mehreren Modulen zusammen, die in der folgenden Abbildung dargestellt sind.



Marktmodellierung

Zunächst werden die für die betrachteten Marktgebiete prognostizierten Leistungen der Erneuerbaren Energien sowie der elektrischen und der thermischen Last sektorspezifisch regional verortet. Anschließend werden für alle Erneuerbaren Energien und elektrischen wie thermischen Lasten auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten der jeweiligen Region Zeitreihen generiert. Auf Basis der thermischen Bedarfszeitreihen wird daraufhin der Einsatz von wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im niedrigen Leistungsbereich abgeleitet und must-run-Anforderungen für stromgeführte Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung

gestellt. Schließlich wird der Betrieb von Flexibilitätsoptionen und Kraftwerken anhand einer Einsatzoptimierung ermittelt. Als Flexibilitätsoptionen sind dabei physische Speicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Akkumulatoren, Power-to-Gas-Speicher), virtuelle Speicher (stromgeführte Bioenergie- und KWK-Anlagen, Lastverschiebung), Quellen (Netzersatzanlagen, Lastabschaltung) und Senken (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Einspeisemanagement von EE) abbildbar. Die Einsatzoptimierung kann je nach Anwendungsfall kombiniert in einem Optimierungsproblem oder sequenziell durchgeführt werden. Die Simulation der Systemkomponenten erfolgt in stündlicher Auflösung. Kraftwerke und leistungsstarke Flexibilitätsoptionen wie Pump- oder Druckluftspeicher werden blockscharf, alle weiteren Flexibilitätsoptionen werden zur Reduktion der Rechenanforderungen aggregiert abgebildet. Die Optimierung hat die Bestimmung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes zur Deckung der elektrischen Last und der vorzuhaltenden Reserveleistung zum Ziel. Dabei werden maximale Transfer- bzw. Übertragungskapazitäten sowie technische, zum Teil zeitkoppelnde Restriktionen der Kraftwerke (wie zum Beispiel Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Leistungsgradienten, maximale Speicherkapazitäten) berücksichtigt.

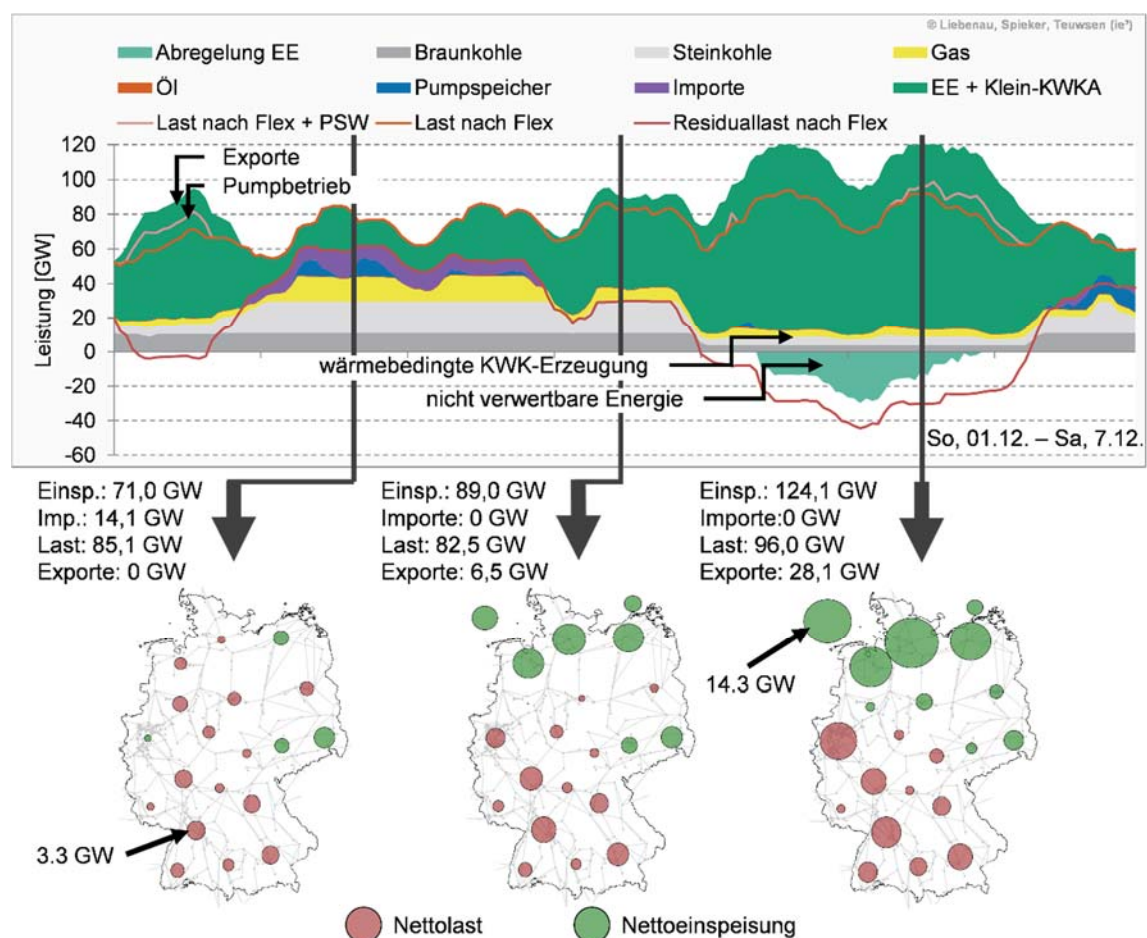
Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und der Flexibilitätsoptionen ergeben sich aus der Simulation die Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten. Weiter können die Handelspreise der einzelnen Marktgebiete sowie die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energiebereitstellung abgeleitet werden. Zudem wird ausgewiesen, welche Kraftwerkstypen sich in welchem Umfang an der Regelleistungsvorhaltung beteiligen und in welchem Umfang dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aufgrund von begrenzten Transfer- und Speicherkapazitäten ab-

geregelt werden müssen. Die Ergebnisse der Simulation können Grundlage weiterer Auswertungen sein, beispielsweise einer Analyse der Systemsicherheit, der Ausgestaltung des Netzengpassmanagements, der Notwendigkeit der Netzverstärkung oder den Potenzialen neuer Technologien im Gesamtsystem. In MILES wird das vorgestellte Marktmodell daher zudem mit einem detaillierten oder alternativ einem aggregierten Modell des elektrischen Übertragungsnetzes der ENTSO-E-Region zusammengeführt.

Das Marktmodell ist anhand eines Vergleichs der Simulationsergebnisse der ENTSO-E Region im Jahr 2013 mit veröffentlichten historischen Daten validiert worden. Die Ergebnisse der Auswertung zeigen, dass das Marktmodell eine realitätsgetreue Abbildung des elektrischen Energieversorgungssystems für aktuelle Szenarien ermöglicht. Aufgrund der Berücksichtigung zeitkoppelnder Restriktionen wird eine Simulation von Szenarien mit sehr hohem Anteil Erneuerbarer Energien ermöglicht. Zudem werden Teile des Modells erst in die-

sen Szenarien relevant, wie bspw. die Regionalisierung des Zubaus Erneuerbarer Energien. Der Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in überdurchschnittlich ertragreichen Gebieten hat einen größeren Einfluss auf das System als ein eher verteilter Anlagenzubau.

In der unten stehenden Abbildung sind die Simulationsergebnisse einer Dezemberwoche im Jahr 2035 aggregiert auf Deutschlandebene und in ihrer regionalen Wirkung exemplarisch dargestellt. Die installierte Leistung der Kraftwerke und der Erneuerbaren Energien in Deutschland folgt aus dem Szenariorahmen 2025 für die Netzentwicklungsplanung, für die weiteren europäischen Länder entsprechend aus dem SO&AF 2014-2030 des ENTSO-E. Die Profile der Wetter- und Lastzeitreihen stammen aus dem Jahr 2013. Bei 5% aller Photovoltaikanlagen sind Akkumulatoren gleicher Nennleistung installiert. Zudem werden 25% aller Biomasse- und KWK-Anlagen stromgeführt betrieben, 5% der elektrischen Last sind in jedem Zeitpunkt flexibel und 0,25% der thermischen Last können bei Bedarf durch Heizstäbe gedeckt werden.



Auszug einer Dezemberwoche aus den Simulationsergebnissen
(Basisjahr 2013, Betrachtungsjahr 2035)

Der Einfluss der Großhandelsmarktausgestaltung auf die Kraftwerksparkentwicklung

The influence of the wholesale market design on the development of the generation fleet

Niklas Poier

Über die Ausgestaltung des Großhandelsmarktes wird die Wirtschaftlichkeit vieler Erzeugungseinheiten direkt beeinflusst. In Deutschland wird eine Diskussion darüber geführt, ob am bestehenden Marktdesign festgehalten oder ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden soll. In diesem Forschungsvorhaben wird ein Simulationsmodell entwickelt, welches die Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf die langfristige Kraftwerksparkentwicklung simuliert und damit eine Analyse ermöglicht.

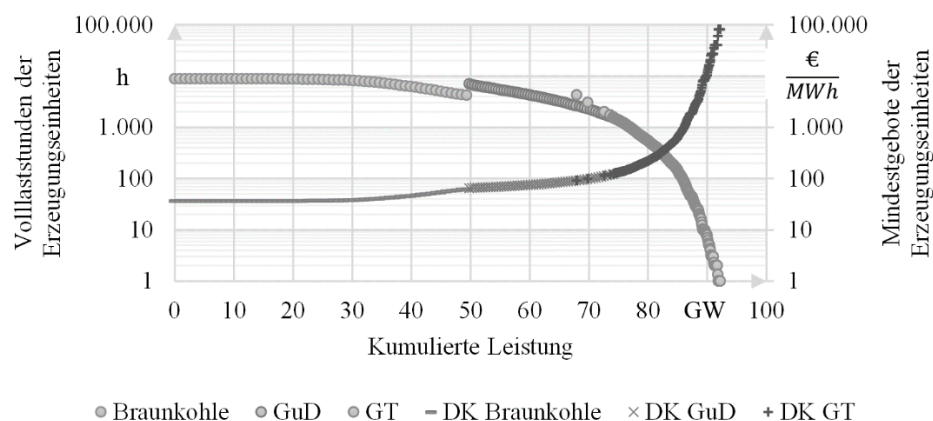
The majority of power plants is refinanced in the wholesale market. Because of that the wholesale market design directly influences the profitability of these power plants. In Germany an ongoing discussion about the implementation of a capacity market prevails. Hence in this research field a simulation model is developed to examine the impact of capacity markets on the profitability of power plants and the development of the generation fleet.

In den letzten fünf Jahren bestand in Deutschland eine wissenschaftliche und gesellschaftliche Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Diese ermöglichen den Erzeugungseinheiten bereits durch die Vorhaltung ihrer Erzeugungsleistung außerhalb des Energiemarktes Einnahmen zu erwirtschaften. Notwendig ist ein solcher Kapazitätsmechanismus, wenn die für die Systemstabilität erforderlichen Erzeugungseinheiten auf dem Energiemarkt nicht refinanzierbar sind. Durch den Kapazitätsmechanismus wird dann die Wirtschaftlichkeit dieser Erzeugungseinheiten sichergestellt.

Um die Auswirkungen eines Kapazitätsmechanismus auf die Kraftwerksparkentwicklung analysieren zu können, ist eine Marktsimulation notwendig. Diese muss, im Gegensatz zu vielen derzeitigen Modellen, eine langfristige Simulation des Marktgeschehens ermöglichen. Besonderheiten dieses Untersuchungsansatzes sind die Notwendigkeit der Fixkostenberücksichtigung, sowie der technischen Randbedingungen der Erzeugungseinheiten. Eine solche Marktsimulation wurde im

Rahmen dieses Forschungsvorhabens entwickelt. Der Kraftwerkseinsatz bildet dabei das Verhalten der Erzeugungseinheiten ab, wenn diese langfristig kostendeckend auf dem Energiemarkt agieren.

Ein Beispiel für ein Berechnungsjahr findet sich in der Abbildung. Zu erkennen ist der kostenminimale Kraftwerkspark zur Deckung einer vorgegebenen residualen Last. Deutlich sichtbar sind die sehr geringe Auslastung der Spitzenlastkraftwerke und die daraus resultierenden sehr hohen Durchschnittskosten. Die Marktsimulation kann angewendet werden, um die langfristige Kraftwerksparkentwicklung unter dem Einfluss verschiedener Großhandelsmarktausgestaltungen zu analysieren. Ebenso können die zur Kostendeckung notwendigen Großhandelspreise und der Effekt von flexiblen Lasten und innovativen Technologien (z.B. Speicher) auf diese Preise untersucht werden. Der (volkswirtschaftliche) Wert dieser Technologien kann mit Hilfe dieser Informationen beurteilt werden.



Auslastung der notwendigen Erzeugungseinheiten und die resultierenden Durchschnittskosten im Energiehandel

Nachhaltige Gestaltung der Landnutzung und Energieversorgung auf kommunaler Ebene

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 durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 033L110G gefördert

Ziel des Projektes EnAHRgie ist die Entwicklung eines Konzepts für eine nachhaltige Landnutzung im kommunalen Umfeld mit dem Schwerpunkt auf der Energieversorgung. Die Konzeptentwicklung erfolgt unter Beteiligung relevanter politischer Akteure und der lokalen Bevölkerung am Beispiel des Landkreises Ahrweiler. Übergeordnetes Ziel ist es anschließend, allgemein anwendbare Methoden abzuleiten, die auf andere Regionen übertragen werden können.

Es werden zunächst die technischen Potentiale zur Stromversorgung der Untersuchungsregion aus erneuerbaren Energien definiert und daraus zukünftige Szenarien abgeleitet, die eine vollständige bilanzielle Deckung des elektrischen Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien ermöglichen. Die Nutzung erneuerbarer Energien weist in diesem Kontext eine starke Auswirkung auf konkurrierende Landnutzungen aus. Neben Flächen für den Bau von Erzeugungsanlagen sind unter anderem der Leitungsbau und Beeinträchtigungen der Nutzungen anderer Flächen, z.B. die Sichtbarkeit der Anlagen, zu berücksichtigen. An dieser Stelle ergeben sich Konflikte zwischen verschiedenen lokalen Interessengruppierungen, die es bei der Ableitung eines umsetzbaren Konzeptes zu berücksichtigen gilt.

Auf der Basis von Bestands- und Potentialanalysen wird eine integrierte Analyse des Energiesystems aus technisch-ökonomischer, ökologischer sowie gesellschaftlicher, politischer und rechtlicher Perspektive durchgeführt. In diesem Kontext

wird erforscht, welche Notwendigkeiten und Möglichkeiten für regionale Energiekonzepte im technisch-ökonomischen und politischen Mehrebenensystem bestehen.

Unter Berücksichtigung von Koordinierungserfordernissen (bspw. Ziel- und Verfahrenskonflikte) zwischen lokalen (Kommunen, Verbandsgemeinden, Landkreis) und übergeordneten politisch-administrativen Ebenen (Land, Bund, EU) werden Strategien für die weitere Umsetzung technisch-ökonomisch-ökologischer und gesellschaftlich akzeptierter Lösungen entwickelt.

Zur Ableitung regionaler Versorgungskonzepte werden Energieausgleichsoptionen und ihre Integration in das lokale Energiesystem vor dem Hintergrund der Nachhaltigkeit und regionaler Wertschöpfungspotenziale analysiert. Bei der Analyse werden ein optimaler Mix erneuerbarer Erzeugungsanlagen, die Potentiale flexibler Anlagen wie etwa Speicheroptionen sowie die Auswirkungen und Handlungsmöglichkeiten seitens der Netzinfrastruktur berücksichtigt.

Darüber hinaus wird untersucht, wie die Integration eines lokal optimierten Systems in die übergeordneten Ebenen der Systemarchitektur gelingen kann. Schließlich erfolgt eine Ableitung von Szenarien der regionalen Energieversorgung, die unter den gegebenen politisch-rechtlichen, regulatorischen und lokalen Zielvorstellungen umsetzbar sind.

Bündelung von Flexibilitätsoptionen zu einem virtuellen Energiespeicher

Bundling of Mixed Flexibility Options towards a Virtual Energy Storage

Stefan Kippelt

Durch Bündelung und optimierte Einsatzplanung dezentraler Flexibilitätsoptionen können flexibilisierte Anlagen in Verteilnetzen zukünftig zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung beitragen. In einem vierjährigen Forschungsprojekt wird die Bündelung verschiedener Flexibilitätsoptionen zu einem virtuellen Energiespeicher analysiert und praktisch umgesetzt. Nach einjähriger Projektlaufzeit steht das Forschungsvorhaben „Die Stadt als Speicher“ nun am Übergang zum praktischen Demonstrationsbetrieb.

The bundling and optimized scheduling of flexible units offer high potentials with regard to the provision of system flexibility in distribution grids. In a four-year research project, the theoretical and practical potentials are examined in two model regions. After one year, the project is about to enter the phase of practical implementation.

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

Städtische Gebiete verfügen i.d.R. über eine hohe Dichte an technischen Einheiten, die sich durch Integration in ein Energiemanagement als Flexibilität für das elektrische Energiesystem nutzen lassen. Zu diesen Einheiten zählen KWK-Anlagen, Wärmepumpen, el. Wärmeerzeuger, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher, die bspw. zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Ziel des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ ist es, diese vielfältigen Speichermöglichkeiten innerhalb eines „virtuellen Energiespeichers“ zu bündeln und so für das Energiesystem nutzbar zu machen.

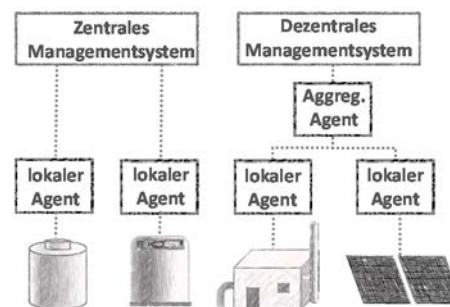
Im ersten Jahr der Projektlaufzeit wurden in zwei Modellregionen geeignete Anlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von mehr als 700 kW ausgewählt und ein Konzept zur kommunikationstechnischen Anbindung erstellt. Mit Methoden der mathematischen Optimierung konnte zudem das theoretische Flexibilitätspotential der ausgewählten Anlagen bei Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten bestimmt und dabei Zielmärkte identifiziert werden.

Im zweiten Projektjahr sind die Forschungsarbeiten weiter fortgeschritten. Erste Anlagen können durch die Installation eines lokalen Anlagenagenten bereits externe Steuerungssignale umsetzen. Hierzu zählen eine KWK-Anlage zur Versorgung eines Nahwärmenetzes sowie eine private Wärmepumpe, welche zusätzlich durch einen Wärmespeicher erweitert wurde.

Diese Steuerungssignale werden in Form optimierter Anlagenfahrpläne durch ein zentrales Managementsystem erstellt, welches sich ebenfalls bereits im Aufbau befindet. Zur Ermittlung wirtschaftlich optimaler Fahrpläne wird ein mathematisches Optimierungsmodell verwendet. Parallel

wird neben dem zentralen Ansatz auch ein dezentrales Koordinationsverfahren erprobt, in dem die Einsatzplanung direkt an den Anlagen stattfindet. Dieser Ansatz ist gut skalierbar und auch für eine sehr große Anzahl von Anlagen einsetzbar (siehe Abbildung).

Parallel wird für die beteiligten Modellregionen das wirtschaftliche Potential der angestrebten Flexibilisierungsmaßnahmen simulativ bestimmt. Hierbei kann ermittelt werden, welche Anlagentypen das größte Potential aufweisen und welche regulatorischen Anreize zu deren Hebung notwendig sind. Zudem wird der Einfluss des Managementsystems auf das Verteilnetz bestimmt und durch angepasste Fahrpläne eine Überlastung des Verteilnetzes aktiv verhindert oder bestehende Überlastungen behoben.



Zentrales und dezentrales Managementsystem

Im weiteren Projektverlauf wird das Gesamtkonzept mit Hilfe der Projektpartner weiter ausgestaltet und praktisch umgesetzt. Der Beginn des Demonstrationsbetriebs ist für den Juli 2016 geplant. In einem einjährigen Probetrieb wird ab diesem Zeitpunkt gezeigt, welchen Beitrag Flexibilitätsoptionen zukünftig zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung leisten können.

Modellierung und Umsetzung des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen

Modeling and implementing the controlled charging of Electric Vehicles

Thorsten Schlüter, Volker Liebenau

Im Rahmen des Projekts „open ECOSPhERE“ wurde ein Modell entwickelt, dass die Ladung von Elektrofahrzeugen für verschiedene Ladestrategien abbildet. Neben der verfügbaren Ladeleistung an unterschiedlichen Aufenthaltsorten kann auch die Zielfunktion, nach der die Fahrzeuge gesteuert laden, variiert werden. Die am ie3 definierten und analysierten Zielfunktionen berücksichtigen neben dem CO₂-Emissionsfaktor der Stromerzeugung auch die Erbringung von Regelleistung und den Ausgleich des Windprognosefehlers.

Within the project „open ECOSPhERE“ a model has been developed to show the charging schedule of electric vehicles for different load strategies. Beside the available charging power at different locations, the target functions of the vehicles' load schedule, can be varied. The target functions defined and analyzed by the ie3 consider the CO₂ emission factor, the delivery of control reserve and the balance of the wind forecast error.

Das Projekt „open ECOSPhERE“ wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Rahmen des Technologiewettbewerbs „IKT für Elektromobilität 2“ unter dem Kennzeichen 01ME12091 gefördert.

Das ie3 hat im Rahmen des Projektes Strategien und Konzepte zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge entwickelt und bewertet. Dazu wurden Modelle entworfen, die eine Simulation des Fahr- und Ladeverhaltens von E-Fahrzeugnutzern ermöglichen.

Zunächst wurde ein stochastisches Modell zur Abbildung des Fahrverhaltens entwickelt, welches mit den Daten der personenbezogenen Querschnittsstudie *Mobilität in Deutschland* parametrisiert wurde. Mit Hilfe der Wahrscheinlichkeiten der MiD-Bewegungsdaten entstand anschließend ein analytisches **Mobilitätsmodell** das die Simulation beliebig vieler Fahrzeugnutzer ermöglicht. Aus den vorliegenden Fahrdaten der konventionellen PKW wurde in einem nächsten Schritt die Arbeitsverfügbarkeit von Elektrofahrzeugen abgeleitet. Dazu waren Annahmen zu der verfügbaren Ladeleistung, den Fahrzeugparametern sowie der Ladesteuerung zu treffen. Die untere Abbildung

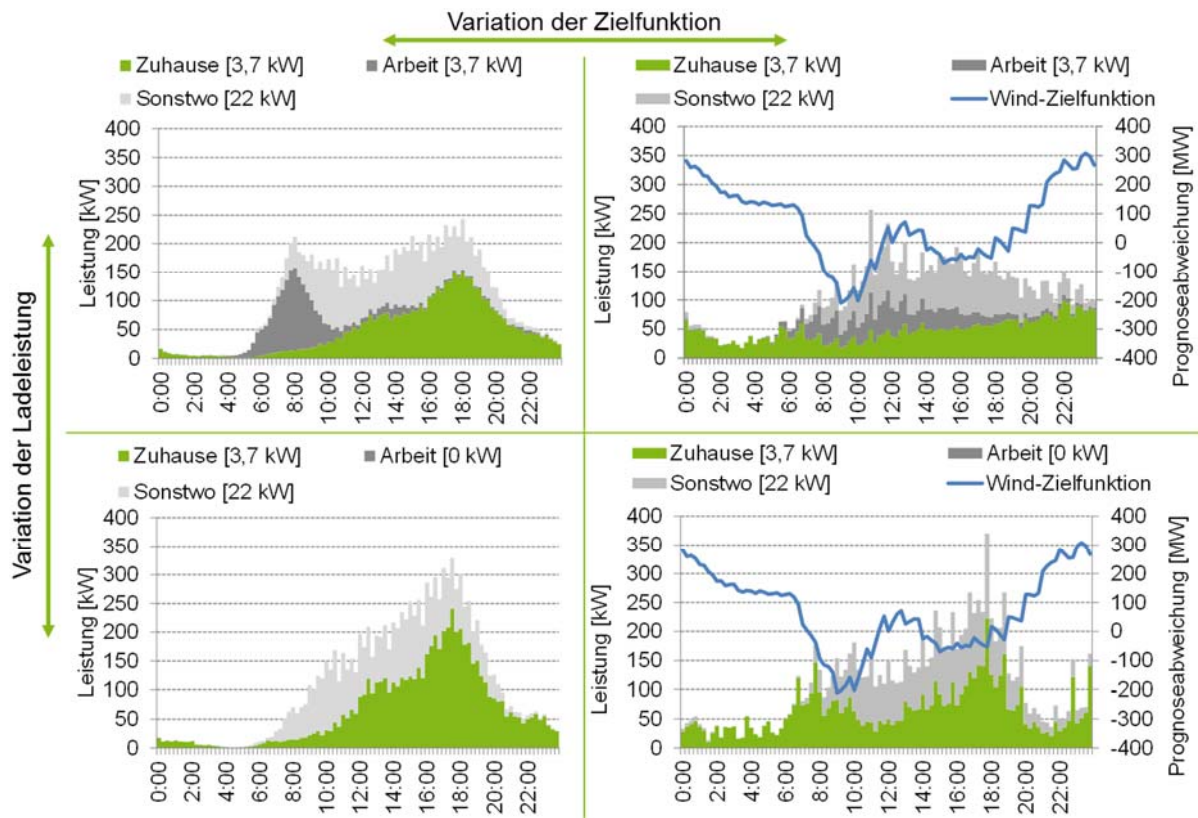
zeigt eine Auswahl der Parameter die zur Herleitung der Ladeprofile gewählt wurden.

Die verfügbare **Ladeleistung** wird sowohl nach dem Ort der Ladung, als auch der maximalen Ladeleistung unterschieden. Demnach können mithilfe des stochastischen Modells sowohl die Ladeprofile, als auch die Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit der E-Fahrzeuge für die Bereiche „Zuhause“, „Arbeit“ und „Sonstwo“ prognostiziert werden. Durch Kombination der verschiedenen Ladeleistungen mit den jeweiligen Orten, können beliebige Ladeszenarien simuliert werden. Dies umfasst auch die Möglichkeit, dass an bestimmten Orten keine Lademöglichkeit besteht.

Die Diversifikation der auf dem Markt verfügbaren und künftigen Elektrofahrzeuge macht des Weiteren eine Unterscheidung der **Fahrzeugparameter** notwendig. So unterscheidet sich sowohl die nutzbare Batteriekapazität, als auch der Verbrauch je nach Fahrzeugtyp.

Szenariorahmen						
Ladeleistung			Fahrzeugparameter		Ladesteuerung	
Zuhause	Arbeitsplatz	Sonstwo	Batteriekapazität [kWh]	Verbrauch [kWh/km]	Zielfunktion	flexible Batteriekapazität
- Keine Ladung 3,7 kW 11 kW ...	- Keine Ladung 3,7 kW 11 kW 22 kW ...	- Keine Ladung 3,7 kW 11 kW 22 kW ...	16 21 60 ...	0,12 0,15 0,18 0,20 ...	- bei Ankunft ("sofort") - vor Abfahrt ("spät") - CO₂-abhängig - Ausgleich PV-/Windprognose - Regelleistung	0 % 25 % 50 % 75 % 100 % ...

Szenariorahmen für die Überführung von Fahrdaten konventioneller Fahrzeuge in Ladeprofile von Elektrofahrzeugen



Viertelstündliche Jahresmittelwerte der Ladeleistung von 500 modellierten Elektrofahrzeugen im Tagesverlauf bei Variation der verfügbaren Ladeleistung und der Zielfunktionen

Unter dem Parameter **Ladesteuerung** sind die unterschiedlichen Ziele und Freiheitsgrade bei der zeitlichen Verschiebung der Ladevorgänge aufgeführt. Grundsätzlich wird bei der Modellierung davon ausgegangen, dass zwischen zwei Fahrten - je nach Aufenthaltsort - die Ladung mit der maximal verfügbaren Ladeleistung vorgenommen wird. Die zeitliche Verschiebung der Ladung erfolgt nur innerhalb des zur Verfügung stehenden „Ladezeitfensters“ zwischen Ankunft und Abfahrt. Der Zeitpunkt der Ladung hängt dabei von der gewählten Zielfunktion ab. Die Ladesteuerung erfolgt auf Basis der beschriebenen Nebenbedingungen und wird deterministisch modelliert.

Exemplarisch sind in der obigen Abbildung die resultierenden Ladeprofile für zwei Ladeszenarien bei unterschiedlichen Zielfunktionen dargestellt. Die Ladung der 500 generierten Fahrzeuge erfolgt in den beiden linken Ladeszenarien ungesteuert („bei Ankunft laden“). Die Hüllkurve repräsentiert somit das **Standartlastprofil** für diese beiden Szenarien. Auf der rechten Seite sind die Ladeprofile für den Ausgleich des Windprognosefehlers aufgezeigt. Hier wird der Ansatz verfolgt, dass Energieüberschüsse, die sich aus Prognoseabweichungen ergeben, für den Ladevorgang genutzt werden. Der Anteil der Ladung zur Nutzung

dieser Energieüberschüsse kann um rund 24 % gegenüber der ungesteuerten Ladung erhöht werden. Mit den gesteuerten Ladevorgängen der 500 E-Fahrzeuge kann pro Tag durchschnittlich etwa 2 MW Leistung zum Ausgleich von WEA-Prognoseabweichungen genutzt werden.

Die Einbindung der Elektrofahrzeuge in ein Lastmanagementsystem wurde darüber hinaus erfolgreich für weitere **Einsatzstrategien**, wie die Bereitstellung von Regelleistung oder das CO₂-arme Laden, modelliert und monetär bewertet. Es zeigt sich, dass Im Jahresdurchschnitt rund 94 % der Ladevorgänge während eines Aufenthaltes verschoben werden können. Die Simulation ergab, dass aus der Bereitstellung von negativer Minutenreserve mit 500 Elektrofahrzeugen ca. 10.800 € pro Jahr Erlöst werden können

Darüber hinaus konnte die Erbringung von Regelleistung auf eine IKT-Systemarchitektur übertragen werden, die eine praxisnahe Durchführung der Ladesteuerung ermöglichte. Unter Einbindung eines Smart e.d. wurde aufgezeigt, dass spezifizierte und implementierte Steuerungsprozesse, wie sie zur Bereitstellung von Minutenreserve verwendet werden, bereits für aktuelle Infrastrukturen und Elektrofahrzeuge möglich sind.

Wirtschaftlichkeitsberechnungen für kombinierte Investitionen in PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge und stationäre Batteriespeicher im Haushaltsbereich

Business Cases for combined investments in PV-panels, electric vehicles and stationary battery storages in households

Malte Bolczek

Im Projekt Smart-E werden Geschäftsmodelle für Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Batteriespeicher entwickelt und erprobt. Investitionsrechnungen ermitteln anschließend die Wirtschaftlichkeit der entwickelten Modelle.

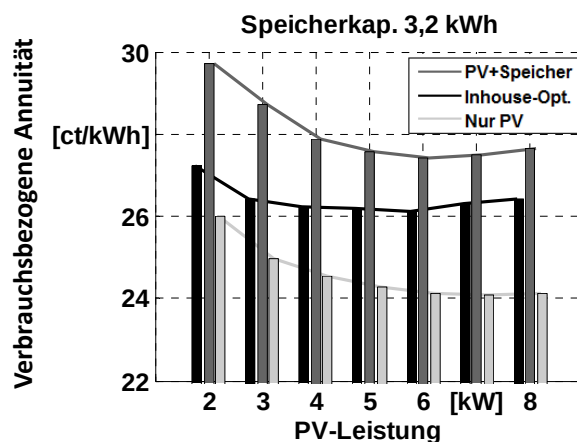
Within the project Smart-E business models for household customers with in-house production, electric vehicle and stationary battery storage are developed and tested. Investment calculations then determine the cost-effectiveness of the developed models.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Kennzeichen 16EM1100 gefördert.

Treiber der Geschäftsmodelle ist im Wesentlichen die steigende Spreizung zwischen den Einspeisevergütungen für dezentrale Energieumwandlungsanlagen und dem Strompreis für den Bezug aus dem Netz. Mittels Steuerung des Batteriespeichers und des Elektromobils können somit durch Maximierung des Eigenverbrauchs die Gesamtkosten des Haushalts minimiert werden. Darüber hinaus werden Preisprognosen genutzt, um weitere Einsparpotenziale bei der Strombeschaffung zu generieren.

Batteriespeicher zur reinen Eigenverbrauchsmaximierung sind bereits heute im Einsatz und bilden die Grundlage für die erste Geschäftsmodellvariante („PV+Speicher“). Als Erweiterung werden in der zweiten Variante („Inhouse-Optimierung“) die Beschaffungskonditionen für elektrische Energie am Großhandelsmarkt berücksichtigt. Außerdem wird in dieser Variante die Flexibilität des Elektromobils genutzt.

Die Investitionsrechnung wird für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 5000 kWh und einem Elektromobil mit einem Bedarf von 2000 kWh durchgeführt. Es wird eine nutzbare Batteriekapazität von 3,2 kWh angenommen. Die Spitzenleistung der PV-Anlage wird von 2 kWp bis 8 kWp variiert, wobei die jährlichen Benutzungsstunden jeweils zu 800 h/a angenommen werden. Als Referenz für die Eigenverbrauchsmaximierung wird außerdem die verbrauchsbezogene Annuität der ausschließlichen Investition in eine PV-Anlage gegenübergestellt. Die Abbildung zeigt die Ergebnisse der Investitionsrechnung.



Ergebnisse Eigenverbrauchsmaximierung/
Inhouse-Optimierung

Die Ergebnisse der Eigenverbrauchsmaximierung zeigen über den gesamten Variationsbereich der Spitzenleistung der PV-Anlage weitgehend eine Parität zum ausschließlichen Netzbezug. Für das Verhältnis zwischen Jahresverbrauch des Haushalts und Einspeisemenge der PV-Anlage ergibt sich ein Kostenminimum bei einer Einspeisemenge, die dem Haushaltsbedarf entspricht.

Die Inhouse-Optimierung weist geringere Gesamtkosten als die Eigenverbrauchsmaximierung auf, erreicht jedoch nicht die Wirtschaftlichkeit des ausschließlichen PV-Anlagenbetriebs. Der Mehrwert gegenüber der Eigenverbrauchsmaximierung wird im Wesentlichen durch Ausgleichsenergieerlöse erzeugt. Auch die Inhouse-Optimierung zeigt ein Kostenminimum, das bei einer PV-Einspeisemenge auftritt, die dem Jahresverbrauch des Haushalts gleicht. Ähnliche Ergebnisse werden auch für variierende Speichergrößen und Jahresverbrauchsmengen des Haushaltskunden ermittelt.

4.5 Energiewende und Elektromobilität

SyncFuel – Synchronisierter Eigenstrom für die Elektromobilität

SyncFuel – Concept of remotely synchronized Own-Consumption for charging Electric Vehicles

J. Maasmann, F. Rettberg

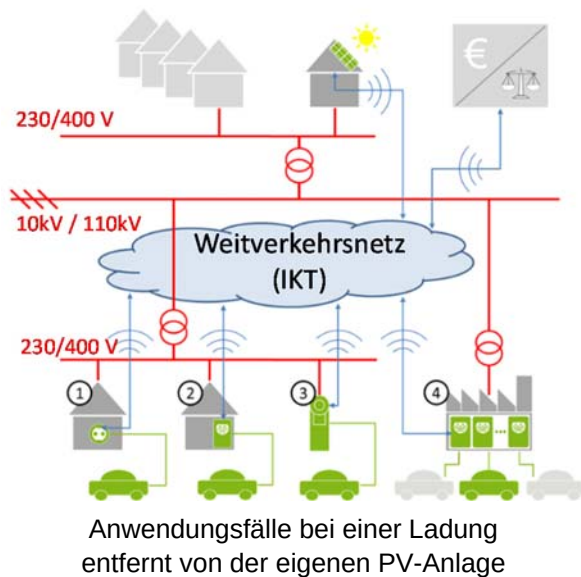
Die größten CO₂ Einsparpotentiale durch Elektrofahrzeuge (engl. Electric Vehicle EV) werden erwartet, wenn diese mit lokal erzeugter erneuerbarer Energie geladen werden. In diesem Forschungsvorhaben wird untersucht, inwiefern das regionale öffentliche Netz zur Durchleitung von eigener und lokal erzeugter Energie genutzt werden kann. Dies kann sinnvoll sein, da sich das Fahrzeug gerade bei Photovoltaikerzeugung nicht immer am lokalen Ladepunkt befindet, wenn die volatile Einspeisung verfügbar ist. Hierzu ist Ladeinfrastruktur mit besonderen Anforderungen erforderlich. Neben den Auswirkungen auf das Energieversorgungsnetz sind die Erforschung von Laderegeln, Kommunikationssystemen und Abrechnungsprozessen notwendig.

In order to reach the goal of national governments to reduce the CO₂ emission, the change from fossil mobility to electric mobility can be a mighty measure if Renewable Energy Sources (RES) are used for charging the electric vehicles (EV). A successful change needs charging infrastructure with special requirements. On the one hand charging infrastructure has to be available and on the other hand the needed energy has to be generated by RES on acceptable costs. 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.

Dieses Forschungsvorhaben wird als Projekt der Modellregion Rhein-Ruhr durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) unter dem Kennzeichen 03EM0614A gefördert. Projektkoordinator ist die nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW).

Um zu untersuchen, wie eine Eigenstromentnahme im Rahmen von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen an entfernter Stelle realisiert werden kann, soll im Projekt u.a. ein synchronisierter mobiler Smart Meter (SyncMeter) umgesetzt und zum Einsatz gebracht werden, der das technische Vehikel darstellt, um Eigenstromentnahme synchronisiert an entfernter Steckdose erfassen zu können. Gleichzeitig findet damit eine korrekte Abrechnung statt.

Der SyncMeter wird bspw. im Fall der Ladung im privaten Bereich häufig in eine normale Schutzkontaktsteckdose gesteckt und mit dem Ladekabel des Elektroautos verbunden. Im angestrebten Fall der Ladung an spezieller Ladeinfrastruktur (Ladesäule/Wallbox etc.) sind entsprechende Lösungen zu entwickeln, die in Einklang mit den aktuellen Standards und Normen für die Identifikation von Elektrofahrzeugen und deren Abrechnung stehen.



Insgesamt sind vier Anwendungsfälle in den zwei Varianten „Privathaushalt - Betrieb“ und „Betrieb - Betrieb“ zu betrachten, in denen das entfernt von der eigenen PV-Anlage ladende E-Fahrzeug (1) über eine Schuko-Steckdose lädt, (2) an einer Wallbox angeschlossen ist, (3) das Fahrzeug über öffentliche Ladeinfrastruktur geladen wird oder (4) Teil einer umfangreicheren verteilten Ladeinfrastruktur bspw. im betrieblichen Umfeld, am Arbeitsplatz oder im semi-öffentlichen Bereich eines Parkhauses ist.

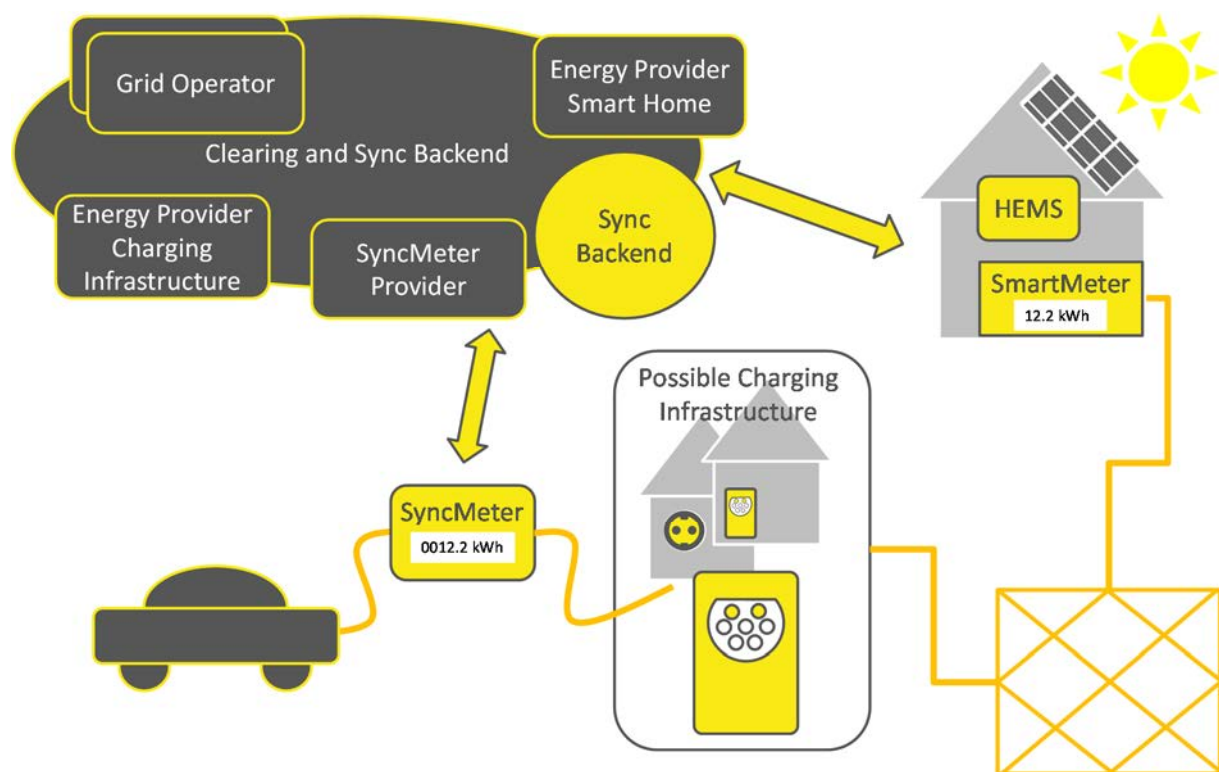
Eine mögliche Konzeptbeschreibung findet sich in der unteren Abbildung. Hier erfolgt die regenerative Einspeisung in einem Smart Home System über eine Photovoltaik Anlage. Ein internes Smart Home Energiemanagement (HEMS) optimiert den Lastfluss unter Berücksichtigung des Ladevorgangs. Ein Messsystem (Smart Meter) erfasst

Energie- und Leistungswerte des Hausanschlusspunktes und übermittelt diese an das Abrechnungs- und Synchronisationsbackend. Dieses gleicht wiederum die Daten mit dem SyncMeter ab, welcher den Ladevorgang steuert und messtechnisch erfasst. Ziel ist es, die synchronisierten Energiemengen verursachungsgerecht und nach den Regeln der Energiewirtschaft abzurechnen. Durch die regionale Nutzung der eigenerzeugten Energie können so Preissynergien bei den Gesteuerungskosten und bei den Netzentgelten gehoben werden.

Ein Feldtest erfolgt in diesem Zusammenhang an ausgewählten betrieblichen Standorten der Klinikum Westfalen GmbH in Dortmund, Kamen und Lünen in Verbindung mit kommunalen Standorten der Stadt Dortmund und einem Standort der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen.

Mess- und Datenerfassungseinrichtungen werden integriert, um ein optimiertes Lade- und Energiemanagement im Sinne eines maximalen Eigenverbrauchs der regenerativ erzeugten Energie zu entwickeln. Die Standorte dienen im Feldtest zur Erhebung der Daten und zur Ableitung der durch einen entfernten Eigenverbrauch möglichen Geschäftsmodelle für die Elektromobilität.

Für den Feldtest werden Elektrofahrzeuge der Stadt Dortmund aus dem Projekt metropol-E eingesetzt bzw. bedarfsgerecht neu beschafft. Gleichzeitig werden auch die Standorte der elektrischen Flotte der Stadt Dortmund in den Feldtest integriert, um so insbesondere für kommunale Flotten ein Modell ableiten zu können, welches die Refinanzierungsoptionen für eine Flottenelektrifizierung über den entfernten Eigenverbrauch abbildet. Zur Abbildung der Fahrzeug-Ladeschnittstelle in ihren unterschiedlichen Varianten gemäß Standardisierung wird auf die Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze an der Technischen Universität Dortmund aus den NRW-EU-Ziel2-Projekten TIE-IN und ZAESAR zurückgegriffen. Hier werden darüber hinaus Smart Home-Infrastrukturen sowie Netztopographien und -situationen abgebildet, die im Feldtest nicht vorliegen, die aber unter anderem zur Ableitung allgemeingültiger und übertragbarer Geschäftsmodelle erfasst und analysiert werden müssen. Darüber hinaus wird die Technologie- und Prüfplattform zur Umsetzung des technischen Konzepts des SyncMeter sowie zu dessen Prüfung auf Funktionalität und Sicherheit eingesetzt.



Konzept des Synchronisierten Eigenstroms

Identifikations- und Lokalisierungsverfahren von Verbrauchern in Niederspannungsnetzen zum Aufbau von Energiemanagement- und Abrechnungssystemen

Identification and Localization Method of Appliances in Low Voltage Networks for Setting-up Energy Management and Clearing Systems

Christoph Aldejohann

In künftigen Niederspannungsnetzen kommen zunehmend Verbraucher mit hohen Anschlussleistungen zum Einsatz, die zudem auch noch mobil sind wie insbesondere Elektrofahrzeuge. Die bestehende Elektroinstallation ist nicht in jedem Fall für eine entsprechende Auslastung ausgelegt. Einzelne Leitungen in Gebäuden als auch übergeordnete Betriebsmittel wie Ortsnetztransformatoren und Zuleitungen können die Grenze ihrer Belastbarkeit erreichen. Um solche Situationen zu vermeiden, müssen die Verbraucher zugeordnet und gesteuert werden. Zur Lösung der Problematik wurde ein Identifikations- und Lokalisierungsverfahren von Verbrauchern entwickelt.

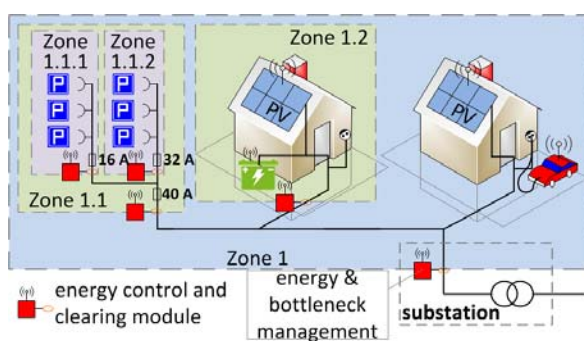
Low Voltage Grids of the future are not constructed for high power loads such as electric vehicles. Several utilities in the grid and in buildings like cables and transformers can be overloaded. An allocating and managing functionality is required for avoiding critical supply conditions. Therefore an identification and localization method of appliances was developed.

Dieses Forschungsvorhaben wird als Projekt der Modellregion Rhein-Ruhr durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) unter dem Kennzeichen 03EM0614A gefördert.

Ladesysteme die auf der Norm ISO/IEC 15118 basieren sehen zur Verbraucheridentifikation den Signal-Level-Attenuation-Characterization Mechanismus (SLAC) vor. Dieses System ist jedoch nur auf die Zuordnung eines Elektrofahrzeuges (EV) zu einer Ladesäule beschränkt, Zuordnungen zu Leitungsabgängen oder Ortsnetzstationen erfolgen nicht. Ein Lösungsansatz sieht eine Identifikation und Lokalisierung über ein strommoduliertes Signal vor. Diese Informationen werden genutzt um einen bidirektionalen Steuerungskanal über Funk oder Powerline Communication (PLC) aufzubauen.

Module erfolgen aber auch über ein modifiziertes Ansteuerungsverfahren in aktive (EV-) Ladegleichrichter integriert werden.

Typischerweise sind die Verbraucher in einem Niederspannungsnetz in einer Art Baumstruktur angeordnet. Die Einspeisung eines Gebäudes erfolgt über einen Netzanschlusspunkt, von wo aus eine Vielzahl von Stichleitungen in den Unterverteilungen abgehen. Die Netzseite kann als eine Strahlennetz- oder einer Ringtopologie ausgeführt sein, die durch ein oder mehrere Netzstationen gespeist wird. Typischerweise würden Energiemanagementsysteme in den Knotenpunkten, wie Unterverteilungen und Netzstationen installiert und wären entlang des Strompfades platziert. Durch die Netztopologie können die Managementsysteme nur die unterlagerten Verbraucher erfassen und so die angeschlossenen Verbraucher zuordnen. Der Aufbau des Managementsystems kann kaskadiert erfolgen. Wie in nebenstehendem Bild dargestellt, bilden die einzelnen Managementsysteme untergeordnete Zuständigkeitszonen. Die Netzanschlussleistung kann auf leistungsintensive Verbraucher wie EVs gleichmäßig verteilt werden, ohne Überlastsituationen auf einzelnen Betriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren hervorzurufen. Auf Netzstationsebene können desweiteren Verbrauchereigenschaften wie Batteriespeichergröße und Blindleistungspotential zusammengefasst und zentral gesteuert werden.



Energiemanagement in einer kaskadierten Struktur für Gebäude und Netzstationen

Ein elektrischer Strom kann nur zwischen einer Quelle und einer Senke fließen, somit ist dieser auch nur auf dem Pfad zwischen Quelle und Senke messbar. Diese Eigenschaft wird genutzt indem durch eine Strommodulation Identifikations- und Schlüsselinformationen übertragen werden. Die Signalgenerierung kann über separate

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Kubis, A.; Rehtanz, C.; Shapovalov, A.; Hilbrich, D.; Plota, E. (Hrsg.): „Tagungsband des Power and Energy Student Summit 2015“, Power and Energy Student Summit (2015), 13.-14. Januar 2015, TU Dortmund, Germany, ELDORADO

Ehsan, M.U.; Keune, B.M.: „Real-Time Implementation and Evaluation of a Support Vector Machine Based Fault Detector and Classifier for Distribution Grids“, Power and Energy Student Summit (PESS) 2015, Dortmund

Mehmood, M.K.; Keune, B.M.: „Development of an Artificial Neural Network based Hardware Prototype for Fault Localization in Distribution Grids“, Power and Energy Student Summit (PESS) 2015, Dortmund

Wandelt, F.; Gamrad, D.; Deis, W.; Myrzik, J.M.A.: „Herausforderungen und Lösungsansätze bei der Erbringung von Primärregelleistung durch Energiespeicher“, Power and Energy Student Summit (PESS) 2015, Dortmund

Morales, J.A.; Orduña, E.; Rehtanz, C.; Cabral, R.J.; Bretas, A.S.: „Comparison between Principal Component Analysis and Wavelet Transform Filtering Methods for Lightning Stroke Classification on Transmission Lines“, Electric Power Systems Research, Vol. 118, Jan. 2015, pp. 37-46

Rehtanz, C.; Teuwsen, J.: „Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem“, VGB Power-Tech, Heft 1 / 2, 2015

Wandelt, F.; Gamrad, D.; Kinnen, R.; Deis, W.; Myrzik, J.M.A.: „Vergleich und Einsatzmöglichkeiten verschiedener Technologien zur Regelleistungserbringung“, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2015)

Hu, S.; Li, Y.; Zhang, Z.; Xie, B.; Chen, M.; Kubis, A.: „A Wye-delta Multi-function Balance Transformer Based Power Quality Control System for Single-Phase Power Supply System“, International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles (ESARS), Aachen, Germany, 3-5 March 2015

Krause, O.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.: „Adaptive Netzzustandsschätzung in unterbestimmten Verteilnetzen“, VDE-ETG Fachtagung „Von Smart Grids zu Smart Markets“, Kassel

Kays, J.; Seack, A.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Das Potential von detaillierten Zeitreihen von Netzteilnehmern in der Verteilnetzplanung“, VDE ETG-Kongress, Kassel, 25-26. März 2015

Wagner, C.; Nasiri, B.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Smart Planning – future distribution grid planning under consideration of smart grids and smart markets“, VDE-ETG Fachtagung „Von Smart Grids zu Smart Markets 2015“, Kassel, März 2015

Lehnhoff, S.; Nannen, O.; Rohjans, S.; Schlögl, F.; Dalhues, S.; Robitzky, L.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Exchangeability of Power Flow Simulators in Smart Grid Co-Simulations with mosaik“, Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES), April 2015

J. Dragon; H. Zimmer; J. Hanson; P. Schäfer; T. Bongers; S. Dierkes; A. Moser; T. Leibfried; M. Greve; T. Noll; C. Rehtanz: „Operation and Stability of Hybrid Transmission Systems“, Energy, Science and Technology 2015, International Conference & Exhibition, 20-22 May 2015, Karlsruhe, Germany

Ruthe, S.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.: „On the problem of controlling shiftable prosumer devices with price signals“, IJEPES Special Issue for 18th Power Systems Computation Conference, vol. 72, November 2015

Zhang, Z.; Huang, X.; Keune, B.M.; Cao, Y.; Li, Y.: „Modeling and Simulation of Data Flow for VLAN-Based Communication in Substations“, IEEE Systems Journal, vol. PP, no. 99, pages 1-12

Kays, J.; Seack, A.; Häger, U.: „The potential of using generated time series in the distribution grid planning process“, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 15-18. June 2015, Lyon, France

Seack, A.; Kays, J.; Rehtanz, C.: „Multi-Level Distribution Grid Planning Process by Means of a Multi-Agent-System“, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 15-18. June 2015, Lyon, France

Schacht, D.; Gürses, G.; Vennegeerts, H.; Keune, B.M.; Greulich, M.; Frings, R.: „Design & Analysis of an Improved Fault Localization Scheme for

Secondary Substation Automation", 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 15-18. June 2015, Lyon, France

Schacht, D.; Vennegeerts, H.; Slupinski, A.; Keune, B.M.; Frings, R.: „Voltage Control in Intelligent Secondary Substations by Voltage Observation Methods Based on Local Measurements“, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 15-18. June 2015, Lyon, France

Greve, M.; Noll, T.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Simulation Framework for Vertical Provision of Ancillary Services“, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 15-18. June 2015, Lyon, France

Jendernalik, L.; Wiedemann, T.; Noglik, P.; Shapovalov, A.: „The German large scale demonstration project inside GRID4EU: Challenges of an autonomous Medium Voltage control system“, Proceedings of the 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 15-18. June 2015, Lyon, France

Haase, B.; Rehtanz, C.: „A Valuation Method for Demand Side Management with Heat Supply Systems and the Influence of Optimization Strategies“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Negnevitsky, M.; Tomin, N.; Kurbatsky, V.; Panasetsky, D.; Zhukov, A.; Rehtanz, C.: „A Random Forest-Based Approach for Voltage Security Monitoring in a Power System“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Arnold, M.; Friede, W.; Myrzik, J.: „Comparison of current and future voltage regulation measures on German low voltage grids“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Wandelt, F.; Gamrad, D.; Deis, W.; Myrzik J.M.A.: „Comparison of Flywheels and Batteries in Combination with Industrial Plants for the Provision of Primary Control Reserve“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Unger, D.; Myrzik, J.: „Agent Based Coordination of Distributed Energy Storage Devices in Future Distribution Grids“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Kubis, A.; Rehtanz, C.: „About the relationship of line overload cascading and loss of synchronism in electric power systems“, Proceedings of the

IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Kubis, A.; Robitzky, L.; Kuech, M.; Muller, S.C.; Jablkowski, B.; Georg, H.; Dorsch, N.; Krey, S.; Langesberg, C.; Surmann, D.; Mayorga, D.; Rehtanz, C.; Hager, U.; Spinczyk, O.; Wietfeld, C.; Weihs, C.; Ligges, U.; Myrzik, J.; Götze, J.: „Validation of ICT-based protection and control applications in electric power systems“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Robitzky, L.; Müller, S.C.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Evaluating the Performance of Decentralized Analyses of Voltage Stability and Power Flows“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Spieker, C.; Teuwsen, J.; Liebenau, V.; Müller, S.C.; Rehtanz, C.: „European Electricity Market Simulation for Future Scenarios with High Renewable Energy Production“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Shapovalov, A.; Engelmeyer, T.; Spieker, C.; Rehtanz, C.: „Involving residual load intraday forecast for network reconfiguration“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Kloubert, M.-L.; Schwippe, J.; Müller, S. C.; Rehtanz, C.: „Analyzing the Impact of Forecasting Errors on Redispatch and Control Reserve Activation in Congested Transmission Networks“, Proceedings of the IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, The Netherlands

Bauernschmitt, B.; Kaliwoda, M.; Keune, B.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.: „An integral Engineering Process for centralised Protection & Control Systems according to IEC 61850-6“, Proceedings of the "Modern Electric Power Systems 2015 - MEPS 2015", July 6-9, 2015, Wroclaw, Poland, ISBN 978-83-935801-4-9

Hilbrich, D.; Keune, B.; Rehtanz, C.: „Development of a Hybrid Platform for Automated Type and Online Application Testing of Protection & Control Schemes“, Proceedings of the "Modern Electric Power Systems 2015 - MEPS 2015", July 6-9, 2015, Wroclaw, Poland, ISBN 978-83-935801-4-9

Kaliwoda, M.; Rehtanz, C.: „Measuring Delays of Ethernet Communication for Distributed Real-time Applications using Carrier Sense, Proceedings of

the 13th IEEE International Conference on Industrial Informatics, Cambridge, UK, 2015

Robitzky, L.; Müller, S.C.; Dalhues, S.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Agent-Based Redispatch for Real-Time Overload Relief in Electrical Transmission Systems“, 2015 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Denver

Wohlfahrt, T.; Myrzik J. M. A.: „Synchronized Current Sensing Techniques and Implementation on dSPACE-FPGA-Board Using Delta-Sigma-Modulator“, Proceedings of the 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 2015, Geneva, Switzerland

Morales, J.A.; Guidib, G.D.; Keune, B.M.: „Dynamic Simulation of Lightning Strikes on Transmission Lines Based on ATP-Matlab2010043, International Journal of Applied Engineering Research, vol. 10, no. 14, 2015

Hinker, J.; Pohl, O.; Myrzik, J.: „How Thermal Comfort affects the Energy-Efficiency Gap in Residential Buildings“, Proceedings of the 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015, Stoke-on-Trent, England

Asmah, M. W.; Ahunu, B. K.; Myrzik, J.: „Power System Expansion using Renewable Energy Sources in Ghana, Proceedings of the 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015, Stoke-on-Trent, England

Mayorga González, D.; Myrzik, J.: „Probabilistic Determination of the Operational Flexibility of Active Distribution Networks with High Penetration of Full-Converter Interfaced Renewable Distributed Generation Units“, Proceedings of the 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015, Stoke-on-Trent, England

Rehtanz, C.; Seack, A.; Lehnhoff, S.; Krause, O.: „Planung und Betrieb von Smart Grids“, Tagungsband der Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS), Hamburg, Springer-Verlag

Asmah, M. W.; Ahunu, B. K.; Myrzik, J.: „Challenges in the Ghanaian power system: the prospects of renewable energy sources“, Proceedings of the 12th IEEE AFRICON Conference, 2015, Addis Abeba, Ethiopia

Hu, S.; Zhang, Z.; Chen, Y.; Zhou, G.; Li, Y.; Luo, L.; Cao, Y.; Xie, B.; Chen, X.; Wu, B.; Rehtanz, C.: „A New Integrated Hybrid Power Quality Control System for Electrical Railway“, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 62, Iss. 10, 1 Oct. 2015, pp. 6222-6232

Hu, S.; Zhang, Z.; Li, Y.; Luo, L.; Luo, P.; Cao, Y.; Chen, Y.; Zhou, G.; Wu, B.; Rehtanz, C.: „A New Railway Power Flow Control System Coupled With Asymmetric Double LC Branches“, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 30, Iss. 10, 1 Oct. 2015, pp. 5484-5498

Maasmann, J; Rettberg, F; Schmutzler, J., Gröning, S; Wietfeld, Ch; Rehtanz, Ch: „SyncFuel – Concept of remotely synchronized Own-Consumption for charging Electric Vehicles“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, Montevideo, 2015

Shapovalov, A.; Noglik, P.; Jendernalik, L.; Wiedemann, T.: „Entwicklung und Demonstration eines Systems zur autonomen Netzführung“, at – Automatisierungstechnik Journal, Special Issue: Smart Grids, November 2015

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. B. Gwisdorf: „Methodik und Anwendung der Grenzkurvenanalyse zur Bewertung von elektrischen Energieverteilnetzen“, TU Dortmund, 17.06.2015

Dr.-Ing. J. Schwippe: „Das Potential der probabilistischen Lastflussrechnung in der Planung elektrischer Netze“, TU Dortmund, 26.06.2015

Dr.-Ing. A. S. Fölting: „Nonlinear Load Models: Requirements, Properties and Limitations“, TU Dortmund, 08.07.2015

Dr.-Ing. H-J. Belitz: „Charakterisierung von Lastmanagement in Haushalten und dessen Integration in die Elektrizitätswirtschaft“, TU Dortmund, 18.08.2015

Dr.-Ing. A. Worgull: „Dezentrale und selektive Lastabwurfkonzepte unter Verwendung von Smart Metering-Technologien“, TU Dortmund, 14.09.2015

Dr.-Ing. S. Ruthe: „Randomisierte Lagrange-Relaxation und ihr Beitrag zur Entwicklung automatisierter Strommärkte für dezentrale Energieressourcen“, TU Dortmund, 02.10.2015

Dr.-Ing. S. C. Müller: Technisch-wirtschaftliche Analyse von Netzengpassmanagement im europäischen Übertragungsnetz unter Berücksichtigung von Flexibilität und Unsicherheit, TU Dortmund, 30.11.2015

Dr.-Ing. S. Winter: „Modellierung und marktorientiertes Lastmanagement von Haushaltslasten“, TU Dortmund, 11.12.2015

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

IEEE Power and Energy Student Summit 2015, Dortmund, 13./14.01.2015

Das Institut ie³ richtete am 13. und 14. Januar den Power and Energy Student Summit (PESS) 2015, eine energietechnische Konferenz zur Förderung des Ingenieur Nachwuchses, aus. Studierende, Berufseinsteigerinnen und -einsteiger sowie Doktorandinnen und Doktoranden stellten bei der Konferenz eigene Publikationen vor und diskutierten diese mit einem renommierten Fachpublikum

bestehend aus Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie. Zu Gast waren rund 90 Teilnehmerinnen und Teilnehmer aus ganz Deutschland und Russland. Den öffentlich zugänglichen Tagungsband sowie einige Veranstaltungsimpressionen finden Sie auf der Internetseite: pess2015.tu-dortmund.de

ZEDO / ie³-Workshop „Neues aus Netzen und Märkten“, 06.11.2015

Dr.-Ing. Erik Hauptmeier, Westnetz GmbH: „Auswirkungen der Energiewende auf den Verteilnetzbetrieb - eine Perspektive aus Sicht der Netzführung“

Dr.-Ing. Hendrik Neumann, Amprion GmbH: „Aktuelle Herausforderungen in der Systemführung“

Dr.-Ing. Christoph Dörnemann, Amprion GmbH: „Netzausbau höchst spannend?“

Dr.-Ing. Johannes Stürmer, RWE Deutschland AG: „Auf dem Weg zum DSO 2.0“

Doktoranden-Seminar des ie³

Dipl.-Ing. Marc Arnold, Bosch Thermotechnik GmbH, Wernau: „Evaluation of measures to integrate predicted 2020 numbers of distributed generators and heat pumps on low voltage grids“, 17.03.2015

Dipl.-Wirt.-Ing. Niklas Poier, Institut ie³, TU Dortmund: „Capacity payments and their influence on the wholesale market for electricity“, 08.09.2015

M. Sc. Michael Kaliwoda, Institut ie³, TU Dortmund: „Future Substation Automation Systems among Communication Aspects“, 21.04.2015

M. Sc. Andreas Kubis, Institut ie³, TU Dortmund: „Leitertemperaturüberwachung auf Basis von lokalen Wetterinformationen und zeitsynchronen Zeigermessungen“, 13.10. 2015

Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt, Institut ie³, TU Dortmund: „Flexibilitätpotential urbaner Räume“, 19.05.2015

M. Sc. Line Roald, Power Systems Laboratory, ETH Zürich: „Minimizing risk in power system operational planning: Methods to handle uncertainty from renewables and intra-day trading“, 03.11.2015

Dipl.-Ing. Anton Shapovalov, Institut ie³, TU Dortmund: „Aspects of distribution system automation planning and simulation“, 09.06.2015

M. Sc. Dominik Hilbrich, Institut ie³, TU Dortmund: „Development of a hybrid test platform for type testing and application testing of power system protection & control schemes“, 08.12.2015

Dipl.-Inf. Markus Küch, Institut ie³, TU Dortmund: „Introduction to smart Grid Co-Simulation –Overview and Challenges“, 25.08.2015

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

U. Häger: „Möglichkeiten und Nutzen des Einsatzes von Speichern in Verteilnetzen“, AG Flexibilisierung des BMWi, Berlin, 20.01.2015

J. F. Rettberg: „Elektromobilität in der Stadtentwicklung Dortmund, Nationale Plattform Elektromobilität, AG 6, Berlin, 23.01.2015

U. Häger: „Grid4EU – Industrialisierung von Smart Grids in Europa“, 2. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 27.01.2015

J. F. Rettberg: „Elektromobilität, Energiewende und ein Masterplan - Grundlagen für die Smart City Dortmund“, VDE NRW, Dortmund, 03.02.2015

J. F. Rettberg: „Vernetzte Mobilität - Warum Mobilität mehr ist als der Modal Split“, Tagung Innenstadt 2015, Witten, 06.02.2015

C. Rehtanz: „Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in NRW“, Fachkongress Zukunftsenergien, e-World, Essen, 10.02.2015

J. F. Rettberg: „E-Mobilität: Forschung und Innovation“, Elektrotechnik 2015, Dortmund, 18.02.2015

J. F. Rettberg: „Vom Masterplan Energiewende zur Smart City“, 2. Forum Masterplan Energiewende, Dortmund, 19.02.2015

J. F. Rettberg: „RESET - Renewable Energies in Smart Factories with Electric Vehicle Fleets“, 2. Forum Masterplan Energiewende, Dortmund, 19.02.2015

J. F. Rettberg: „Elektromobilität und Energiewende und ihre Bedeutung als regionales Innovationsfeld, Entwicklung der Elektromobilität im Münsterland“, Münster, 26.02.2015

A. Kubis: „A Wye-delta Multi-function Balance Transformer Based Power Quality Control System for Single-Phase Power Supply System“, International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles, Aachen, 03.03.2015

C. Rehtanz: „Die Energiewende - Eine Überforderung der Gesellschaft?“, VDE Rhein Ruhr Mitgliederversammlung, Essen, 19.03.2015

T. Schlüter: „Zukünftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen“, VDE/VDI Workshop Wind, Frankfurt a.M., 19.03.2015

U. Häger: „System Services in the Distribution Grid“, Partnerkonferenz Smart Cities and Communities, Dortmund, 24.03.2015

C. Rehtanz: „Adaptive Netzzustandsschätzung in unterbestimmten Verteilnetzen“, VDE-ETG Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets 2015", Kassel, 25.03.2015

S. Kippelt: „Task-Force im VDE-ETG: Energiespeicher in Verteilungsnetzen“, VDE-ETG Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets 2015", Kassel, 26.03.2015

A. Shapovalov: „GRID4EU German Demo: The challenges of implementing an algorithm for loss optimal network reconfiguration“, GRID4EU - ELECTRA IRP workshop, Brüssel, Belgien, 30.03.2015

C. Rehtanz: „Die Energiewende - Chancen und Herausforderungen für Unternehmen“, Arbeitskreis Energie, Unternehmensverbände Dortmund, 16.04.2015

C. Rehtanz: „Planning and operation methods for smart distribution grids“, NSF-DFG Joint Workshop, Arlington / Washington, USA, 20.04.2015

J. Myrzik: „Opportunities of Smart Buildings in Smart Urban Grids“, NSF-DFG Joint Workshop, Arlington / Washington, USA, 21.04.2015

D. König: „Die Stadt als Speicher“, Statusseminar der Förderinitiative Energiespeicher 2015, 22./23.04.2015, Berlin, 23.04.2015

C. Rehtanz: „Überfordert uns die Energiewende? Grundlegende Herausforderungen und technische Lösungen“, VDE Niederrhein Mitgliederversammlung, Krefeld, 24.04.2015

C. Rehtanz: „Technologische Bausteine für die Energiewende“, CDU Dortmund, Dortmund, 28.04.2015

U. Häger: „Stromnetztechnik“, Forschungsnetzwerk Stromnetze des BMWi, Bonn, 12.05.2015

J. F. Rettberg: „Es ist noch nicht zu spät! Energiewende als regionale Aufgabe“, Grüne Woche Europa, Dortmund, 19.05.2015

D. Hilbrich: „Projects & Experiences with Digital Real-Time Simulators for Protection and Control System Applications“, Realtime 2015 European User Group Event, Barcelona, Spain, 27.05.2015

D. König: „Die Stadt als Speicher - ein Sachstandsbericht“, AG „Energie“ der Stadt Herten, 15.06.2015, Herten, 15.06.2015

A. Seack: „Multi-Level Distribution Grid Planning Process by Means of a Multi-Agent-System“, 23rd International Conference on Electricity Distribution, 15-18. June 2015, Lyon, France, 15.06.2015

J. Kays: „The potential of using generated time series in the distribution grid planning process“, 23rd International Conference on Electricity Distribution, 15-18. June 2015, Lyon, France, 15.06.2015

J. Myrzik: „Herausforderungen der Energiewende“, Zonta Club Dortmund, Dortmund, 18.06.2015

J. F. Rettberg: „Private Providers of Climate-Neutral Electric Vehicle Charging Services“, Erasmus Energy Forum 2015, Rotterdam, The Netherlands, 19.06.2015

C. Rehtanz: „Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in NRW“, Jahrestagung NRW des Netzwerks Speicher und Netze, Düsseldorf, 23.06.2015

J. F. Rettberg: „Energie und IKT - Alles wäre gerne smart!“, Informations- und Kommunikationsausschuss der IHK zu Dortmund, Dortmund, 24.06.2015

B. M. Keune: „Stationsautomatisierung – Herausforderungen im Smart Grid, VDE Vortragskarussell, Dortmund, 25.06.2015

A. Kubis: „About the Relationship of Line Overload Cascading and Loss of Synchronism in Electric Power Systems“, 2015 IEEE PowerTech Eindhoven, The Netherlands, 30.06.2015

L. Robitzky: „Evaluating the Performance of Decentralized Analyses of Voltage Stability and Power Flows“, 2015 IEEE PowerTech Eindhoven, The Netherlands, 30.06.2015

C. Spieker: „European Electricity Market Simulation for Future Scenarios with High Renewable Energy Production“, 2015 IEEE PowerTech Eindhoven, The Netherlands, 01.07.2015

A. Kubis: „Validation of ICT-Based Protection and Control Applications in Electric Power Systems“, 2015 IEEE PowerTech Eindhoven, The Netherlands, 02.07.2015

M.-L. Kloubert: „Analyzing the Impact of Forecasting Errors on Redispatch and Control Reserve Activation in Congested Transmission Networks“,

2015 IEEE Powertech Eindhoven, The Netherlands, 02.07.2015

J. Myrzik: „Energy efficient grids in Germany“, Informationsveranstaltung Energy efficiency in infrastructures, Renac AG, Berlin, 13.07.2015

M. Arnold: „Using residential heating systems for load management applications in smart cities“, IEEE PES General Meeting, Denver, USA, 27.07.2015

C. Rehtanz: „Energiewende, Speicher und intelligente Netze“, Industriecenter, Dortmund, 18.08.2015

J. F. Rettberg: „Rahmenbedingungen der Elektromobilität in Deutschland“, Neue Energie für die Wirtschaft in NRW, Unternehmertag 2015 des Landesverbands Erneuerbare Energien, Düsseldorf, 20.08.2015

J. Hinker: „How Thermal Comfort affects the Energy-Efficiency Gap in Residential Buildings“, 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2015), Stoke-on-Trent, England, 02.09.2015

C. Rehtanz: „Planung und Betrieb von Smart Grids“, Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS) 2015, 10./11.09.2015, Hamburg, 10.09.2015

M. Bolczek: „Geschäftsmodelle für die Versorgung von Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Speicher“, Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS) 2015, 10./11.09.2015, Hamburg, 11.09.2015

C. Rehtanz: „Der Raumbezug der Energiewende“, Kolloquium Ver- und Entsorgungssysteme, Fakultät Raumplanung der TU Dortmund, Dortmund, 15.09.2015

A. Shapovalov: „Implementing and evaluating network management algorithms“, GRID4EU Internal Technical Workshop, Paris, France, 17.09.2015

L. Robitzky: „Spannungsstabilität – Herausforderungen, Modellierung und Notfallmaßnahmen zur Beherrschung spannungskritischer Netzsituationen“, Workshop zum Austausch von Wissenschaft und Industrie, PSI AG, Aschaffenburg, 22.09.2015

S. C. Müller: „Forschungsfelder Security Constrained Optimal Power Flow und Redispatch“, Workshop zum Austausch von Wissenschaft und Industrie, PSI AG, Aschaffenburg, 22.09.2015

D. König: „Mit Messdaten Smart Grids steuern“, Argos-Forum 2015, B+K Softwaresysteme GmbH, 22./23.09.2015, München, 23.09.2015

U. Häger: „Smart Grids for the German Energy Transition“, VGB Powertech Technical Group Distributed Generation, Essen, 06.10.2015

C. Rehtanz: „Die Stadt als Speicher“, Hertener Klimatage 2015, Herten, 29.10.2015

J. Myrzik: „Speicher als Bestandteil zukünftiger Energieversorgungssysteme“, Diskussions- und Vortragsveranstaltung mit Ausstellung Speicher aus NRW für die Energiewende, Grüne im Landtag NRW, Düsseldorf, 30.10.2015

J. F. Rettberg: „Integration of Renewables into Future Power Grids“, Canadian German Conference in Grid Integration of Renewable Energies, Calgary, Canada, 03.11.2015

J. Maasmann: „Projektvorstellung SyncFuel auf der Ergebniskonferenz Modellregion Rhein-Ruhr“, 4. Kompetenztreffen Elektromobilität, Essen, 04.11.2015

J. Kays: „Das Potential von detaillierten Zeitreihen in der Verteilnetzplanung“, Smart Energy 2015, Dortmund, 12.11.2015

C. Wagner: „Bewertung der Mengen- und Preisvolatilität eines Energieportfolios“, 20. Workshop des Student Chapters und GEE Preis des Energieforums Berlin, Berlin, 13.11.2015

J. F. Rettberg: „Planerische Aspekte zu Technik und Versorgung“, Erneuerbare Energien und

Energieeffizienz in der kommunalen Planungspraxis, RVR, Essen, 13.11.2015

J. Myrzik: „Smart Cities: Energie efficient city of the future“, Informationsveranstaltung Energy efficiency in infrastructures der Deutsch-Slowenischen Industrie- und Handelskammer, Ljubljana, Slowenien, 17.11.2015

C. Rehtanz: „Netze, Speicher und flexible Lasten als Bausteine für die Energiewende“, Vortragsreihe zur Energiewende, Verband DIE FÜHRUNGSKRÄFTE e.V. (dFK), Essen, 18.11.2015

J. F. Rettberg: „Netzintegration von Energiespeichern in den USA und Deutschland: Status Quo und Potenziale“, Konferenz Energiespeicher zur Integration von erneuerbaren Energien in den USA, BMWi, Berlin, 18.11.2015

M. Greve, T. Noll: „Die Architekten der Energiewende - Stellt die Energiewende die Frequenzhaltung auf den Kopf?!“, Abschlusskolloquium der Helmholtz-Energie-Allianz "Technologien für das zukünftige Energienetz", Berlin, 20.11.2015

S. C. Müller: „Technisch-wirtschaftliche Analyse von Netzengpassmanagement im europäischen Übertragungsnetz unter Berücksichtigung von Flexibilität und Unsicherheit“, Promotionsvortrag, Dortmund, 30.11.2015

J. Maasmann: „Reliable integration of electric vehicles in Smart Home infrastructures“, European Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Congress, Brussel, Belgium, 03.12.2015

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Osorio Pérez, J. F.: „Bestimmung von Investitionsoptionen zur Optimierung des europaweiten Austauschs von Strom aus erneuerbaren Energien“, Januar 2015

Reger, S.: „Potentialabschätzung für erneuerbare Energien Anlagen im Zusammenhang mit der Elektrifizierung einer Busflotte unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustufen“, Februar 2015

Schmitt, J.: „Implementierung und Demonstration kombinierter SmartGrid-Konzepte zur autonomen Verteilnetzführung auf einer Hardware-in-the-Loop Simulationsplattform“, Februar 2015

Schild, V.: „Analyse und Modellierung der Inanspruchnahme von Minutenreserve im Netzregelverbund“, Februar 2015

Haasis, T.: „Beurteilung von Szenarien der Energiewende in der Öffentlichkeit“, März 2015

Zimmer, M.: „Gegenüberstellung verschiedener Steuerungsansätze für ein Management des Ladevorgangs einer Elektrofahrzeugflotte“, März 2015

Arif, W.: „Implementation of an automated type test for distance protection devices according to IEC 60255-121“, März 2015

Zoike, A.: „Konzeptionierung eines Energiemanagementsystems für eine regenerative Notstromversorgung an der KNUST in Kumasi (Ghana)“, März 2015

Vorkoeper, A.: „Möglichkeit zur Eigenstromversorgung der Grubenwasserhaltung an dem Standort Walsum 1/2 der RAG AG“, März 2015

Farien, A. D.: „Evaluierung des Einflusses von Regeleingriffen auf die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes bei unvollständiger System-sicht“, März 2015

Lotze, J.: „Entwicklung einer Methodik zur Bewertung der System Adequacy eines elektrischen Energieversorgungssystems“, April 2015

Vora, V.: „Implementation of an overcurrent protection on an AVR32 μ C and assessment on the functional safety“, April 2015

Pauls, A.: „Entwicklung eines Entscheidungsverfahrens für bedarfsgerechte Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz“, April 2015

Hagemann, Z.: „Entwicklung eines Modells zur Prognose von Verfügbarkeiten thermischer Kraftwerke“, April 2015

Schramm, S.: „Konzeptionierung und Aufbau einer kabelgebundenen Mess- und Steuereinheit für die Elektromobilität“, Juni 2015

Waniek, C.: „Lastverschiebung als Alternative zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen“, Juni 2015

Albrecht, M.: „Sicherung der Spannungsstabilität im Übertragungsnetz durch eine dezentrale agentenbasierte Spannungsregelung“, Juli 2015

Ronquillo Salas, C. A.: „Time synchronized phasor measurements with off-the-shelf Programmable Logic Controller“, Juli 2015

Edjimbi, G.: „Design and Implementation of a Differential Protection Function for Distribution Power“, August 2015

Winghofer, M.: „Entwicklung und Überwachung von Energieleistungskennzahlen (EnPIs) in Unternehmen des Maschinenbaus“, August 2015

Roland Broll: „Entwicklung eines autonomen lernfähigen Verteilnetz-Management-Systems“, September 2015

Hiry, J.: „Modellierung von Entscheidungsträgern unter Anwendung eines Multi-Agenten Ansatzes“, September 2015

Lampret, M.: „Ausgestaltung und Umsetzung einer Kapazitätsampel“, September 2015

Klein, C.: „Untersuchung von Verfahren zur automatisierten Netzausbauplanung“, Oktober 2015

Sestendrup, J.: „Modellbildung und Simulation von Verbünden technischer Systeme zur Erbringung von Sekundärregelleistung“, Oktober 2015

Kittl, C.: „Analyse der Spannungsstabilität im elektrischen Übertragungsnetz unter Berücksichtigung veränderter Systemdynamik sowie aktueller und zukünftiger Spannungsregelungskonzepte“, Oktober 2015

Smirek, T.: „Generierung von Mittelspannungsnetzen auf Basis von öffentlich verfügbarem Kartenmaterial“, Oktober 2015

Westkamp, F.: „Erstellung eines Hochspannungsnetzes auf Basis öffentlich verfügbarer Daten“, Oktober 2015

Pohl, O.: „Agentenmodellierung zur Simulation des benutzerabhängigen Heizverhaltens in Wohngebäuden“, Oktober 2015

Palm, Felix: „GIS-basierte Standortanalyse zur Identifikation von Eignungsflächen für EE-Anlagen“, Oktober 2015

Dönges, K.: „Analysis of the impact of future wind power generation and HVDC lines on transient stability: Application to the French/Iberian power system“, November 2015

Mühleck, R.: „Konzeption und Simulation eines Wasserstoffspeichers in einem Stromverteilnetz“, November 2015

Kaiser, M.: „Entwicklung eines Konzepts für den Inselbetrieb eines Industriekraftwerkes im Fall eines länger andauernden Blackouts (>24h)“, November 2015

Burghardt, L.: „Analyse von Marktausgestaltungsvarianten und ihr Einfluss auf die Kraftwerksverteilung innerhalb Deutschlands“, November 2015

Warsinski, J.: „Modellierung eines mehrstufig aggregierten dynamischen Energiesystemmodells“, Dezember 2015

Martin, S.: „Technische Potentiale eines dynamischen temperaturabhängigen Freileitungsmodells in Energiesystemanalysen“, Dezember 2015

Heckmann, S.: „Entwicklung eines Bewertungsverfahrens für die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung statischer und dynamischer Methoden“, Dezember 2015

Meraz, A.: „Modeling & Analysis of Electromagnetic Traveling Waves for Fault Isolation Applications“, Dezember 2015

6.2 Bachelorarbeiten

Goßmann, S.: „Untersuchung der Ausbreitungseigenschaften einer unidirektionalen Stromkommunikation in einem Niederspannungsnetz“, Januar 2015

Knappe, H.: „Implementierung eines Ansatzes zur Abregelung von EE-Energie im Planungsprozess“, Februar 2015

Marin, M.: „Modellierung stochastischer Abhängigkeiten von Wind- und PV-Einspeisung“, Februar 2015

Waniek, T.: „Modellierung stochastischer Abhängigkeiten regenerativer Erzeugungsanlagen“, März 2015

Kinnen, R.: „Technische und wirtschaftliche Betrachtung innovativer Konzepte zur Regelleistungserbringung“, März 2015

Giordano, M.: „Softwaregestützte Analyse und Bewertung von Bietstrategien für Regelleistungsmärkte“, März 2015

Beckmann, P.: „Aufbau und Konformitätsprüfung einer DC-Schnellladesäule für Elektrofahrzeuge“, April 2015

Brand, E.: „Entwicklung eines Assistenzsystems für die zentrale Koordination von Last- und Erzeugungseingriffen vor dem Hintergrund thermisch überlasteter Freileitungen“, April 2015

Klaes, M.: „Betriebsoptimierung und wirtschaftliche Bewertung von Brauchwasserwärmepumpen für Privathaushalte“, Juni 2015

Zumholz, L.: „Nutzungsabhängige Wirtschaftlichkeitsberechnung für Sanierungsmaßnahmen im Wohngebäudebestand“, Juli 2015

Schmid, D.: „Entwicklung einer Methodik zur Identifikation gleichartiger Netznutzungsfälle“, Juli 2015

Moser, M.: „New Risk Drivers of "smart" Distribution Grids and their Impact on Grid Reliability“, August 2015

Brandenburg, L.: „Bewertung von Betreibermodellen für Batterie-Großspeicher in Bezug auf die Bereitstellung von Primärregelleistung“, September 2015

Koch, M.: „Auswirkungen von CO₂-Minderungsbeiträgen der deutschen Stromerzeugung auf den deutschen Kraftwerkseinsatz“, Oktober 2015

Klaß, M.: „Implementierung eines Echtzeit-Monitoring der Prozessbuskommunikation gemäß IEC 61850“, Oktober 2015

Rüther, C.: „Untersuchung von U-P-Kurven im Verteilnetz für Last- und Rückspeisefälle“, Oktober 2015

Patzwald, T.: „Entwicklung einer Methodik zur Bewertung von Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz“, Oktober 2015

Brieske, D.: „Aufbau und Untersuchung einer autarken Notstromversorgung am Beispiel des SPElaros“, November 2015

Brechmann, J.: „Bewertung von Methoden zur Prognose der Last eines Verteilnetzbetreibers“, November 2015

Sachs, F.: „Untersuchung des (n-1)-Kriteriums bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung“, November 2015

Kemper, J.: „Analyse des Blindleistungsverhaltens eines Verteilnetzes unter Berücksichtigung spannungsabhängiger Lastenmodelle und einer koordinierten Wirk- und Blindleistungseinspeisung dezentraler Erzeuger“, November 2015

Buenemann, L.: „Abschätzung von diskreten Lasten auf Basis von öffentlichem Kartenmaterial“, November 2015

Schwing, C.: „Entwicklung eines Referenznetzes für anwendungsorientierte Schutzprüfungen unter Verwendung von IEC 61970“, Dezember 2015

Kaapke, S.: „PV-Potenzialabschätzung auf Basis von öffentlich verfügbarem Kartenmaterial“, Dezember 2015

6.3 Projektarbeiten

Kaiser, M.; Warsinski, J.; Martin, S.; De Zeeuw, M.; Weng, H.; Hochreuther, M.: „Smart Markets - Entwicklung von Zustandsmodellen und Lastkurven für zeitlich verschiebbare Haushaltslasten“, Februar 2015

Kinnen, R.; Zumholz, L.: „Vergleich von Prognosemodellen für die Erzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen“, März 2015

Kaapke, S.; Jungmann, S.: „Netzrekonfiguration: Stand der Technik und Analyse eines heuristischen Algorithmus“, August 2015

Aditya, S.; Rahman, W.; Qayyum, M.; Masud, A.; Shinde, A.; Rao, A.; Shah, Z.; Jafari, H.; Lompart, A.; Murthi, R.; Aghajouni, B.: „Project group: Distributed Unit Commitment“, September 2015

Berger, A.; Bernhardt, V.; Bertram, C.; Büssen, J.-O.; Demming, M.; Ngongang, M.; Tophinke, M.; Wittemeier, J.: „Entwurf einer Forschungs- und Entwicklungsplattform für Netzschutzanwendungen“, November 2015

7. Promotionen

Methodik und Anwendung der Grenzkurvenanalyse zur Bewertung von elektrischen Energieverteilnetzen

Dr.-Ing. Björn Gwisdorf

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Mündl. Prüfung: 17.06.2015

Verteilnetzbetreiber stehen auf Grund der Fördermechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Anstieg der Netzanschlussbegehren, der Verpflichtung zum vorrangigen Netzanschluss und der Verpflichtung zur Abnahme der aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellten Energie dezentraler Erzeuger zunehmend vor Herausforderungen. Sofern der Netzanschluss dezentraler Erzeuger erst durch Optimierung und Verstärkung des Netzes möglich wird, sind Verteilnetzbetreiber zur Durchführung entsprechender Maßnahmen verpflichtet. Dabei müssen sowohl konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen als auch innovative Ansätze zur Netzverstärkung technisch und wirtschaftlich bewertet werden. Im Bereich der innovativen Maßnahmen sind der Einsatz spannungsregelnder Betriebsmittel, die gezielte Blindleistungsteuerung und die Anpassung von technischen Richtlinien von besonderer Bedeutung. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methodik der Grenzkurvenanalyse ergänzt die bereits vorhandenen Verfahren zur Bewertung der Leistungsfähigkeit von Verteilnetzen. Die Bestimmung der übertragbaren Wirkleistung als Funktion der Leitungslänge ist der grundle-

gende Ansatz der entwickelten Methodik. Dabei werden die Funktionsverläufe separat für den Starklast- und den Rückspeisefall bestimmt und als Grenzkurven bezeichnet. Die Grenzkurven können mit einem analytischen und einem numerischen Verfahren bestimmt werden. Die Genauigkeit der beiden Verfahren ist durch einen wechselseitigen Abgleich verifiziert. Die Analyse der Grenzkurven kann zur konzeptionellen Bewertung von Netzkonzepten, Planungsgrundsätzen und technischen Richtlinien herangezogen werden. Die Wirkung einzelner Maßnahmen wird durch den Vergleich der übertragbaren Wirkleistung als Funktion der Leitungslänge deutlich. Des Weiteren ermöglicht die Methodik der Grenzkurvenanalyse für große Netzmengen der NS- und MS-Ebene die vergleichende Bewertung von konventionellen und innovativen Netzverstärkungsmaßnahmen. Somit sind Verteilnetzbetreiber mit Hilfe der Grenzkurvenanalyse in der Lage eine für ihr Versorgungsgebiet geeignete Strategie zur Netzverstärkung zu wählen, um so zu einer möglichst preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung beitragen zu können.

Das Potential der probalistischen Lastflussrechnung in der Planung elektrischer Netze

Dr.-Ing. Johannes Schwippe

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 26.06.2015

Die bisherige Netzplanung nutzt Extremszenarien, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies führt zu umfangreichen Investitionen für Betriebsmittel, die vielleicht nur wenige Stunden im Jahr genutzt werden. Die steigende Zahl von Einflussfaktoren und die veränderte Einspeisestruktur, hervorgerufen durch einen steigenden Anteil regenerativer Einspeiser, erschwert die Ableitung von Extremszenarien zur Netzplanung.

Lastflussberechnungsverfahren, die im Gegensatz zu klassischen Verfahren nicht diskrete Zustände sondern das stochastische Verhalten von Lasten, erneuerbare Energien, Kraftwerken und Leitungsausfälle berücksichtigen, werden unter dem Begriff probabilistische Lastflussberechnung zusammengefasst. Die Eigenschaften werden über Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen beschrieben und mit den Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung auf Systemgrößen wie

Knotenspannung und Leistungsströme abgebildet. Im Rahmen dieser Arbeit werden bestehende Verfahren beschrieben und ein neuartiges entwickelt. Die Eigenschaften der Verfahren werden im Hinblick auf ihre Anwendungsmöglichkeiten analysiert. Notwendige Erweiterungen, um das Ener-

giesystem realitätsnah nachzubilden, und mögliche Lösungsansätze werden aufgezeigt. Die Methodik, Potentiale und die Auswirkungen der probabilistischen Betrachtungsweise auf den Netzplanungsprozess werden an einem Anwendungsfall des deutschen Übertragungsnetzes beschrieben.

Nonlinear Load Models: Requirements, Properties and Limitations

Dr.-Ing. Anna Sophia Fölting

Referentin Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: prof. dr. ir. Sjef Cobben

Mündl. Prüfung: 08.07.2015

Load models are a key tool for any simulation of electrical grids. Conventional load models are usually developed for high and medium voltage studies and represent aggregate loads of distribution systems. Characteristics of individual loads are consequently not modeled properly. But in recent time more accurate and specific load models become increasingly important as many new challenges for the management of electrical grids arise in distribution grids. Particularly, the progressive application of harmonics producing devices in electrical distribution networks leads to an increasing importance of more detailed simulation studies. The validity and significance of these studies are primarily determined by applied nonlinear load models, which are available in many different approaches of specific assumptions. Whereas various conceptual models are described in literature, only few simulation models are actually implemented and often these implementations lack of important information e.g. on the measurement basis or further specifications. Thus, correspondent simulation results are hardly comparable and difficult to validate. The purpose of this thesis is to give a practical guidance for ap-

plication of nonlinear load models inharmonic simulation studies on mass implementation of nonlinear devices. This is done by analysis of respective requirements, properties and limitations. General requirements on nonlinear load models are derived from analysis of various individual devices characteristics and cumulative effects, in order to evaluate commonly known conceptual nonlinear load models. As a result a most suitable approach for simulation of mass implementation of nonlinear devices is identified, which provides the most promising compromise between modeling effort and related accuracy. The associated simulation model is specified and implemented, in order to define model validity and limitations. The model accuracy is quantified by a detailed operational experimentation. A simulation environment is built up to confirm the practicability in combination with available conventional system component models. Thereby the importance of stability aspects related with convergence behavior of iterative harmonic load flow calculations is emphasized and future challenges concerning "harmonic" or "waveform" stability are discussed.

Charakterisierung von Lastmanagement in Haushalten und deren Integration in die Elektrizitätswirtschaft

Dr.-Ing. Hans-Jörg Belitz

Referentin Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 18.08.2015

Im Zuge der vermehrten Einspeiseleistung aus Erneuerbaren Energien gewinnen Flexibilitäten, das heißt (kurzfristige) Veränderungen des Ver-

brauchs elektrischer Energie, immer mehr an Bedeutung, da die Energieversorgung sich von einer bisher verbrauchsorientierten Fahrweise zu einer

erzeugungsorientierten Fahrweise verändert. Gegenstand energiewirtschaftlicher Diskussionen ist die Bereitstellung von Flexibilitäten durch Haushalte. Relevant für den Beitrag ist der flexible Einsatz von Kleinstlasten in privaten Haushalten. Diese Flexibilität wird mithilfe eines Lastmanagements geschöpft und am Elektrizitätsmarkt veräußert. Die Basis dafür bietet die in dieser Arbeit vorgenommene Charakterisierung und Definition der Begriffe rund um das Lastmanagement. Um Flexibilitätpotenziale von Haushalten in die Elektrizitätswirtschaft zu integrieren, wird in der Arbeit ein dezentraler elektronischer Marktplatz entwickelt und das Geschäftsmodell zur Hebung der

Potenziale konzipiert. Ferner werden die Prozessanpassungen für die Belieferung, die Messung und das Bilanzkreismanagement identifiziert. Ein Anwendungsfall zeigt, dass unter heutigen Marktbedingungen die Beschaffungskosten eines Lieferanten durch das Lastmanagement zwar reduziert, die Kosten für die technische Infrastruktur jedoch nicht gedeckt werden können. Zusammengefasst beschreibt die Arbeit die Prozessanpassungen und Geschäftsmodelle, die notwendig sind, damit die Flexibilitäten von Haushalten in die Elektrizitätswirtschaft integriert werden können.

Dezentrale und selektive Lastabwurfkonzepte unter Verwendung von Smart Metering-Technologien

Dr.-Ing. Alexander Worgull

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

Mündl. Prüfung: 14.09.2015

Durch die zunehmende Bedeutung dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien ändert sich zukünftig die Lastcharakteristik der Verteilnetze. Bei einer hohen elektrischen Leistung aus erneuerbaren Energie ist im Schwachlastfall eine zunehmende Rückspeisung aus den Verteilnetzen in die überlagerten Hochspannungsnetze zu erwarten. Diese Veränderung der Versorgungsstruktur erfordert eine Anpassung der Lastabwurfkonzepte, da die bestehenden Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzfrequenz auf einem von den Großkraftwerken zu den Endverbrauchern gerichteten Lastfluss beruhen. Innerhalb einer Simulations- und Optimierungsumgebung wird die Verringerung der Wirksamkeit dieser Konzepte durch dezentrale Einspeisung aufgezeigt. Die

Prozesse und technischen Anforderungen für einen gezielten Lastabwurf innerhalb des Verteilnetzes unter Beibehaltung dezentraler Einspeisung werden in dieser Arbeit identifiziert und in einem Versuchsaufbau gezeigt, dass mit verfügbaren Smart Metering-Technologien ein solches Konzept systemtechnisch bereits umsetzbar ist. Um eine möglichst nahtlose Integration in die zukünftige Mess- und Kommunikationsinfrastruktur in Deutschland zu ermöglichen, werden Handlungsempfehlungen für die Modernisierung der Zählerinfrastruktur formuliert. Zusammengefasst beschreibt die Arbeit eine Methodik, unter deren Anwendung ein selektiver Lastabwurf im Unterfrequenzfall bei Endverbrauchern umgesetzt werden kann.

Randomisierte Lagrange-Relaxation und ihr Beitrag zur Entwicklung automatisierter Strommärkte für dezentrale Energieressourcen

Dr.-Ing. Sebastian Ruthe

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff

Mündl. Prüfung: 02.10.2015

Die fortschreitende Dezentralisierung der Energieversorgung und die damit einhergehende rasant wachsende Anzahl von dezentralen Energieressourcen wie PV- und Windkraftanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Speichern und steu-

erbaren Lasten erfordert neue Informationssysteme und -prozesse, die die untertägige Einsatzplanung der dezentralen Energieressourcen in Abstimmung mit dem konventionellen Kraftwerkspark innerhalb der geforderten Zeitabständen

durchführen können. Das Paradigma der markt-basierten Einsatzplanung basierend auf der Lagrange-Relaxation des Einsatzplanungsproblems bietet hierfür einen vielversprechenden verteilten Lösungsansatz, der neben sehr guten Eigenschaften in Bezug auf die Skalierbarkeit und die theoretisch erreichbare Lösungsqualität auch einen Schutz der sensiblen Anlagen-/Kundeninformationen ermöglicht. In der Praxis tritt bei der markt-basierten Einsatzplanung von dezentralen Energieressourcen mit un stetigen Nutzenfunktionen jedoch häufig das Problem des "simultanen Einschaltens" auf, das zu einer Divergenz des iterativen Lösungsverfahrens und zu vergleichsweise kostenintensiven Einsatzplänen führt.

Durch eine faire Randomisierung der Lagrange-Faktoren werden im Rahmen dieser Arbeit die gemeinsamen Einschaltpreisschwellen dezentraler Energieressourcen entzerrt und dadurch das Problem des "simultanen Einschaltens" deutlich abgemildert. In Abhängigkeit von der Eintrittswahrscheinlichkeit werden für das randomisierte Lösungsverfahren obere Schranken für die Lösungsqualität in Form der maximalen Energieerzeugungskosten und des Erfüllungsgrades der Gleichgewichtsbedingungen nachgewiesen. Schließlich wird anhand des Lösungsverfahrens die Entwicklung von hoch skalierbaren Informationssystemen zur Einsatzplanung von DER bzw. für automatisierte Strommärkte aufgezeigt und deren Schnittstellen zu den heute existierenden Strommärkten skizziert.

Techno-economic analysis of congestion management in the European transmission system under consideration of flexibility and uncertainty

Dr.-Ing. Sven Christian Müller

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Göran Andersson

Mündl. Prüfung: 30.11.2015

Der starke Zubau von regenerativen Stromerzeugungsanlagen und das Ziel eines integrierten europäischen Binnenmarktes für Elektrizität erfordern eine effiziente Nutzung des elektrischen Übertragungsnetzes in Europa. Im Rahmen des Netzengpassmanagements wird deshalb angestrebt die Nachfrage durch das vorhandene Angebot optimal zu decken ohne die Grenzen eines sicheren Systembetriebs zu verletzen. Die zulässigen Systemkonfigurationen werden hierbei von den zunehmenden Unsicherheiten (z.B. durch schlecht prognostizierbare Einspeisung) wie auch durch neue technologische Möglichkeiten (z.B. schnelle Regelung von HGÜ-Verbindungen oder Redispatch) beeinflusst.

Die Ziele dieser Arbeit sind die Entwicklung eines Modells zur Analyse des Einflusses von betrieblicher Flexibilität (in Form korrektiver und präventiver Eingriffe) sowie von Unsicherheiten (in Form von Prognosefehlern und Betriebsmittelausfällen) im europäischen Netzengpassmanagement, und die Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Wechselwirkungen dieser beiden Einflussfaktoren. Hierfür wird ein mehrstufiges Netzengpassmanagementmodell entwickelt, das (i) Kraftwerkseinsatzplanung, (ii) den vortägigen grenzüberschreitenden Strommarkt und (iii) das Ma-

nagement von Engpässen innerhalb von Marktgebieten in Form von Optimierungsproblemen abbildet.

Die erste Stufe ist als ein Security Constrained Unit Commitment (SCUC) Modell umgesetzt, das zeitkoppelnde Nebenbedingungen wie minimale Betriebszeiten und Ramping von Kraftwerken sowie Nebenbedingungen für die Netzsicherheit wie den limitierten Austausch zwischen Marktgebieten und Regelleistungsreserven abbildet. Ziel dieser Stufe ist die Abschätzung von Fahrplänen von Speichern, internationalen Austauschen und des Anfahrzustandes von Kraftwerken. Die zweite Stufe modelliert den Day-ahead-Markt in Form des seit 2015 in der CWE Region eingeführten Flow-based Market Coupling. Dieser Prozess wird als ein Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Problem modelliert. Das resultierende Marktergebnis wird sodann in der dritten Stufe als Basis genutzt, in der für jedes Marktgebiet geprüft wird, ob zonenintern Engpässe auftreten, und bei Bedarf notwendige Redispatchmaßnahmen identifiziert werden. Hier wird ein strukturell ähnlicher SCOPF-Ansatz wie in Stufe (ii) genutzt.

Ein besonderer Fokus liegt auf der Modellierung des Raums zulässiger Systemkonfigurationen („security-of-supply space“) innerhalb der

SCOPF-Probleme, der durch Unsicherheiten eingeschränkt und durch Flexibilität erweitert wird. Die allgemeine Formulierung führt zu einem stochastischen Optimierungsproblem, in dem präventive und korrektive Maßnahmen in Anpassung an verschiedene Prognoseszenarien und (N-k)-Fälle gewählt werden können. Hierdurch kann analysiert werden, in welchem Maße Unsicherheiten einen konservativeren (also teureren) Betriebspunkt erfordern können, und wie die Berücksichtigung der Möglichkeit auf diese Unsicherheiten durch betriebliche Maßnahmen zu reagieren einen weniger konservativen (also kostengünstigeren) Betrieb ermöglichen kann.

Eine weitere Komponente der Arbeit ist die Simulation von Abweichungsszenarien von der Basisprognose durch probabilistische Modellierung von knotenscharfen Prognosefehlern und eine anschließende Monte-Carlo-Simulation.

Das Zusammenwirken von Unsicherheiten und Flexibilität wird schließlich in einer europäischen Systemstudie für das Jahr 2020 untersucht. Die Ergebnisse zeigen unter anderem, dass die Berücksichtigung von betrieblicher Flexibilität deutliche Kosteneinsparungen und eine geringere Notwendigkeit der Abregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen ermöglichen kann.

Modellierung und marktorientiertes Lastmanagement von Haushaltslasten

Dr.-Ing. Sabine Winter

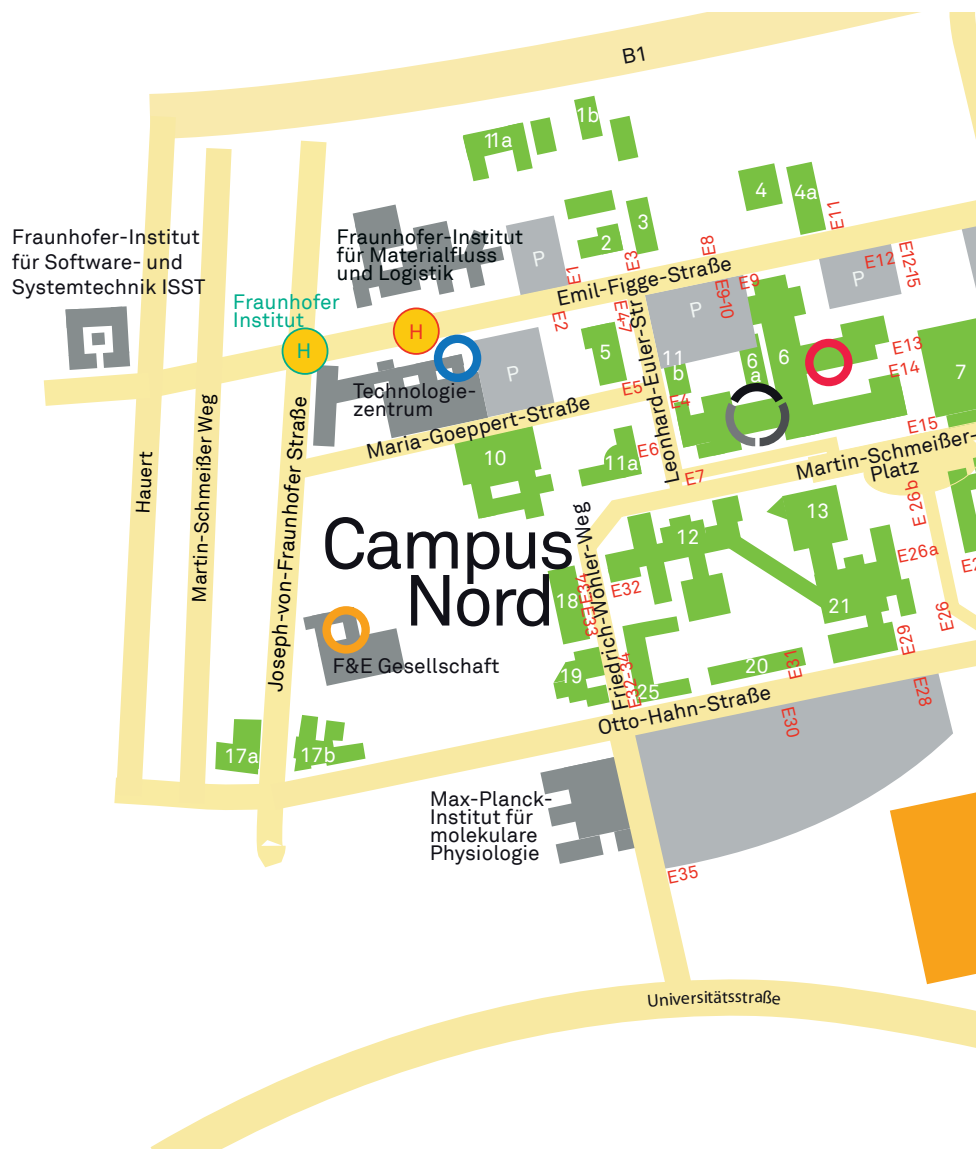
Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow

Mündl. Prüfung: 11.12.2015

Um die Integration der von der Energiepolitik geforderten erhöhten Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu erleichtern, wurden Anreize für ein marktorientiertes Lastmanagement geschaffen, um die Lastseite zu flexibilisieren. Durch die Entkopplung der Marktanreize von der Situation im Verteilnetz ist es wichtig, die Auswirkungen von Marktaktivitäten auf das Netz zu untersuchen, um die Schnittstellen zwischen Markt und Netz auszugestalten. Im Rahmen eines Feldversuchs wurden verschiedene Marktanreize im Haushaltssektor erprobt und die Erfahrungen als Basis für einen Ansatz zur Modellierung des marktorientierten Lastmanagements in dieser Arbeit herangezogen. Ein probabilistisches Lastmodell für

Haushalte wurde unter Berücksichtigung der Haushaltsgröße, der Ausstattung sowie der Nutzung elektrischer Geräte entwickelt, validiert und durch das Lastmanagement ergänzt. Somit kann der Lastverlauf eines Haushalts oder einer Menge an Haushalten mit Einbindung in ein heutiges oder zukünftiges Lastmanagement simuliert werden. Durch die Verbindung mit einem Modellnetz der Niederspannung können Auswirkungen des marktorientierten Lastmanagements untersucht und bewertet werden. Die Anwendbarkeit der entwickelten Methodik wird anhand definierter Beispielszenarien gezeigt und diskutiert.



Sekretariat
Abteilung Mess- und
Automatisierungssysteme
Abteilung Elektrizitätswirtschaft
Emil-Figge-Straße 70, Einfahrt 10
Campus Nord, Gebäude BCI-G2, 4. OG



**Abteilung Energieeffizienz und
regenerative Energiequellen**
Emil-Figge-Straße 68, Einfahrt 12–15
Campus Nord, Gebäude BCI-G3, 1. OG



Abteilung Transport- und Verteilnetze
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 20
Technologiepark, F&E-Gebäude



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

Gestaltung ie³ 2015, 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