

# 2014 JAHRESBERICHT ANNUAL REPORT



### **Herausgegeben vom**

ie<sup>3</sup> – 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](mailto:ie3.etit@tu-dortmund.de)

Web: [www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de](http://www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de)

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

## Vorwort

Fragestellungen zur Energieversorgung nehmen heute einen großen Stellenwert ein. Es vergeht beinahe kein Tag, an dem nicht über Energiewende, Ausbau der Netze, Erneuerbare-Energien-Gesetz oder Maßnahmen und Kennzahlen zur Energieeffizienzsteigerung in den Medien, in der Politik und Gesellschaft mitunter auch sehr kontrovers diskutiert wird. Die systemtechnische Integration erneuerbarer Energiequellen, Planung und Betrieb stets aktiver werdenden Verteilnetze, Schutz und Systemsicherheit und die Erzielung geforderter Kennzahlen zur Energieeffizienz bleiben noch stets eine besondere Herausforderung. Für ein zukünftiges nachhaltiges und effizientes Energieversorgungssystem spielen neue Informations- und Kommunikationstechniken, Leistungselektronik und neue Netztechnologien wie auch neue Marktstrukturen und regulatorische Randbedingungen weiterhin die wesentlichen Schlüsselrollen. In der wissenschaftlichen und öffentlichen Diskussion wird immer mehr deutlich, dass ein erfolgreiches Umsetzen der Energiewende nur dann gelingen kann, wenn u. a. auch sozio-demographische, kulturell-historische oder sozio-technische Dimensionen in die meist nur technisch bzw. ökonomisch geprägten Themenstellungen mit einfließen.

In allen genannten Themenschwerpunkten konnte das ie<sup>3</sup> auch im Jahr 2014 wertvolle zukunfts-fähige Forschungsbeiträge leisten. Besonders in der interdisziplinären und transdisziplinären Forschungsk Kooperation ist es gelungen, zukunftsweisende Projekte zu gewinnen bzw. umzusetzen. Darunter zählen insbesondere die Verlängerung der DFG-Forschergruppe „Systemschutz- und Leittechnik zum zuverlässigen und sicheren Betrieb elektrischer Energieübertragungssysteme“, die Kooperation im NRW-Fortschrittskolleg „Energieeffizienz im Quartier“ und die Entwicklung des Masterplans „Energiewende Dortmund“. Hier wurden gemeinsam mit der Stadt Dortmund unter Mitwirkung einer Vielzahl beteiligter Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Politik drängende Fragen der Energiewende aufgeworfen, diskutiert und gemeinsam Antworten entwickelt.

Auf der Suche nach Antworten auf zukünftig notwendige Entwicklungen spielen wissenschaftliche Studien eine große Rolle. Auch dieses Jahr hat das ie<sup>3</sup> in Kooperation mit verschiedenen Partnern an drei großen Studien mitgewirkt: an der dena-Systemdienstleistung-Studie, an der dena-Smart-Meter-Studie wie auch an der Agora-Studie zu Energiespeichern.

Mit der Akquirierung zahlreicher neuer Projekte, z. B. im Rahmen der Förderbekanntmachung „Zukunftsfähige Stromnetze“ verschiedener Bundesministerien, ist die Anzahl der Mitarbeiter im Vergleich zum Vorjahr noch einmal gestiegen.

Auch in diesem Jahr war die Zusammenarbeit und Pflege langjähriger internationaler Partnerschaften im Rahmen der Forschung von besonderem Interesse. Die in den aktuellen Forschungsprojekten hervorkommenden Themen für studentische Abschlussarbeiten finden bei den Studierenden sehr großes Interesse. In diesem Jahr konnten rund 70 Studierende ihre Bachelor- und Masterarbeiten abschließen, so viele wie noch nie zuvor am ie<sup>3</sup>.

Wir bedanken 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

<b>1. Personal .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Kooperationen .....</b>	<b>4</b>
<b>3. Lehrbetrieb.....</b>	<b>6</b>
3.1 Vorlesungen .....	6
3.2 Exkursionen .....	7
3.3 Seminare .....	7
<b>4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten .....</b>	<b>8</b>
4.1 Transport- und Verteilnetze.....	9
4.2 Mess- und Automatisierungssysteme .....	27
4.3 Energieeffizienz und regenerative Energiequellen .....	37
4.4 Energiewirtschaft.....	48
<b>5. Veröffentlichungen und Vorträge .....</b>	<b>57</b>
5.1 Publikationen.....	57
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	60
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	60
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	61
<b>6. Studentische Arbeiten .....</b>	<b>64</b>
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	64
6.2 Bachelor- und Studienarbeiten .....	65
6.3 Projektarbeiten .....	66
<b>7. Promotionen .....</b>	<b>67</b>

## 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

### Kompetenzzentrum für Elektromobilität

Dr. rer. pol. Jan Fritz Rettberg  
Dipl.-Ing. Sven Spurmann

### Akademische Gäste

Peiqiang Li, Ph.D., V.R. China  
Silvana del Pilar Gamboa, M. Sc., Argentinien

### Externe Doktoranden

Mark Arnold, M. Sc., Bosch Thermotechnik GmbH  
Dipl.-Ing. Sascha Berthold, FhG UMSICHT  
Dipl.-Ing. Benjamin Haase, FhG UMSICHT

### Abteilung Transport- und Verteilnetze

Dr.-Ing. Ulf Häger  
Christian Bömke, M. Sc.  
Dr.-Ing. Amr El-Hadidy  
Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Greve  
Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf  
Dr.-Ing. Jan Kays  
Dennis Klein, M. Sc.  
Marie-Louise Kloubert, M. Sc.  
Andreas Kubis, M. Sc.  
Dipl.-Inf. Markus Küch  
Dipl.-Wirt.-Ing. Sven Christian Müller  
Baktash Nasiri, M. Sc.  
Dipl.-Wirt.-Ing. Theresa Noll  
Lena Robitzky, M. Sc.  
Dipl.-Ing. Sven Rüberg  
Dipl.-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.  
Dipl.-Wirt.-Ing. Anna Sophia Fölting  
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.  
Dipl.-Wirt.-Ing. Dennis Unger  
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt

### Lehrbeauftragte

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

### Technisches Büro

Katharina Jaskolla  
Dipl.-Ing. Sven Oliver Seibt  
Klaus-Dieter Tesch

Daniel Rode  
Ulrich Senkowsky

Vadim Slenduhhov, M. Sc., Estland

Fabian Möhrke, M. Sc., R. Lemoine Institute  
Dipl.-Ing. Fabian Wandelt, Evonik AG

### Abteilung Mess- und Automatisierungssysteme

Dipl.-Ing. Kay Görner  
Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann  
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmidt  
Dominik Hilbrich, M. Sc.  
Dipl.-Ing. Willi Horenkamp  
Michael Kaliwoda, M. Sc.  
Björn Keune, M. Sc.  
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann  
Dipl.-Inf. Sebastian Ruthe  
Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Worgull

### Abteilung Elektrizitätswirtschaft

Dipl.-Ing. Dieter König  
Dipl.-Wirt.-Ing. Hans-Jörg Belitz  
Dipl.-Wirt.-Ing. Malte Bolczek  
Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt  
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau  
Dipl.-Wirt.-Ing. Marc Osthues  
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

## 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
- Institute of Electrical Energy, National University of 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 gekennzeichneter 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 ie<sup>3</sup> 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 ie<sup>3</sup> 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 hinausgehen, 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, Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

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

##### **Elektrotechnik und Nachrichtentechnik für Informatiker**

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

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik

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

##### **Leistungselektronik**

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

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

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

##### **Betrieb und Aufbau von Netzen**

**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, Dipl.-Ing. D. König**

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**3.2 Exkursionen***03.06.2014*

Exkursion zur Umrichterstation des BridNED-Kables in Maasvlakte, Rotterdam, Niederlande, im Rahmen der Helmholtz-Energie-Allianz in Kooperation mit der RWTH Aachen, der TU Darmstadt und dem KIT.

*03.07.2014*

Besuch der „Innovation City Ruhr Modellstadt Bottrop und der Akademie Mont-Cenis in Herne im Rahmen der Vorlesungen „Dezentrale Ener-

**3.3 Seminare**

„Analyse heutiger und zukünftiger Energieversorgungssysteme in intelligenten Produktionsstätten“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im Sommersemester 2014.

Im Rahmen dieser Veranstaltung wurden heutige und zukünftig mögliche Energieversorgungssys-

**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

gieversorgung und ihre raumplanerischen Aspekte“.

*31.08.2014 – 03.09.2014*

Exkursion von Omicron Electronics GmbH (Mess- und Prüfgeräte) in Klaus, ABB Zürich (GIS und GCB Fertigung), dem ABB Forschungszentrum in Baden-Dättwil, dem EnBW Steinkohlekraftwerk Altbach sowie der EnBW City in Stuttgart im Rahmen der Vorlesung „Einführung in die elektrische Energietechnik“.

teme in intelligenten Produktionsstätten analysiert und die Ergebnisse dargestellt. Ziel ist es, hieraus Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung zu generieren und zukünftige Energiesysteme in Produktionsstätten zu optimieren.

## 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, die auch die Abteilungsstruktur bilden:

### Transport- und Verteilnetze (Smart Grids)

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

### Mess- und Automatisierungssysteme (Smart Applications & E-Mobility)

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

### Energieeffizienz und regenerative Energien

- CO<sub>2</sub>-arme und effiziente Energieinfrastrukturen
- Power Quality
- Multifunktionale und hocheffiziente Leistungselektronik
- Effiziente Energieanwendungen

### Elektrizitätswirtschaft

- Neue Marktplätze und -strukturen
- Zukünftige Regelenergiemärkte
- Geschäftsmodelle für eine flexibilisierte Energieversorgung
- Regionalisierung und dezentrales Energiemanagement
- Asset Management für Netzausbau und Instandhaltung

## 4.1 Transport- und Verteilnetze

### Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Bewertung von Regelungskonzepten zur Frequenz- und Spannungshaltung auf Verteilnetzebene

Development of a simulation framework for the evaluation of control concepts for frequency and voltage control on the distribution level

Theresa Noll, Marco Greve

*Zukünftig speisen immer mehr dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) in das Verteilnetz ein und lösen zunehmend konventionelle Großkraftwerke auf Übertragungsebene 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 wurde ein Modell entwickelt, welches aus einem Netzmodell, einem DEA-Regelungsmodell sowie einem Mess- und Kommunikationsmodell besteht. Innerhalb der Simulationsumgebung kann sowohl ein Energieversorgungssystem mit klassischen und neuartigen Systemdienstleistungserbringern als auch eine Kombination derer untersucht 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, which consists of a network model, a renewable energy sources model and a measurement and communication model. Within the simulation framework an energy supply system with classical and innovative ancillary service providers as well as a combination of them can be examined.*

*Dieses Forschungsprojekt wird durch die Helmholtz Gemeinschaft gefördert.*

#### Beschreibung der Simulationsumgebung

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 Übertragungsebene und die zunehmend umrichterbasierte Einspeisung auf Verteilnetzebene führen zu einer Neustrukturierung des Energieversorgungssystems. Daher müssen zukünftige Regelungskonzepte für DEA entwickelt werden, die es diesen Anlagen ermöglichen zur Frequenz- und Spannungshaltung beizutragen. Zur Bewertung der Konzepte wird ein Modell benötigt, welches in der Abbildung beispielhaft für die Einbindung von DEA in der NS-Ebene dargestellt ist.

#### Übertragungs- und Lastmodell

Das Übertragungsnetzmodell besteht aus einem 380-kV Knoten. Eine angeschlossene Synchronmaschine bildet die rotierende Masse des Systems ab und trägt somit zur Momentanreservebereitstellung bei. Über eine steuerbare Last, die auch im Übertragungsnetz angeschlossen ist, können entsprechende Wirk- bzw. Blindleistungsausfälle simuliert werden. Bei allen Simulationen ist es möglich, Frequenz- und Span-

nungsabhängigkeiten der Lasten zu berücksichtigen.

#### Verteilnetzmodell

Das angenommene spannungsebenenübergreifende Benchmark-Verteilnetzmodell erstreckt sich von der Hochspannungs- bis zur Niederspannungsebene und basiert auf repräsentativen Netzdaten wie z.B. typischen Leitungslängen, Transformatortypen und Anzahl von Abgängen.

#### Mess- und Kommunikationsmodell

Die Messung der aktuellen Frequenz erfolgt über eine Phasenregelschleife (PLL) wohingegen die Spannung an der jeweiligen Sammelschiene über eine Effektivwertmessung (RMS) bestimmt wird. Für die Frequenz und die Spannung wird jeweils ein Referenzwert vorgegeben. Die Differenz zwischen den gemessenen Werten und den Referenzwerten führt zu Abweichungen, welche an die entsprechenden Regler je nach Reglerstruktur zur Frequenz- und Spannungshaltung übergeben werden. Diese können als reiner P-Regler oder als PI-Regler ausgeführt werden. Die Ausgangswerte werden bei einer zentralen Regelung durch die Übertragung des Regelanteils verzögert, bevor diese an geregelte Anlagen

(Lasten, Speicher, DEA) im Verteilnetz weitergegeben werden. Eine lokale Regelung basiert hingegen auf lokalen Messgrößen, so dass eine Kommunikationsverzögerung der Werte entfällt.

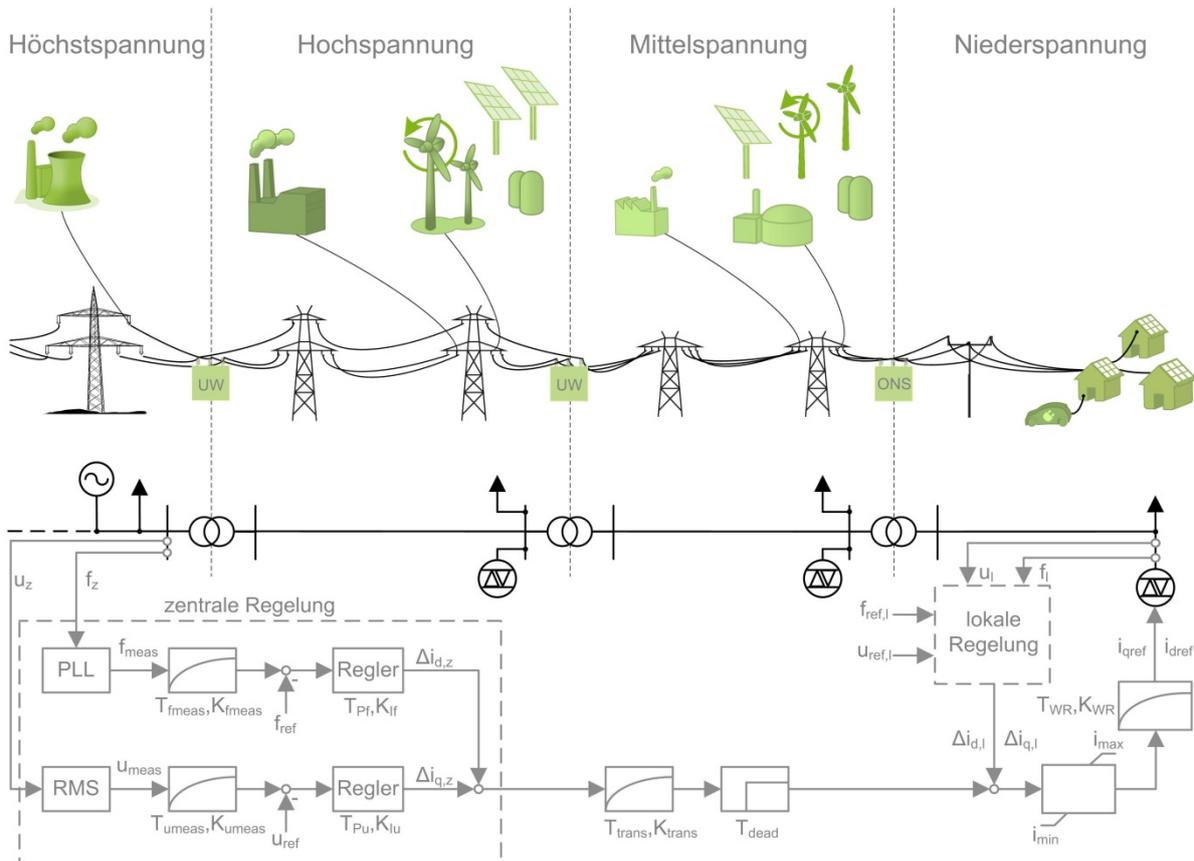
**Regelungsmodell**

Die geregelten, dezentralen Anlagen erhalten die Reglervorgabewerte und speisen entsprechend ihres Stromes Wirk- bzw. Blindleistung in das Netz ein. Das zeitlich verzögerte Verhalten des Umrichters wird über ein Verzögerungsglied erster Ordnung berücksichtigt. Abhängig von der jeweiligen Spannungsebene werden die dezentralen Einspeiser entsprechend ihres Primärenergieträgers modelliert, um an der Frequenz- und Spannungshaltung teilzunehmen.

Für die Bereitstellung einer schnellen Primärregelleistung können Windenergieumwandlungsanlagen (WEA), PV-Anlagen (PVA), Speicher, Biomasseanlagen sowie verschiebbare Lasten genutzt werden. Dazu wird, angelehnt an die heutige Drosselung von konventionellen Kraftwerken, eine Androsselung von WEA und PVA über die Wahl eines Betriebspunktes außerhalb

des Maximum Power Points (MPP) genutzt. Weiterhin kann der Nutzen der rotierenden Masse von Windenergieumwandlungsanlagen im Modell durch das Abbilden einer entsprechenden Windinertia-Kennlinie aus Netzsicht berücksichtigt werden. Für die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz wird davon ausgegangen, dass alle DEA auch ohne Wirkleistungseinspeisung einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten können. Dabei wird von einer Umrichterüberdimensionierung von 10 % der Anlagennennleistung ausgegangen. Im Rahmen der Simulationsumgebung kann zudem die automatische Stufung von Transformatoren berücksichtigt und deren Rückwirkungen auf die Blindleistungsbereitstellung analysiert werden.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wird das Zusammenspiel von klassischen und neuartigen Systemdienstleistungserbringern untersucht und bewertet. Kombinationen verschiedener Systemdienstleistungserbringer werden zudem für die Abbildung des Überganges von einer konventionellen zu einer zunehmend umrichterbasierten Energieversorgung analysiert.



Schematische Darstellung der Simulationsumgebung für die Einbindung von DEA in der NS-Ebene

## 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

*Gegenwärtige Richtlinien zur Planung elektrischer Verteilnetze berücksichtigen weder Smart Grid Technologien noch Smart Market Anwendungen. Dieses resultiert in einer konservativen Planung verbunden mit hohen Investitionskosten. In „Smart Planning“ werden neue Richtlinien entwickelt, die Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen basierend auf dem Optimum zwischen Netzentwicklung und Smart-Market-Aktivitäten berücksichtigen.*

*Current planning guidelines of electricity distribution grids do not consider Smart grid technologies and Smart market activities. This leads to a conservative grid planning associated with huge investments. In “Smart planning project” new planning guidelines will be developed which consider Smart grid technologies and Smart market options, based on the optimum between grid development and smart market activities.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*

Der starke Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in den Spannungsebenen der Verteilnetze hat einen unmittelbaren Einfluss auf die strategische Planung und den operativen Betrieb dieser. So ergibt sich immer häufiger die Situation der Lastflussumkehr, in der zeitweise signifikante elektrische Leistungsflüsse von niedrigen in höhere Netzebenen entstehen. Zur Wahrung der systemrelevanten Grenzwerte, speziell des Spannungsbandes, müssen die Netze für diese Fälle durch Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen ertüchtigt werden. Dabei erfolgt die strategische Planung des Netzes bzw. der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen oft deterministisch auf Basis von Worst-Case-Kombinationen aus Last und Einspeisung ohne Berücksichtigung von Auftrittswahrscheinlichkeiten. Auch die unter den Begriffen „Smart Grid“ und „Smart Market“ subsumierten Technologien bzw. Anwendungen, wie regelbare Ortsnetztransformatoren, elektrische Batteriespeicher, temporäre Abregelung von fluktuierenden Energieumwandlungsanlagen oder Lastverschiebung, bleiben im Planungsprozess weitestgehend unberücksichtigt.

Im Zuge des Forschungsprojektes „Smart Planning“ sollen die volkswirtschaftlich optimalen Kombinationen zwischen konventionellen Netzausbaumaßnahmen, Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen für verschiedene Szenarien anhand realer Verteilnetze identifiziert werden. Insbesondere soll untersucht werden, ob Verteilnetze weiterhin für beliebige Kapazitätsanforderungen des unregulierten Marktes dimensioniert werden sollten (marktori-

entierter Netzbetrieb) oder ob über Anreizmechanismen bzw. Ausgleichszahlungen die benötigte Übertragungskapazität marktseitig volkswirtschaftlich effizienter reduziert werden kann (netzberücksichtiger Markt). Basierend auf den Ergebnissen werden Richtlinien zur Planung zukünftiger Verteilnetze abgeleitet, die Verteilnetzbetreibern helfen sollen, Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen zeitgleich mit in den Planungsprozess einzubeziehen.

Als Ausgangspunkt wurden aktuelle Planungsgrundsätze europäischer Verteilnetzbetreiber identifiziert. Anhand dieser können Kostenfunktionen konventioneller Netzausbaumaßnahmen für verschiedene Netzstrukturen und Netzentwicklungen ermittelt werden. Als Alternative zu diesen werden Smart-Grid-Technologien zur Erhöhung der Übertragungskapazität und der Einfluss von Smart-Market-Anwendungen auf die benötigte Übertragungskapazität analysiert und finanziell bewertet. Die Analyse erfolgt auf Basis von Leistungszeitreihen, da somit auch arbeitsabhängige Einflussgrößen, wie Speicher, Lastverschiebung oder die temporäre Abregelung fluktuierender Energieumwandlungsanlagen finanziell bewertet werden können.

Basierend auf den Ergebnissen wird ein Richtlinienystem zur Verteilnetzplanung abgeleitet. Innerhalb dieses Richtlinienystems werden Handlungsempfehlungen für die individuellen Netzstrukturen und Durchführungsoptionen für verschiedene Technologien und Anwendungen gegeben.

## Potential der Zeitreihenanalyse in der Verteilnetzplanung

### Potential of time series analysis in the distribution grid planning process

André Seack, Jan Kays

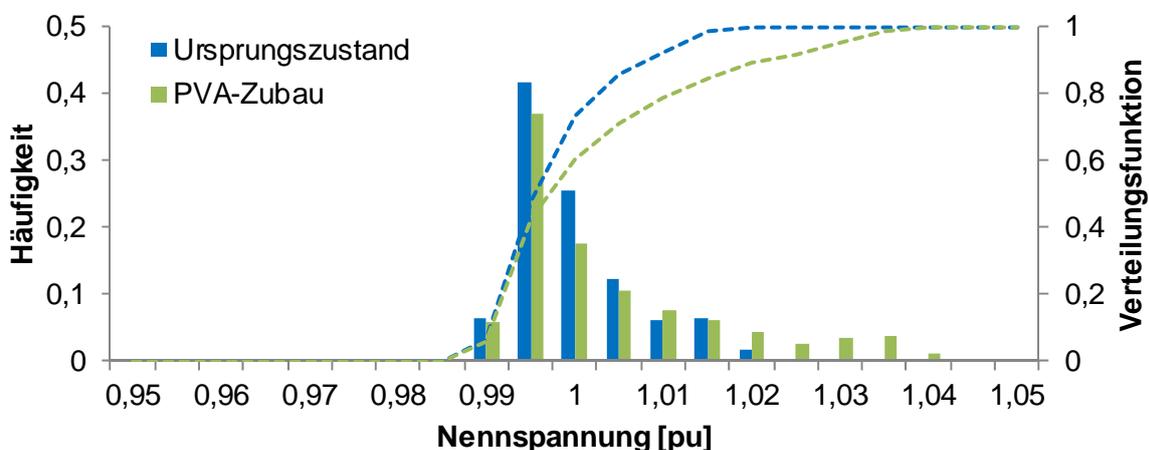
Für die mittel- oder langfristige Planung von Verteilnetzen werden bislang ausschließlich Extremszenarien angenommen. Die Auftrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien wurde jedoch nicht berücksichtigt. Das am  $ie^3$  entwickelte agentenbasierte Simulationssystem für Verteilnetze ist in der Lage Auslastungszeitreihen für beliebige Verteilnetzstrukturen zu erzeugen und ermöglicht damit eine umfangreiche Analyse der Austrittswahrscheinlichkeit von Auslastungssituationen im Verteilnetz. Die bestehenden, standardisierten Auslegungsszenarien können durch dieses System unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten angepasst werden.

*Until now, only extreme scenarios were considered in the conventional medium- or long-term distribution grid planning. The probability of these scenarios is typically not regarded. An agent-based simulation system for distribution grids, which is developed at the  $ie^3$ , can calculate time series for arbitrary network topologies and therefore enables a detailed analysis of the occurrence probability of leading scenarios. Based on these time series the standardised dimensioning scenarios for the distribution grid planning process can be adapted to local characteristics.*

Der heutige Netzplanungsprozess basiert auf ausgewählten Szenarien mit hoher Last oder hoher regenerativer Einspeisung zur Bestimmung des notwendigen Netzausbaubedarfs. Dabei werden jedoch Abhängigkeiten der Netzteilnehmer untereinander oder zukünftig mögliche, reaktive Abregelungsmechanismen in Abhängigkeit der Belastungssituation nicht berücksichtigt. Weiterhin ist die Auftrittswahrscheinlichkeit der definierten Szenarien durch den regulatorischen Rahmen nicht planungsrelevant. Für eine effiziente Nutzung der bestehenden Betriebsmittel ist es jedoch denkbar, dass diese Auftrittswahrscheinlichkeit im zukünftigen Planungsprozess ein hohes Potential birgt, um Netzausbau teilweise durch günstigeren Flexibilitätseinsatz ersetzen zu können.

Mit dem am  $ie^3$  entwickelten agentenbasierten Simulationssystem ist es nun möglich, eine Mo-

dellierung der Versorgungsaufgabe für umfangreiche Netzdaten unter Berücksichtigung komplexer Interaktionen der Netzteilnehmer vorzunehmen. Dabei können mit dem System Auftrittswahrscheinlichkeiten von Belastungssituationen sowie Knotenspannungen angegeben werden. In der Abbildung sind das Histogramm und die Verteilungsfunktion einer Knotenspannung für zwei Szenarien in einem Niederspannungsbeispielnetz angegeben. Dabei wird ersichtlich, dass positive Abweichungen von der Nennspannung bedingt durch dezentrale Einspeisung nur in wenigen Zeitschritten des Simulationszeitraums auftreten. Durch eine umfangreiche Analyse der Auftrittswahrscheinlichkeiten aller Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen können die üblicherweise standardisierten Auslegungsszenarien in einzelnen Netzgebieten angepasst werden und ermöglichen damit eine bedarfsgerechte Netzplanung.



Histogramm der Knotenspannung an einem Netzknoten für zwei Szenarien

## Agora Speicherstudie: Untersuchung zum Bedarf an Stromspeichern in der Mittel- und Niederspannungsebene

**Agora storage study: Investigation of the demand for electricity storages in the medium and low voltage grids**

André Seack, Jan Kays, Ulf Häger, Stefan Kippelt

*In der Agora Speicherstudie wurde der Bedarf an Stromspeichern in der Mittel- und Niederspannungsebene zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau abgeschätzt. Die Ergebnisse zeigen, dass Batteriespeicher in der Mittelspannung keine und in der Niederspannung vereinzelt eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen.*

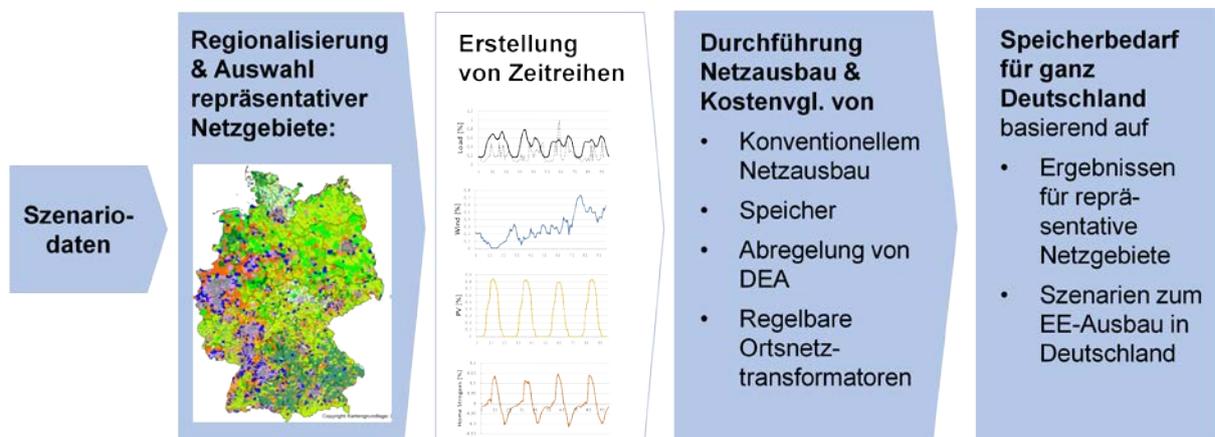
*In the Agora storage study, we have analysed the future demand for electricity storages as an alternative for conventional grid reinforcement in the medium and low voltage grids. The results show that battery storages in the medium voltage level are no cost efficient alternative to conventional grid reinforcement, while in the low voltage level storages can be cost efficient in scattered cases.*

Durch neue Windkraft- und Solaranlagen können Belastungsspitzen auf Ebene der Verteilnetze auftreten. Neben dem Ausbau der Netze können dabei auch Batteriespeicher sowie die Abregelung von Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Einspeiser mögliche kosteneffiziente Alternativen zum konventionellen Netzausbau darstellen. Dabei beruht das Einsatzschema der Batteriespeicher auf einer Verstetigung selten auftretender Belastungsspitzen der Verteilnetzbetriebsmittel. Basierend auf abgestimmten Szenarien für die Jahre 2023 und 2033 wurde quantitativ abgeschätzt welcher Zubau von Speicherkapazität zur Vermeidung von Engpässen in den Verteilnetzen und damit zur Minimierung der Netzausbaukosten erforderlich ist. Die angewendete Berechnungsmethodik ist in der Abbildung skizziert.

Die Berechnungen der Studie auf Zeitreihenbasis zeigen, dass der Einsatz von Batteriespeichern in der Mittelspannungsebene im Vergleich zum konventionellen Netzausbau nicht kosteneffizient

durchgeführt werden kann. Auf Ebene der Niederspannungsnetze kann in speziellen Fällen eine Kombination aus Batteriespeichern und/oder Abregelung von Erzeugungsspitzen kostenoptimal sein. Dabei ist eine fallspezifische Betrachtung unerlässlich.

Zudem wurde aus der qualitativen Bewertung abgeleitet, dass Batteriespeicher, die nicht vom Netzbetreiber eingesetzt werden (beispielsweise Hausspeicher), netzdienlich zu betreiben sind, da sie anderenfalls einen deutlich erhöhten Netzausbaubedarf verursachen können. Die Untersuchungen haben weiterhin gezeigt, dass individuelle Zeitreihenanalysen zur Bewertung des Batteriespeichereinsatzes in Verteilnetzen erforderlich sind. Abhängigkeiten zwischen den Batteriespeichern und den lokal vorhandenen EE-Anlagen und Lasten können in den klassischen Verteilnetzplanungsprozessen mit der Untersuchung von Extremszenarien nicht ausreichend abgebildet werden.



Berechnungsmethodik zur Bewertung des Speicherbedarfs

## Erzeugung von Zielnetzen auf Basis von öffentlich verfügbarem Kartenmaterial für die Verteilnetzanalyse

### Generating target grids on the basis of public available map data for the distribution grid analysis

Jan Kays, André Seack

*Für die Analyse und Validierung von innovativen wissenschaftlichen Ansätzen stehen häufig keine aufbereiteten und rechenfähigen Netzdaten oder Modellnetze zur Verfügung. In einem am Institut ie<sup>3</sup> entwickelten Verfahren werden daher für die Modellnetzbildung öffentlich verfügbare Kartendaten analysiert. Auf Basis der definierten Versorgungsaufgabe werden die ermittelten elektrischen Lasten zu Gruppen zusammengefasst und unter Berücksichtigung der Planungsgrundsätze optimale Netzstrukturen generiert. Mithilfe des Verfahrens ist es möglich exemplarische Netzstrukturen in Abhängigkeit einer regionalen Versorgungsaufgabe zu erstellen.*

*The analysis of low voltage grids lacks quality and availability of data. Therefore, a proceeding for the generation of model grids, which has been developed at the Institute ie<sup>3</sup>, analyses public available map data. On the basis of the defined supply task, the identified loads are grouped. Considering planning guidelines, optimal grid topologies are generated afterwards. The developed approach enables the generation of exemplary grid structures in dependency on regional supply task specifications.*

Die Niederspannungsnetze haben in der Vergangenheit auf Grund der dominierenden Versorgungsaufgabe wenig Beachtung erhalten. Während es bei den Verteilnetzbetreibern digitale, rechenfähige Hoch- und Mittelspannungsnetze gibt, liegen die Niederspannungsnetzinformationen häufig nur als einfache Karten vor. Des Weiteren sind insbesondere die Niederspannungsnetze durch Änderungen in der Bebauungsstruktur oder die Ausweisung neuer Wohngebiete immer wieder angepasst worden. Diese historisch gewachsenen Netzstrukturen stehen damit möglicherweise im Widerspruch zu den bei den Verteilnetzbetreibern angesetzten Planungs- und Betriebsgrundsätzen. Im Rahmen einer Zielnetzplanung in der Niederspannung ist somit eine Möglichkeit, auf der Basis von Geodaten ein optimales Netz zu entwickeln, das den Planungsgrundsätzen genügt, eine nützliche Unterstützung.

In diesem Forschungsvorhaben werden öffentlich verfügbare Geodaten auf Basis der OpenStreetMap (OSM) genutzt, um für die vorhandene Siedlungs- und Bebauungsstruktur ein optimales Netz nach vorgegebenen Planungs- und Betriebsgrundsätzen zu erstellen. Der Ablauf der Netzgenerierung läuft wie in der Abbildung dargestellt ab. Für die extrahierten Gebäudeinformationen wird angenommen, dass die Netztopologie den Infrastrukturachsen folgt und der Netzanschluss am geographisch nächsten Infrastrukturelement erfolgt. In Anhängigkeit der elektrischen Last eines

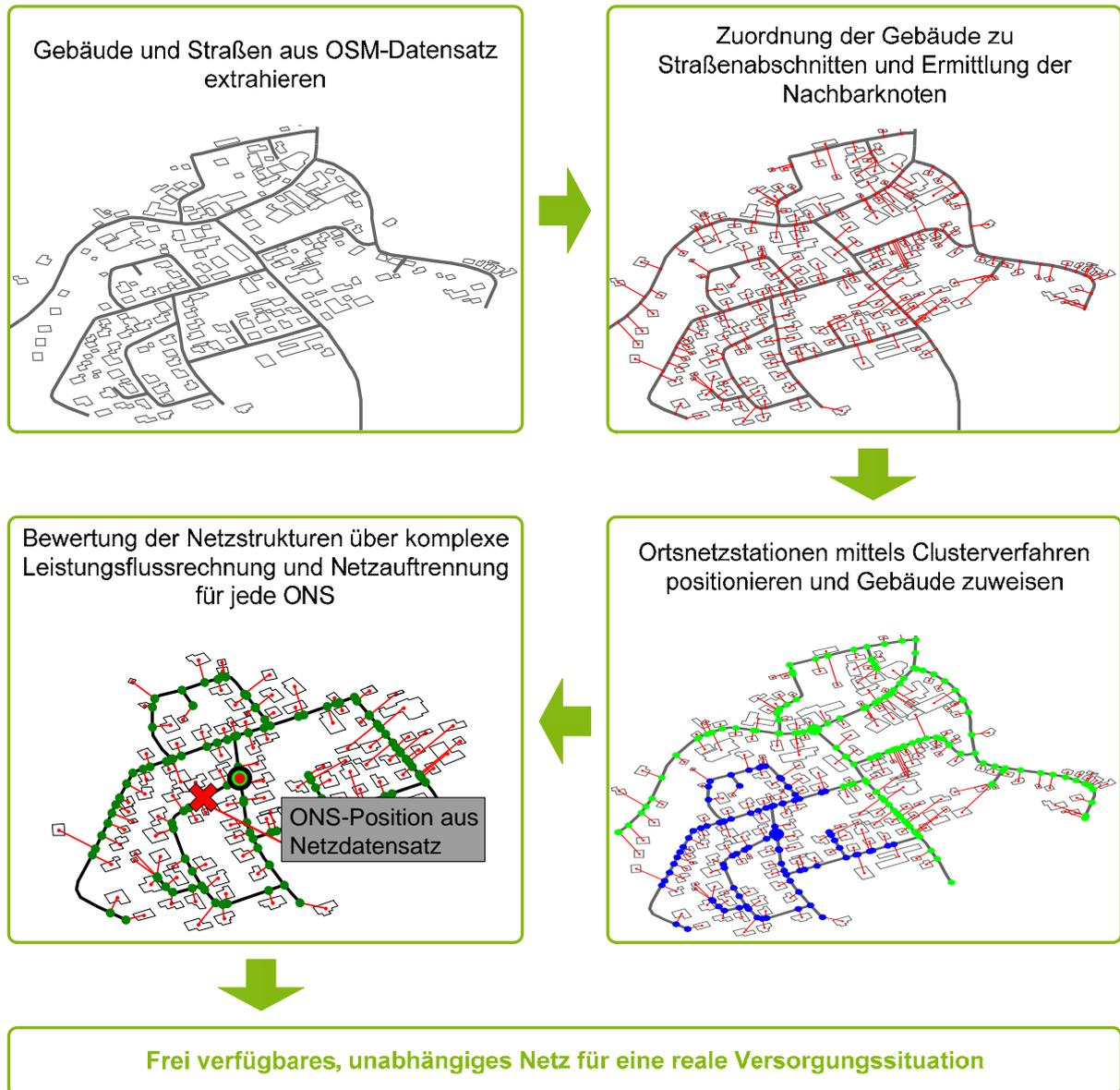
Gebäudes wird ein Clusterverfahren durchgeführt und die Netztopologie erzeugt um die Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Für die Dimensionierung der einzelnen Cluster kann eine typische Trafonennleistung als Planungsbedingung vorgegeben werden. Auf Basis des Clusterverfahrens werden Netztopologien generiert und über eine Fitnessbewertung der einzelnen Netze wird die beste Topologie ausgewählt. Diese kann im Anschluss auch zur Bewertung und zum Vergleich mit den vorhandenen Niederspannungsnetzen herangezogen und als Zielnetz verwendet werden.

Weiterhin bietet das Verfahren die Möglichkeit, eine hohe Anzahl von exemplarischen Beispielnetzen zu generieren. Insbesondere für Forschungsvorhaben haben exemplarische Netzdaten eine hohe Bedeutung um den Einfluss von innovativen Kontroll- und Steuerungsalgorithmen sowie neuartiger Netzteilnehmer zu bestimmen.

Wird das Verteilnetz zudem integral über mehrere Spannungsebenen hinweg betrachtet, können exemplarisch erzeugte Netzstrukturen eine Abschätzung für den Einfluss von Netzrestriktionen der NS-Ebene im Planungsprozess der überlagerten Netzebenen geben. Im Vergleich zur konventionellen MS-Analyse, bei der die NS-Netze üblicherweise auf eine Punktdarstellung reduziert werden, können unter anderem Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen in der NS-Ebene Einfluss auf komplexe Regelungsalgorithmen haben. So könnte das ermittelte Potential zur Systemdienstleistungsbereitstellung aus

der NS-Netzebene signifikant reduziert werden, wenn die Topologie den Abruf limitiert. Da bei dem vorgestellten Verfahren der Netzgenerierung optimale Netzstrukturen für eine definierte Versorgungsaufgabe erstellt werden, stellen

die ermittelten Restriktionen dabei gegenüber den realen, historisch gewachsenen Netzstrukturen eine Minimalabschätzung dar.



Strukturdiagramm der exemplarischen Netzgenerierung für ein Niederspannungsnetzgebiet

## Autonomer Verteilnetzbetrieb – eine Alternative für konventionelle Netzführung

### Autonomous distribution network control – an alternative for conventional operation

Anton Shapovalov

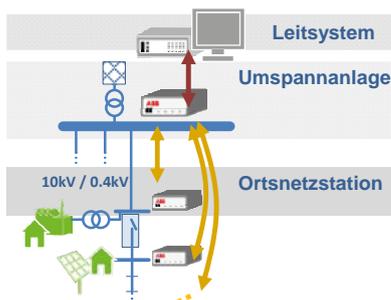
*Im Gegensatz zu den hochautomatisierten Transportnetzen sind heutige Verteilnetze auf der Mittel- und Niederspannungsebene kaum überwacht und nicht steuerbar. Zukünftig sind in diesem Bereich neue Komponenten wie Elektrofahrzeuge, Speicher oder intelligente Haushaltslasten zu erwarten, die eine IKT-Infrastruktur erfordern. Die dadurch gestiegene Anzahl von Signalen und Meldungen motiviert den Einsatz von autonomen Systemen in Verteilnetzen, welche manuelle Netzführung unterstützen und teilweise ablösen werden.*

*German medium- and low-voltage distribution networks are rarely equipped with automation technology. However, in the future new ICT-based components are expected in this area: electric vehicles, storages, intelligent loads and others. Increasing number of signals and commands in distribution systems will require autonomous network operation systems. This development will support and replace to a certain extent conventional manual network operation.*

*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*

#### Konzept

Im deutschen Teil des EU-geförderten Grid4EU Projekts arbeitet das ie<sup>3</sup> in enger Kooperation mit RWE, Westnetz und ABB an der Implementierung und Felddemonstration eines autonomen, intelligenten Systems zur Überwachung und Steuerung eines Mittelspannungsnetzes. Die Implementierung basiert auf den Stationsautomatisierungseinheiten, die an neuralgischen Punkten im Netz installiert sind, Messwerte aufnehmen und mit fernsteuerbaren Leistungsschalter ausgestattet sind. Dabei ist die „Intelligenz“ des Systems auf zwei Ebenen verteilt (vgl. Abbildung). Auf der Ebene der Ortsnetzstationen erfolgt eine Messwertaufnahme, -Interpretation und Prognose der Knotenleistungszeitreihen. Diese Informationen werden auf der Umspannebene gebündelt und für eine zentrale Steuerung der Netztopologie, abhängig von dem zugrunde liegenden Zustand, verwendet. Somit sind lokale Funktionen dezentral und Funktionen mit einem weitreichenden Einflussbereich zentral implementiert.



Systemarchitektur und Kommunikationswege

Das System dient dazu den Netzbetrieb in drei Anwendungssituationen autonom zu unterstützen: Regelung der Ströme und Spannungen beim Überschreiten der Grenzwerte, verlustreduzierende Nachführung der Netztopologie und automatisierte Netzwiederversorgung nach einem Fehler. Im Weiteren wird exemplarisch der Anwendungsfall Verlustreduktion näher erläutert.

#### Prognosebasierte Verlustreduktion

Netzwerkverluste sind sowohl von der momentanen Belastungssituation als auch von der Netztopologie abhängig. Somit kann zu jedem Betriebspunkt eine verlustoptimale Topologie eingestellt werden. Dies würde jedoch im Allgemeinen zu häufigen Umschaltungen führen und die Leistungsschalter stark belasten. Daher wird eine vorausschauende Topologierekonfiguration angewendet. Für die Ermittlung der Umschaltzeitpunkte wird, basierend auf den Prognosen der einzelnen Knotenleistungen, eine Prognose der Netzresiduallast analysiert. Diese wird durch laufende Leistungsmessungen an den Ortsnetzstationen in einem Viertelstundentakt aktualisiert. Die Zieltopologie für die Umschaltung wird ebenfalls auf der Grundlage der Knotenleistungsprognosen mit einem heuristischen Optimierungsalgorithmus bestimmt. Anschließend wird eine Schaltsequenz generiert, die zu dem geplanten Zeitpunkt Leistungsschalter steuert. Somit führt sich das Netz fortlaufend je nach der Prognose verlustreduzierend nach. Diese aktive Betriebsweise verbessert gleichzeitig auch das Spannungsband und reduziert Leitungsbelastungen.

## Netzdienlicher Einsatz von Smart Metern (dena-Smart-Meter-Studie)

### Grid orientated operation of smart meters (dena-Smart-Meter-Study)

Björn Gwisdorf, Amr El-Hadidy, Volker Liebenau, Jan Teuwsen

*Durch den deutschlandweiten Rollout von intelligenten Messsystemen für Verbraucher mit hohem Energiebedarf und dezentrale Erzeuger werden in der Energieversorgung erstmalig flächendeckend bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten geschaffen. Neben der Übermittlung abrechnungsrelevanter Informationen kann durch diese bidirektionalen Kommunikationsmöglichkeiten ein Mehrwert für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen generiert werden.*

*Caused by the rollout of intelligent metering systems for customers with a high energy demand and for dispersed generation units across Germany comprehensive bidirectional communication facilities are created for the first time in the field of electrical power supply. Besides the transfer of information, which are relevant to payroll, additional advantages for planning and operation of distribution grids can be exploited by the bidirectional communication facilities.*

#### Ziel der Studie

Das Ziel der dena-Smart-Meter-Studie ist die Bewertung des Potentials der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Verschiebung von Lastbezugszeiten, das durch die kommunikationstechnischen Möglichkeiten von intelligenten Messsystemen (iMSys) erschlossen wird. Dabei wird das Potential der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Verschiebung von Lastbezugszeiten über die vermiedenen Netzverstärkungsmaßnahmen quantifiziert.

#### Randbedingungen

Der aktuelle gesetzliche Rahmen ermöglicht es nicht durch die Abregelung dezentraler Erzeuger Netzverstärkungsmaßnahmen dauerhaft zu vermeiden, da das Einspeisemanagement nur als temporäre Lösung angewandt werden kann. Somit ist eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens erforderlich, um das Potential der Abregelung erschließen zu können.

Ähnliche Steuerungsmöglichkeiten, wie sie durch iMSys erschlossen werden können, sind bereits heute bei vielen dezentralen Erzeugern vorhanden. Diese Steuerungsmöglichkeiten werden auf die im EEG geforderten technischen Vorgaben zurückgeführt und sind vollumfänglich bei dezentralen Erzeugern ab einer Nennleistung von 100 kW vorhanden. Durch einen redundanten Überbau von bereits vorhandenen Steuerungseinrichtungen kann keine weitere Netzdienlichkeit realisiert werden.

Des Weiteren stehen die Steuerungsmöglichkeiten, die durch iMSys bei Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung kleiner 30 kW erschlossen werden, aus Sicht der Netzdienlichkeit in Konkur-

renz zur dauerhaften Leistungsbegrenzung. Bei der dauerhaften Leistungsbegrenzung gemäß § 9 Abs. 2 EEG 2014 überschreitet die Einspeisung zu keinem Zeitpunkt 70 % der installierten Leistung. In diesem Fall wird eine netzdienliche Wirkung folglich ohne weitere Kommunikationseinrichtungen erreicht.

#### Methodischer Ansatz

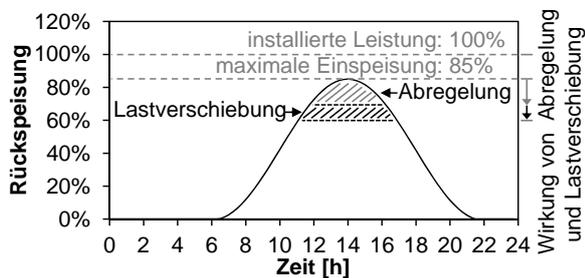
Der Zubau von dezentralen Erzeugern kann in Verteilnetzen im Rückspeisefall zu kritischen Betriebszuständen führen. Zur Behebung kritischer Betriebszustände können neben konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen die zuvor erwähnte Abregelung von dezentralen Erzeugern und die Lastverschiebung genutzt werden.

Bei der Abregelung von dezentralen Erzeugern wird die Einspeiseleistung temporär begrenzt. Da leistungsstarke Einspeisespitzen nur wenige Stunden im Jahr auftreten, ist die durch Abregelung nicht eingespeiste Energie gering.

Bei der Lastverschiebung wird die Leistungsaufnahme der Verbraucher aus Zeiten mit geringer dezentraler Einspeisung in Zeiten mit hoher dezentraler Einspeisung verschoben. Durch diesen Ansatz kommt es zu einem dezentralen Leistungsausgleich, so dass die resultierende Rückspeisung reduziert wird und kritische Betriebszustände vermieden werden.

Bei der Verschiebung von Lastbezugszeiten zur Reduktion der resultierenden Rückspeisung muss das zeitliche Verhalten der Einspeisungen berücksichtigt werden. Da Starkwindverhältnisse über mehrere Tage anhalten können, ist die Lastverschiebung zum Ausgleich von Windein-

speisung nicht geeignet. Photovoltaikanlagen weisen dagegen ein tageszyklisches Einspeiseprofil auf. Hier kann die Lastverschiebung zum Ausgleich der PV-Einspeisung genutzt werden.



#### Wirkung von Abregelung und Lastverschiebung

Die Wirkung der netzdienlichen Abregelung und Lastverschiebung auf den zeitlichen Verlauf der Einspeisung von Photovoltaikanlagen ist in der obigen Abbildung skizziert.

#### Nicht eingespeiste Energie

Die Abregelung bzw. Leistungsbegrenzung dezentraler Erzeuger und die nicht eingespeiste Energie stehen in einem wechselseitigen Zusammenhang. Zur Beschreibung des Potentials der Abregelung dezentraler Erzeuger in Deutschland wird untersucht, wie stark Windkraft- und Photovoltaikanlagen standortspezifisch in ihrer Einspeisung beschränkt werden können ohne eine bestimmte Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung zu überschreiten.

Grundlage der Analysen sind meteorologische Daten des Lokal-Modells Europa COSMO-EU des Deutschen Wetterdienstes. Dabei werden die Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und der solaren Einstrahlung genutzt. Beide Zeitreihen liegen für ein deutschlandweites Gitternetz mit einer Maschenweite von 7 km vor. An jedem Gitterpunkt wird zunächst die normierte Einspeiseleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen berechnet. Basierend auf den Ergebnissen wird für jeden Gitterpunkt ermittelt, auf welchen Anteil ihrer installierten Leistung Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Relation zum Energieverlust standortspezifisch abgeregelt werden können. Die möglichen Abregelungswerte werden für verschiedene Werte des Energieverlusts und für fünf Quantile je Energieverlust angegeben.

#### Ergebnisse der Analysen

Durch die Abregelung dezentraler Erzeuger und die Lastverschiebung können die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionsvolumina grundsätzlich reduziert werden. Die Abregelung dezentraler Erzeuger hat dabei die stärkste Wirkung, so dass bei deutschlandweiter Betrachtung bis zum Jahr 2030 etwa 30 % der Investitionen zur Netzverstärkung eingespart werden können.

Im ländlichen Bereich können durch die netzdienliche Abregelung dezentraler Erzeuger im Nennleistungsbereich von 30 bis 100 kW pro iMSys von 2016 bis 2030 Investitionen zur Netzverstärkung in Höhe von über 5.000,- Euro vermieden werden. In niedrigeren Leistungsbereichen sind allerdings erheblich geringere netzdienliche Wirkungen in Höhe von teilweise unter 400,- Euro pro iMSys möglich. In den höheren Leistungsbereichen können durch die Abregelung dezentraler Erzeuger stärkere netzdienliche Wirkungen erzielt werden. Allerdings können diese netzdienlichen Wirkungen nicht den iMSys zugeordnet werden, da diese dezentralen Erzeuger bereits auf Grund des aktuellen Stands der Technik mit bidirektionalen Kommunikationseinrichtungen ausgestattet sind und in Hinblick auf die Erzeugungsleistung gesteuert werden können. Da im städtischen Bereich kein nennenswerter Netzverstärkungsbedarf besteht, kann hier durch iMSys kaum eine netzdienliche Wirkung erzielt werden.

Verbrauchsseitig können sowohl im gewerblichen Bereich als auch im Haushaltsbereich pro iMSys auf Grund der geringen verschiebbaren Energie keine signifikanten Investitionen zur Netzverstärkung vermieden werden.

Die ermittelte Netzdienlichkeit muss zur abschließenden wirtschaftlichen Bewertung mit den Aufwänden bzw. Kosten bilanziert werden. Dabei müssen die erforderlichen Kompensationszahlungen sowie die Kosten für iMSys und Energiemanagementsysteme berücksichtigt werden. Diese Bilanzierung erfolgt jedoch nicht im Rahmen dieser Studie.

## Methodik zur Aggregation elektrischer Übertragungsnetzmodelle

### Methodology for aggregating transmission grid models

Dennis Klein, Christopher Spieker, Sven Rüberg, Volker Liebenau

*Zur Analyse und Planung elektrischer Übertragungsnetze werden aggregierte Netzmodelle in Kombination mit Einspeise- und Lastszenarien benötigt, um in vertretbarer Simulationszeit die Betriebszustände realer Netze abschätzen zu können. Vor diesem Hintergrund wurde eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht, Übertragungsnetzmodelle zu aggregieren und dabei die Wirkleistungsflusscharakteristik des Netzes unabhängig vom betrachteten Betriebspunkt weitestgehend zu erhalten.*

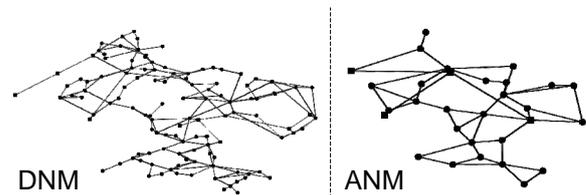
*For analysis and planning of electrical power transmission networks, aggregated network models in combination with generation and load time series are required in order to estimate the operating states of actual networks in reasonable simulation time. In this context, a method was developed, which allows for aggregating transmission networks models while maintaining the active power load flow characteristic of the actual network as far as possible independently from the operating point.*

Mit der am  $ie^3$  entwickelten Methodik ist es möglich, eng vermaschte Netzbereiche in elektrischen Übertragungsnetzmodellen zu identifizieren und zu aggregieren. Durch Anwendung der Methodik auf ein detailliertes Netzmodell (DNM) ergibt sich ein aggregiertes Netzmodell (ANM), welches die Wirkleistungsflusscharakteristik des DNM unabhängig vom betrachteten Betriebspunkt hinreichend genau wiedergibt. Auf diese Weise entsteht ein übersichtliches ANM, das ohne erhöhten Rechenaufwand handhabbar ist und in dem hochausgelastete Netzbereiche schnell und sicher identifiziert werden können. Auf Wunsch können so identifizierte oder andere Netzbereiche wieder detailgetreu dargestellt werden, sodass mit dem ANM auch Feinplanungen oder Kurzschlussstromanalysen durchgeführt werden können.

Die entwickelte Aggregationsmethodik besteht aus mehreren Modulen. Mit dem Grundmodul wird durch Berechnung und Auswertung der elektrischen Distanz zwischen den Netzknoten des DNM ein ANM mit vorgegebener Knotenanzahl erstellt, dass die ursprüngliche Wirkleistungsflusscharakteristik des DNM in akzeptabler Genauigkeit wiedergibt. Hierfür werden aus den Gleichstrom-Wirkleistungstransfersensitivitäten des DNM die Leitungswerte des ANM abgeleitet. Zusätzlich kann durch Anwendung des Zusatzmoduls Optimierung unter Aufwendung zusätzlicher Berechnungszeit eine wesentlich genauere Wirkleistungsflussdarstellung erzielt werden, indem mit Hilfe von Optimierungsverfahren die Einteilungen der aggregierten Netzbereiche sowie die elektrischen Parameter der Leitungsverbindungen lastflussbasiert bewertet und entsprechend angepasst werden. Mit einem Zusatzmo-

dul ist zudem die Rückführung eines aggregierten Netzbereiches in die ursprüngliche detailgetreue Darstellung möglich. Hierzu werden der detailgetreu darzustellende Bereich aus dem DNM übernommen und die neu entstehenden Verbindungsleitungen mit dem Grundmodul berechnet.

Die entwickelte Methodik wurde auf das IEEE-118-Knotennetz angewandt, welches im linken Teil der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist.



Beispielhafte Aggregation

Dabei wurde der Aggregationsgrad variiert und für tausend zufällige, realitätsnahe Lastflusssszenarien wurden die Ergebnisse der jeweiligen ANM mit denen des DNM verglichen. Im rechten Teil der Abbildung ist beispielhaft ein aggregiertes Modell des IEEE-Testnetzes nach Anwendung des Zusatzmoduls Optimierung mit einer vorgegebenen Knotenanzahl von 30 dargestellt. Die durchschnittliche Wirkleistungsflussverzerrung in diesem ANM verglichen mit dem DNM beträgt 15,9 %, lediglich bei zwei Zweigen liegt die Verzerrung geringfügig höher als 30 %. Das ANM gibt folglich die ursprüngliche Wirkleistungsflusscharakteristik des DNM hinreichend genau wieder und stellt eine geeignete Grundlage für netzplanerische Abschätzungen dar.

## Europäische Marktsimulation für zukünftige Szenarien

### European electricity market simulation for future scenarios

Christopher Spieker, Jan Teuwsen, Volker Liebenau, Sven Christian Müller

*Für technische und ökonomische Analysen des Energieversorgungssystems werden regional und zeitlich aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen benötigt. Am ie<sup>3</sup> wurde ein Marktmodell entwickelt, 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 electrical power system, generation and load time series are required with information about their regional distribution. The ie<sup>3</sup> has developed 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 regenerativer Energieumwandlungsanlagen 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 wurde am ie<sup>3</sup> das Modell MILES (Model of International Energy Systems) für die techno-ökonomische Analyse des internationalen Energiesystems entwickelt.

Das für MILES entwickelte Marktmodell setzt sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt aus mehreren Modulen zusammen.



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 Lasten auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten der jeweiligen Region Zeitreihen generiert. Auf Basis der Wärmebedarfszeitreihen wird daraufhin der Einsatz von wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen abgeleitet und must-run-Anforderungen für

stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplungsgroßkraftwerke gestellt. Schließlich wird eine Kraftwerkseinsatzoptimierung durchgeführt, in welcher der Einsatz der sonstigen Erzeugungseinheiten blockscharf und in stündlicher Auflösung ermittelt wird. Die Optimierung hat zum Ziel den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz zur Deckung der elektrischen Last und der vorzuhaltenden Reserveleistung unter Berücksichtigung der maximalen Transfer- bzw. Übertragungskapazitäten sowie der technischen, zum Teil zeitkoppelnden Restriktionen der Kraftwerke (wie zum Beispiel Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Leistungsgradienten, maximale Speicherkapazitäten) zu bestimmen. Aus den Ergebnissen der Simulation können die Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten abgeleitet werden. Weiter ergeben sich die Handelspreise der einzelnen Marktgebiete sowie die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energiebereitstellung. Zudem wird ausgewiesen, welche Kraftwerkstypen sich in welchem Umfang an der Regelleistungsvorhaltung beteiligen und in welchem Umfang dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aufgrund von begrenzten Transferkapazitäten abgeregelt 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.

Derzeit wird das Modell um die Möglichkeit erweitert, auch den Einsatz von Flexibilitäten in Form von Zeitreihen zu simulieren. Außerdem wird an der Kombination mit einem detaillierten Netzmodell bzw. einem aus diesem abgeleiteten aggregierten Netzmodell des ENTSO-E-Gebietes gearbeitet.

## Bestimmung der Auswirkungen von Unsicherheiten im Übertragungsnetz auf die Bereitstellung von Regelleistung

### Analyzing the impact of uncertainties in transmission networks for providing control reserve

Marie-Louise Kloubert, Johannes Schwippe

*Diese Arbeit beschreibt die Unsicherheiten, die kurzfristig und langfristig im Übertragungsnetz auftreten können. Die Unsicherheiten, die durch die Prognoseungenauigkeiten der Erneuerbaren Energien und Lasten entstehen, werden durch Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen abgebildet. Mit den Ungenauigkeiten der Lasten und Einspeisungen können die Wahrscheinlichkeiten der Leitungsbelastungen bestimmt werden und im nächsten Schritt die Kraftwerke bestimmt werden, die Regelleistung bereitstellen können, ohne dass Leitungsüberlastungen auftreten.*

*This work introduces the uncertainties, which can occur in transmission networks. These uncertainties are represented by probability density functions for loads and feed-in. In a next step the probability density functions for lines can be calculated and it can be analyzed which nodes can supply control reserve to avoid overloads in lines.*

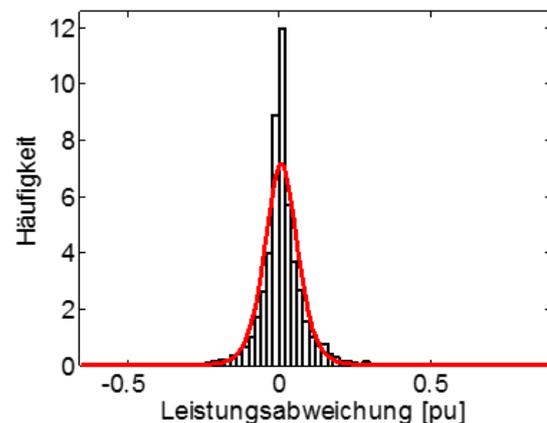
*Dieses Projekt wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.*

Die Ein- und Ausspeisungen in das Übertragungsnetz unterliegen großen Schwankungen. Diese sind zum einen durch die typischen täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen begründet, zum anderen durch Prognoseungenauigkeiten der Lasten und Einspeisungen. Während die typischen Schwankungen gut prognostizierbar sind, stellen die Prognoseungenauigkeiten der Lasten und Einspeisungen kurzfristige Unsicherheiten dar. Insbesondere durch den vermehrten Ausbau Erneuerbarer Energien sind die Einspeisungen schwerer prognostizierbar. Aber auch konventionelle Kraftwerke unterliegen Unsicherheiten, da Kraftwerksausfälle auftreten können.

Neben den kurzfristigen Unsicherheiten existieren auch langfristige Unsicherheiten durch veränderliche politische Rahmenbedingungen und Entwicklungen auf dem Rohstoffmarkt.

Der Fokus dieser Arbeit liegt zunächst auf den kurzfristigen Unsicherheiten und den Auswirkungen auf das Übertragungsnetz. In einem ersten Schritt müssen die möglichen Unsicherheiten quantifiziert werden. Mithilfe des Wettermodells des DWDs lassen sich die Abweichungen der prognostizierten und der tatsächlichen eingespeisten Leistungen für PV und Wind durch Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen darstellen. Hierfür werden auf Basis des Jahres 2013 die Windgeschwindigkeiten verwendet und mit einem typischen Windgenerator zu Einspeisezeitreihen umgewandelt. Die Einspeisungen durch PV-Anlagen werden durch die gemessene und

prognostizierte direkte und indirekte Strahlung, sowie durch die Umgebungstemperatur ermittelt. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen unterscheiden sich durch die Energiequelle, den Standort und den Prognosehorizont. Exemplarisch ist die Häufigkeitsverteilung von Prognosefehlern für ein Jahr mit der zugehörigen angenäherten logistischen Verteilungsfunktion für den Standort Rostock und dem Prognosehorizont von 4 h dargestellt.



Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers von Windenergie für einem Prognosehorizont von 4 h

Wird für alle Einspeisungen und Lasten eine Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt, so lässt sich die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Leitungsüberlastungen ermitteln. Im nächsten Schritt kann anhand der freien Kapazität auf den Leitungen bestimmt werden, welche Knoten Regelleistung bereitstellen können, ohne dass eine Leitungsüberlastung auftritt.

## Netzengpassmanagement unter Einfluss von Prognosefehlern und Flexibilität

### Congestion management under consideration of forecasting errors and flexibility

Sven Christian Müller

*Auf Grund des steigenden Anteils an erneuerbaren Energien (EE) stellt es eine zunehmende Herausforderung dar, auch unter Unsicherheiten einen zugleich sicheren wie effizienten Netzbetrieb sicherzustellen. Am ie<sup>3</sup> wurde deshalb ein Verfahren entwickelt, das eine technische und wirtschaftliche Bewertung von Unsicherheiten und betrieblicher Flexibilität im Netzengpassmanagement ermöglicht.*

*Due to the rising share of renewable energy sources, it becomes more and more important to ensure a both reliable and efficient system operation even under uncertainties. For this, a congestion management model has been developed at ie<sup>3</sup> enabling the techno-economic effect of uncertainties and operational flexibility.*

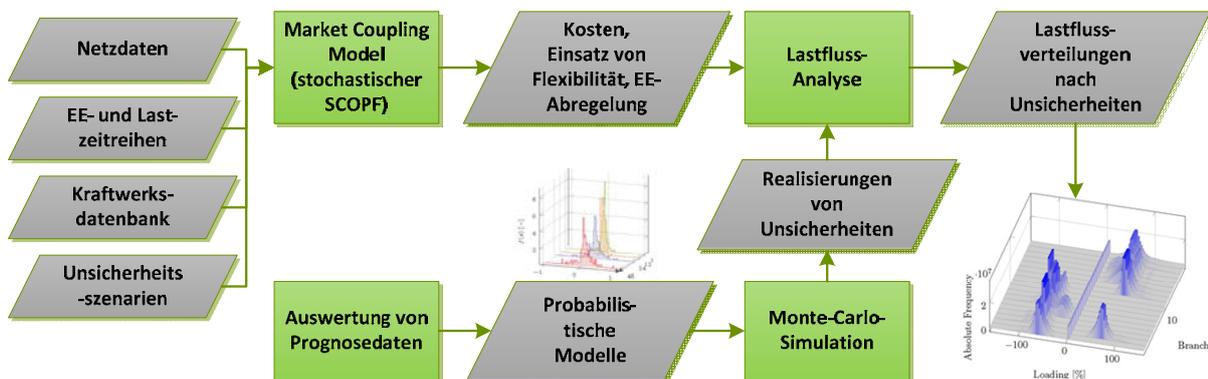
*Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das ABB Research Grant Programm gefördert.*

Für eine effiziente Nutzung des Übertragungsnetzes werden Verfahren des Netzengpassmanagements eingesetzt. Eine wichtige Bedeutung spielt hierbei das Day-Ahead Market Coupling – die Kopplung der europäischen Strommärkte, die im Kern die volkswirtschaftlich günstigste Versorgung der Verbraucher anstrebt, die ohne Gefährdung des sicheren Netzbetriebes zulässig ist. Das Market Coupling basiert hierbei auf einem prognostizierten Netzzustand am folgenden Tag. Zunehmende Prognoseunsicherheiten bezüglich der Einspeisung aus EE- führen dazu, dass entweder steigende Sicherheitsmargen benötigt werden - die zu höheren Erzeugungskosten und einer geringeren Ausnutzung der Netzinfrastruktur führen - oder am Markt Einspeisezustände zugelassen werden, die ggf. zu Überlastungen im Netz führen würden.

Mathematisch korrespondiert die Berücksichtigung von Unsicherheiten zu einer Verkleinerung des Lösungsraumes, der für die Ermittlung einer kostenoptimalen Einspeisekonfiguration zulässig ist. Diesem Effekt kann entgegengewirkt werden, indem die Fähigkeit, im Netzbetrieb auf Prognoseunsicherheiten und (N-1)-Fälle zu reagieren, berücksichtigt wird. Hierzu wurde ein stochastisches

Optimierungsmodell entworfen, das den Einsatz betrieblicher Flexibilität für ein effizientes Management der Unsicherheiten berücksichtigt, insbesondere in Form von Redispatch, Demand Side Management, Speichern, HGÜ-Leitungen oder Phasenschiebertransformatoren.

Die untenstehende Abbildung zeigt den Ablauf des Verfahrens. Kern des Verfahrens ist ein stochastisches Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Modell unter Berücksichtigung der betrieblichen Reaktionsfähigkeit und kritischer Realisierungen von Unsicherheiten. Basierend auf probabilistischen Modellen der Prognosefehler wird mit einer Monte-Carlo-Simulation das Eintreten von Unsicherheiten simuliert. Ergebnisse des Verfahrens sind die Gefahr von Überlasten, die zulässigen Einspeisungen am Strommarkt, die entstandenen Erzeugungskosten und die notwendige Abregelung von EE-Anlagen. Somit kann analysiert werden, in welchem Maße sich zunehmende Unsicherheiten auf diese technischen und ökonomischen Faktoren auswirken, und es kann die zunehmende Flexibilität von Smart Grids bewertet werden, da diese ein effizientes Management von Unsicherheiten ermöglicht.



Ablauf des stochastischen Optimierungsverfahrens mit eingebundener Monte-Carlo-Simulation

## Architektur zur Validierung und Evaluation von Software zur Überwachung, Regelung und zum Schutz elektrischer Energiesysteme

### Architecture for validation and evaluation of ICT-Based Monitoring, Protection and Control Applications in Electric Power Systems

Markus Küch

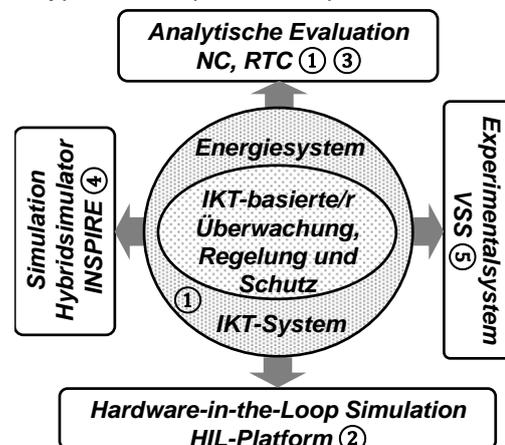
*Software zur IKT-basierten Überwachung, Regelung und zum Schutz von elektrischen Energienetzen erfordert den Einsatz von geeigneten Methoden zur Validierung und Evaluation dieser. Der vorgestellte Ansatz nutzt analytische, simulationsgestützte und experimentelle Methoden die die Überprüfung der Echtzeitfähigkeit und Korrektheit dieser Software sowie von Smart Grid Modellen ermöglichen.*

*ICT-based Monitoring, Protection and Control Applications in Power Grids increases the need of methods for validation and evaluation. The approach introduced in this article determines real-time capabilities and correctness of these applications and of smart power grid models by utilizing analytical methods, simulation tool based methods and experimental methods.*

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

Die Validierung und Evaluation von Software für Smart Grids ist eine grundlegende Vorbedingung für den Einsatz im Feld. Für die Evaluation von Worst-Case Laufzeiten der Software auf einer gegebenen Ausführungsplattform und der Abschätzung von Worst-Case Kommunikationslatenzen in einem gegebenen Kommunikationsnetz werden die analytischen Methoden des Real-Time Calculus (RTC) und Network Calculus (NC) eingesetzt. Die Evaluation vom Average-Case der Funktions- und Kommunikationslaufzeiten wird in der Co-Simulationsumgebung INSPIRE durchgeführt. Zum Nachweis der Korrektheit der Software zur Überwachung, zum Schutz und zur Regelung von elektrischen Netzen wird ebenfalls in INSPIRE durchgeführt. Implementierte Funktionen auf dedizierten Geräten wie IED's können durch Hardware-in-the-Loop Simulation getestet werden. Dafür wird das dedizierte Gerät mit der Co-Simulationsplattform INSPIRE verbunden. Die dafür zu implementierende Schnittstelle wird auf Basis des IEC61850 Protokolls implementiert. Für die Überprüfung der Echtzeitfähigkeit sowie der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Software als auch der entworfenen energietechnischen, kommunikationstechnischen und informationstechnischen Infrastrukturen wird die Experimentierplattform Virtual Smart Substation (VSS) vorgeschlagen. Der Prozess zur Validierung und Evaluation der modellierten Infrastrukturen und der dafür implementierten Software zur Überwachung, Regelung und zum Schutz des energietechnischen Systems wird durch die folgenden Schritte umgesetzt:

- Validierung des modellierten Smart Grid und analytische Evaluation der Worst-Case Laufzeiten der zugrundeliegenden Kommunikationsinfrastruktur mit NC (①)
- Validierung der Korrektheit der implementierten Funktionen auf der virtuellen Ausführungsplattform durch HIL Simulation (②)
- Analytische Evaluation der Worst-Case Laufzeiten der implementierten Funktionen mit RTC (③)
- Evaluation der Average-Case Laufzeiten und Validierung der implementierten Software zur Überwachung, Regelung und zum Schutz des modellierten energietechnischen Systems im Ganzen (④)
- Validierung der Zuverlässigkeit, Sicherheit und Korrektheit der implementierten Software unter Echtzeitbedingungen auf der prototypischen Experimentierplattform VSS (⑤)



Architektur zur Validierung und Evaluation von Smart Grid Modellen

## Dezentrale Koordinierung von Leistungsfluss- und Spannungsregelung durch ein echtzeitfähiges und adaptives Multiagentensystem

Distributed coordination of power flow and voltage control by a real-time and adaptive multi-agent-system with limited system observability

Lena Robitzky, Ulf Häger

Die steigende Zahl regenerativer Erzeuger führt zu volatileren und schwerer prognostizierbaren Leistungsflüssen sowie steigenden Blindleistungsbedarfen im Übertragungsnetz. Dies wiederum resultiert in einem vermehrten Betrieb der Übertragungsnetze nahe ihrer Stabilitätsgrenze. Ein Multiagentensystem für eine verteilte Spannungsstabilitätsanalyse und eine koordinierte Spannungsregelung unter Berücksichtigung von Wirkleistungsflüssen sowie vorhandenen Blindleistungsreserven kann hierbei einen sicheren und effizienten Systembetrieb, auch im Fall von Unsicherheiten, sicherstellen.

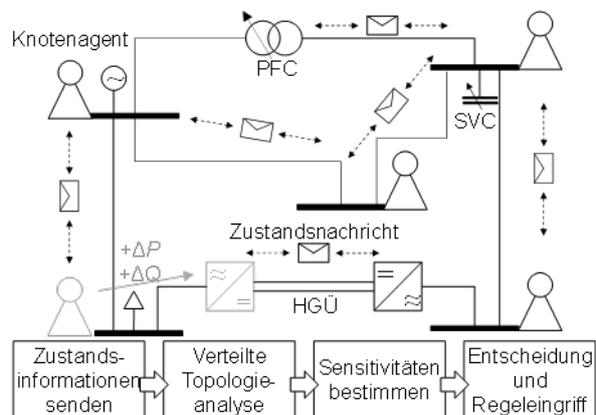
The large-scale penetration of renewables in electrical transmission systems leads towards more volatile and less predictable power flows and increasing reactive power demands. Thus, future power systems will be operated closer to their stability margin. A Multi-Agent-System for distributed voltage stability analysis and a coordinated voltage control algorithm taking into account active power flows as well as nodal voltages and available reactive power reserves can enable a secure and efficient system operation even in case of uncertainties.

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

Für die Sicherung der Spannungsstabilität ist stets eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in jedem Netzknoten zu wahren, da jeder lokale Blindleistungsmangel zu einer unkontrollierten Abnahme der Knotenspannung führen und so regionale und weiträumige Netzzusammenbrüche verursachen kann. Spannungskritische Situationen der Vergangenheit haben gezeigt, dass unter Umständen wenig Zeit für das manuelle Aktivieren von Gegenmaßnahmen zur Verfügung steht. Demzufolge steigen sowohl die Anforderungen an die Reaktionszeit als auch an den Automatisierungsgrad bezüglich der Einleitung geeigneter Gegenmaßnahmen. Um trotz schnell veränderlicher Einspeise-Last-Konfigurationen einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten, ist ein adaptives, echtzeitfähiges Verfahren zur Sicherstellung der Systemstabilität notwendig. Hierbei wird ein bestehendes Multiagentensystem zur Regelung von Leistungsflüssen derart erweitert, dass zugleich eine dezentrale stabilitätsstützende Spannungsregelung ermöglicht wird.

Die Abbildung gibt eine Übersicht über das Multiagentensystem. Jeder Knoten wird durch einen Agenten repräsentiert, dem entsprechend der angeschlossenen Betriebsmittel verschiedene Regelalternativen zur Verfügung stehen. Basierend auf lokalen Messwerten und Inter-Agentenkommunikation werden Regelungsein-

griffe in die Blindleistungsbilanz der Übertragungsnetz-knoten durch blindleistungsbereitstellende Betriebsmittel (z.B. HGÜ) koordiniert.



Übersicht des Multiagentensystems

Weiterhin sollen auch die Regelflexibilitäten der unterlagerten Verteilnetze herangezogen werden, sodass diese effektiv an der Sicherung der Systemstabilität mitwirken. Bei diesem Ansatz steht einem Agenten nicht die vollständige Systemsicht, sondern nur ein räumlich begrenzter Netzausschnitt zur Verfügung. Ziel dieses Vorhabens ist die Beantwortung der Forschungsfrage: *Wie kann bei unvollständiger Systemsicht und bei beliebiger Netzsituation (N-1, ..., N-k) eine adaptive und koordinierte Regelung von Leistungsflüssen und Spannungen vorgenommen werden, sodass robust und echtzeitfähig die Spannungsstabilität gestützt und überlastete Betriebsmittel entlastet werden?*

## Freileitungstemperaturüberwachung basierend auf zeitsynchronen Zeigermessungen

### Thermal line monitoring based on time synchronized phasor measurements

Andreas Kubis

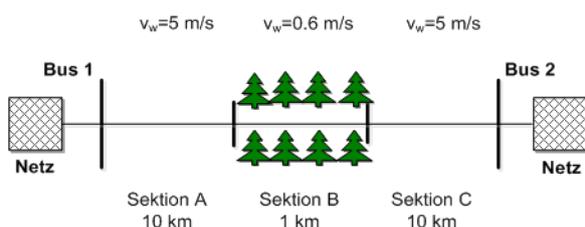
*In dieser Arbeit wird ein kostengünstiges Freileitungstemperaturüberwachungskonzept basierend auf zeitsynchronen Zeigermessungen und lokalen Wetterdaten zur detaillierten Erfassung von Leitungsabschnittstemperaturen in Echtzeit erforscht.*

*A thermal line temperature monitoring concept based on local weather data and synchrophasor measurements for the detailed analysis of line span temperatures in real-time is introduced. The developed algorithm has the potential to lower the costs of thermal line monitoring.*

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

Im Bereich der thermischen Überwachung von Freileitungen sind dedizierte Temperaturfühler, welche an thermisch kritischen Leitungsabschnitten installiert werden, Stand der Technik. Da die Umwelt einer Messstelle veränderlich ist (z.B. durch Bebauung, Pflanzenwuchs, Wettereinfluss) ist es mitunter notwendig mehrere Messstellen entlang einer Trasse zu implementieren, um eine sichere Messung der maximalen Leitertemperatur zu ermöglichen. Dieses Vorgehen ist mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden.

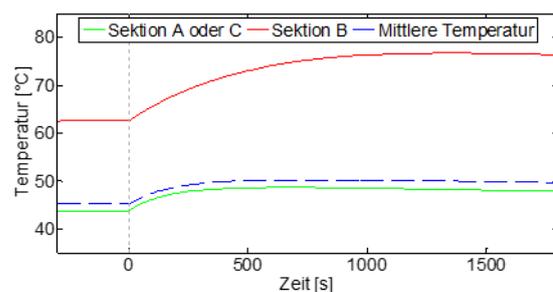
Die indirekte Messung der Freileitungstemperatur mit zeitsynchronen Zeigermessungen kann eine Alternative zu konventionellen Messmethoden darstellen. Hierbei werden zeitsynchrone Strom- und Zeigermessungen an den Leitungsenden zur Berechnung des ohmschen Leitungswiderstandes verwendet, aus welchem sich auf die aktuelle Leitungstemperatur schließen lässt. Dieser in der Literatur verbreitete Ansatz hat den Nachteil, dass der gemessene Widerstand lediglich Rückschlüsse auf die mittlere Temperatur einer Leitung zulässt. Da eine Leitung entlang einer Trasse allerdings unterschiedlichen Umgebungsbedingungen mit wechselnden kühlenden Eigenschaften ausgesetzt ist, ist ein solcher Ansatz aus Sicht der Betriebsführung nicht zur Überwachung thermisch kritischer Leitungsabschnitte geeignet, wie die linke Abbildung verdeutlicht. Hier ist exemplarisch eine Leitungstrasse bestehend aus 2 identischen Sektionen



Trasse mit wechselnden Kühleigenschaften

(A+C), auf welche eine Windgeschwindigkeit von 5 m/s wirkt, sowie ein kurzer Abschnitt, welcher aufgrund eines Waldstückes windgeschützt ist, dargestellt. Die rechte Abbildung zeigt den exemplarischen Temperaturverlauf dieses Aufbaus. Es ist deutlich zu sehen, dass die Temperatur im windgeschützten Abschnitt wesentlich höher ist, als im offenen Bereich. Allerdings ist auch erkennbar, dass der kurze Abschnitt mit hoher Temperatur bezogen auf die mittlere Leitungstemperatur der gesamten Leitung nur einen geringen Einfluss hat.

Zur Überwindung dieses Nachteils wurde ein Algorithmus entwickelt der zusätzlich Geopositionsdaten der Leitungstrasse sowie korrespondierende Wetterinformationen zur leitungsabschnittsgenauen Temperaturbestimmung verwendet. Für jeden Leitungsabschnitt wird hierbei zunächst eine stationäre Temperaturberechnung basierend auf einem physikalischen thermischen Freileitungsmodell durchgeführt. Die nun bekannte stationäre Temperaturverteilung entlang der Leitungstrasse ermöglicht einer nachgelagerten transienten Energieverteilungsfunktion die korrekte Abbildung der Leitererwärmung bzw. Kühlung zu berechnen. Dieses innovative Vorgehen hat das Potential die Kosten für die thermische Freileitungsüberwachung zu reduzieren.



Exemplarischer Temperaturverlauf des Aufbaus

## Identifikation geeigneter Netzknoten zum Anschluss von HGÜ-Umrichtern unter zusätzlicher Berücksichtigung von Spannungsstabilitätskriterien

Identification of suitable grid nodes for the connection of HVDC converters under special consideration of voltage stability aspects

Sven Rüberg

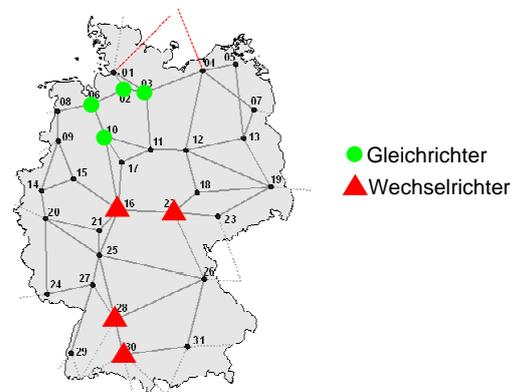
*Regelmäßig wird für das europäische Übertragungsnetz ein signifikanter Netzausbaubedarf ermittelt. Gründe hierfür sind die zunehmend lastferne Erzeugung und der daraus resultierende erhöhte Übertragungsbedarf. Als effiziente Lösung dieses Problems wird häufig die HGÜ angeführt. Am ie<sup>3</sup> wurde daher eine Methode entwickelt, mit deren Hilfe die Knoten identifiziert werden können, an denen der Anschluss eines HGÜ-Umrichters die auftretenden Leitungsüberlastungen am effizientesten behebt.*

*Within the European transmission system a significant need for grid reinforcements is regularly determined. This is caused by power generation units being distantly placed from the loads. This in turn causes a high demand for energy transmission. This article deals with the identification of nodes at which the connection of an HVDC converter efficiently eliminates transmission line overloadings.*

*Dieses Forschungsprojekt wird durch die Helmholtz Gemeinschaft gefördert.*

Zur Identifikation von Netzknoten, an denen Wirkleistungsänderungen besonders entlastende Wirkung auf überbeanspruchte Übertragungsleitungen haben, kommen häufig Methoden zum Einsatz, die auf Wechselstrom-Wirkleistungstransfersensitivitäten (AC-PTDFs) beruhen. Jedoch setzt die Berechnung eines AC-PTDFs die Existenz einer konvergenten Lastflusslösung für den betrachteten Netznutzungsfall voraus. In Netzen mit erhöhtem Netzausbaubedarf ist diese aber aus Spannungsstabilitätsgründen nicht immer gegeben. Als Alternative stünden betriebspunktunabhängige Gleichstrom-PTDFs zur Verfügung, jedoch besteht häufig Unklarheit bezüglich deren Genauigkeit in Netznutzungsfällen, in denen das betrachtete Energieversorgungsnetz an seine Stabilitätsgrenzen stößt.

Um bei der methodischen Netzplanung trotzdem nichtkonvergente Netznutzungsfälle berücksichtigen zu können, wurde am ie<sup>3</sup> eine bestehende Methode dahingehend erweitert, dass für alle Übertragungsleitungen ein Gewichtungsfaktor eingeführt wurde, der die Wichtigkeit der Leitung für die Spannungsstabilität des Gesamtsystems widerspiegelt. Hierzu wird für jeden nichtkonvergenten Netznutzungsfall eine Modalanalyse der zugehörigen Jacobi-Matrix durchgeführt und die Gewichtungen gemäß der Partizipationsfaktoren der Leitung an der instabilen Mode sukzessive erhöht. In den konvergenten Netznutzungsfällen bewirkt dies eine zum Gewichtungsfaktor proportional stärkere Berücksichtigung stabilitätsgefährdender Übertragungsleitungen bei der Bildung PTDF-basierter Kenngrößen.



Beispielhaftes Ergebnis der Methode

Die beispielhafte Anwendung der beschriebenen Methodik auf ein aggregiertes Übertragungsnetz Deutschlands für die Jahre 2012, 2022 und 2032 lieferte das in der folgenden Abbildung gezeigte Ergebnis, das im Wesentlichen die im NEP prognostizierten Ausbaumaßnahmen bestätigt.

Die Lage der Anschlussknoten spiegelt den Umstand wider, dass zukünftig die im Norden erzeugte Windenergie in die im Süden gelegenen Lastzentren übertragen werden muss. Die Wechselrichter-knoten im Zentrum Deutschlands übernehmen eine Teilversorgung der dort angesiedelten Last und tragen zudem durch ihre Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstabilität der stark ausgelasteten Nord-Süd-Trasse bei. Es bleibt jedoch in einem weiteren Schritt zu prüfen, ob eine reine Blindleistungsgestellung an den als spannungsinstabil identifizierten Knoten nicht auch durch eine kostengünstigere Maßnahme (beispielsweise eine Blindleistungskompensationsanlage) geleistet werden kann.

## 4.2 Mess- und Automatisierungssysteme

### Aspekte zur Zertifizierung von Schutzgeräten in der Energietechnik

#### Aspects to certification of protection devices in power technologies

Dominik Hilbrich

*Innovative Schutzsysteme, die am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft erforscht werden, müssen dieselbe funktionale Sicherheit wie konventionelle Schutzsysteme bieten, um zertifiziert werden zu können. Daher werden Methoden untersucht, die die funktionale Sicherheit neuartiger Schutzgeräte nachweisen können.*

*Innovative protection systems which are researched at the Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics, have to provide the same functional safety as conventional protection systems in order to be certified. For that reason, methods which can prove the functional safety of these new protection systems, are investigated.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die RWTÜV Stiftung.*

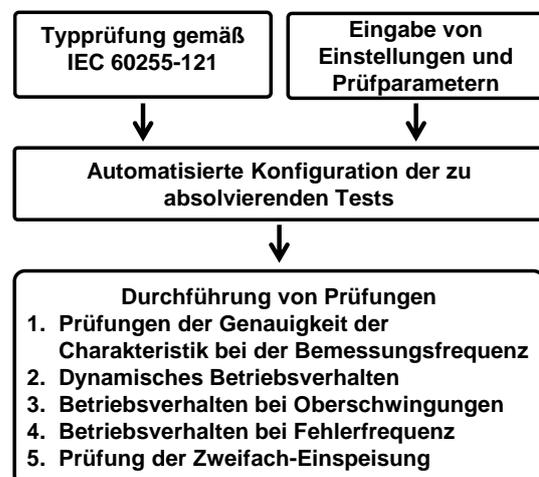
Am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft werden innovative Schutz- und Leittechniksysteme erforscht, die eine erhöhte Flexibilität durch eine automatisierte Konfiguration der Schutzfunktionen ermöglichen. Diese Konfiguration basiert auf der Systembeschreibung gemäß IEC 61850-6. Bei der Untersuchung dieser Systeme zeigt sich, dass eine Zertifizierung nach heutigem Standard aufgrund der flexiblen Konfiguration nicht zielführend ist. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, den Zertifizierungsprozess zu untersuchen, um neue Methoden zur Zertifizierung zu finden.

Diese Untersuchung wird im Projekt „Funktionale Sicherheit von Schutzsystemen auf Basis offener Architekturen“, welches von der RWTÜV Stiftung gefördert wird, durchgeführt. Zwei Aspekte innerhalb dieses Projekts sind die Automatisierung der Typprüfungen von Schutzgeräten sowie die modulare Zertifizierung von Schutzgeräten.

Beim Thema der automatisierten Typprüfung steht zunächst die Prüfung von Distanzschutzgeräten gemäß IEC 60255-121 im Vordergrund. Es ist Stand der Technik, Schutzgeräte zur Wahrung der funktionalen Sicherheit umfangreichen Prüfungen zu unterziehen. Diese Typprüfungen können mit speziellen Prüfgeräten durchgeführt werden. Allerdings existieren für die verschiedenen Schutztypen unterschiedliche, genormte Typprüfungen. Zusätzlich besteht eine Typprüfung aus mehreren Teilprüfungen, welche nochmals unterteilt sind in mehrere tausend Prüfschritte. Durch die verschiedenen Prüfungsvarianten und der Vielzahl an Prüfschritten wird die Prüfung sehr komplex. Daher sollen die Möglichkeiten einer automatisierten Typprüfung mit ei-

nem Echtzeitsimulator analysiert werden. Durch die Automatisierung soll eine effektivere Prüfung ermöglicht werden. Zusätzlich bietet eine automatisierte Prüfung einen Leitfaden bei der Durchführung, wodurch Fehler, die bei einer manuellen Prüfung entstehen könnten, vermieden werden.

Derzeit wird die automatisierte Prüfung für Distanzschutzgeräte gemäß den Anforderungen der IEC 60255-121 implementiert. Aufbauend auf dieser Norm wird ein Echtzeitsimulator verwendet, um eine modulare, automatisierte Prüfplattform zu entwickeln. Anhand der relevanten Informationen über das zu prüfende Schutzgerät werden die Prüfungen automatisch konfiguriert und vorbereitet. Anschließend werden die Prüfungen durchgeführt und protokolliert. Die folgende Abbildung zeigt den generellen Ablauf einer automatisierten Prüfung.



Ablauf der automatisierten Typprüfung

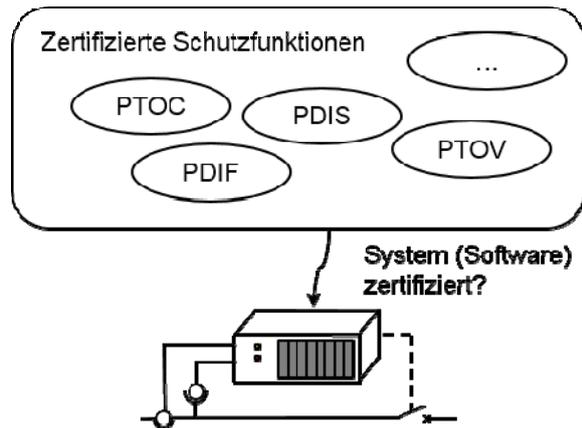
Derzeit wird die Prüfung der Genauigkeit der Schutzgerätecharakteristik bei der Bemessungsfrequenz implementiert. Nach Abfrage der schutzgerätespezifischen Parameter erfolgt die automatische Konfiguration der Prüfung. Die Durchführung der Prüfung erfolgt dann in Form automatisierter Prüfabläufe. Sobald diese Implementierung abgeschlossen ist, können weitere Prüfungen innerhalb dieser Typprüfung umgesetzt werden.

Die modulare Implementierung auf dem Echtzeitsimulator ermöglicht auch die Umsetzung von Typprüfungen weiterer Schutzfunktionen. Damit kann der Echtzeitsimulator als Prüfplattform nicht nur für Distanzschutzgeräte, sondern für verschiedene Schutzgeräte verwendet werden.

Voraussetzung für die Nutzung des Echtzeitsimulators als Prüfplattform ist, dass die automatisierte Typprüfung qualitativ gleichwertige Ergebnisse liefert wie bisherige Prüfgeräte. Daher müssen die implementierten Prüfungen durchgeführt und ihre Resultate mit den Ergebnissen einer konventionellen Schutzprüfung verglichen werden. Insbesondere die Genauigkeit der Prüfung, aber auch die Geschwindigkeit, mit der die Prüfung ablaufen kann, ist hier von großer Bedeutung.

Wird die Zertifizierung automatisch konfigurierter Schutzgeräte betrachtet ergeben sich hierbei neue Anforderungen. Denn die automatische Konfiguration ermöglicht die Kombination verschiedener logischer Knoten (z.B. Time Over Current Protection PTOC, Distance Protection PDIS), so dass es nicht ein einzelnes zu zertifizierendes Gerät gibt. Vielmehr entstehen durch die Auswahl der relevanten Schutzfunktionen Geräte mit unterschiedlicher Funktionalität. Die Zertifizierung aller möglichen Kombinationen ist jedoch wenig sinnvoll beziehungsweise aufgrund des hohen Aufwands auch gar nicht realisierbar.

Einen möglichen Lösungsansatz stellt die modulare Zertifizierung dar. Angelehnt an die logischen Knoten der IEC 61850 werden die Schutzfunktionen in zertifizierbare Programmabusteine aufgeteilt. Durch die modulare Zertifizierung soll erreicht werden, dass das Programm des Gesamtsystems bei Verwendung von ausschließlich zertifizierten Programmabusteinen als zertifiziert gilt (siehe folgende Abbildung).



Zertifizierte Software als Kombination von zertifizierten Programmabusteinen

Ziel ist daher, die modulare Zertifizierung zu untersuchen und zu bewerten. Ein wichtiger Aspekt bei der modularen Zertifizierung ist die Bewertung der Echtzeitfähigkeit des Gesamtsystems. Selbst wenn die modularen Bausteine für sich genommen ein deterministisches Verhalten aufweisen, kann es bei einer Kombination der Bausteine zu Konflikten kommen. Daher müssen mögliche Konflikte bei der Bestimmung der worst case execution time (WCET) der implementierten Schutzfunktionen berücksichtigt werden. Bei einer seriellen Programmausführung ist dies mit entsprechendem Aufwand realisierbar. Die WCET kann formal ermittelt oder, wenn nicht anders möglich, mit Hilfe von Testmessungen abgeschätzt werden. Aus den WCETs der einzelnen Schutzfunktionen lässt sich die WCET des Gesamtsystems ermitteln. Bei hoher Komplexität der Programmierung kann die genaue Bestimmung der WCET allerdings aufwendig oder gar unmöglich sein.

Zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Schutzgeräten wird die parallele Programmausführung auf Multikern-Prozessoren diskutiert. Der zu betreibende Aufwand zur Bestimmung der WCET und damit zur Gewährleistung der Echtzeitfähigkeit wird dadurch ungleich größer. Eine zeitliche und örtliche Trennung der Schutzfunktionen ist notwendig, um den Ansprüchen der funktionalen Sicherheit genügen zu können. Eine vollständige Kapselung der einzelnen Schutzfunktionen durch Berücksichtigung der gemeinsam genutzten Ressourcen und Schnittstellen bei der Entwicklung ist notwendig. Dadurch werden mögliche Konflikte erkannt und vermieden. Dennoch sind genauere Betrachtungen notwendig, um eine Aussage über die Echtzeitfähigkeit treffen zu können.

## Die zeitsynchronisierte Zeigermessung für die Betriebsführung von Niederspannungsnetzen

### The time-synchronized phasor measurement for monitoring of low-voltage networks

Kay Görner

*Am Institut ie<sup>3</sup> wird an der zeitsynchronisierten Zeigermessung geforscht, um die Messgenauigkeit zu erhöhen und Anwendungen zu entwickeln. Die Zustandsschätzung im Niederspannungsnetz stellt hierbei eine neue Anwendung dar, für die auch neue Messmethoden entwickelt werden.*

*At the institute ie<sup>3</sup> the time-synchronized phasor measurement is under research for a better accuracy and to develop applications. The state estimation in low-voltage networks is such a new application. New measurement principles and its technical implementations are explored.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Helmholtz-Gemeinschaft.*

Die zeitsynchronisierte Zeigermessung ist ein Messprinzip, bei dem der Abtastvorgang zeitsynchronisiert wird und die Messergebnisse mit einem Zeitstempel versehen werden. Als Zeitquelle dienen GPS-Satelliten, weil sie mit einer Atomuhr ausgestattet sind. Die Bestimmung des Phasenwinkels, bezogen auf einen global synchronen Sekundenimpuls, ist der entscheidende Vorteil gegenüber der konventionellen Messung von Effektivwerten. Somit können die komplexen Messwerte von Knotenspannungen und Leiterströmen in einem Energieversorgungsnetz direkt bestimmt werden.

Die Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung erstreckt sich bislang nur auf Übertragungs- und Transportnetze. In Ländern mit besonders langen Freileitungen kann somit die Spannungsstabilität oder die Übertragungsleistung online überwacht werden. Eine weitere allgemein bekannte Anwendung ist die Zustandsschätzung durch die State Estimation mit zeitsynchronisierten Zeigern. Der gemessene Phasenwinkel erhöht die Redundanz erheblich. Eine Strommessung ist dann für die Schätzung der übertragenen Leistung an einer Leitung nicht mehr notwendig, wenn die Leitungsparameter im Vorfeld bekannt sind.

Auch im Niederspannungsnetz kann eine aktive Betriebsführung bei weiterem Ansteigen dezentraler Erzeuger und gesteuerter Verbraucher notwendig werden, wenn so unwirtschaftliche Ausbaumaßnahmen verhindert werden können. Diese Erfassung von Haushalten ist jedoch umstritten. Als Kompromiss kann alternativ die komplexe Spannung gemessen und eine Knotenleistung a priori bestimmt werden. Im Niederspannungsnetz kann dieser Zusammenhang für eine Zustandsschätzung genutzt werden.

Daher werden am Institut ie<sup>3</sup> die Zustandsschätzung im Niederspannungsnetz unter Verwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung und deren technische Umsetzung untersucht.

Zur Untersuchung der Zustandsbestimmung im Niederspannungsnetz mit zeitsynchronisierten Zeigermessungen wird exemplarisch ein Strang eines Niederspannungsnetzes simuliert. Anschließend werden die Strom- und Spannungsverläufe genutzt, um Messungen nachzubilden. Die Untersuchung hat ergeben, dass in einem Niederspannungsstrang der Zustand mit einer bewährten State Estimation erfasst werden kann, wenn an jedem Knoten die komplexe Spannung und am Verteiltransformator zusätzlich auch der komplexe Strom gemessen wird. Einzelne Messfehler können zudem erkannt und beseitigt werden.

Für die technische Umsetzung ist es plausibel, die zeitsynchronisierte Zeigermessung auf Smart-Metern zu implementieren, da die Zeigermessung möglichst nah an den einzelnen Abzweigen platziert werden muss. Smart-Meter müssen kostengünstig, da sonst unwirtschaftlich, realisiert werden. Deshalb wird am Institut ie<sup>3</sup> daran gearbeitet, die zeitsynchronisierte Zeigermessung auf einem Mikrokontroller zu implementieren. Hierzu müssen sowohl der Abtastvorgang als auch die Signalverarbeitung und die nachfolgende Kennzeichnung des aktuellen Zeitpunktes mit einer Genauigkeit von weniger als einer Mikrosekunde zeitsynchronisiert werden. Für die Signalverarbeitung wurde die Taylor-Fourier-Transformation gewählt, da diese bei Tests im Gegensatz zur allgemein üblichen Diskreten-Fourier-Transformation eine deutlich höhere Robustheit bei Frequenzschwankungen und dynamischen Signalen aufgezeigt hat.

## Echtzeitsystem-basierte Validierung einer verbesserten Fehlereingrenzung für Mittelspannungsnetze

### Real-time system-based validation of improved fault isolation for medium voltage networks

Björn Keune

Mit der Zunahme an volatilen, dezentralen Erzeugungseinheiten im Mittelspannungsnetz entstehen neue technische Herausforderungen für eine selektive Fehlereingrenzung von Netzfehlern sowie für den Handlungsprozess einer notwendigen Versorgungswiederherstellung. Im Rahmen des Konsortialprojekts „Intelligente Ortsnetzstation“ wurde in Zusammenarbeit ein Prototyp für eine verbesserte Fehlereingrenzung entwickelt, dessen Funktionalität durch Echtzeitsystem-basierte Prüfungen im Prüffeld vom  $ie^3$  der TU-Dortmund weiter verbessert und validiert werden konnte.

With the increase of volatile distributed generation units in medium voltage networks, new technical challenges arise for selective fault isolation and the process of supply restoration. Within the joined project “Intelligent Secondary Substation” a prototype for improved fault isolation was developed in collaboration with the consortium partners. Its functionality could be further improved and validated by real-time based tests.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Mit der geltenden Anreizregulierungsverordnung und den strukturellen Veränderung in Mittelspannungsnetzen wächst der Bedarf nach einer Erneuerung bestehender Systeme zur selektiven Fehlereingrenzung und Versorgungswiederherstellung. In bestehenden Ortsnetzstationen werden bislang neben Unabhängigen Maximalstromschutz-Relais nur Kurzschluss (KS)-Anzeiger installiert. Moderne KS-Anzeiger können sowohl Erd- als auch Kurzschlüsse sowie die Fehlerrichtung erkennen. Zwar bieten diese Geräte auch Kommunikationsschnittstellen, jedoch fehlt es zur fernwirktechnischen Anbindung oftmals an der notwendigen Infrastruktur in den Mittelspannungsnetzen. Daher muss im Fehlerfall Betriebspersonal die Ortsnetzstationen des fehlerbehafteten Abgangs anfahren, um deren installierte KS-Anzeiger auszuwerten. Dieser Vorgang kann einen großen zeitlichen und personellen Aufwand bedeuten. Darüber hinaus wird eine sichere Anregung von KS-Anzeigern einzig auf Basis des gemessenen Stroms zunehmend schwieriger. Denn mit dem Zuwachs an Umrichter-basierten, volatilen, dezentralen Erzeugungsanlagen macht sich eine starke Änderung der KS-Verhaltens bemerkbar. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde im Konsortium ein Prototyp entwickelt, der anhand einer lokalen Impedanz-Messung innerhalb der Ortsnetzstation, vergleichbar mit der Distanzschutzfunktion in Transportnetzen, eine Aussage über die Fehlerentfernung vom Messpunkt trifft. Dadurch lassen sich die Maßnahmen durch das Betriebspersonal besser koordinieren, um eine

schnelle Wiederversorgung zu ermöglichen. Zur Validierung des Prototyps wurden seine Funktionen zur Fehlererkennung und Fehlereingrenzung unter Verwendung eines Echtzeitsimulators (eMEGA-sim Real-Time Digital Simulator) im Prüffeld untersucht

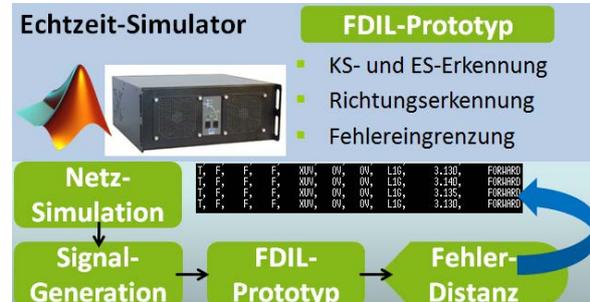


Figure 1: FDIL-Prototyp-Validierung

Dabei wurde das charakteristische Verhalten des Prototyps bei dynamischen Netzsimulationen der etablierten Sternpunktarten (isoliert, kompensiert, starr geerdet, niederohmig) sowie ausgewählter Fehlerarten (1-polig, 2-polig und 3-polig) mit einer Simulationsschrittweite von  $\Delta t=50\mu s$  geprüft und analysiert. Die Prüfungen haben im iterativen Prozess zur nachhaltigen Verbesserung der Software-Implementierung des Prototyps geführt, indem mit ihrer Hilfe kritische Schwachstellen identifiziert und korrigiert werden konnten. Durch die Validierung des Prototyps wurde die wesentliche Grundlage für weitere Prüfungen unter realen Bedingungen geschaffen.

## Verwendung standardisierter Datenmodelle zur automatisierten Konfiguration und Prüfung flexibler Schutz- und Leittechnikfunktionen

### Using standardised data models to automate the configuration and testing process of flexible protection and control functions

Björn Bauernschmitt, Michael Kaliwoda

*In dieser Forschungsarbeit werden die Möglichkeiten untersucht, die ein nach IEC 61850 standardisiertes Datenmodell zur automatisierten Konfiguration und Prüfung eines Schutz- und Leittechniksystems bieten kann. Dies ist insbesondere im Hinblick auf den Ausbau der Mittelspannungsnetze und aufgrund der Vielzahl der dort vorhandenen Anlagen von großer Bedeutung.*

*This research focuses on the possibilities that an IEC 61850 compliant data model offers to automate the configuration and testing process of protection and control systems. This is especially important with regard to the development of medium voltage grids and the amount of involved stations.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWi im Rahmen des Projekts „i-Protect“.*

Im Rahmen des Forschungsprojekts „i-Protect“ wurde eine neue Systemarchitektur für ein innovatives Schutz- und Leittechniksystem entwickelt, die es ermöglicht, Mittelspannungsnetze auf ökonomische und flexible Weise mit intelligenten Schutz- und Automatisierungsfunktionen auszustatten. Durch Nutzung standardisierter Komponenten aus der Industrieautomatisierung, strikte Trennung von Hard- und Software sowie Nutzung offener Projektierungs- und Kommunikationsschnittstellen bietet diese eine über heutige Schutzgeräte weit hinausgehende Flexibilität.

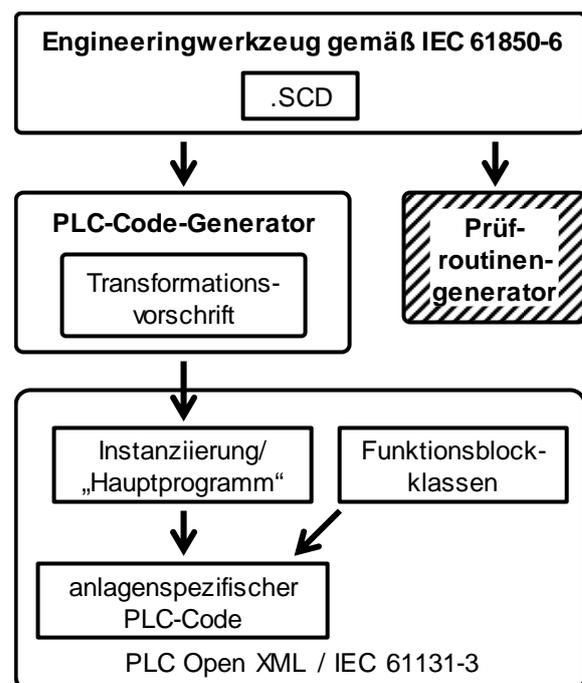
Die Anlagenmodellierung setzt hierbei konsequent auf eine Systembeschreibung gemäß IEC 61850-6. Dies ermöglicht es, die bei der Anlagenmodellierung einmal erfassten Daten während der Implementierung und Validierung umfangreich zu nutzen, eine einfache Anpassung des Systems an zukünftige Anforderungen durchzuführen und die Dauerhaftigkeit der Anlagenbeschreibung über den Lebenszyklus von Hard- und Software hinaus zu gewährleisten.

Im ersten Schritt wird die primärtechnische Anlage als einpoliges Ersatzschaltbild modelliert. Hieran schließt sich die Modellierung der sekundärtechnischen Geräte (IEDs) an. Die für die Anlage erforderlichen Schutz- und leittechnischen Funktionen werden innerhalb der IEDs als sogenannte logische Knoten modelliert. Dabei werden konsequent die Vorteile von Typisierung in Form von Logischer-Knoten-Typen verwendet.

Die funktionale Implementierung der einzelnen logischen Knoten auf der Automatisierungshardware erfolgt separat davon als Funktionsblockklassen unter Verwendung einer standardisierten Programmiersprache gemäß IEC 61131-3.

Um die Vorteile der normkonformen Anlagenprojektierung für die Konfiguration der Automatisierungshardware vollständig zu nutzen wurde ein Softwaretool entwickelt. Dieses analysiert das Anlagenmodell, instanziiert anlagenspezifisch alle benötigten Funktionsblöcke und verknüpft diese untereinander. Erst hierdurch lassen sich die allgemeinen Funktionsblockklassen und das konkrete Anlagenmodell unabhängig voneinander erstellen und weiterentwickeln.

In einem nächsten Schritt sollen unter Nutzung des bestehenden Anlagenmodells Verfahren zur automatisierten Systemprüfung entwickelt werden.



Automatisierte Konfiguration und Prüfung auf Basis der Engineeringdaten

## Verteilte Einsatzplanung für virtuelle Energiespeicher

### Distributed unit commitment of virtual energy storages

Sebastian Ruthe, Alexander Worgull

*Die Aggregation und Koordinierung von zeitverschiebbaren Lasten und Erzeugungsanlagen in städtischen Gebieten ermöglicht die Erschließung eines virtuellen elektrischen Speicherpotentials. Im Rahmen des Projektes „Stadt als Speicher“ werden geeignete IKT-Konzepte untersucht und in der Praxis erprobt.*

*By the aggregation and coordination of shiftable urban loads and generation units virtual electric energy storages can be established. In the project “Stadt als Speicher” suitable ICT-concepts are analysed and implemented in a field test.*

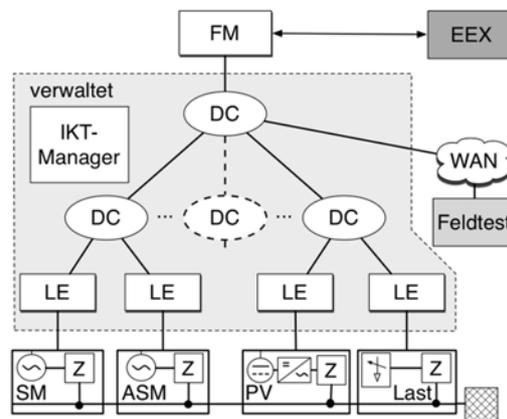
*Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher durch das BMWi, BMU und BMBF gefördert.*

Alternativ zu konventionellen Speicherpotentialen, z. B. Pumpspeicherkraftwerke, können in städtischen Lastzentren dezentrale Lasten und Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Energiespeicher (VE) zusammengeschlossen werden. Der Betreiber eines VE vermarktet an den Energiemärkten Flexibilitäten, welche durch eine koordinierte Steuerung des Anlagenportfolios bspw. Prognoseabweichungen aus erneuerbaren Energiequellen kompensieren können. Das der Einsatzplanung zugrunde liegende Optimierungsproblem besitzt dabei eine kombinatorische Komplexität, so dass im worst-case eine mit der Anlagenanzahl exponentiell steigende Rechenzeit zu erwarten ist. Im Rahmen des hier entwickelten Ansatzes wird das Optimierungsproblem deshalb in einzelne Teilprobleme zerlegt, die anschließend verteilt gelöst werden.

Vorbereitend für die Anwendung in einem Feldtest wird ein Referenzaufbau mit Hardwareprototypen entwickelt, welche die erforderliche Informations- und Kommunikationsarchitektur sowie physikalische Last- und Erzeugernachbildungen vollständig abbilden, siehe Abbildung.

Der Fahrplanmanager (FM) optimiert die globale Einsatzplanung (z. B. Minimierung der Energieerzeugungskosten) durch den iterativen Austausch von Preissignalen und Fahrplänen mit den lokalen Einsatzplanern (LE) und implementiert die Schnittstelle zu den Energiemärkten. Datenkonzentratoren (DC) sind in einer hierarchischen Baumstruktur angeordnet, die sich flexibel an die Kommunikationsanforderungen anpassen lässt. Durch Aggregation von Informationen der untergeordneten Knoten wird das Nachrichtenaufkommen reduziert. Der LE führt eine lokale Einsatzplanung anhand der lokalen Zielfunktion (Nutzerpräferenzen), dem empfan-

genen Preissignal sowie der Anlagenrestriktionen (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgradkennlinie) durch.



Referenzaufbau der verteilten Einsatzplanung

Zusätzlich werden individuelle Wärme- und Wetterprognosen berücksichtigt, dabei wird vorrangig der Nutzen des Anlageneigentümers optimiert. Der LE stellt eine Schnittstelle zur angebotenen Anlage bereit, welche die Steuerung umsetzt. Die Stammdaten des Anlagenportfolios sowie die Topologie der DC werden durch den IKT-Manager vorgehalten. Beim Ausfall eines DC erfolgt die automatische Reorganisation der Topologie, mit der Zielsetzung die Kommunikationsauslastung möglichst regelmäßig auf die verbleibenden DC zu verteilen.

Anhand des Referenzaufbaus werden zunächst die Hardwareanforderungen der einzelnen Komponenten ermittelt. Als Zielplattform ist ein Raspberry Pi vorgesehen. Zur Evaluierung der nicht-funktionalen Eigenschaften des Systems (Robustheit, Skalierbarkeit) erfolgen die Entwicklung und Durchführung von Testfällen, die das Systemverhalten im Falle von Komponenten- und Kommunikationsausfällen aufzeigen.

## Masterplan Energiewende Dortmund

### Masterplan Energy Transition Dortmund

Jan Fritz Rettberg

*Gemeinsam mit der Stadt Dortmund hat das ie<sup>3</sup> in einem breiten Beteiligungsprozess unter Mitwirkung einer Vielzahl beteiligter Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Politik die drängenden Fragen der Energiewende aufgeworfen, diskutiert und gemeinsam Antworten entwickelt.*

*With the Masterplan-Process for Energy Transition (Masterplanprozess Energiewende) the City of Dortmund has developed a strategy to face the challenges of Energy Transition together with stakeholders from civil society.*

*Dieses Vorhaben wird in Zusammenarbeit mit und im Auftrag der Stadt Dortmund durchgeführt.*

Gemeinsam mit der Stadt Dortmund hat das ie<sup>3</sup> in einem breiten Beteiligungsprozess unter Mitwirkung einer Vielzahl beteiligter Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Politik die drängenden Fragen der Energiewende aufgeworfen, diskutiert und gemeinsam Antworten entwickelt. Neben technischen Fragestellungen fanden auch soziale und kulturelle Aspekte Eingang in den Beteiligungsprozess zum Masterplan Energiewende der Stadt Dortmund und seine Umsetzung.

Der Masterplan nennt die konkreten Ergebnisse aus dem Beteiligungsprozess und leitet daraus Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der Energiewende in Dortmund ab. Es werden insgesamt 214 Projekte und Projektansätze sowie 11 innovative und technologieorientierte Leuchtturmprojekte beschrieben, die im Rahmen des Masterplanprozesses entstanden sind und sich zum Teil bereits in der Umsetzung befinden. Sowohl bei der Konzeption der Projektansätze als auch bei der Ableitung der Handlungsempfehlungen richtet sich der Blick in besonderem Maße auch auf die wirtschaftliche Relevanz der Energiewende für den Technologie- und Innovationsstandort Dortmund. Denn zur Akzeptanz und damit zum Erfolg der Energiewende trägt nicht nur eine möglichst ökologische und sozialverträgliche Umsetzung bei, sondern auch eine ökonomisch sinnvolle, die den unbestreitbaren Herausforderungen und Risiken eine Komponente gegenüberstellt, die zu Innovationen und betrieblichen Umsätzen führt und damit einen Beitrag zu guter Arbeit, Wohlstand und hoher Lebensqualität in Dortmund leistet. Mit dem breiten Beteiligungsprozess zum Masterplan Energiewende und den daraus identifizierten Schlüsselthemen sowie den erarbeiteten Maßnahmen-

vorschlägen und Projektansätzen will Dortmund eine Vorreiterrolle unter den deutschen und europäischen Großstädten einnehmen.

Aus dem Masterplan Energiewende heraus ist die L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund entstanden. Diese leistet im Sinne einer zentralen Projektleitstelle die fachlich-wissenschaftliche und koordinierende Begleitung der Umsetzung des Masterplans Energiewende der Stadt Dortmund. Damit soll den Umsetzungsanforderungen, die für die im Rahmen des Beteiligungsprozesses in den inhaltlichen Arbeitsgruppen zum Masterplan erarbeiteten Handlungsempfehlungen und Projektideen abgeleitet wurden, Rechnung getragen werden. Die L.E.D. wird somit zum zentralen Instrument der Verstärkung des Gesamtprozesses und wird einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, dass Dortmund mit einer konzertierten Projektstrategie zu Themenstellungen der Energiewende zu einem national wie auch international beachteten Best Practice werden kann. Neben der Projektentwicklung, Projektakquise und Projektdurchführung obliegt der L.E.D. auch die weitere Umsetzungsberatung und insbesondere die Konzeption innovativer Projekte sowie die zu deren Realisierung notwendige Bildung von Konsortien mit komplementären Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Kommune.

In den unterschiedlichen Schwerpunkten des EU Innovations- und Forschungsprogramms HORIZON 2020 werden unter Führung der L.E.D. derzeit Projekte entwickelt und Konsortien unter Beteiligung der Akteure des Masterplans Energiewende Dortmund gebildet. Der inhaltliche Fokus liegt hier insbesondere auf den Themen Smart Grid, Smart Cities and Communities sowie Smart, Green and Integrated Transport.

## Aufbau und Funktionalitäten der TIE-IN Prüf- und Entwicklungsumgebung

### Functionality of a Testing and Development Environment

Christoph Aldejohann

*Zur Untersuchung von Anwendungen und Geräten aus der Elektromobilität wurde eine Prüf- und Entwicklungsumgebung aufgebaut. Zum einen können Elektromobilitätskomponenten unter realistischen Netzbedingungen in einer Laborumgebung getestet werden und zum anderen lassen sich genormte Immunitäts- und Konformitätsprüfungen durchführen.*

*A testing and development environment has been built up. It enables the testing and investigation of new algorithms and devices of electric mobility. Tests can be run under realistic conditions of a low voltage network. Furthermore standard conformity can be tested.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des NRW-EU-Ziel-2-Programms (EFRE) gefördert.*

Eine praxisnahe Untersuchung von Ladeinfrastruktureinrichtungen erfordert ein Prüfumfeld. Dazu wurde im Rahmen des TIE-IN Projekts ein Prüfstand aufgebaut. Je nach Verschaltungsvariante können unterschiedliche Testnetze nachgebildet werden. Im netzgekoppelten Betrieb besteht das Testnetz auf der Netzseite aus einem 630 kVA und einem Stelltransformator. Die Lastseite wird über Leistungsverstärker im stromgesteuerten Modus gebildet.



#### Aufbau des Prüfstandes

Die Lasten sind über eine Leitungsnachbildung mit dem Netz verbunden, die ein Niederspannungskabel zwischen einer Ortsnetzstation und einer Last nachbildet. Dabei können die Lasten nach vorgegebenen Lastprofilen gefahren werden oder aber über aufgezeichnete Profile im Netz. Dazu wird mit einem Power Analyzer das Lastprofil im Netz aufgezeichnet und in eine XML basierte Form überführt. Eine grafische Benutzeroberfläche gestattet die Anpassung der Aufzeichnung in Bezug auf die zeitliche Abfolge und die Anteile und Amplituden der Stromkomponenten. Neben der Variation von Wirk- und Blindleistung lassen sich so auch Lasten mit harmonischen Anteilen nachbilden. Die Einspeisung über einen unabhängigen Transformator ermöglicht einen weitgehend ungestörten Betrieb von äußeren Einflüssen.

In einem weiteren Betriebsmodus lässt sich die Prüfumgebung in einem unabhängigen Inselnetz betreiben. Dazu werden die Leistungsverstärker im spannungsgeführten Modus betrieben. Hier können ebenfalls Netzaufzeichnungen genutzt werden, um diese im Inselnetz nachzubilden und beispielsweise Störphänomene im Labor nachzustellen. Zudem gestattet der Aufbau die Untersuchung von Prüfscenarien, die nach Netzanschlussnormen beispielsweise aus der Reihe DIN EN 61000 zusammengestellt werden können. So können unter anderem die Aussendung von Stromharmonischen unter idealen und gestörten Bedingungen untersucht werden.

Die Steuerung des Prüfstandes wurde über eine SPS realisiert. Die Bedienung erfolgt über einen Touchpanel mit grafischer Benutzeroberfläche, unter der die verschiedenen Zustände zusammengestellt werden. Da die Anlage mehrere Schaltschränke umfasst, wurde ein Master-Slave-System zur zentralen Steuerung der Anlage aufgebaut.

Die Leistungsverstärker werden dagegen über ein separates Modul angesteuert. Dazu dient ein Echtzeitsystem zur zeitgenauen Steuerung der Verstärker. Um eine Steuerung der Wirk- und Blindleistung zu gewährleisten, wurde die Anlage mit einer Funktion zur Netzsynchonisierung ausgestattet. Mit Hilfe einer PLL wird der Phasenwinkel des Netzes rekonstruiert. Dieser bildet die Eingangsgröße zur Steuerung der Ausgabe-samples.

In einer weiteren Anwendung lassen sich zudem auch Netzmodelle beispielsweise das Mittelzeitmodell eines Inselnetzes nachbilden, um so auch die Netzstützung durch Elektrofahrzeuge untersuchen zu können.

## ZAESAR – Zuverlässige Anbindung von Elektrofahrzeugen in zukünftigen Smart Home Infrastrukturen

### ZAESAR – Reliable integration of electric vehicle in future Smart Home infrastructure

Jonas Maasmann

Ziel dieses Forschungsvorhabens ist es Ladeinfrastruktur, für Elektrofahrzeuge zu untersuchen. Die Anforderungen an Ladeinfrastruktur gliedern sich in verschiedene Aufgabenbereiche. So ist ein sicherer Betrieb des Ladevorgangs zu gewährleisten. Außerdem können eine Abrechnung der geladenen Energiemenge, sowie eine Steuerung der Ladeleistung sinnvoll sein. Im öffentlichen Bereich ist dieses durch verschiedene Normen bereits gut standardisiert. Im privaten Bereich erschienen solche Lösungen allerdings als überdimensioniert. So beschäftigt sich dieses Forschungsvorhaben mit der zuverlässigen Anbindung von Elektrofahrzeugen in häuslichen Energieversorgungsstrukturen.

The goal of this research project focuses on charging infrastructure for electric vehicle in smart homes. The research topics for charging infrastructure in the private area are on functional safety, clearing and control of charging power. In contrast to charging infrastructure for public areas a simple and adaptive solution is required here.

Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des NRW-EU-Ziel-2-Programms (EFRE) gefördert.

Hauptziel ist die Erforschung und die Konzeptionierung eines fahrzeuggebundenen Abrechnungssystems, vor allem in Smart Home-Umgebungen, also in Gebäuden mit intelligenter Mess- und Steuerungstechnik. Prognostiziert ist, dass ein Großteil der Ladevorgänge im privaten Bereich stattfindet. Auch im privaten Bereich ist eine Vergütung der geladenen Energiemenge notwendig ist, falls derjenige, der die Ladeenergie bezieht, nicht mit demjenigen übereinstimmt, welcher die Energie des Hauses bezahlt. Dieses tritt zum Beispiel auf, wenn ein Fahrer eines Dienstwagens an seiner privaten Adresse lädt. In diesem Fall müsste in der Regel der Arbeitgeber für die geladene Energie aufkommen.

Für die Umsetzung eines solchen Forschungsvorhabens wird eine auf Energiezählung im Fahrzeug (Mobile Metering) basierende Kommunikations- und Abrechnungstechniken entwickelt. Insbesondere die Identifikation von Fahrzeugen am Smart Home-System einerseits und von Steckdosen am Fahrzeug andererseits, sowie das gesteuerte Laden sind hierbei zu berücksichtigen und umzusetzen. Ziel ist es, dass Elektrofahrzeuge einfach und überall im privaten Bereich geladen und abgerechnet werden können.

Als Grundlage für ein solches Abrechnungssystem konnten folgende Gebäudeinfrastrukturen mit unterschiedlichen energietechnischen Automatisierungsgraden identifiziert und definiert werden:

- Gebäude ohne Steuer- und Messtechnik
- Gebäude mit intelligenter Messstelle (Smart Home)
- Gebäude mit intelligenter Messstelle und Automatisierungssystem (Smart Home plus)

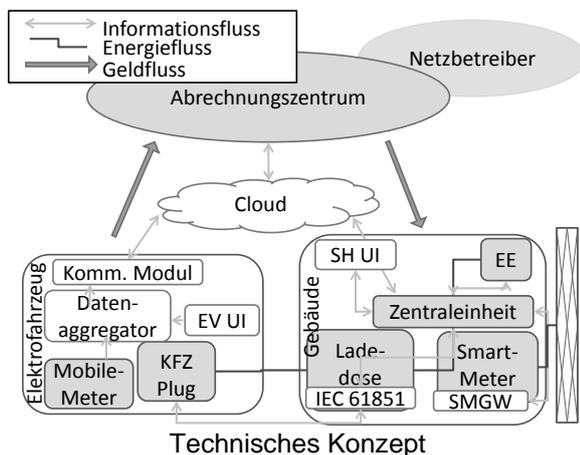
Die Mindestanforderungen aus energietechnischer Sicht an ein intelligentes Gebäude bestehen darin, dass die Schnittstelle zum überlagerten Energieversorgungsnetz gleichzeitig eine intelligente Messstelle (Smart Meter) ist. Eine solche Messstelle kann mit dem Energieversorger kommunizieren und zum Beispiel relevante Abrechnungsdaten austauschen. Um einen Mehrwert für das Smart Home zu generieren, ist eine Kommunikation des Smart Meters mit Teilnehmern des Smart Home notwendig. Dies kann über ein zentrales Energiemanagementsystem erfolgen.

Anforderungen		Gebäude o. Steuer- & Messt.	Smartes Gebäude	Smartes Gebäude plus
Gebäudebetreiber = Fahrzeughalter	Laden	ja	ja	ja
	Intelligentes Laden	nein	nein	ja
<b>Szenario 1</b>				
Gebäudebetreiber ungl. Fahrzeughalter (vertr.)	Laden	ja	ja	ja
	Abrechnung	(ja) Eingabe durch UI	ja	ja
	Intelligentes Laden	nein	nein	ja
<b>Szenario 2</b>				
Gebäudebetreiber ungl. Fahrzeughalter (fremd)	Laden	nein	ja	ja
	Abrechnung	nein	ja	ja
	Freischaltung	nein	nein	ja
	Intelligentes Laden	nein	nein	ja
<b>Szenario 3</b>				

Tabelle: Übersicht über die Ladeszenarien

Das zentrale Energiemanagementsystem kann Lasten, Erzeuger und Speicher energetisch aufeinander abstimmen. So kann zum Beispiel ein Regelalgorithmus die Leistungsflüsse von Teilnehmern, wie Haushaltslasten, Energieerzeugern oder Elektrofahrzeugen, so abstimmen, dass ein bestimmtes energetisches Optimum erreicht wird. Dieses Konzept wird im Weiteren als Smartes Gebäude plus bezeichnet. Hierzu gehört auch eine intelligente Ladesteckdose. Diese ermöglicht durch Zusatzfunktionen wie Kommunikations- oder Schalttechnik weitere Aufgaben, wie das Unterbrechen der Stromversorgung. Da auch in Zukunft nicht ausgeschlossen werden kann, dass Gebäudeinfrastrukturen gänzlich ohne intelligente Mess- und Steuertechnik ausgestattet bleiben, sind auch Gebäude ohne Steuer- und Messtechnik weiterhin im Bestand vorhanden und werden im Forschungsvorhaben betrachtet. Mit den unterschiedlichen Gebäudetypen können verschiedene Anforderungen an den Ladevorgang erfüllt werden. Diese sind neben einem *sicheren Ladevorgang*, das *intelligente Laden*, also die Regelung der Ladeleistung, die *Abrechnung* und die *Freischaltung* des Ladeanschlusses. In der Tabelle ist zu erkennen, durch welche Gebäudetypen diese Anforderungen erfüllt werden können.

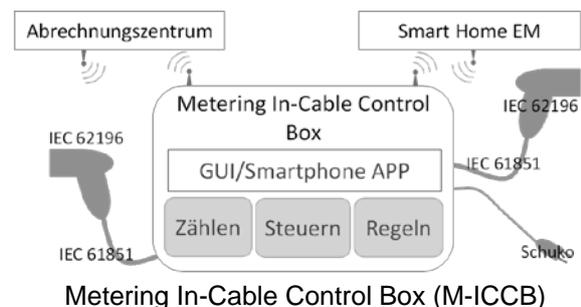
Zu sehen ist ebenfalls, dass gewisse Funktionalitäten in weniger stark automatisierten Gebäuden nur realisiert werden können, wenn davon ausgegangen werden kann, dass der Gebäudebetreiber und der Fahrzeughalter ein vertrautes Verhältnis haben. Im Fall, dass ein Gebäude mit intelligenter Messstelle und Automatisierungstechnik vorliegt, wurde in diesem Forschungsvorhaben das abgebildete technische Gesamtkonzept erarbeitet. Neben dem Elektrofahrzeug und dem Gebäude ist das Abrechnungszentrum zu erkennen, welches als Back-End-System für den finanziellen Ausgleich sorgt.



Die wesentlichen Funktionen der Gebäudeautomatisierung werden von einer Zentraleinheit übernommen, die die Ladedose schalten und einen Ladesollwert vorgeben kann. Diese Zentraleinheit übernimmt auch die Funktion eines Energiemanagements. Auf Fahrzeugseite können die notwendigen Funktionen sowohl Bestandteil des Fahrzeuges, als auch Bestandteil der Ladegarnitur sein.

An dieser Stelle wird die Kabellösung in Form einer *Metering In-Cable Control Box (M-ICCB)* vorgestellt. Diese übernimmt die Aufgaben der Energiezählung, der Steuerung der Ladevorgänge und der Regelung der Ladeleistung. Außerdem ist die M-ICCB mit einem Userinterface ausgestattet. Über dieses können relevante Fahrzeugdaten, wie Batteriekapazität, Identifikationsdaten, Zugangsschlüssel oder Benutzerdaten sowie die gewünschte Energiemenge eingegeben werden. Außerdem kann die M-ICCB alle notwendigen Daten mit dem Abrechnungszentrum und dem Smart-Home-Energiemanagementsystem austauschen. Am Fahrzeug ist ein genormter Fahrzeugstecker vorhanden. An das Haus kann das System sowohl über eine Schuko-Steckvorrichtung (1 phasig; 2,4 kW) als auch über einen genormten Ladestecker (3 phasig; bis zu 44 kW) angeschlossen werden.

Mit Hilfe der M-ICCB kann ein Abrechnungszentrum mit allen notwendigen Daten versorgt werden, so dass ein Ladevorgang dem Fahrzeugbetreiber in Rechnung gestellt und dem Hausbetreiber vergütet werden kann. Außerdem kann die Ladeleistung an die Anforderungen des Smart Home-Systems aus energetischer Sicht angepasst werden. Dieses System funktioniert ebenfalls, mit eingeschränkten Funktionen, an einem Gebäude ohne Mess- und Steuertechnik.



### 4.3 Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

#### Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen

##### Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future

Anna Sophia Fölting

*Auf Grund des erwarteten zunehmenden Einsatzes von nichtlinearen, Oberschwingungserzeugenden Geräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen, gewinnen Netzurückwirkungen in Form von Oberschwingungen immer mehr an Bedeutung. Sie werden vor allem von Verbrauchern und Erzeugern mit leistungselektronischen Schnittstellen verursacht und führen sowohl an Netzbetriebsmitteln als auch an angeschlossenen Geräten beim Kunden zu Überbeanspruchungen, Fehlfunktionen und Minderungen von Wirkungsgraden. Das Ziel dieser Studie ist es, die Oberschwingungsproblematik detailliert zu analysieren und geeignete Simulationsmodelle zu entwickeln, um die zu erwartenden Belastungen abzuschätzen.*

*Due to an expected increasing use of harmonic producing devices in electrical infrastructures, the harmonic content attracts more and more attention. Primarily, harmonics are caused by loads and decentralized supply units which are connected by power electronic interfaces. The harmonic currents and voltages lead to electrical overstresses, malfunctions and reduced efficiency in grid equipment and consumer devices. The objective of this study is to analyze possible harmonic problems in detail and to develop suitable simulation models in order to estimate the expected harmonic stresses.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Auftrag der RWE Deutschland AG durchgeführt.*

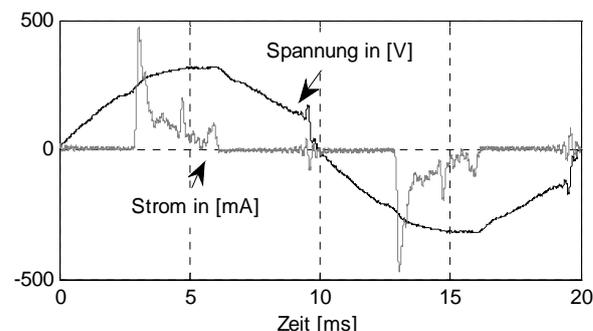
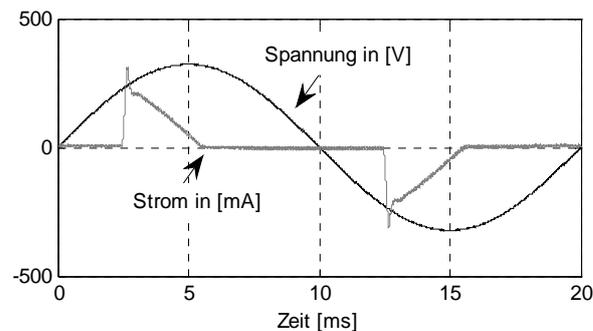
Auf Grund der vielschichtigen Wechselwirkung von harmonischen Strömen und Spannungen im elektrischen Netz, werden verschiedene Oberschwingungserzeuger zunächst unter Laborbedingungen hinsichtlich ihres harmonischen Verhaltens untersucht. Dadurch ist es möglich, die Stromverzerrungen bei definierten Spannungsformen (z.B. einer reinen Sinusform) zu analysieren. Folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Auswirkungen einer starken, aber zulässigen Spannungsverzerrung auf die Stromform einer Energiesparlampe. Dabei wird deutlich, dass Harmonische der Netzspannung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Ausprägung von Oberschwingungsströmen haben.

Des Weiteren wird sowohl das harmonische Verhalten einzelner Geräte als auch deren Zusammenwirken detailliert betrachtet. Dabei können abhängig von der Gerätekonstellation deutliche Kompensationseffekte auftreten.

Durch die Beteiligung an einer internationalen Datenbank der TU Dresden (PANDA - equipment hArmoNic DAtabase), in der harmonische Messungen aus verschiedenen Laboren zusammengetragen werden, kann bei der Analyse auf eine größere Stichprobe an unterschiedlichen Haushaltsgeräten zurückgegriffen werden.

Es zeigt sich, dass ein Großteil der im Haushalt gebräuchlichen elektrischen Verbraucher das typische Verhalten einer Brückengleichrichter-

schaltung mit einer begrenzten Stromflussdauer aufweist (vgl. zum Beispiel Stromform der Energiesparlampe). Diese Geräte sind durch einen besonders hohen Oberschwingungsgehalt gekennzeichnet, der durch verschiedene Zusatzbeschaltungen (Power Factor Correction) so begrenzt wird, dass die entsprechenden Grenzwerte nach IEC 61000-3-2 eingehalten werden.



Stromform einer Energiesparlampe bei sinusförmiger Spannung (oben) und bei einer verzerrten Spannung (unten)

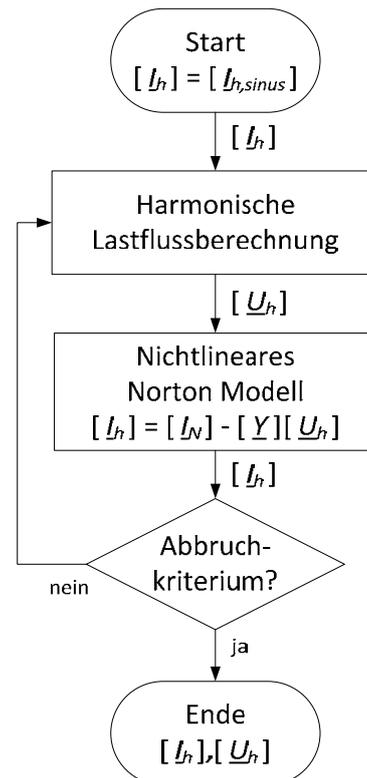
Über Netzimpedanzen führen Oberschwingungsströme zu Oberschwingungsspannungen. Daher werden parallel zu den Laboruntersuchungen Feldmessungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz an ausgewählten Netzknoten durchgeführt. Besonders Netzbereiche mit dezentraler Einspeisung über leistungselektronische Schnittstellen (Wind oder Photovoltaik) werden dabei betrachtet. Bei der Auswertung und der Beurteilung der aktuellen Spannungsqualität ist zu beachten, dass die jeweiligen Belastungen stark von weiteren Faktoren wie den angeschlossenen Lasten, der Tageszeit und der Netzstruktur abhängen. Insgesamt zeigt sich, dass die Spannungsqualität hinsichtlich 50 Hz-Harmonischer weniger von Einspeisern als vielmehr von nichtlinearen Verbrauchern beeinflusst wird.

Aufbauend auf der messtechnischen Analyse werden Simulationsmodelle entwickelt, die in harmonischen Studien zur Abschätzung der Oberschwingungsproblematik in verschiedenen Netz-, Last- und Einspeiseszenarien dienen soll. Dabei liegt der Fokus auf dem niederfrequenten Bereich der 50 Hz Harmonischen. Basierend auf den verschiedenen leistungselektronischen Schaltungen, lassen sich die relevanten Geräte in Gruppen einteilen, deren harmonisches Verhalten individuell nachgebildet wird.

Eine Analyse bestehender Modellansätze zeigt, dass der messungsbasierte Norton Ansatz, der das harmonische Verhalten im Frequenzbereich beschreibt, das größte Potential hinsichtlich Genauigkeit und entstehendem Aufwand bietet. Neben der Berücksichtigung von Spannungsverzerrungen zeigt sich, dass auch die Kopplung zwischen verschiedenen Frequenzen (Strom und Spannung) ein nicht zu vernachlässigender Faktor für die Modellbildung ist. Ein erweiterter theoretischer Ansatz des Norton Modells bietet diese Möglichkeit (coupled Norton approach). Zur praktischen Berechnung der Modellparameter dienen Messreihen bei unterschiedlichen Spannungsverzerrungen an einem Referenzgerät. Die Anforderungen an diese Messreihen werden auf Basis theoretischer Überlegungen und Vergleichsmessungen sowie –berechnungen spezifiziert. Es wird deutlich, dass die Wahl der Messbasis für die Qualität der Modellergebnisse entscheidend ist.

Zur Anwendung der entwickelten Modelle ist auf Grund der Spannungsabhängigkeit der harmoni-

schen Ströme eine iterative harmonische Lastflussberechnung notwendig. Diese wird in einem Netzberechnungsprogramm implementiert. Die folgende Abbildung zeigt dazu ein Ablaufdiagramm, in dem die Integration des nichtlinearen Norton Modells in den Iterationsvorgang verdeutlicht wird. Die harmonische Ströme bei sinusförmiger Spannung ( $[I_{h,sinus}]$ ) dienen als Startwert und werden in Abhängigkeit der harmonischen Spannungen solange neu berechnet bis ein Abbruchkriterium erfüllt ist.



Integration des nichtlinearen Norton Modells in eine iterative harmonische Lastflussberechnung

Für den Fall, dass mehrere ähnliche nichtlineare Geräte durch die gleichen Modellparameter beschrieben werden, müssen harmonische Kompensationseffekte durch Phasenverschiebungen jeweils über Faktoren berücksichtigt werden. Diese werden in Abhängigkeit der jeweiligen Gerätegruppe und der Anzahl der Geräte für jede harmonische Ordnung bestimmt. Damit bietet die entwickelte Simulationsumgebung mit den entsprechenden nichtlinearen Modellen die Möglichkeit in harmonischen Studien verschiedene Netz-, Last- und Einspeiseszenarien zu berechnen und zukünftige Belastungen abzuschätzen.

## Agentenbasierte Simulationsplattform zur Effizienzoptimierung von Quartieren

### Agent based simulation platform for efficiency optimizations of urban districts

Jonas Hinker

*Der Gebäudebestand in Deutschland ist geprägt durch lange Nutzungszyklen und weist dementsprechend hohe Altersstrukturen auf. Bisher liegt der Betrachtungsfokus auf der energetischen Optimierung des Einzelgebäudes. Die Nutzung verschiedener Effizienz- und ressourcenschonender Technologien über das Einzelgebäude hinaus bietet ungenutzte Potenziale. Auf der Betrachtungsebene „Quartier“ sollen daher die Umsetzungspotenziale von Energieeffizienzmaßnahmen über das Einzelgebäude hinaus untersucht werden.*

*Due to the long-term usage patterns of buildings in Germany, the ageing structure is rather high. By now, most studies focus on the energetic optimization of individual buildings. Though, bigger potentials can be exploited by using multiple efficiency and resource saving 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.*

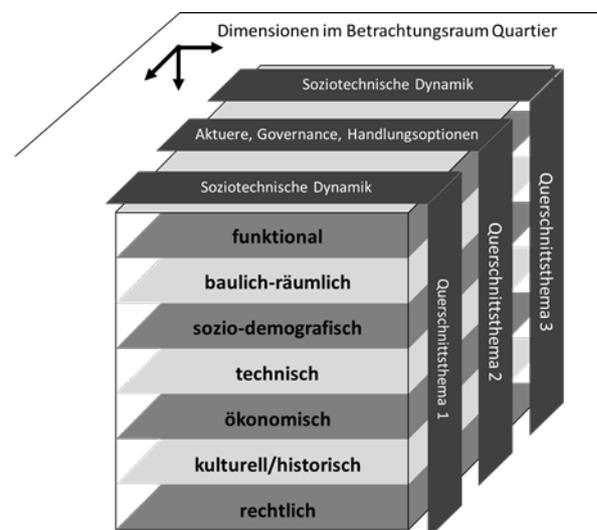
*Dieses Forschungsvorhaben ist Teil des Fortschrittskollegs „Energieeffizienz im Quartier – clever versorgen.umbauen.aktivieren“, gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen (MIWF NRW).*

Welche technischen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bzw. zur Nutzung erneuerbarer Energien umgesetzt werden können, wird von der Funktionalität eines Quartiers sowie den baulich-räumlichen Möglichkeiten maßgeblich beeinflusst. Die Umsetzungsfähigkeit moderner Technologieoptionen hängt darüber hinaus von sozio-demografischen Strukturen eines Quartiers ab, die u. a. anhand der Bildungs- und Einkommenssituation, Haushaltsgröße, Alter und Migrationshintergrund der Bewohner beschrieben werden können.

Verschiedene Nutzergruppen weisen unterschiedliche Ansprüche an die Technologien auf, die bspw. durch die Bedienkomplexität, die Verfügbarkeit, die Fehleranfälligkeit oder die Amortisationszeit gegeben sind. Diese Anforderungen verändern sich und sind daher als dynamischer Prozess zu verstehen. Zudem können die Erfordernisse der energetischen Gebäudesanierung und der energie- und klimarelevanten Zielsetzungen nicht losgelöst von weiteren gesellschaftlichen Herausforderungen wie dem demografischen Wandel betrachtet werden. Bei der Betrachtung der Entwicklungsperspektiven sind daher die Erfordernisse der zukünftigen Gesellschaft im Hinblick auf Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Technologien im Gebäudebereich zu überprüfen.

In einem integrierten Ansatz (vgl. Abbildung) soll daher eine Simulationsplattform auf Basis der Multi-Agenten-Theorie geschaffen werden, die die technischen Entwicklungen, Maßnahmen und

Infrastrukturen mit soziotechnischen Aspekten über geeignete Schnittstellen verbindet. Die Simulationsplattform soll eine technische Struktur eines Quartiers im Jahre 2030 abbilden und hierzu insbesondere die Erkenntnisse über die sozio-technische Dynamik eines Quartiers in geeigneter Weise berücksichtigen. Herauszuarbeiten sind die Interdependenzen und Wirkzusammenhänge verschiedener Anlagen und Infrastrukturen mit den sozialen Strukturen im Quartier. Hieraus soll ein Optimierungsmodell abgeleitet werden, das innerhalb eines Lösungsraums aus Effizienzgewinnen, Ausnutzungsgrad und Kosten angewendet wird und Empfehlungen für Gestaltung und Governance verschiedener Quartiere ermöglicht.



Drei Themenschwerpunkte im Fortschrittskolleg integrieren sieben Dimensionen des Quartiers

## **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 Gonzales, Johanna Myrzik

*Die Entwicklung geeigneter Modelle für das nichtlineare dynamische Verhalten von aktiven Verteilnetzen (AVN) sowie neue Konzepte für eine geeignete Wirk- und Blindleistungskoordination in AVN sind essentiell, damit das Verhalten des Übertragungsnetzes bezüglich Belastung und Stabilität sowie Systemschutz und -regelung korrekt abgebildet werden kann.*

*The development of suitable non-linear dynamic models is essential to investigate the dynamic behavior of active distribution networks. New concepts for active and reactive power coordination are required to model the behavior of the transmission grid correctly concerning stability and protection.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 „Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“ durch die DFG gefördert.*

Der geplante Ausbau erneuerbarer Energiequellen (EE) wird zu einem starken Anstieg volatiler und dezentraler Erzeuger auf allen Spannungsebenen führen. Bidirektionale Leistungsflüsse auf der Verteilnetzebene bis hin in die Übertragungsnetzebene begründen den zukünftigen Bedarf an aktiver Leistungskoordination auch auf der Verteilnetzebene und einer Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) aus der Verteilnetzebene zur Gewährleistung der Sicherheit und Stabilität im Übertragungsnetz. Daher müssen neue Konzepte zur Koordination für alle Spannungsebenen entwickelt werden, die neben der Optimierung der Koordination auf der eigenen Ebene auch das Wechselspiel zwischen den Spannungsebenen mit berücksichtigen. Dabei muss besonders auf das dynamische Verhalten der Verteilnetze eingegangen werden, um aus Sicht des Transportnetzes Aussagen über Spannungsstabilität, Verhalten bei Fehlern und Schwingungen in Systemen mit hohem EE-Anteil treffen zu können.

Herausforderungen bei der Koordination und Modellierung der Verteilnetze bestehen insbesondere in der räumlichen Verteilung und der großen Anzahl relevanter Erzeuger, Lasten und Speicherelementen, sowie dem umfassenden Einsatz von Leistungselektronik (LE). Das nichtlineare dynamische Verhalten der LE beeinflusst die Netzstabilität entscheidend über die abnehmende Trägheitskonstante des Netzes und die bereitstellbare Blind- und Kurzschlussleistung. Gleichzeitig ermöglicht die LE eine echtzeitfähige Regelung von Wirk- und Blindleistung an diesen

Schnittstellen und bietet somit neue Potenziale, zur Sicherheit und Stabilität des Gesamtsystems mittels innovativer schutz- und leittechnischer Konzepte beizutragen. Die bisher übliche getrennte Betrachtung der verschiedenen Spannungsebenen in Verteil- und Übertragungsnetzen einerseits sowie die Vernachlässigung der Interdependenzen zwischen Energie- und informations- und kommunikationstechnischen (IKT) Systemen im Rahmen von Regelungs- und Koordinierungsverfahren andererseits erfordern neuartige Modelle, Verfahren und Evaluationsmöglichkeiten, die durch den interdisziplinären Ansatz der Forschergruppe gemeinsam erschlossen werden können.

Die Kernfrage des Teilprojektes ist die Modellierung der veränderten Verteilnetzebene, damit das Verhalten des Übertragungsnetzes bezüglich Belastung und Stabilität sowie Systemschutz und -regelung korrekt abgebildet werden kann. Die zwei Hauptziele des Teilprojektes sind daher zum einen die geeignete Modellbildung für das nichtlineare dynamische Verhalten von aktiven Verteilnetzen mit hohem EE- und LE-Anteil, und zum anderen die Konzeption, Implementierung und Evaluation einer geeigneten Wirk- und Blindleistungskoordination in AVN als Beitrag zur Stabilität und Netzsicherheit des Übertragungsnetzes. Dabei ist die gleichzeitige Simulation von Übertragungsnetz, AVN mit hohem EE-Anteil, IKT-Infrastruktur sowie schutz- und leittechnischen Algorithmen im Hybridsimulator essentiell.

## Analyse der Systemeffizienz beim Lastmanagement von Wärmeerzeugern im Wohngebäudesektor

### Analysis of the system efficiency of residential heating systems used for load shifting applications

Lukas Spitalny

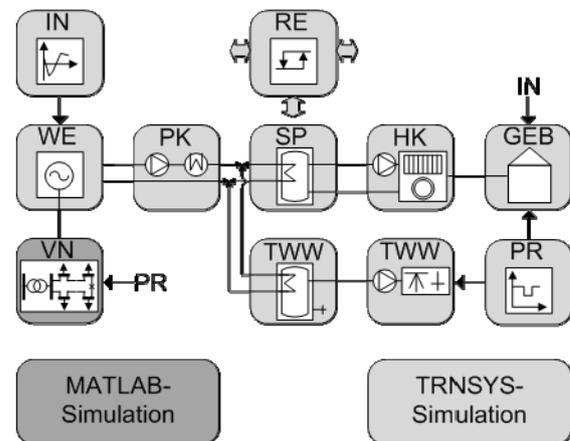
*Der fokussierte Ausbau regenerativer Energieerzeugung macht einen vermehrten Einsatz von Speichern notwendig. Hierbei können durch die Kombination von Wärmeerzeugern mit thermischen Speichern effektive Synergien zwischen den Sektoren Wärme und Strom erzielt werden. Zur Ermittlung des Potentials zur Speicherung verbrauchernah bzw. verbraucherfern erzeugter regenerativer Energie durch Lastverschiebung wurde ein Simulationsmodell in TRNSYS entwickelt, um das Zusammenwirken von Wärmeerzeugern, thermischen Speichern und Gebäuden dynamisch abzubilden.*

*The expansion of renewable energies leads to a higher demand of energy storages. Thereby, effective synergies between the sectors heat and power can be achieved by the combination of heat generators with thermal storage devices. To determine the potential for load shifting measures for storing renewable energy, a TRNSYS simulation model was developed to map the interaction of residential heating systems, thermal storage devices and buildings dynamically.*

Mit der Nutzung volatiler dezentraler Energiequellen geht eine Beeinflussung der Versorgungsnetze einher, welche ein aktives Management elektrischer Verteilungsnetze bedingt. Dezentrale Speicher sowie eine aktive Verschiebung dezentraler Lasten sind probate Mittel um eine Systemstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten. Insbesondere wird dezentralen Wärmeerzeugern, wie Wärmepumpen (WP) und Mini-BHKW Anlagen, in Verbindung mit thermischen Speichern ein großes Potential zum Lastmanagement zugeschrieben.

Die Lastverschiebung von WP bietet das Potential zur aktiven Verschiebung des Betriebs in Zeiten hoher volatiler Einspeisung. Des Weiteren können flexible Sperrzeiten für Mini-BHKW Anlagen einer Netzbelastung entgegenwirken. Die aktive Verschiebung des Betriebs kann aus Sicht der Netzbetreiber zu einer optimalen Betriebsführung von elektrischen Verteilnetzen genutzt werden. Aus Anwendersicht sind allerdings Nachteile bezüglich der Systemeffizienz und der Betriebsweise zu erwarten. Dabei wirken sich insbesondere höhere Speicher- sowie Ein- und Ausschaltverluste auf die Effizienz der Anlagen aus.

Für eine genaue Analyse des Einsatzes im Rahmen eines Lastmanagements ist eine gekoppelte Simulation notwendig, bei der zum einen die Auswirkungen auf die Effizienz des Wärmeerzeugungssystems und zum anderen die Wirkung im elektrischen Verteilnetz untersucht werden kann. Die folgende Abbildung zeigt das Konzept der entwickelten Simulationsumgebung.



Konzept des Simulationsaufbaus

In dem Simulationsaufbau sind Gebäudemodelle (GEB), Benutzerprofile (PR) für die Raumsolltemperatur und den Trinkwarmwasserbedarf (TWW), Wärmeerzeuger (WE), primärer (PK) und sekundärer Heizkreis (HK), Pufferspeicher (SP), Trinkwarmwasserspeicher (TWWs), Inputparameter (IN), eine Regelung (REG) und eine Verteilnetzsimulation (VN) implementiert. Die Verteilnetzsimulation ist in einer externen Lastflussberechnung in einer parallelen MATLAB Simulation ausgelagert.

Die Untersuchungen sollen Aufschluss darüber geben, welches Potential die einzelnen Technologien zur Lastverschiebung bieten und wie sich innovative Technologien, wie leistungsgeregelte WP oder steigende Anforderungen an den Gebäudeenergiebedarf, auf das Potential auswirken. Insbesondere sollen Auswirkungen auf die Effizienz der Anlagen dargestellt und Grenzen des Lastmanagements aufgezeigt werden.

## 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 the Kwame Nkrumah University of Science and Technology (KNUST – Kumasi/Ghana)

Lukas Spitalny, 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 resources protection.*

Im Jahr 2012 hat sich im Rahmen eines von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH initiierten Projekts mit dem Titel „Umstellung der Stromversorgung der Universität 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 aber auch von gemeinsamen Forschungsprojekten.

In Zusammenarbeit mit der GIZ wurde ein fünfmonatiges Forschungsprojekt abgeleitet. Im Kern umfasste dieses Vorhaben Tätigkeiten in Hinblick auf die Energieeffizienz und erneuerbare Energien in Gebäuden sowie die Teilnahme an

der Umwelttechnologiemesse WACEE 2013 in Accra. Die Tätigkeiten umfassen im Wesentlichen die Entwicklung und Anwendung einer relativ einfachen Methodik zur Erfassung des derzeitigen Energiebedarfs der Ingenieur fakultät an der Universität KNUST und Abschätzung realistischer Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz. Dabei erfolgen alle Aktivitäten in enger Abstimmung mit der Universität KNUST sowie der Westfälischen Hochschule. Weiterhin beteiligte sich das ie<sup>3</sup> durch einen Fachvortrag sowie durch eine Posterpräsentation an der WACEE 2013 in Accra (Ghana). Im Dezember 2013 konnten erste Maßnahmen vor Ort umgesetzt werden, diese umfassten unter anderem:

- Erfassung der Gebäudesituation und Erstellung von Gebäudeskizzen
- Erstellung von Stromverlaufsplänen für Teilbereiche des Gebäudes
- Inventarisierung der Verbraucher
- Erfassung und Analyse der Stromausfallzeiten
- Erstellung eines Messkonzepts und Ausarbeitung von Messpunkten
- Durchführung von Initialmessungen und Ableitung von Handlungsmaßnahmen

Das Forschungsvorhaben wurde nunmehr bis in das Jahr 2015 verlängert. Im Weiteren wird ein Energiemanagementsystem zur intelligenten Laststeuerung und zum Lastabwurf implementiert. Dies geschieht in Verbindung mit einer regenerativen Notstromversorgung, basierend auf einer PV-Anlage, Batterien und einem Biodieselergenerator.



## Betrieb einer leistungselektronischen Entwicklungsumgebung

### Development Platform for Power Electronics

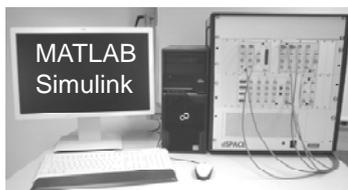
Thomas Wohlfahrt

*Leistungselektronik ist die Schlüsseltechnologie für zukünftige hocheffiziente Elektrofahrzeuge, zur netzfreundlichen Integration regenerativer Energiequellen, zur Verbesserung der Netzstabilität, des Lastflussmanagements und der Qualität des Netzes, wie auch für die Entwicklung hocheffizienter Geräte und Applikationen für den Endverbraucher. Die in der Abteilung für Energieeffizienz und regenerative Energiequellen aufgebaute leistungselektronische Entwicklungsumgebung ermöglicht eine schnelle Entwicklung und Verifizierung neuartiger Hard- und Softwarekomponenten für verschiedenste leistungselektronische Lösungen.*

*Power electronic is the key technology for high efficient E-mobility, for grid conform integration of renewables, for improvements in grid stability, load flow management and Power Quality as well as for the development of high efficient devices and applications. In the department of Energy Efficiency and Renewable Energy Sources of the ie<sup>3</sup> a development platform for power electronics is realized which enables the development and verification of new hard- and software components for various power electronic solutions.*

*Die Entwicklungsumgebung wurde mit Eigenmitteln und Fördermitteln des TIE-IN Projekts aufgebaut.*

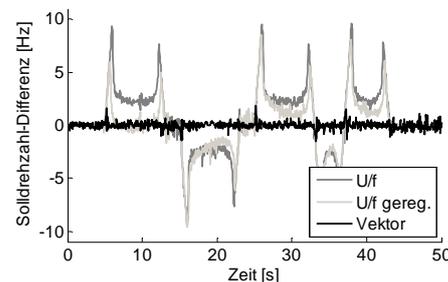
Die leistungselektronische Entwicklungsumgebung besteht aus leistungsstarken Komponenten, die sowohl für die Simulation, Entwicklung, Programmierung, Ansteuerung und Verifizierung von leistungselektronischer Hardware genutzt werden kann. Für die Softwareerstellung und Ansteuerung der Komponenten stehen ein echtzeitfähiges dSPACE-System und verschiedene digitale Signal-Controller zur Verfügung. Unterschiedliche, programmierbare Gleichspannungsquellen- und Senken, ein Netzsimulator, sowie modernes Messequipment komplettieren die Entwicklungsumgebung. Die unten stehende Abbildung zeigt das dSPACE-System, welches als echtzeitfähige Entwicklungsumgebung dient.



dSPACE-System

Über die zahlreichen analogen und digitalen Schnittstellen können kommerzielle Umrichter-systeme oder zur Verfügung gestellte Prototypen in Betrieb genommen und getestet werden. Durch die Möglichkeit des direkten Zugriffs auf die Umrichterhardware können eigene Regelalgorithmen und -verfahren implementiert und getestet werden. Dadurch können verschiedene Hardwareplattformen mit den gleichen Umgebungsbedingungen verglichen werden. Ein Field-Programmable-Gate-Array (FPGA) kom-

plettiert die Entwicklungsumgebung und schafft ein leistungsfähiges Komplettsystem mit maximaler Flexibilität in der Softwaregestaltung. Aufgrund der universellen und modularen Bauweise kann die Entwicklungsumgebung für die Entwicklung von netzstützenden oder netzgekoppelten Umrichter-Systemen, als auch zur Umsetzung und Verifizierung von hochdynamischen Servo-Antriebssystemen oder Gleichspannungswandlern genutzt werden. Die folgende Abbildung zeigt den Vergleich von drei klassischen Regelungsarten an einem Asynchron-Servo-Motor auf dem bestehenden Motoren-Leistungsprüfstand.



Drehzahlabweichungen von U/f-Steuerung, U/f-Steuerung mit überlagerter Drehzahlregelung und Vektorregelung bei Sollwertsprüngen

Die Erweiterung einer einfachen U/f-Steuerung um einen überlagerten Drehzahlregler kann bereits die bleibende Regelabweichung beseitigen. Ein schnelles und präzises Ausregeln der Sollwerte kann allerdings erst mit einer vektorbasierten Regelung erreicht werden, die auch auf dynamische Vorgänge optimal eingehen kann.

## Bewertung von Maßnahmen zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

### Evaluation of Measures for voltage control on low voltage grids

Mark Arnold

*Als Grundlage zur Bewertung von Maßnahmen zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen wird ein Szenario für das Jahr 2020 entwickelt und simuliert. Die Bewertung der Maßnahmen basiert auf technischen, wirtschaftlichen und komfortbezogenen Kriterien.*

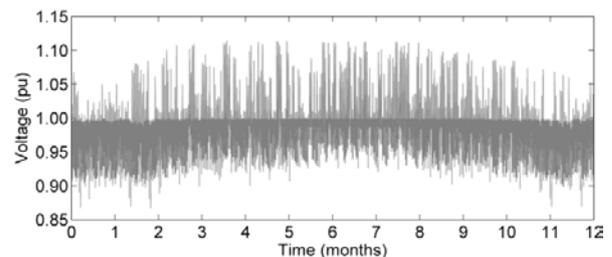
*As basis for the evaluation of measures for voltage support on low voltage grids a 2020 scenario is developed and simulated. The evaluation is based on technical, economic and comfort based criteria.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Bosch Thermotechnik GmbH.*

Die Energiewende in Deutschland bewirkt einen radikalen Wandel des Energiesystems. Der Wechsel zu erneuerbaren Energien und effizienten Heizungsgeräten verursacht eine Reihe von Problemen im Niederspannungsnetz. Das größte Hindernis für eine hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugern und Wärmepumpen stellt die Verletzung der Spannungsgrenzwerte von  $\pm 10\%$  der Nominalspannung nach EN 50160 dar.

Um Maßnahmen zur Spannungshaltung sowie zur Erhöhung der möglichen Durchdringung zu evaluieren ist ein Referenzszenario nötig. Es wird ein Durchdringungsszenario für Photovoltaik (PV), Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung ( $\mu$ KWK) und Wärmepumpen (WP) im Jahr 2020 definiert, sowie in einem Beispielnetz simuliert um die Spannungsschwankungen zu quantifizieren. Die Anzahl bzw. installierte Leistung der verschiedenen Anlagen wird aus erwarteten Zahlen der Wirtschaft und der Politik bestimmt. Hierzu wird eine Reihe von Arbeiten, wie z.B. die Leitstudien des Bundesumweltministeriums, ausgewertet. Kennwerte über die Verteilung auf Neu- und Altbauten von Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern werden genutzt um die Anzahl der Anlagen in einem bestimmten Gebäudetyp zu bestimmen. Die Anzahl der jeweiligen Gebäudetypen werden linear aus den Statistiken der Bundesregierung extrapoliert. Hieraus kann dann die Durchdringung in den verschiedenen Gebäudetypen berechnet werden. In der Simulation wird beispielhaft ein Niederspannungsnetz mit 166 neuen Einfamilienhäusern angenommen. Das Netz beruht auf einer realen Topologie nach Scheffler (2002), nutzt jedoch Kabel und Transformator eines Neubaunetzes. Im Rahmen des 2020 Szenarios werden 7  $\mu$ KWK, 101 WP und 164 7kW<sub>p</sub> PV Anlagen installiert. In Abbildung 1 ist der Spannungsverlauf über ein Jahr am Ende des längsten Kabels dargestellt. Es zeigt sich, dass

die Spannung die Grenzen von  $\pm 10\%$  der Nominalspannung nach EN 50160, selbst ohne Einfluss des Mittelspannungsnetzes, häufig überschreitet. Es wird deutlich, dass Maßnahmen zur Spannungshaltung notwendig sind. Dezentrale Erzeuger sind schon heute verpflichtet, eine Reihe an Maßnahmen zur Spannungshaltung zu implementieren, so dass eine Spannungserhöhung auf über 1,1 pu praktisch nicht möglich ist. Unterspannung wird bisher jedoch nur durch Anschlussbeschränkungen vermieden.



Spannungsverlauf über ein Jahr  
am Ende des längsten Kabels

Um die mögliche Durchdringung von allen Geräten zu erhöhen werden verschiedene Maßnahmen bewertet. Die Maßnahmen reichen von Netzausbau bis zur aktiven Regelung der Anlagen. Die Bewertung basiert hierbei auf der Effektivität, der Wirtschaftlichkeit, dem Komfort und dem Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele. Die Effektivität wird anhand der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte bewertet. Zur Wirtschaftlichkeitsbewertung werden die Kosten sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Anlagenbetreiber betrachtet, da die Gesamtkosten für das Erreichen der Ausbauziele maßgeblich sind. Die Bewertung des Komforts bezieht sich auf die Wärmebereitstellung der Wärmepumpen. Ziel ist es, Maßnahmen zu identifizieren mit denen die Ausbauziele bis 2020 möglichst kosteneffizient erreicht werden können.

## Steuerungsmethoden von Microgrids

### Control Methods for Microgrids

Fabian Möhrke

*Microgrids sind lokale, autonom lauffähige Verbände von dezentralen Energiequellen, elektrischen Lasten sowie stationären und mobilen elektrischen Energiespeichern, die über einen Netzanschlusspunkt mit dem Niederspannungsnetz verbunden sind. Diese Eigenschaften machen Microgrids für Verteilnetzbetreiber und Microgrid-Betreiber zu abgeschlossenen technischen Einheiten innerhalb des Stromnetzes. Durch die vielfältigen Anforderungen an den Betrieb des Microgrids sind mehrere Ansätze zur Steuerung der Microgrid-Komponenten für eine ökonomisch und technisch sinnvolle Betriebsweise entstanden.*

*A microgrid is an aggregation of Distributed Energy Resources (DER), storage components such as flywheels, stationary batteries or electrolyzers, and loads in low-voltage distribution systems. A microgrid is connected to the main grid via a Point of common coupling (PCC). Furthermore, a microgrid is able to switch on and off to a Medium Voltage (MV) grid (islanding) e.g. in the case of grid faults. Among others, those purposes have led to a variety of control methods for microgrids which ensure an economic and technical reasonable operation of the microgrid.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Reiner Lemoine Institut.*

In terms of current, two versions of microgrids can be differed: AC microgrids, where dispersed generators are connected in the microgrid via an inverter or synchronous/asynchronous generators and DC microgrids, where electrical components are connected within the microgrid in absence of an inverter or additional generators, thereby avoiding additional equipment and losses for transforming the alternating current.

DC microgrids are suitable for microgrid applications where a high power quality is needed, due to the fact that AC power quality issues, e.g. flicker or unwanted current/voltage harmonics, are avoided.

With regard to grid behaviour, two different microgrid situations can be distinguished: grid-connected and not grid-connected (islanded). Especially the process of islanding and reconnection to the main grid creates high requirements on microgrid controls.

Targets of the microgrid can be divided into technical targets, where most research has been done, and economic targets. Main goals of the microgrid control are:

- Economic operation of the microgrid and its microsources
- Ensuring a stable islanding and grid-reconnecting process
- Power flow control within the microgrid and from the microgrid to the main grid
- Improvements to microgrid efficiency

- Insure that the heat and electrical demands are met by the microsources
- Insure that the microgrid satisfies operational contracts with the bulk power provider
- Energy Storage System (ESS) should support the microgrids and increase the system's reliability and efficiency

Main control methods for microgrids can be divided in hierarchical, decentralized and Multi-Agent-based methods. Hierarchical control is the method which is regarded mostly in literature.

Based on hierarchical controls, several microgrid control levels can be distinguished. Inner control loop is set at the microgrid component and controls the microgrid behavior. In the primary control, set points for each microgrid component and therefore the power-electronic devices, by which the components are connected to the grid, are determined.

The secondary control mainly resets persisting deviations from the primary level, whereas the tertiary level is necessary for power flow management in the case of grid connection of the microgrid.

In conclusion, each microgrid application needs an appropriate control method designed to achieve the main goals, e.g. market participation or provision of ancillary services by the microgrid.

## 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 chemischen Anlagen und Kraftwerken.*

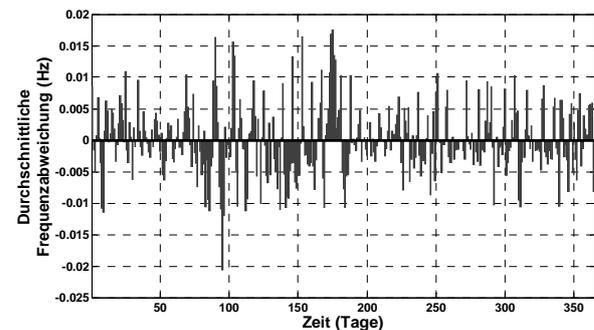
*Because of the German energy turnaround, novel concepts for the supply of ancillary services need to be developed. Such a concept is the provision of control power with energy storages in chemical plants and power stations.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird bei der Evonik Industries AG 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.

Aufgrund unvermeidlicher Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch, ist es erforderlich, dass es Systeme gibt, die bei Bedarf fehlende Leistung ins elektrische Netz ein- oder ausspeisen und somit Regelleistung erbringen. Hierbei wird zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung unterschieden. Insbesondere für die Primärregelung, bestimmt der Verlauf der Netzfrequenz maßgeblich die zu erbringende Regelleistung. Daher wurde im Rahmen dieser Forschungsarbeit eine modellbasierte Analyse von realen Netzfrequenzdaten durchgeführt. Bei einer Betrachtung der durchschnittlichen Tagesfrequenzabweichungen aus 2013 zeigt sich, dass im Verlauf eines Jahres große und länger andauernde Frequenzabweichungen auftreten können. Ein Beispiel für eine länger andauernde Überfrequenz ist zwischen dem 19. und 30. Juni (Tag 170 bis 181) zu beobachten. Für einen Regelleistungserbringer bedeutet eine andauernde Überfrequenz im Durchschnitt auch eine tendenziell

andauernde Aufnahme von Energie aus dem Netz. Für Speicher ergibt sich dadurch eine besondere Herausforderung aufgrund ihrer begrenzten Kapazität. Bei lang anhaltenden oder starken Frequenzabweichungen in eine Richtung droht somit ein Voll- bzw. Leerlaufen des Speichers.



Durchschnittliche Tagesfrequenzabweichung

Von den Übertragungsnetzbetreibern wird eine verlässliche Erbringung von Regelleistung gefordert. Daher müssen Konzepte entwickelt werden, die ein Voll- bzw. Leerlaufen des Speichers verhindern und somit die Zeitverfügbarkeit erhöhen. Ein solches Konzept ist die Kombination eines Speichers mit einer Chemieanlage bzw. einem großen Verbraucher. Durch eine solche Kombination fungiert die chemische Anlage als Langzeitspeicher, um die Regelleistungserbringung des kapazitätsbegrenzten elektrischen Energiespeichers zu unterstützen. Hierbei wird letztendlich ein ähnliches Verhalten wie bei einem konventionellen Regelleistungserbringer (z. B. Kohlekraftwerk) simuliert.

Eine besondere Herausforderung ist es dabei, den Einfluss auf die Chemieanlage möglichst gering zu halten, da Parameter wie Produktqualität und Produktionsmenge nicht beeinflusst werden dürfen.

## 4.4 Energiewirtschaft

### Technische, rechtliche und raumplanerische Wechselwirkungen der Stromnetzplanung

#### Technical, legal and spatial interdependencies of transmission system planning

Jonas von Haebler

*Die Energiewende erfordert einen umfangreichen Netzausbau. Langwierige Verfahren und Widerstände der Betroffenen in der Vergangenheit erfordern die Entwicklung transparenter und akzeptanzfördernder Planungsabläufe. In dem interdisziplinären Forschungsprojekt „Stromnetzplanung“ werden Planungsabläufe unter technischen, rechtlichen und raumplanerischen Gesichtspunkten interdisziplinär analysiert und optimiert.*

*The German energy turnaround requires significant grid expansions. Lengthy procedures and oppositions in the past require the development of transparent and acceptance oriented planning processes. This research project focusses on interdisciplinary analysis and optimization of technical, legal and spatial planning aspects.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert.*

Der Planungsprozess von Stromnetzen ist mehrstufig strukturiert und erfordert die Berücksichtigung disziplinübergreifender Fragestellungen in der Planung. Neben der rein technisch-wirtschaftlichen Bestimmung und Bewertung der Ausbaualternativen spielen raumplanerische Randbedingungen bei der Identifikation und Auswahl von Trassen eine zentrale Rolle in der Netzplanung. Darüber hinaus stellen die rechtlichen Anforderungen den gesetzlichen Rahmen für das Planungsverfahren dar.

Die Bildung von Entwicklungsszenarien der Energieversorgung ist durch energiewirtschaftliche und politische Zielgrößen bestimmt. Sie bilden die Planungsgrundlage der gesamten Netzentwicklungsplanung. Die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung wird anhand von drei Szenarien abgebildet, die unterschiedliche Ausprägungen der Einflussfaktoren widerspiegeln.

Der Analyse des zukünftigen Netzbedarfs schließt sich die Ableitung bedarfsgerechter Netzmaßnahmen an. Die Herausforderung dabei besteht darin, technologische Handlungsoptionen abzuleiten, die die szenarioabhängigen Kapazitätsdefizite so lösen, dass ein robustes Zielnetz entsteht. Bei der Bestimmung geeigneter Handlungsalternativen im Rahmen der Bedarfsplanung stellen technisch-ökonomische Kriterien die wichtigste Bewertungsgrundlage dar. Die Raumwirkung sowie der nachfolgende Verfahrensaufwand bleiben in dieser Entscheidungsphase klassischerweise unberücksichtigt. Die Auswirkungen der Handlungsoptionen auf die nachfolgenden Planungsschritte können auf dieser Stufe jedoch bereits eingeschätzt werden. Aufsteigend mit dem technisch-ökonomischen Aufwand nehmen neben dem systemtechni-

schen Nutzen auch die Raumwirkung und der Verfahrensaufwand der nachfolgenden Planungsstufen zu.

Für bundeslandübergreifende Netzausbaumaßnahmen erfolgt die Trassenkorridorsuche im Rahmen der Bundesfachplanung. Ausgehend von der Freileitungstechnologie als Zieltechnologie wird zur Identifikation eines Vorzugskorridors ein Alternativenvergleich verschiedener Trassenvarianten durchgeführt. Treten in diesem Planungsschritt nach planerischen Kriterien unüberwindbare Hindernisse auf, also Gebiete die ein sehr hohes raumplanerisches Konfliktrisiko aufweisen und Umwege der Trassenführung zur Folge haben, stellt die Berücksichtigung einer Teilverkabelungslösung als technologische Option eine Alternative dar, die in den Trassenkorridorvergleich einbezogen werden kann. Eine etwaige höhere Raumverträglichkeit sowie potentiell gesteigerte Akzeptanz ist den systemtechnischen und ökonomischen Auswirkungen entgegen zu stellen.

Es ist eine kombinierte Bewertungsmethode aus technisch-ökonomischen und raumplanerischen Kriterien erforderlich, um die Teilverkabelungsoption als Alternative im Rahmen der Technologieoffenheit der Bundesfachplanung und dem Planfeststellungsverfahren berücksichtigen zu können. Darüber hinaus ist der Stand der Technik dieser Technologieoptionen im technisch-rechtlichen Diskurs zu klären, um sowohl räumliches Konfliktpotential als auch die Akzeptanzproblematik lösen zu können. An ausgewiesenen Pilotvorhaben kann einerseits die Erprobung der kombinierten Bewertungsmethodik als auch die technologische Kompatibilität mit dem Gesamtsystem überprüft werden.

## Integrierte Optimierung zur Netzentwicklung und zum Übergang in neue Stromnetzstrukturen (IO.Netz)

### Integrated Optimization of distribution system planning and transition into new grid structures

Jonas von Haebler

Die Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen, eine kritische Altersstruktur des bestehenden Netzes sowie sinkende Netzbudgets stellen Verteilnetzbetreiber vor erhöhte Anforderungen bezogen auf eine langfristige kosteneffiziente Ausrichtung des Netzgeschäfts. Die integrierte Optimierung der Erneuerung und Erweiterung des Asset-Bestands unter Berücksichtigung von Unsicherheiten in der zukünftigen Versorgungsaufgabe ist das Ziel des vorgestellten Forschungsprojekts IO.Netz.

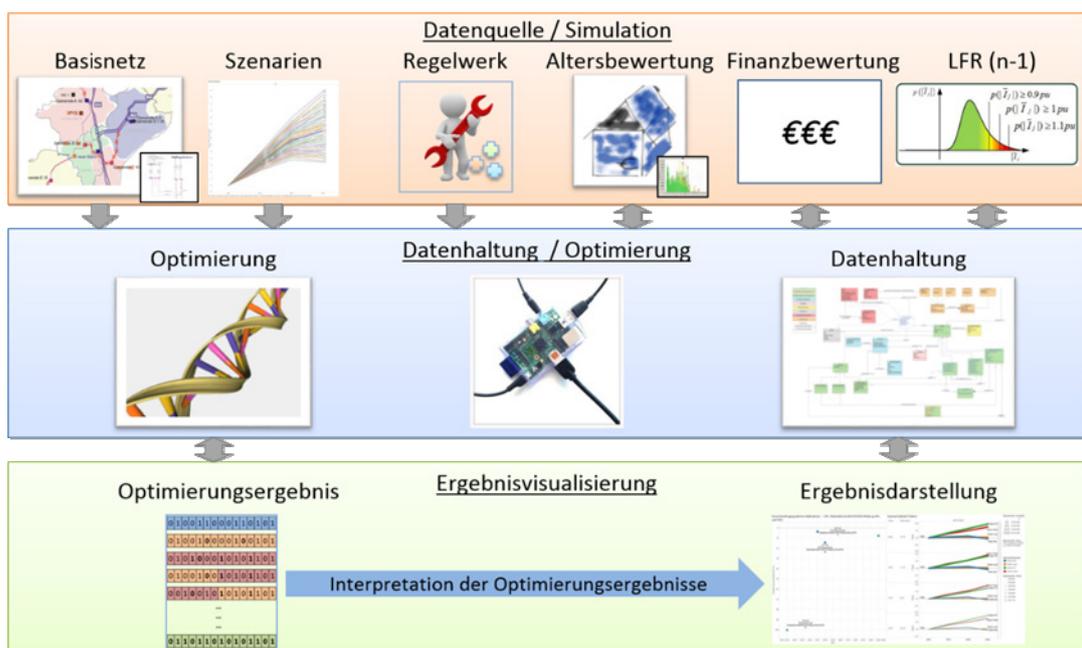
The increase of renewable energy sources, a critical aging structure of the present grid and declining budgets are strengthening the requirements on distribution system operators in terms of a long-term strategic direction of their business. An integrated optimization of renewal and expansion planning of the physical assets under uncertainties in the supply task represents the objective of the research project IO. Netz.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.

Ziel des Projektes IO.Netz ist die Entwicklung einer integrierten Optimierung zur Planung von Verteilnetzen, die eine optimale Berücksichtigung der Anforderungen aus dem Asset-Management und der strategischen Netzentwicklung ermöglicht.

Eine optimale Netzentwicklung erfordert die Berücksichtigung des gegenwärtigen Anlagenbestands, des zukünftigen Modernisierungsbedarfs und der unsicheren Entwicklung der Versorgungsaufgabe. Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen werden dabei maßgeblich durch den alterungsbedingten Austausch bestehender

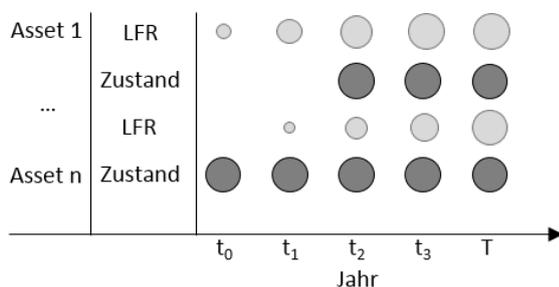
Betriebsmittel und den notwendigen Bedarf zusätzlicher Betriebsmittelkapazität bestimmt. Die manuelle Suche nach optimalen Lösungen, die bei minimalem Kapitaleinsatz den veränderten Rahmenbedingungen der Nachfrage- und Erzeugungsentwicklung Rechnung trägt, ist nahezu unmöglich. Daher ist der Kernbestandteil von IO.Netz die Entwicklung einer integrierten Optimierungsumgebung, um Synergien zwischen den einzelnen Handlungsanforderungen (kapazitätsbedingte Erweiterung und zustandsbedingte Erneuerung) zu nutzen und optimale Ausbaustrategien zur Erreichung langfristig effizienter Netzstrukturen zu entwickeln.



Aufbau des IO.Netz-Prototyps

Die Definition wahrscheinlichkeitsgewichteter Szenarien der Last- und Einspeiseentwicklung, die den Zustandsraum zukünftiger Versorgungsaufgaben beschreiben, bilden die Grundlage zur Analyse des zukünftigen Investitionsbedarfes. Zukünftige Engpässe werden durch Lastflussrechnungen ermittelt und durch Handlungsoptionen beseitigt, die auf einem Regelwerk zur Kapazitätserweiterung basieren. Simultan erfolgt die Berücksichtigung altersbedingter Erneuerungsanforderungen. Der Optimierer bedient sich der beiden Regelwerke in einem dynamischen Simulationsmodell, um potentielle Maßnahmen innerhalb des Planungszeitraums vorzuschlagen. Er bewertet diese Maßnahmen unter Berücksichtigung von Restriktionen. Zur Bewertung werden technische und finanzielle Kennzahlen, wie z. B. CAPEX, OPEX und Altersstrukturen, ermittelt. Der Aufbau des entwickelten Prototyps des Optimierers ist voriger Abbildung zu entnehmen.

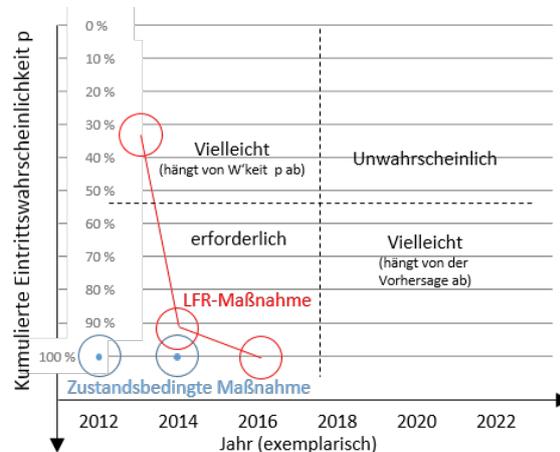
Die erste prototypische Umgebung erlaubt eine umfangreiche Auswertung der Ergebnisse. Ein Basisnetz kann unter Berücksichtigung der kapazitiven und zustandsbedingten Anforderungen aus den Szenarien in einer Hotspot-Analyse untersucht werden. Die Analyse liefert als Simulationsergebnis diejenigen Betriebsmittel, die im Grund- oder (n-1)-Fall überlastet sind oder altersbedingt in einen kritischen Zustand wandern. Nachfolgende Abbildung zeigt alle Betriebsmittel, die während des Planungshorizontes lastfluss- bzw. altersbedingt in kritische Zustände gelangen. Dunkle Punkte zeigen kritische Alterszustände, die helleren Punkte zeigen Kapazitätsengpässe auf. Der Durchmesser der helleren Punkte steigt mit wachsender Eintrittswahrscheinlichkeit der für die Überlastung verantwortlichen Szenarien.



Hotspotanalyse

Zur Bewältigung der Komplexität der Entscheidungsaufgabe ist Expertenwissen aus der Netzplanung erforderlich. Die Berücksichtigung planerischen Wissens von Planungsexperten durch formalisierte Planungsregeln (Regelwerk) ermöglicht die effiziente Anwendung computergestützter

Optimierungsverfahren. Die Optimierung hebt die Synergien zwischen zustands- und engpassbedingten Maßnahmen. Die zur Bestimmung der Priorisierung verwendeten Größen bestehen aus der Fristigkeit und der kumulierten Eintrittswahrscheinlichkeit der Szenarien, die einen Engpass erzeugen und dadurch eine Handlung erfordern. Die Matrix in nachfolgender Abbildung stellt zeit- und wahrscheinlichkeitsabhängig Investitionsanforderungen ausgewählter Betriebsmittel dar. Im Beispiel ist ein Betriebsmittel dargestellt, dessen Kapazitätsanforderungen kurzfristig auf eine Wahrscheinlichkeit von 100% ansteigen (y-Achse gespiegelt). Langfristige Anforderungen mit geringer Wahrscheinlichkeit erscheinen im oberen rechten Bereich der Matrix.



Entscheidungsmatrix

Teilt man die Matrix in Quadranten auf, befinden sich im linken unteren Bereich die kurzfristigen Maßnahmen mit einer hohen Szenarioüberdeckung. Diese Maßnahmen sind zum Planungszeitpunkt notwendig und müssen kurzfristig realisiert werden. Maßnahmen im linken oberen bzw. rechten oberen Bereich treten nur in wenigen Szenarien respektive mit einer geringen Wahrscheinlichkeit auf. Die Notwendigkeit dieser Maßnahmen ist von der tatsächlichen Entwicklung der Versorgungsaufgabe abhängig. Eine Entscheidung dieser Maßnahmen kann dadurch zunächst verschoben werden. Maßnahmen im linken oberen Quadranten sollten beobachtet werden, da sie in näherer Zukunft relevant werden können. Maßnahmen im rechten unteren Quadranten können mittelfristig verschoben werden, sind aber langfristig zu beobachten.

Das Optimierungsergebnis stellt damit eine risikobasierte Maßnahmenpriorisierung unter Berücksichtigung einer unsicheren Entwicklung der Versorgungsaufgabe zur Entwicklung eines optimalen Zielnetzes dar.

## Wirtschaftlichkeitsbasierte Kraftwerksparkentwicklung

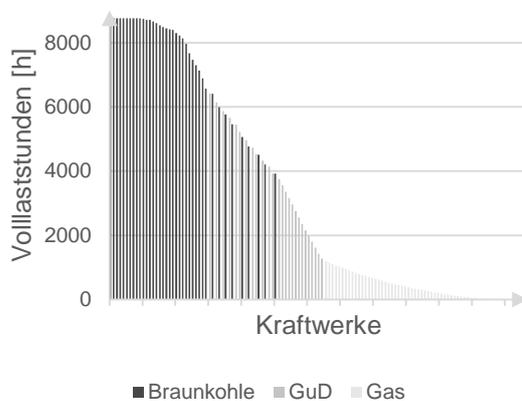
### Profitability-Based Generation-System-Development

Niklas Poier

*Die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen ist ein wesentlicher Treiber für die Entwicklung der installierten Leistungen in der Zukunft. Dieses Forschungsvorhaben untersucht aus diesem Grund in welchem Maße unterschiedliche Erzeugungstechnologien zukünftig wirtschaftlich betrieben werden können, um die zukünftige Kraftwerksparkentwicklung zu analysieren.*

*The development of the installed capacities of the different generation technologies is driven by their profitability. We examine to which extend the different generation technologies will run under profit in the future, in order to analyze the development of the generation system.*

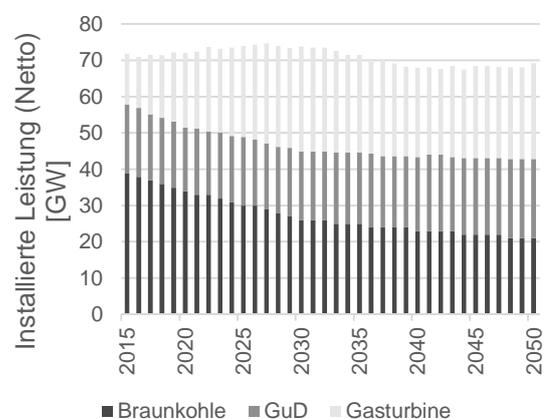
Zur Analyse der Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen werden die Kostenstrukturen und die Einnahmemöglichkeiten der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen modelliert. Die modellierten Anlagen besitzen technische Lebensdauern von mehreren Jahrzehnten. Für eine Wirtschaftlichkeitsbeurteilung dieser Anlagen müssen deshalb Zeiträume von mehreren Jahrzehnten analysiert werden. In diesen Zeitbereichen treten erhebliche Unsicherheiten über die Entwicklung der Eingangsparameter der Analyse auf. Aus diesem Grund werden basierend auf unterschiedlichen Entwicklungsszenarien verschiedene Kraftwerkspark-Entwicklungen berechnet. Aufgrund des rechenintensiven Optimierungsproblems, wurde hierfür eine Heuristik entwickelt. In einer ersten Implementierung wurde für jedes Jahr ein Kraftwerkspark modelliert, welcher für die entsprechende residuale Last kostenminimal ist. Der jährliche Ansatz wurde zur Reduzierung der Rechenzeit gewählt. In dieser Berechnung werden keine Bestandsanlagen berücksichtigt, um ein jeweiliges Optimum für die entsprechende Nachfragesituation zu bestimmen. Für das Jahr 2015 ist dieser Kraftwerkspark in der folgenden Abbildung dargestellt.



Erzeugungskostenminimierender Kraftwerkspark für ein Betrachtungsjahr

Für die Berechnung wird davon ausgegangen, dass die gesamte residuale Last über einen einzigen Strommarkt gedeckt wird. Bei der Lastdeckung werden die technischen und ökonomischen Parameter der Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Entlang eines Entwicklungsszenarios kann diese Berechnung für viele Jahre in der Zukunft durchgeführt werden, wie das folgende Diagramm anhand der installierten Kraftwerksleistung abbildet. Mit Hilfe der Entwicklung dieser jährlichen kostenminimalen Kraftwerkszusammensetzungen können langfristige Trends analysiert werden.

Die Ergebnisse dieser Analyse erlauben Aussagen darüber, ob die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsseite der Elektrizitätswirtschaft mit den Zielen der Energiewende kongruiert. Zusätzlich können die Kosten der zukünftigen Deckung der (residualen) Last abgeschätzt werden und unterschiedliche Marktausgestaltungen verglichen werden. Das bestehende Modell wird in Zukunft weiterentwickelt, um kostenminimale Kraftwerkszusammensetzungen für lange Zeiträume zu berechnen.



Entwicklung der jährlichen installierten Leistungen innerhalb eines Szenarios

## Bündelung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen zu einem virtuellen Energiespeicher Bundling of Mixed Flexibility Options towards a Virtual Energy Storage

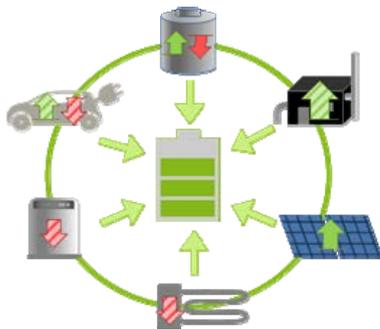
Stefan Kippelt

*Durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen kommt es in Zukunft zu einem steigenden Bedarf an kurz- und langfristigen Speicherkapazitäten. In urbanen Räumen finden sich mit bspw. KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen unterschiedlichste Flexibilitätsoptionen, die derzeit nur in geringem Maße im Sinne der Energiewende genutzt werden. In einem vierjährigen Forschungsprojekt wird die Bündelung dieser Speicheroptionen zu einem virtuellen Energiespeicher theoretisch und praktisch analysiert und umgesetzt.*

*The rising share of renewable energy production causes an increasing demand for storages and other providers of flexibility. Especially urban areas offer high flexibility potentials, which are currently not fully being used with regard to the preceding energy turnaround. The bundling and optimized scheduling of these flexibilities is analyzed and demonstrated in a four-year research project.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Projekts „Die Stadt als Speicher“ 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 gebündelt nutzbar zu machen und innerhalb eines „virtuellen Energiespeichers“ optimiert zu betreiben.



Bündelung verschiedener Flexibilitäten zu einem virtuellen Energiespeicher

Während bei Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen das elektrische Speicherpotential direkt nutzbar ist, erfolgt die Speicherung bei wärmetechnischen Anlagen durch einen Wärmespeicher. Eine „Speicherung“ elektrischer Energie erfolgt somit durch zeitliche Verlagerung des Anlagenbetriebs. Wärmetechnische Anlagen dienen jedoch primär dem Zweck der Wärmeversorgung und sind zudem meist mit thermischen Zweitsystemen wie Heizkesseln ausgestattet. Zur Modellierung möglicher Flexibilitäts-

potentiale von thermischen Anlagen müssen somit der Wärmespeicher, die thermische Anlage selbst sowie thermische Zweitsysteme (bspw. Spitzenlastkessel) abgebildet werden.

Zu diesem Zweck wurde im ersten Projektjahr ein mathematisches Optimierungsmodell entwickelt, welches eine Vielzahl von unterschiedlichen Flexibilitätspotentialen abbildet. Hierzu zählen wärmetechnische Anlagen wie KWK-Anlagen und Wärmepumpen sowie Sekundärsysteme wie Heizkessel und el. Heizstäbe. Die variable Formulierung des Modells erlaubt die Integration verschiedener sensibler Wärmespeicher, wie z.B. Warmwasserspeicher oder (Nacht-)Speicherheizungen. Gleichzeitig können el. Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge abgebildet werden.

Die Optimierung des Speichereinsatzes erfolgt hinsichtlich verschiedener Zielfunktionen. Je nach wirtschaftlichem Interesse der beteiligten Modellregionen stehen hierbei die Optimierung im Hinblick auf den Spotmarkt, die Reduzierung der Spitzenlast oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Vordergrund. Das resultierende Optimierungsproblem lässt sich anschließend als gemischt-ganzzahliges Programm mit linearer (MILP) oder quadratischer Ausprägung (MIQP) formulieren.

In der derzeitigen Projektphase wird der virtuelle Energiespeicher in zwei deutschen Verteilnetzbereichen anhand historischer Betriebsdaten simulativ erprobt. Anschließend wird das Gesamtkonzept mit Hilfe von sechs Partnern aus Stadtwerken, Wissenschaft, Kommunikations- und Anlagentechnik in den Realbetrieb überführt.

## Smart-E: Geschäftsmodelle für Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Batteriespeicher

Smart-E: Business models for household customers with in-house production, electric vehicle and stationary battery storage

Malte Bolczek

*Im Projekt Smart-E werden Geschäftsmodelle für Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Batteriespeicher entwickelt und erprobt. Der übergeordnete Ansatz besteht in der Einsatzoptimierung aller Verbrauchs- und Erzeugungskomponenten sowie der Speicher zur Minimierung der Gesamtkosten des Haushalts.*

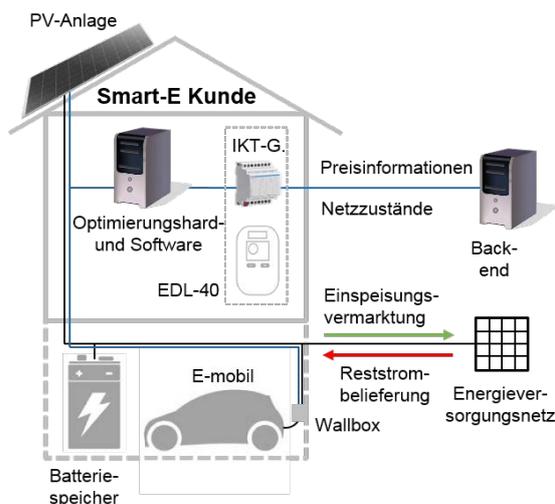
*Within the project Smart-E business models for household customers with in-house production, electric vehicle and stationary battery storage are developed and tested. The superior approach consists of optimizing all consumption and generation components as well as the storages to minimize the total costs of the household.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) 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 der Erzeuger und Verbraucher können somit durch Maximierung des Eigenverbrauchs die Gesamtkosten des Haushalts minimiert werden. Im Rahmen der Eigenverbrauchsoptimierung werden im Projekt Smart-E verschiedene Produkte und Optimierungsansätze entwickelt. Die Optimierungsansätze fokussieren dabei nicht nur den Haushaltskunden, sondern binden auch Interessen der Netzbetreiber und Lieferanten mit ein. Dazu kann aus der Übermittlung von Preisinformationen der Großhandelsmärkte und Netzzuständen weiteres Potenzial geschöpft werden (s. Abbildung).

Entsprechende Produkte für den Haushaltskunden sowie für weitere Marktakteure sollen die notwendigen Anreize für die Umsetzung der erweiterten Optimierungsansätze schaffen. Produkte für den Haushaltskunden bestehen aus zeit- und lastvariablen Tarifen für das Elektromobil oder den gesamten Haushalt. Sie ermöglichen einerseits weitere Kostenreduktionen, schränken jedoch im Gegenzug das Lade- und Lastverhalten des Kunden ein. Zur Vermarktung der Flexibilität des Einspeise- und Lastverhaltens des Smart-E-Kunden werden weitere Produkte für Marktakteure der Elektrizitätswirtschaft entworfen. Dazu zählen die aggregierte Direktvermarktung der Überschussmengen aus den dezentralen Energieumwandlungsanlagen an den Energie- und Regenergiemärkten sowie Dienstleistungen für die Verteilnetzbetreiber zur Entlastung der Verteilnetze.

Die Umsetzung der genannten Produkte erfordert dabei jeweils unterschiedliche Optimierungsansätze, deren Zielfunktionen im Hinblick auf das Produktportfolio variieren. Im Zusammenhang mit diesen Ansätzen und Produkten werden Geschäftsmodelle und –prozesse entwickelt und im Feldtest in Bezug auf Kundenakzeptanz und technische Umsetzbarkeit erprobt. Im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden anschließend Kostenpositionen aus den entwickelten Geschäftsmodellen abgeleitet und innerhalb von Szenarien mit entsprechenden Kosten belegt. Mittels dynamischen Investitionsrechnungen werden die verschiedenen Optimierungsansätze und Produkte wirtschaftlich bewertet. Abschließend werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.



Variante der Ausstattung und Anbindung des „Smart-E“-Kunden

## Auswirkungen gesteuerten Ladens auf die Wirtschaftlichkeit einer E-Flotte

### Impact of controlled charging on business efficiency of an electric vehicle fleet

Ewa Plota

*Im Betrieb einer E-Fahrzeugflotte ist die Untersuchung einer Lastverschiebung aufgrund der u. U. hohen kumulierten Ladeleistungen und Energien von besonderem Interesse. Im Rahmen dieses Vorhabens wurde zur Bewertung einer Ladesteuerung ein Optimierungsmodell entwickelt, mit dem Ladeprofile zur Kostenminimierung ermittelt werden können. Erste Simulationsergebnisse zeigen, dass durch eine Eigenverbrauchserhöhung von erneuerbaren Energien und eine Begrenzung der Netzlast Kosteneinsparpotentiale in einstelligem Prozentbereich bei gegebenem Nutzungsprofil erreicht werden können.*

*In operation of an electric vehicle fleet, analyzing load shift potential is of high interest due to high cumulated charging loads and energies. In the research study an optimization model is developed for the evaluation of controlled charging by determining charging profiles to minimize costs. First simulation results show a cost shaving potential in a single-digit percentage range by increasing the direct use of renewable energy sources and the limitation of grid load.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen des Projekts metropol-E gefördert.*

Zur Betrachtung der Auswirkungen einer Ladesteuerung im Hinblick auf Kosten- und CO<sub>2</sub>-Reduktion einer elektrischen Fahrzeugflotte, wurde im Rahmen des Projekts metropol-E ein Simulationsmodell zur Bestimmung von gesteuerten und ungesteuerten Ladeprofilen mit der Software Matlab und CPLEX implementiert. Das gesteuerte Laden wird mithilfe einer Ladeoptimierung basierend auf dem Simplex-Algorithmus untersucht. Die Modellumgebung erlaubt Untersuchungen an einem Energiesystem bestehend aus Fahrzeugen, Erzeugung und weiteren Verbrauchern, wie einem Betriebsgebäude.

Im Folgenden werden die Konfiguration und Ergebnisse eines Anwendungsfalls vorgestellt. Im betrachteten Szenario wird eine E-Flotte aus acht Fahrzeugen an einer Kundenanlage mit Betriebsgebäude und PV-Einspeisung von 30 bzw. 50 kWp geladen. Die maximale Ladeleistung variiert dabei zwischen 3,7, 11 und 22 kW. Der Lastgang des Betriebsgebäudes ähnelt dem G0 Profil und hat eine Lastspitze von 101,6 kW. Die Zielfunktion der Optimierung minimiert die Ausgaben, die mit den Zahlungsflüssen für Energie (Strombezug, Einspeise- und ggf. Eigenverbrauchsvergütung) einhergehen. Zur Begrenzung der Netzentgelte wurde die Netzbezugsleistung limitiert. Die Fahrzeuge werden so geladen, dass die Batterie vor der ersten Fahrt am nächsten Tag aufgeladen ist. Anhand der Simulationsergebnisse, in der die Ladung über einen Zeitraum von einem Jahr optimiert wurde, lässt sich zeigen, dass sich der Eigenverbrauch je nach Szenario zwischen 1,1 % und 2,4 %

steigern lässt. Dieser Anteil steigt mit Zunahme der maximal angenommenen Ladeleistung und ist für den Einspeisefall von 50 kWp in jedem Fall größer als für 30 kWp. Dieser Zusammenhang wird dadurch erklärt, dass sich eine längere Ladung mit niedrigen Leistungen besser an das Einspeiseprofil annähert, als eine kürzere Ladung mit höheren Lastspitzen. Ein Eigenverbrauchsanteil von 100 % kann in keinem Fall erreicht werden, weil zum einen am Wochenende die Gebäudelast zuzüglich der Fahrzeuglast geringer ist als die PV Erzeugung, so dass ins Netz eingespeist werden muss. Zum anderen werden die Fahrzeuge in den Morgenstunden gefahren, so dass sie zu diesen Zeitpunkten die überschüssige PV-Energie nicht aufnehmen können. Insgesamt lässt sich ein Einsparpotential in den Kosten von bis zu 3,5 % erreichen. Maßgeblich wird dieses durch eingesparte Netzentgelte verursacht, denn im ungesteuerten Fall steigt die Netzlast am Netzanschlusspunkt um ca. 17 %, im gesteuerten Fall lediglich um weniger als 1 %. Da die Flotte im betrachteten Szenario unter den getroffenen Annahmen in Summe einen Jahresgesamtbedarf von ca. 4.000 kWh verursacht und damit sehr gering ausgelastet war, sind Untersuchungen mit abweichendem Nutzungsverhalten von besonderem Interesse. Anschließende Forschungsfragen adressieren die Ermittlung von geeigneten Fahrzeugnutzungsprofilen zur Integration von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien sowie Analysen zum Einfluss der witterungsabhängigen verfügbaren Batteriekapazität und des Verbrauchs auf den Jahresverlauf des Ladelastgangs.

## Lokale Speicher zur Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien an der Bewirtschaftung von E-Fahrzeugflotten

### Local Storage for increase of renewable energies share for operation of an electric vehicle fleet

Ewa Plota

*Lokale Speicher können den Anteil am Direktverbrauch von Erneuerbaren Energien steigern. Zur Untersuchung der Systemeffizienz anhand von u. a. Speichernutzungsgrad und Netzautarkie wurde im Projekt metropol-E ein Speichermodell entwickelt mit dem das Zusammenspiel mit einer Elektrofahrzeugflotte analysiert und wirtschaftlich bewertet werden kann.*

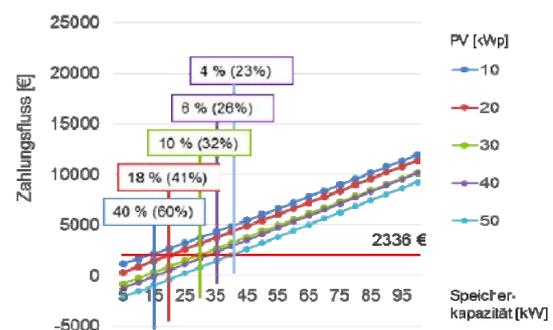
*Local storage might increase the part of direct consumption of renewable energies. For analyses of system efficiency by degree of storage usage and of grid autarky a storage model has been developed in order to analyze the interaction and business efficiency with an electric vehicle fleet.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen des Projekts metropol-E gefördert.*

Durch Zunahme des Anteils an fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) ist es notwendig, die Energieabnahme verstärkt durch steuerbare Verbraucher und durch Zwischenspeicher an die Einspeisung anzupassen. Dieser Sachverhalt wird im Projekt metropol-E u.a. in den Systemgrenzen einer Kundenanlage untersucht. Es wird angestrebt den Anteil an EE zur Deckung des Energiebedarfs von Elektrofahrzeug(EF)-Flotte sowohl durch eine Ladesteuerung als auch durch Einsatz von lokalen Batteriespeichern zu maximieren. Die Kenntnis des Potentials beider Technologien zur Zielerfüllung, wird für eine technisch und wirtschaftlich optimale Auslegung von Systemkomponenten benötigt.

Anhand von Simulationsergebnissen wird im Folgenden das Potential von Speichern betrachtet. Dazu wurde ein Modell erstellt, mit dem eine Be- bzw. Entladung simuliert wird, um Speichernutzung, Direktverbrauch an EE und Netzautarkiegrade zu quantifizieren. Die Simulationen erfolgten bei Variation von Speicher- und PV-Anlagengröße. Der Jahresenergiebedarf beträgt für acht EF ca. 10.000 kWh. Ungesteuert beginnen die Ladungen überwiegend im Vormittagsbereich und enden in den Abendstunden, mit zwei Lastspitzen um ca. 10.00 und 13.00 Uhr. Für das angenommenen Nutzungsverhalten der Fahrzeuge und resultierendem Lastverlauf lassen sich folgende Aussagen treffen: 1. Bei bilanzieller Auslegung der PV-Anlage auf den Energiebedarf der Fahrzeuge wird auch bei sehr großen Speichern keine Netzautarkie, sondern ein Sättigungswert erreicht (ca. 25 % Netzbezug bei 200 kWh Speicherkapazität). 2. Die Systemeffizienz nimmt mit Anstieg des Autarkiegrads ab:

Bei einer Überdimensionierung der PV-Anlage auf das ca. 5-fache und einem Speicher von 145 kWh wird immer noch etwa ein Prozent des Energiebedarfs aus dem Netz gedeckt. In diesem Fall werden die EF zwar überwiegend mit EE-Strom geladen, jedoch führt dies nicht zu einer erhöhten Integration von PV aus Sicht der öffentlichen Energieversorgung. Des Weiteren wird der Speicher in mehr als der Hälfte der Einsatzzeit zu lediglich etwa 20 % genutzt. Zur Betrachtung der Wirtschaftlichkeit werden in der Abbildung annuitätische Zahlungsflüsse der Systeme in Abh. der Speicherkapazität für PV-Anlagengrößen von 10 (obere Linie) bis 50 kWp (untere Linie) dargestellt. Die Horizontale (bei 2336 €) markiert die Kosten für ausschließlichen Energiebezug vom Lieferanten. Die Netzbezugsgrade für Systeme, die gerade noch günstiger sind als die Versorgung aus dem Netz, sind in den Kästen dargestellt, in Klammern finden sich die entsprechenden Werte bei Nutzung von PV-Anlagen ohne Speichereinsatz. Anknüpfende Forschungsfragen betreffen die Systemperformance bei Einsatz von Speichern und optimiertem Laden.



Zahlungsflüsse in Abh. der Systemauslegung

## Modellierung des CO<sub>2</sub>-gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen

### Modeling the CO<sub>2</sub> driven load schedule for Electric Vehicles

Thorsten Schlüter, Volker Liebenau

*Im Rahmen des Projekts „open ECOSPhERE“ wurden verschiedene Ladestrategien für Elektrofahrzeuge untersucht. Die am ie3 definierten und analysierten Zielfunktionen berücksichtigen neben dem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor der Stromerzeugung auch die Erbringung von Regelleistung und den Ausgleich des Windprognosefehlers.*

*Within the project „open ECOSPhERE“ different load strategies for Plug-In Electric Vehicles were investigated. The target functions defined and analyzed by the ie3 consist of the CO<sub>2</sub> emission factor, the delivery of control reserve and the balance of the wind forecast error.*

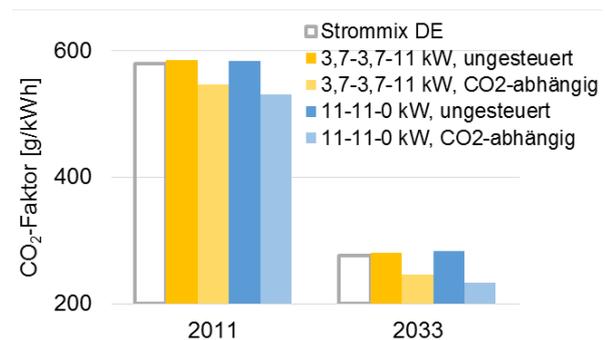
*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Projekts „open ECOSPhERE“ gefördert.*

Das Projekt „open ECOSPhERE“ hatte unter anderem das Ziel, das Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen (EV = Electric Vehicles) anhand geeigneter Modelle zu simulieren. So konnte die Koordination von EV und die Entwicklung von Poolkonzepten für die Erbringung von Systemdienstleistungen untersucht werden. Neben der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung sind im Projekt auch der fahrplanbasierte Ausgleich von PV- und Windprognosefehlern und das CO<sub>2</sub>-arme Laden analysiert worden.

Um ein repräsentatives Ladeverhalten abzubilden wurde auf die Daten der Studie „Mobilität in Deutschland“ (MiD 2008) zurückgegriffen. Die umfangreiche Datenbasis der Studie ermöglicht die Bestimmung des örtlich und zeitlich stochastischen Mobilitätsverhaltens in viertelstündlicher Auflösung. Auf Basis dieses stochastischen Verhaltens der MiD-Bewegungsdaten ist das individuelle Verhalten einer gewissen Anzahl von EV für ein Jahr probabilistisch simuliert worden. Für diesen Zweck wurde ein analytisches Mobilitätsmodell entwickelt, welches die verfügbare Ladeleistung, die Fahrzeugparameter und eine Ladesteuerung berücksichtigt. Die verfügbare Ladeleistung wird abhängig vom Aufenthaltsort vorgegeben.

Beispielhaft sind in der Abbildung die Ergebnisse der CO<sub>2</sub>-Zielfunktion für zwei Ladeszenarien dargestellt: zum einen wird die verfügbare Ladeleistung mit 3,7 kW am Wohnort, 3,7 kW am Arbeitsplatz und 11 kW an allen weiteren Aufenthaltsorten („Sonstwo“) angenommen. In dem anderen Szenario wird hingegen von 11-11-0 kW an den jeweiligen Standorten ausgegangen. Die EV werden je Szenario zunächst ungesteuert, das heißt unmittelbar nach Ankunft am jeweiligen

Standort geladen. Anschließend findet die Simulation der CO<sub>2</sub>-abhängigen Ladesteuerung statt. Ziel ist es, die Ladung der EV in Viertelstunden zu verschieben, in denen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung niedrig sind. Dafür wurde zunächst der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor, der das Verhältnis aus den direkt freigesetzten CO<sub>2</sub>-Emissionen und dem Stromverbrauch ausdrückt, viertelstündlich für das gesamte Betrachtungsjahr bestimmt. Der Mittelwert dieses CO<sub>2</sub>-Faktors ist in der Abbildung als Referenzwert aufgeführt. Bezogen auf die pro Viertelstunde geladene elektrische Energie der EV ergibt sich daraus ein CO<sub>2</sub>-Faktor der Ladung. Neben dem Betrachtungsjahr 2011 wurden die Ladeszenarien auch für den Kraftwerkspark in 2033 (basierend auf dem Netzausbauplan 2013) und die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen simuliert.



Durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Faktor in Abhängigkeit der Ladeszenarien und Betrachtungsjahre

Es wird deutlich, dass der CO<sub>2</sub>-Faktor für die Stromerzeugung in Deutschland und damit auch die spezifische CO<sub>2</sub>-Ladung der EV im Jahr 2033 deutlich geringer ist als in 2011. Im Szenario mit 3,7-3,7-11 kW kann der CO<sub>2</sub>-Faktor im Vergleich zur ungesteuerten Ladung um 6,5% (2033: 12,1%), im Szenario 11-11-0 kW sogar um 9,1% (2033: 17,6%) gesenkt werden.

## 5. Veröffentlichungen und Vorträge

### 5.1 Publikationen

*Hilbrich, D.; Noll, T.; Rehtanz, C.:* „Untersuchung der zukünftigen Frequenzhaltung an einem Inselnetz“, Tagungsband zum Power and Energy Student Summit, Stuttgart, 2014

*Robitzky, L.; Rüberg, S.; Rehtanz, C.:* „Beitrag leistungselektronischer Umrichter zur Bereitstellung von Momentanreserve und zur Primärregelung in Drehstromnetzen“, Tagungsband zum Power and Energy Student Summit 2014 in Stuttgart

*Noglić, P.; Jendernalik, L.; Shapovalov, A.:* „Erweiterte Steuerungsmöglichkeiten im Mittelspannungsnetz durch autonome Systeme“, et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Vol. 64, No. 1 (2014), p. 94-95

*Seack, A.; Kays, J.; Jendernalik, L.; Giavarra, D.:* „Potentiale und Risiken bei der Verwendung innovativer Netzplanungsansätze“, Tagungsband 13. Symposium Energieinnovationen 2014, Graz, Österreich

*Wandelt, F.; Gamrad, D.; Deis, W.; Myrzik, J.M.A.:* „Novel method for classification of stationary storage systems and applications“, Posterbeitrag, Kraftwerk Batterie 2014, Münster März 2014

*Häger, U.; Rehtanz, C.; Voropai, N.; (Eds.):* „Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems“, Springer-Verlag, 2014, ISBN 978-3-642-53848-3

*Müller, S. C.; Georg, H.; Wietfeld, C.:* „Comprehensive Simulation Framework for Power System Operation“, in “Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems”, U. Häger et al. (Eds.), Berlin, Germany: Springer, 2014, ch. 19, pp. 371-387

*Görner, K.; Bompard, E.; Huang, T.; Kleemann, M.:* „Monitoring Technologies“, in “Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems”, U. Häger et al. (Eds), Berlin, Germany: Springer, 2014, ch. 4, pp. 53-64

*Babnik, T.; Görner, K.; Mahkovec, B.:* „Wide Area Monitoring System“, in “Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems”, U. Häger et al. (Eds), Berlin, Germany: Springer, 2014, ch. 5, pp. 65-82

*Kolosok, I.; Korkina, E.; Görner, K.:* „Distributed State Estimation“, in „Monitoring, Control and

Protection of Interconnected Power Systems“, U. Häger et al. (Eds), Berlin, Germany: Springer, 2014, ch. 6, pp. 83-105

*Mutlue, A.; Brinkis, K.; Kochukov, O.; Görner, K.:* „Inter-TSO Solutions for Monitoring and State Estimation“, in „Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems“, U. Häger et al. (Eds), Berlin, Germany: Springer, 2014, ch. 8, pp. 125-139

*Negnevitsky, M.; Tomin, N.; Rehtanz, C.:* „Preventing Large-Scale Emergencies in Modern Power Systems: AI Approach“, Journal of Advanced Computational Intelligence Vol.18 No.5, 2014

*Müller, S. C.; Georg, H.; Küch, M.; Wietfeld, C.:* „INSPIRE – Co-Simulation von Energie- und IKT-Systemen zur Evaluation von Smart-Grid-Applikationen“, at – Automatisierungstechnik, vol. 62, no. 5, pp. 315–324, Apr. 2014

*Jablkowski, B.; Spinczyk, O.; Kuech, M.; Rehtanz, C.:* „A Hardware-in-the-Loop Co-Simulation Architecture for Power System Applications in Virtual Execution Environments“, Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES), 2014 Workshop on, <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6842403>, pp. 1-6, April 2014

*Kaliwoda, M.; Keune, B.; Tomin, N.; Rehtanz, C.:* „Fault Detection, Identification and Localization in Medium-Voltage networks using Fuzzy-Logik“, Proceedings of 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, Denmark, April 2014

*Keune, B.; Kaliwoda, M.; Rehtanz, C.; Faust, M.:* „Design of a Distance Protection Relay based on Industrial Automation Technology and IEC 61850“, Proceedings of 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, Denmark, April 2014

*Kubis, A.; Rehtanz, C.:* „Response Based System Protection Scheme against Line Overload Cascades“, Proceedings of 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, Denmark, April 2014

Morales, J. ; Orduña, E. ; Cabral, R.J. ; Bretas, A.S. ; Rehtanz, C.: „Novel methodology for analysis and study of distribution feeder performance against lightning disturbances“, Proceedings of the 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), IET, Copenhagen, Denmark, 31.03.-03.04.2014

Schäfer, P.; Greve, M.; Noll, T.; Dierkes, S.; Vennegeerts, H.; Rehtanz, C.; Moser, A.: „Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zur Systemstabilisierung“, et-Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, Mai 2014

Kays, J.; Seack, A.; Rolink, J.; Rehtanz, C.: „Integration of electric vehicles in the distribution grid planning process by extending a multi agent environment“, Proceedings of the CIGRE Workshop 2014: Challenges of Implementing Active Distribution System Management, Rom, 11.-12.6.2014

Seack, A.; Kays, J.; Rehtanz, C.: „Generating low voltage grids on the basis of public available map data“, Proceedings of the CIGRE Workshop 2014: Challenges of Implementing Active Distribution System Management, Rom, 11.-12.6.2014

Fernandez, F.; Blanco, G.; Davalos, M.; Hager, U.; Rehtanz, C.: „Halcones flexibles en el sistema de transmisión bajo incertidumbre basado en opciones reales y teoría de juegos contra la naturaleza“, Proceedings of the IEEE Argencón 2014, pp. 780-785, Bariloche, Argentinien, 11.-13. Jun. 2014, ISBN 9781479942688

Aldejohann, C.; Maasmann, J.; Rehtanz, C.: „Low voltage grid simulation environment for testing electric mobility hardware“, Proceedings of the Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), IEEE, Rakvere, Estland, 11.-13. Jun. 2014

Aldejohann, C.; Maasmann, J.; Horenkamp, W.; Rettberg, F.; Rehtanz, C.: „Testing environment for Vehicle to Grid (V2G) applications for investigating a voltage stability support method“, Proceedings of the Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), IEEE, Dearborn, MI, USA, 15.-18. Jun. 2014

Morales, J.A.; Orduna, E.; Rehtanz, C.: „Classification of lightning stroke on transmission line using multi-resolution analysis and machine learning“, Int. Journal of Electric Power and Energy Systems, Vol. 58, pp. 19-31

Morales, J.A.; Orduna, E.; Rehtanz, C.: „Identification of Lightning Stroke Due to Shielding Failure and Backflashover for Ultra-High-Speed Transmission-Line Protection“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, No. 4, August 2014

Kays, J.; Seack, A.; von Haebler, J.; Rehtanz, C.: „Evaluation of storage systems in distribution networks by means of an agent-based simulation system“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014, ISBN 978-83-935801-2-5

Seack, A.; Kays, J.; Rehtanz, C.: „Time series based distribution grid planning approach with decentralised voltage regulation“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014, ISBN 978-83-935801-2-5

Osthues, M.; Blanco, G.; Rehtanz, C.; Negnevitsky, M.: „Real Options on Power System Planning under Uncertainties and Efficiency Constraints“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014, ISBN 978-83-935801-2-5

Ruthe, S.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.: „On the Problem of Controlling Shiftable Prosumer Devices with Price Signals“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014, ISBN 978-83-935801-2-5

Koch, A.S.; Myrzik, J.M.A.; Wiesner, T.; Jendernalik, L.: „Practical Implementation of the Coupled Norton Approach for Nonlinear Harmonic Models“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014, ISBN 978-83-935801-2-5

Shapovalov, A.; Engelmeyer, T.; Spieker, C.; Rehtanz, C.: „Forecast-based Network Reconfiguration Algorithm“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014

Müller, S. C.; Liebenau, V.; Ruthe, S.; Spieker, C.; Kittl, C.; Dalhues, S.; Mayorga, D.; Franz, V.; Rehtanz, C.: „The Impact of Forecasting Errors and Remedial Actions on Operational Security and Efficiency in Classical and Probabilistic Market Coupling“, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC'14), Wroclaw, Poland, August 2014, ISBN 978-83-935801-2-5

- Maasmann, J.; Aldejohann, C.; Horenkamp, W.; Kaliwoda, M.; Rehtanz, C.:* „Charging optimization due to a fuzzy feedback controlled charging algorithm“, Proceedings of the 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj Napoca, Rumänien, 2014
- Maasmann, J.; Böcker, S.; Rettberg, F.; Wietfeld, C.; Rehtanz, C.:* „Renewable Energies in Smart Factories with Electric Vehicle Fleets“, Proceedings of the 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj Napoca, Rumänien, 2014
- Moehrke, F.; Myrzik, J.M.A.:* „Control Methods for Microgrids“, Proceedings of the 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj Napoca, Rumänien, 2014
- Wandelt, F.; Gamrad, D.; Deis, W.; Myrzik, J.M.A.:* „Model-Based Development of Novel Solutions for Providing Control Power by Energy Storages in Combination with Industrial Plants“, Proceedings of the 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj Napoca, Rumänien, 2014
- Keune, B.; Rehtanz, C.:* „Untersuchung und Optimierung von Reaktanz-basierten Verfahren zur numerischen Fehlerlokalisierung in Verteilnetzen“, STE 2014: Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Beiträge der 3. ETG-Fachtagung 16. bis 17. September 2014, Nürnberg, CD-ROM, VDE-Verlag, ISBN 978-3800736386
- Wandelt, F.; Gamrad, D.; Deis, W.; Myrzik, J.M.A.:* „Kombination von industriellen Verbrauchsanlagen mit Batteriespeichern zur Regelleistungserbringung“, NEIS Konferenz 2014 für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern, ISBN: 978-3-86818-043-5, Hamburg 18. September 2014
- Fest, C.; Liebenau, V.; Schlüter, T.; Franz, O.:* „Sind CO<sub>2</sub>-abhängige Stromtarife für die Beladung von Elektrofahrzeugen realisierbar?“, et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64. Jg. (2014) Heft 9
- Hu, S.; Zhang, Z.; Li, Y.; Luo, L.; Cao, Y.; Rehtanz, C.:* „A New Half-Bridge Winding Compensation-Based Power Conditioning System for Electric Railway with LQRI“, IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. PP, Issue:99, IEEE 2014 (early access)
- Greve, M.; Schwippe, J.; Noll, T.; Rehtanz, C.:* „Vertical Provision of Reactive Power for Voltage Stability“, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, October 12-15, 2014
- Noll, T.; Hilbrich, D.; Häger, U.; Greve, M.; Schwippe, J.; Rehtanz, C.:* „Investigation of load-frequency-control with increasing penetration of converter-based generators“, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, October 12-15, 2014
- Kippelt, S.; Schlüter, T.; Rehtanz, C.:* „Future Demand for Prospective Providers of Control Reserves“, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, October 12-15, 2014
- Böcker, S.; Lewandowski, C.; Wietfeld, C.; Schlüter, T.; Rehtanz, C.:* „ICT based Performance Evaluation of Control Reserve Provision Using Electric Vehicles“, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, October 12-15, 2014
- Kloubert, M.; Spieker, C.; Schwippe, J.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Blanco, G.:* „Impact of the Integration of Renewable Energies on the Reactive Power Demand in the German Transmission Grid“, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, October 12-15, 2014
- Kays, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.; Raasch, J.; Weber, C.:* „Berücksichtigung preiselastischer Lasten und Einspeisungen in der Verteilnetzplanung“, Kongressbeiträge VDE-Kongress 2014 Smart Cities, 20. - 21.10.2014, Frankfurt/Main, 2014, CD-ROM, ISBN 978-3-8007-3641-6
- Arnold, M.; Friede, W.; Myrzik, J.M.A.:* „Simulation of 2020 scenario of suburban low voltage grid“, Kongressbeiträge VDE-Kongress 2014 Smart Cities, 20. - 21.10.2014, Frankfurt/Main, 2014, CD-ROM, ISBN 978-3-8007-3641-6
- Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.:* „Speicherdienstleistungen in der privaten Wohnungswirtschaft zur Sicherung des Betriebs von Energieinfrastrukturen in Smart Cities“, Kongressbeiträge VDE-Kongress 2014 Smart Cities, 20. - 21.10.2014, Frankfurt/Main, 2014, CD-ROM, ISBN 978-3-8007-3641-6
- Görner, K.; Rehtanz, C.:* „Zustandsschätzung im Verteilnetz unter Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung“, Tagungsband, VDE-Kongress 2014 Smart Cities, Frankfurt am Main, 2014, CD-ROM, ISBN 978-3-8007-3641-6
- Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Mehlhorn, T.:* „Estimation of the economic addressable market of micro-CHP and heat pumps based on the status of

the residential building sector in Germany“, Applied Thermal Engineering, Volume 71, Issue 2, Pages 838-846

Poier, N.; Rehtanz, C.: „A fast Method for Generation-Park-Development Analysis“, Proceedings of the 14th IAEE European Conference (IAEE'14), Rome, Italy, October 2014

Georg, H.; Müller, S. C.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.: „Analyzing Cyber-Physical Energy Systems:

the INSPIRE Co-Simulation of Power and ICT Systems Using HLA“, IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10, no. 4, pp. 2364-2373, Nov. 2014

Müller, S. C.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Multi-Agent System for Adaptive Power Flow Control in Electrical Transmission Systems“, IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10, no. 4, pp. 2290-2299, Nov. 2014

## 5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. M. Metz: „Flexible Energieversorgung – Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität, TU Dortmund, 09.05.2014

Dr.-Ing. M. Osthues: „Bewertung der Handlungsflexibilität für die risikobasierte Planung elektrischer Netze“, TU Dortmund, 24.09.2014

Dr.-Ing. J. Kays: „Agentenbasierte Simulationsumgebung zur Verbesserung der Planung von Verteilnetzen, TU Dortmund, 11.11.2014

## 5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

### IEEE PES Workshop Systemdienstleistungen, Dortmund, 03.07.2014

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, TU Dortmund: „Zukünftige Anforderungen an SDL (dena-SDL-Studie)“

A. Kossmann, Alstom Grid, Berlin: „Erbringungspotentiale von EE-Anlagen und Anforderungen daran“

Prof. Dr.-Ing. B. Orlik, Universität Bremen: „SDL-Erbringung durch Wechselrichter gekoppelte Anlagen“

Prof. Dr.-Ing. D. Schulz, Helmut Schmidt Universität Hamburg: „Interaktion von Systemdienstleistungen und Energieversorgungsnetz“

### ZEDO / ie<sup>3</sup>-Workshop „Innovationen in Forschung und Praxis“, 07.11.2014

Dr.-Ing. Thomas Wiesner Westnetz GmbH: „IT Anwendungen eines Verteilnetzbetreibers – App-World und Cloud kontra ISMS“

Dr.-Ing. Dirk Blume Team GmbH, Herten: „Jede Menge Kies – und wie man es macht...“

Dr.-Ing. Angelo L'Abbate, Ricerca sul Sistema Energetico SpA, Mailand: „The role of innovative grid-impacting technologies in the pan-European system: activities and preliminary results of the European GridTech project“

### Doktoranden-Seminar des ie<sup>3</sup>

Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen, Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund: „Impact of Regionalization Methods on Studies of Future Energy Systems“, 14.01.2014

Dr.-Ing. Christopher Breuer, RWTH Aachen: „Optimized bidding areas and their evaluation in the European electricity market“, 04.02.2014

Dr.-Ing. Marc Osthues, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund: „Investment Strategies as a Portfolio of Real Options – The Value of Flexibility in Risk-based Planning of Electrical Grids“, 08.07.2014

M. Sc. Silvana Gamboa, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentinien: „Distributed Architecture for Large-Scale Wide Area Monitoring, Monitoring, Protection and Control Systems (WAMPAC)“, 05.08.2014

Dipl.-Ing. M. Kahl, KIT Karlsruhe: „Verbesserung der Versorgungssicherheit durch kooperative modellprädikative Regelung“, 26.11.2014

Dipl.-Ing. Sven Rüberg, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund: „Dynamic simulation of electrical grids with HVDC and evolutions and challenges towards a potential pan-European SuperGrid“, 09.12.2014

## 5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

*J. Kays:* „Modernisierungsbedarf der Verteilnetze in Deutschland“, 3. MORO-Werkstattgespräch der Modellregionen, Mannheim, 28.01.2014

*C. Rehtanz:* „Bedarf und Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Energiesystemen“, Fachkonferenz Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien, BMU/OTTI-Konferenz Berlin, 30.01.2014

*J. F. Rettberg:* „Stand der Ladeinfrastrukturtechnik – AC oder DC? Schnell oder langsam?“, Elektromobilität vor Ort, NOW Fachkonferenz, Bremen, 05.02.2014

*J. F. Rettberg:* „Die Energiewende und ihr Masterplan“, Forum Masterplan Energiewende, Dortmund, 12.02.2014

*A. Seack:* „Potentiale und Risiken bei der Verwendung innovativer Netzplanungsansätze“, Energiesymposium 2014, Österreich, Graz, 12.02.2014

*J. Kays:* „Innovative Planning of Distribution Grids by Using Agent-based Simulated Time Series“ auf der SmartER Europe 2014 Konferenz, Essen, 13.02.2014

*C. Rehtanz:* „Neue Berufe für Elektroingenieure durch die Energiewende“, VDE-Fachausschuss Beruf, Gesellschaft und Technik, Frankfurt, 20.02.2014

*S. Spurmann:* „NRW-Kompetenzzentrum Infrastruktur & Netze – Infrastruktur & Netze für die Elektromobilität in Nordrhein-Westfalen“, Technologiezentrum, Dortmund, 26.02.2014

*S. Spurmann:* „ElektroMobilität NRW – Landeskommunikation zur Elektromobilität in NRW und Kompetenzzentrum Infrastruktur & Netze“, 24. Runder Tisch der Initiative Solarmobil Ruhrgebiet e. V. (ISOR), Dortmund, 26.02.2014

*J. F. Rettberg:* „Elektromobilität in Flotten mobiler Pflegedienste – Ansätze aus dem Leuchtturmprojekt metropol-E“, COFAT Conference on Future Automotive Technology, Focus Electromobility, München, 18.03.2014

*U. Häger:* „Smart Grids in context of the German Energy Turnaround“, Workshop GISE 2014, “Planificando Energía y Desarrollo”, Asuncion, Paraguay, 19.03.2014

*J. M. A. Myrzik:* „Zukunftsfähige Verteilnetze“, Bremer Symposium, Bremen, 20.03.2014

*J. F. Rettberg, M. Bonan:* „Masterplan Energiewende Dortmund – Es gibt nichts Gutes, außer man tut es“, 4. Kongress Energieautonome Kommunen, Freiburg, 02.04.2014

*A. Kubis:* „Response Based System Protection Scheme Against Line Overload Cascades“, IET

Developments in Power System Protection 2014, Copenhagen, Denmark, 02.04.2014

*J. Maasmann:* „Erneuerbare Energien und Elektromobilität in smarten Produktionsstätten von Morgen“, Fachkongress Elektromobilität im Wirtschaftsverkehr, Dortmund, 03.04.2014

*S. C. Müller:* „Techno-economic analysis and evaluation of fast corrective actions for ensuring (N-1)-security of transmission system operation under uncertainties“, ABB Corporate Research, Baden-Dättwil, Schweiz, 29.04.2014

*C. Rehtanz:* „Energiewende – Grundlegende Herausforderungen und technische Lösungen“, Studienstiftung des deutschen Volkes, Dortmund, 14.05.2014

*J. F. Rettberg:* „Smart Factories in the Future Regional Power Grid, 2014 International Smart Grid Conference for Intelligent Control and Distributed Energy Technologies“, Changzhou, China, 18.05.2014

*J. F. Rettberg:* „Bürgerenergie und Masterplan Energiewende Dortmund“, Städtebauliches Kolloquium 2014, Energiewende RUHR, Dortmund, 20.05.2014

*C. Rehtanz:* „Verteilnetze der Zukunft – Herausforderungen und Praxisbeispiele Smart Area Aachen“, Berliner Energietage, Berlin, 20.05.2014

*C. Rehtanz:* „Innovationen in Verteilnetzen zur Reduzierung des Ausbaubedarfs“, Kolloquium der TU Graz, Österreich, 27.05.2014

*J. M. A. Myrzik:* „Erneuerbare Energien“, Vortrag für Schüler 9. Klasse, DLR Schollab, Dortmund, 02.06.2014

*J. F. Rettberg:* ZukunftsWerkStadt Bottrop: Elektromobilität wird real – Approach, Process and Results in Bottrop, ELMOS Exchange Workshop on Electric Mobility Strategies, Karlskrona, Schweden, 03.06.2014

*C. Aldejohann:* „Low Voltage Grid Simulation Environment for Testing Electric Mobility Hardware, Electric Power Quality and Supply Reliability 2014 (PQ2014), Rakvere, Estland, 11.06.2014

*J. F. Rettberg:* „Bedeutung der Elektromobilität für die Energiewende und die Entwicklung der Region“, Evangelischer Kirchenkreis Dortmund, Dortmund, 11.06.2014

*C. Rehtanz:* „Bausteine für die Energiewende“, RWE Regionalbeirat, Recklinghausen, 12.06.2014

*C. Aldejohann:* „Testing Environment for Vehicle to Grid (V2G) Applications for Investigating a

Voltage Stability Method, IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC'14), Dearborn, USA, 17.06.2014

*J. von Habeler:* „Fachübergreifende Zusammenhänge der Stromnetzplanung“, Fachkonferenz Interdisziplinäres Forschungsprojekt Stromnetzplanung, TU Dortmund, 23.06.2014

*C. Rehtanz:* „Unsicherheitsbasierte und probabilistische Netzplanung“, Workshop der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 24.06.2014

*J. F. Rettberg:* „Neue Mobilität und Energiewende – Was soll das?“, Neue Mobilität bewegt unsere Region, Hürth, 25.06.2014

*J. F. Rettberg:* „Industrie 4.0 - Stationäre Speicher als Teil intelligenter Netze und Fabriken“, MEET Akademie, Westfälische Wilhelms-Universität, Münster, 26.06.2014

*C. Rehtanz:* „Electricity Grids, Storages and Flexibility Requirements for Future Energy Scenarios“, Roundtable Energie der deutschen und französischen Akademien der Wissenschaften, Paris, Frankreich, 26.06.2014

*C. Rehtanz:* „Energiewende – Grundlegende Herausforderungen und technische Lösungen“, Wissenschaftsdialog, Wirtschaftsförderung Dortmund, 01.07.2014

*C. Rehtanz:* „Die Energiewende - Technische Chancen, ökonomische Grenzen“, Verbände der Holz- und Möbelindustrie NRW e.V., Herford, 02.07.2014

*C. Rehtanz:* „Zukünftige Anforderungen an Systemdienstleistungen“, Workshop Systemdienstleistungen, IEEE PES German Chapter, Düsseldorf, 03.07.2014

*B. Gwisdorf:* „Quo vadis beim Verteilnetzausbau in Baden-Württemberg?“ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, 23.07.2014

*J. M. A. Myrzik:* „Using residential heating systems for load management applications in smart Cities“, IEEE PES General Meeting, Washington (D.C.), 27.07. 2014

*M. Osthues:* „Real Options on Power System Planning under Uncertainties and Efficiency Constraints“, 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, PSCC 2014, Wroclaw, Poland, 19.08.2014

*A. Seack:* „Time series based distribution grid planning approach with decentralised voltage regulation“, 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, PSCC 2014, Wroclaw, Poland, 19.08.2014

*S. Ruthe:* „On the problem of Controlling Shiftable Prosumer Devices with Price Signals“,

18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, PSCC 2014, Wroclaw, Poland, 19.08.2014

*J. Kays:* „Evaluation of storage systems in distribution networks by means of an agent-based simulation system“, 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, PSCC 2014, Wroclaw, Poland, 20.08.2014

*C. Spieker:* „Forecast-based Network Reconfiguration Algorithm“, 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, PSCC 2014, Wroclaw, Poland, 21.08.2014

*S. C. Müller:* „The Impact of Forecasting Errors and Remedial Actions on Operational Security and Efficiency in Classical and Probabilistic Market Coupling“, 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, PSCC 2014, Wroclaw, Poland, 22.08.2014

*C. Rehtanz:* „Anforderungen des Netzes an die Erzeugung aus wissenschaftlicher Sicht“, 2. Jahrestagung, Netzwerk Kraftwerkstechnik, NRW, Düsseldorf, 27.08.2014

*E. Plota:* „Impact of controlled charging of an electrical vehicle fleet on business efficiency“, International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2014, Technical University Cluj-Napoca, Cluj, Romania, 04.09.2014

*C. Rehtanz:* „Electricity Grids, Storages and Flexibility Requirements for Future Energy Scenarios“, IEEE Queensland, Brisbane, Australia, 11.09.2014

*J. Kays:* „Development of an multi agent simulation environment for improving the distribution grid planning process“, IEEE PES Section Queensland, Brisbane, Australia 11.09.2014

*J. M. A. Myrzik:* „Aktive Verteilnetze“, Energietechnisches Symposium, Bayreuth, 11.09.2014

*J. F. Rettberg:* „Green Mobility in the City of Dortmund“, 5th Congress of Active Mobility, Danzig, 11.09.2014

*C. Rehtanz:* „Flexibility Options in Electrical Power Systems“, VGB-Powertech, Hamburg, 17.09.2014

*J. F. Rettberg:* „Elektromobilität und Energiewende – Innovationsmotor oder Lame Duck?“, INFORMATIK 2014, Stuttgart, 25.09.2014

*J. F. Rettberg:* „Was ist überhaupt Energiewende?“, WissensNacht Ruhr 2014 Abenteuer Klima, Dortmund, 02.10.2014

*S. Spurmann:* „Smart Grids - Warum brauchen wir intelligente Netze“, WissensNacht Ruhr 2014 Abenteuer Klima, Dortmund, 02.10.2014

*T. Schlüter:* „Zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen - Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten“, Konferenz des Bundes-

ministeriums für Wirtschaft und Energie: Speicher im Kontext der Energiewende, Berlin, 08.10.2014

*M.-L. Kloubert:* „Impact of the Integration of Renewable Energies on the Reactive Power Demand in the German Transmission Grid“, ISGT 2014, Istanbul, Türkei, 14.10.2014

*S. Rüberg:* „The Helmholtz Energy Alliance: Technologies for the Future European Supergrid“, C-EPRI, Beijing, China, 14.10.2014

*S. Rüberg:* „Dynamic Modeling of an Aggregated European AC/DC Supergrid“, Three-Gorges-University, Yichang, China, 16.10.2014

*K. Gömer:* „Zustandsschätzung im Verteilnetz unter Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung“, VDE-Kongress 2014 Smart-Cities, Frankfurt am Main, 21.10.2014

*J. Kays:* „Berücksichtigung preiselastischer Lasten und Einspeisungen in der Verteilnetzplanung“, VDE-Kongress 2014, Frankfurt am Main, 21.10.14

*S. C. Müller:* „Congestion management considering uncertainties and flexibility“, ETH Zürich Power Systems Laboratory Annual Meeting, Zürich, Schweiz, 21.10.2014

*A. Kubis:* „Protection and Control Systems for Reliable and Secure Operation of Smart Grids“, International PowerCon Conference 2014, Chengdu, China, 21.10.2014

*C. Rehtanz:* „Zwischen Wissenschaft und Wirtschaft – Wer gibt den Ton an, um die Energiewende voranzubringen?“, RWE Hochschuldialog, Essen, 22.10.2014

*S. Spurmann:* „ElektroMobilität NRW – Ladeinfrastruktur in Nordrhein-Westfalen– Status Quo und Ausblick“, eCarTec, München, 23.10.2014

*J. M. A. Myrzik:* „Stromspeicher-Technologien und Marktfähigkeit“, Workshop Eigenstromerzeugung und Speicherung“ der IHK Ostwestfalen-Lippe, Bielefeld, 25.10.2014

*J. F. Rettberg:* „Vom Masterplan Energiewende zur Smart City Dortmund“, Forum Stadtbaukultur, Dortmund, 27.10.2014

*J. F. Rettberg:* „Smart Connections für neue Geschäftsmodelle, EUROFORUM The Smart Connection, Düsseldorf, 28.10.2014

*A. Kubis:* „Protection and Control Systems for Reliable and Secure Operation of Smart Grids“, Invited Lecture, Hunan University, Changsha, China, 28.10.2014

*A. Kubis:* „Hybrid-Simulation of ICT and Power Systems“, Invited Lecture, Hunan University of Technology, Zhuzhou, China, 29.10.2014

*J. F. Rettberg:* „Traffic and Logistics in Smart City Dortmund, Successful R&I in Europe, Düsseldorf, 30.10.2014

*N. Poier:* „A fast Method for Generation-Park Development Analysis“, 14th IAEE European Energy Conference, Rome, Italy, 31.10.2014

*E. Plota:* „Vor-Ort-Nutzung erneuerbarer Energie in der batteriegestützten Elektromobilität am Beispiel des Projekts Metropol-E“, 10. Treffen der Expertengruppe H2-System des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, Energieagentur NRW, Düsseldorf, 03.11.2014

*C. Rehtanz:* „Das elektrische Netz als Marktplatz und Drehscheibe für die Energiewende“, NRW Akademie der Wissenschaften, Düsseldorf, 13.11.2014

*J. M. A. Myrzik:* „Modell zur Effizienzoptimierung im Quartier aus technischer und sozialer Sicht“, Regionales Innovationsnetzwerk, Regionalverband Ruhr, Essen, 17.11.2014

*C. Rehtanz:* „Zukünftige Bemessung und Erbringung von Regelleistung“, VDI Wissensforum „Versorgungssicherheit und Integration EE in den deutschen Strommarkt“, Köln, 20.11.2014

*C. Rehtanz:* „Speicher und Netze“, Arnsberger Energiedialog“, Bezirksregierung NRW Arnsberg, 21.11.2014

*S. Spurmann:* „Anwendung von Simulationstools in der Energietechnik und Energieökonomie“, Statusseminar Energieforschung, Düsseldorf, 10.12.2014

*C. Rehtanz:* „Ausbau- und Innovationsbedarf der elektrischen Netze für eine erfolgreiche Energiewende, Technikvorlesung, Berlin Brandenburgische Akademie der Wissenschaften und Stiftung Brandenburger Tor, Berlin, 11.12.2014

## 6. Studentische Arbeiten

### 6.1 Master- und Diplomarbeiten

*Wagner, C.:* „Bewertung der Mengen- und Preisvolatilität eines Energieportfolios“, März 2014

*Grimm, J.:* „Entwicklung von privatwirtschaftlichen Abrechnungssystemen für die Elektromobilität“, März 2014

*Hinker, J.:* „Kooperative Bereitstellung von Energie aus Batteriespeichern unter Berücksichtigung möglicher Degradationen“, März 2014

*Scherer, P.:* „Ökonomische Bewertung veränderter Marktgebietszuschnitte für den Handel mit elektrischer Energie in Zentraleuropa“, April 2014

*Menke, J.-H.:* „Multiagentensystem zur dezentralen Zustandserkennung und Koordinierung der Regelungsmaßnahmen in Verteilnetzen“, Mai 2014

*Bilgin, S.:* „Parameter Estimation of an Equivalent Reduced Network Model by Online Measurements“, Mai 2014

*Grunwald, L.:* „Vergleich und Bewertung von Optimierungs- und Koordinierungsansätzen für virtuelle Energiespeicher“, Mai 2014

*Mayorga, D.:* „Analyse der Interdependenzen von Netzsicherheit und Wirtschaftlichkeit im europäischen Verbundnetz bei einem lastflussbasierten Netzengpassmanagement und Identifikation von geeigneten Modellerweiterungen“, Mai 2014

*Putz, M.:* „Bewertung und Optimierung des Verfahrensprozesses zur Integration volatiler Erneuerbarer Energien in das Erdgasnetz am Beispiel der Power to Gas-Pilotanlage in Ibbenbüren“, Juli 2014

*Fischer, S.:* „Optimierung des Betriebs elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung der (N-1)-Sicherheit und der Flexibilität zukünftiger Smart Grids“, Juli 2014

*Ehsan, M.:* „Computational intelligence-based Fault Detection and Classification in Distribution Grids“, August 2014

*Waqas, M.:* „Modeling of Uniform Balancing Energy Price in MATLAB“, August 2014

*Scheffer, V.:* „Analyse der Auswirkungen von Kapazitätsmarktausgestaltungen für Anbieter gesicherter Leistung“, August 2014

*Mehmood, M.:* „Implementation of an Artificial Neural Network on a PLC-based Fault Locator“, September 2014

*Wruk, J.:* „Entwicklung eines Optimierungsansatzes zur Minimierung der Strombezugskosten eines Haushalts mit Eigenerzeugung, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Speichern“, September 2014

*Klein, D.:* „Untersuchung von Methoden zur Aggregation elektrischer Übertragungsnetze“, September 2014

*Hansel, M.:* „Entwicklung eines optimierten induktiven Energieübertragungssystems für die Elektromobilität“, Oktober 2014

*Brüggemann, A.:* „Entwicklung und Bewertung von Regelungskonzepten zur Frequenz- und Spannungshaltung in einem zunehmend umrichterbasierten Energieversorgungssystem“, Oktober 2014

*Schreiber, C.:* „Regionalisierungsszenarien zur Bewertung des zukünftigen elektrischen Energieversorgungssystems“, Oktober 2014

*Hammer, A.:* „Entwicklung und Modellierung von Geschäftsprozessen für die Integration der Elektromobilität in die Elektrizitätswirtschaft“, Oktober 2014

*Schaumburg, S.:* „Modellierung und Regelung eines echtzeitsystemgesteuerten Antriebssystems“, November 2014

*Schmitz, A.:* „Innovative Beleuchtungssysteme zur Verbesserung der Energieeffizienz an der TU Dortmund“, November 2014

*Messing, R.:* „Cost Benefit Analysis (CBA) und Cross Border Cost Allocation (CBCA) in der internationalen Netzentwicklung“, November 2014

*Maitz, M.-O.:* „Leiteseiltemperaturüberwachung mit einem Verfahren zur indirekten Temperaturbestimmung unter Berücksichtigung von Geopositionsdaten“, November 2014

*Baginski, J. P.:* „Einsatzstrategien für einen Pool von Elektrofahrzeugen in einem von regenerativen Energiequellen geprägten Stromnetz“, Oktober 2014

*Kowalski, R.:* „Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung der optimalen Positionierung und

Quantifizierung von Messstellen für anschließende Netzreduktion“, Dezember 2014

*Topolewski, T.*: „Ermittlung der wirtschaftlichen Bewertung von Multi-Agenten-Systemen in 10-kV-Verteilnetzen“, Dezember 2014

*Griwenka, B.*: „Identifikation und wirtschaftliche Bewertung von elektrischen Lastverschiebepo-

tentialen im Lebensmitteleinzelhandel“, Dezember 2014

*Dalhues, S.*: „Echtzeitfähiges Netzengpassmanagement durch koordinierten Redispatch mittels eines Multiagentensystems“, November 2014

## 6.2 Bachelor- und Studienarbeiten

*Ventsch, V.*: „Vergleich und Bewertung von Technologiealternativen im Übertragungsnetz anhand einer multikriteriellen Bewertungsmethode“, Januar 2014

*Dessel, S.*: „Auswirkung der kontinuierlichen Leistungsregelung auf den Einsatz von Wärmepumpen im Rahmen des Lastmanagements in elektrischen Verteilungsnetzen“, Januar 2014

*Büssen, J.-O.*: „Analysis and development of a suitable communication interface between a microcontroller and a Matlab GUI for standardized testing in electric mobility“, Januar 2014

*Frieling, S.*: „Mikrocontroller gesteuerter Photovoltaik-Modul-Simulator mit Smartphone-Applikation als User Interface“, März 2014

*Mian, T.*: „Potentiale einer optimierten Ladung von E-Flotten zur Senkung der Energiebezugskosten“, März 2014

*Hirsch, L.*: „Auswirkungen des stündlichen Kraftwerkseinsatzes auf die Preisbildung am deutschen Regelenergiemarkt“, April 2014

*Heckmann, S.*: „Untersuchung des Zusammenhangs zwischen technischen Parametern von Erzeugungstechnologien und deren Gebotshöhen im Elektrizitätsgroßhandel“, April 2014

*Braunewell, F.*: „Untersuchung der Entwicklung von Einsatzzeit und Energiebereitstellung durch erneuerbare-Energien-Anlagen und fossilen Kraftwerken“, April 2014

*Loschkin, J.*: „Erstellung eines Prognosetools für Mini-Windanlagen“, April 2014

*Hinxlage, J.*: „Gegenüberstellung heutiger und zukünftiger Verfahren zur bedarfsgerechten Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes“, April 2014

*Droese, B.*: „Bewertung von Derivaten im Hinblick auf ihre Eignung als Kapazitätsmechanismus für einen Elektrizitätsmarkt“, Mai 2014

*Reichardt, P.*: „Großkundenbelieferungsstrategien mit leistungsorientierten Preiskomponenten“, Mai 2014

*Bertram, C.*: „Entwicklung einer SPS-Steuerung für eine Netznachbildung unter Berücksichtigung sicherheitskritischer Aspekte“, Mai 2014

*Bolle, J.*: „Einsatz von Mini-BHKW und Brennstoffzellen-Heizgeräten zum Lastmanagement in elektrischen Verteilungsnetzen“, Juni 2014

*Dethlefs, C.*: „Bewertung alternativer Energiemarktgestaltungsvarianten auf Basis einer modellbasierten Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks“, Juli 2014

*Lohr, T.*: „Evaluation of the Long Term Profitability of Conventional Power Plants Using a Model for Generation Park Development“, Juli 2014

*Tophinke, M.*: „Konzeptentwicklung zum zukunftsorientierten Netzausbau eines Chemie-parks“, Juli 2014

*Farien, A.*: „Potentiale zur Senkung der Gesamtkosten von E-Flotten unter Berücksichtigung der Integration von erneuerbaren Energien“, Juli 2014

*Abdelmounim, A.*: „Analyse unterschiedlicher Windleistungsprognosen im Hinblick auf Lastverschiebungspotentiale der Elektromobilität“, August 2014

*Herbst, S.*: „Szenariobasierte Modellierung residualer Lasten“, September 2014

*Vorkoeper, A.*: „Daten- und kennzahlenbasierte Bewertung der Energieeffizienz von Produktionsbetrieben am Beispiel der KB Schmiedetechnik GmbH“, September 2014

*Demming, M.*: „Modellbildung und Regelung von netzstützenden Umrichtersystemen“, September 2014

*Gladen, M.*: „Aufbau und Inbetriebnahme eines Vienna Rectifiers“, September 2014

*Henrichs, L.:* „Ermittlung von Energieeinsparpotenzialen bei der Wasserversorgung in Bocholt auf der Grundlage einer Energiebilanz“, September 2014

*Kötter, D.:* „Analyse des Wärmepumpenverhaltens zur Erweiterung eines Verteilnetzplanungswerkzeugs“, September 2014

*Infante Segoria, A.:* „Coordinated voltage control in Smartgrids with high DG penetration“, September 2014

*Döbber, A.:* „Analyse und Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in die Schutzkonzepte von Mittelspannungsnetzen“, Oktober 2014

*Hark, P.:* „Modellierung und Bewertung der Flexibilitätsoptionen fossiler Kraftwerke mit Bezug auf die Veränderungen in der Energieerzeugung“, Oktober 2014

*Warkentin, M.:* „Aufbau eines gesteuerten Netzgleichrichters für die Zwischenkreisspannungsregelung eines kontaktlosen Energieübertragungssystems“, Oktober 2014

*Strunck, C.:* „Dynamische Simulation der Leistungs- und Frequenzregelung in Verbundnetzen“, Oktober 2014

*Melles, S.:* „Auswirkungen dezentraler Geschäftsmodelle im Energiemarkt - Vergleich unterschiedlicher Vermarktungskonzepte“, Oktober 2014

*Zwartzscholten, J.:* „Chancen und Grenzen von regelbaren Transformatoren im Ortsnetz“, Oktober 2014

*Middendorf, M.:* „Dezentrale Energieversorgungskonzepte zur Erreichung einer 100ee - Versorgung“, Oktober 2014

### 6.3 Projektarbeiten

*Schramm, S.; Abdallatif, M.; Wu, J.; Ji, P.; Liu, W.; Farahmand, M.; Klein, C.:* „Elektromobilität und Netze - Innovative Servicedienstleistungen für die Elektromobilität“, August 2014

*Gladen, M.; Hark, P.; Loos, J.:* „Klassifizierung und Untersuchung von netzstützenden Umrichtersystemen“, September 2014

*Berger, A.:* „Aufbau einer Entwicklungsumgebung zur Identifizierung von Elektrofahrzeugen an Stromzugängen“, Oktober 2014

*Drenhaus, J.:* „Aufbau und Validierung von Energiemanagementsystemen in Smart Buildings“, November 2014

*Bernhardt, V.:* „Untersuchung von Algorithmen für die zeitsynchronisierte Zeigermessung“, November 2014

*Erlmeyer, F.:* „Ausgestaltung eines europäischen Arbeitspreismarktes für Regelenergie aus deutscher Perspektive“, November 2014

*Juette, S.:* „Szenarienbasierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Einspeiseabregelung dezentraler Erzeugungsanlagen und die Verwendung von Speichern als Alternative zum konventionellen Netzausbau“, Dezember 2014

*Oruski, A.:* „Analyse und Entwicklung von Prognosemethoden zur Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten“, Dezember 2014

*Clute, N.:* „Erstellung eines Windgeschwindigkeitsmodells zur Anwendung bei Kleinwindenergieanlagen“, Dezember 2014

*von Schwanewede, J.:* „Potentialanalyse systemweiter witterungsabhängiger Nennstrombestimmung und Temperaturüberwachung“, Dezember 2014

*Matthes, B.:* „Analyse und Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität im Rahmen der Energiewende“, Dezember 2014

*König, J.:* „Vergleich und Bewertung der zentralen Spannungsstabilitätsanalyse auf Basis minimaler singularer Werte mit einem verteilten Ansatz“, Dezember 2014

*Vorkoeper, A.:* „Potential von Elektrofahrzeugen des Wirtschaftsverkehrs zur Integration erneuerbarer Energien“, November 2014

*Matthes, B.; Erlmeyer, F.:* „Vergleich zukünftiger Ausgestaltungen von Marktmechanismen für konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien“, Dezember 2014

## 7. Promotionen

### **Flexible Energieversorgung, Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität**

Dr.-Ing. Michael Metz

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Gerhard Krost

Mündl. Prüfung: 09.05.2014

Durch den langfristig angelegten Umbau des Energiesystems nimmt der Anteil fluktuierender Einspeisung in das Stromversorgungsnetz zu. Um den Zielkonflikt zwischen steigender Nachhaltigkeit auf der einen und gleichbleibender Versorgungssicherheit auf der anderen Seite zu lösen, werden Flexibilitätsoptionen benötigt. Im Umfeld dezentraler Versorgungsgebiete lassen sich darunter sowohl verbrauchernahe Erzeuger und Speicher als auch flexible Lasten zusammenfassen. Durch die Heterogenität der Anlagenstruktur und die dynamischen Anforderungen der Versorgungsaufgabe ist es schwierig, allgemeine Aussagen zur Flexibilität des Gesamtsystems zu machen.

In dieser Arbeit wird daher eine Methode entwickelt, um die Systemflexibilität räumlich und technisch abgegrenzter Versorgungssysteme zu bewerten. Da die Flexibilitätsoptionen zunächst eine Versorgungsaufgabe erfüllen, besteht die Hauptanforderung der Untersuchung in der Entwicklung eines ganzheitlichen Modells, mit dem Versorgungsgebiete vollständig beschrieben werden können. Als Komponenten des Systems werden Standort, Topologie, Anlage, Gebäude, Haushalt und Endgerät abgegrenzt. Indem für jede dieser Komponenten spezifische Modellbausteine definiert werden, wird ein generischer Baukasten für die Szenariendefinition erstellt. Durch geeignete Methoden wird die zeitlich aufgelöste Last und Erzeugungssituation für die

Endenergieträger Gas, Strom und Wärme abgebildet. Mit dem „aktivitätsbasierten Lastmodell“ wurde dabei ein innovativer Ansatz verfolgt, um fluktuierende elektrische und thermische Lasten in der Größenordnung von 1...200 Gebäuden realitätsnah zu simulieren. Dabei werden die spezifischen Merkmale des Haushaltes und der Endgeräte berücksichtigt. Der Anlagenbetrieb wird durch ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell dargestellt, das auf alle Szenarien anwendbar ist.

Durch ein Testverfahren wird schließlich das Potenzial eines Systems bewertet, im Bedarfsfall neben der Versorgungsaufgabe als virtuelle Batterie Strom aufzunehmen oder abzugeben. Mittels linearer Optimierung werden dabei spontane Leistungsabrufe getestet, die hinsichtlich Zeitpunkt, Leistung und Abrufdauer variiert werden. Die Ergebnisse dieser Testsequenzen lassen sich zu den Kenngrößen Kapazität und Leistung verdichten. Komplexe, heterogene Versorgungssysteme können mittels einer virtuellen Leistung und Kapazität bewertet und verglichen werden, ohne exogene Parameter einzubeziehen. Dennoch ist diese Bewertung mit Einschränkungen verbunden, denn im Gegensatz zu physikalischen Speichern können die Kenngrößen der virtuellen Batterie nicht deterministisch ermittelt oder fortgeschrieben werden.

## **Bewertung der Handlungsflexibilität für die risikobasierte Planung**

Dr.-Ing. Marc Osthues

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 24.09.2014

Verteilnetzbetreiber stehen heutzutage vor der Herausforderung, unter hohem Kostendruck und steigenden technischen Anforderungen eine kosteneffiziente und versorgungssichere Energieversorgung zu gewährleisten. Durch die zunehmenden dezentralen Erzeugungsanlagen und die Veränderungen im Verbraucherverhalten werden Investitionen in den Um- und Ausbau der Verteilnetze zwingend erforderlich. Gleichzeitig stehen die Netzbetreiber vor einem hohen Erneuerungsbedarf. Aufgrund von langfristigen Planungsunsicherheiten sind Investitionen jedoch mit finanziellen Risiken verbunden. Eine effiziente Netzentwicklung verlangt daher die strategische Ausrichtung der Planung, die sowohl die Synergien einer integrierten Erneuerungs- und Erweiterungsplanung als auch die Flexibilität, auf unerwünschte Entwicklungen

reagieren zu können, gleichermaßen berücksichtigt. Das Ziel der Arbeit liegt in der Erforschung eines Ansatzes zur Identifikation optimaler Entscheidungen für die integrierte Planung von Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen unter Unsicherheit. Die Bewertung der Handlungsflexibilität ermöglicht dabei, Risiken abzuschwächen und die Effizienz langfristiger Planungsentscheidungen zu steigern. Durch die Anwendung der Realoptionsanalyse wird der Netzplaner in der Optimierung des Zeitpunkts und der Folge abhängiger Entscheidungen unterstützt. Zusammengefasst beschreibt die vorliegende Arbeit einen theoretischen Planungsansatz und eröffnet eine neue Perspektive für den Umgang mit Unsicherheit und Risiko in der strategischen Planung elektrischer Netze.

## **Agentenbasierte Simulationsumgebung zur Verbesserung der Planung von Verteilnetzen**

Dr.-Ing. Jan Kays

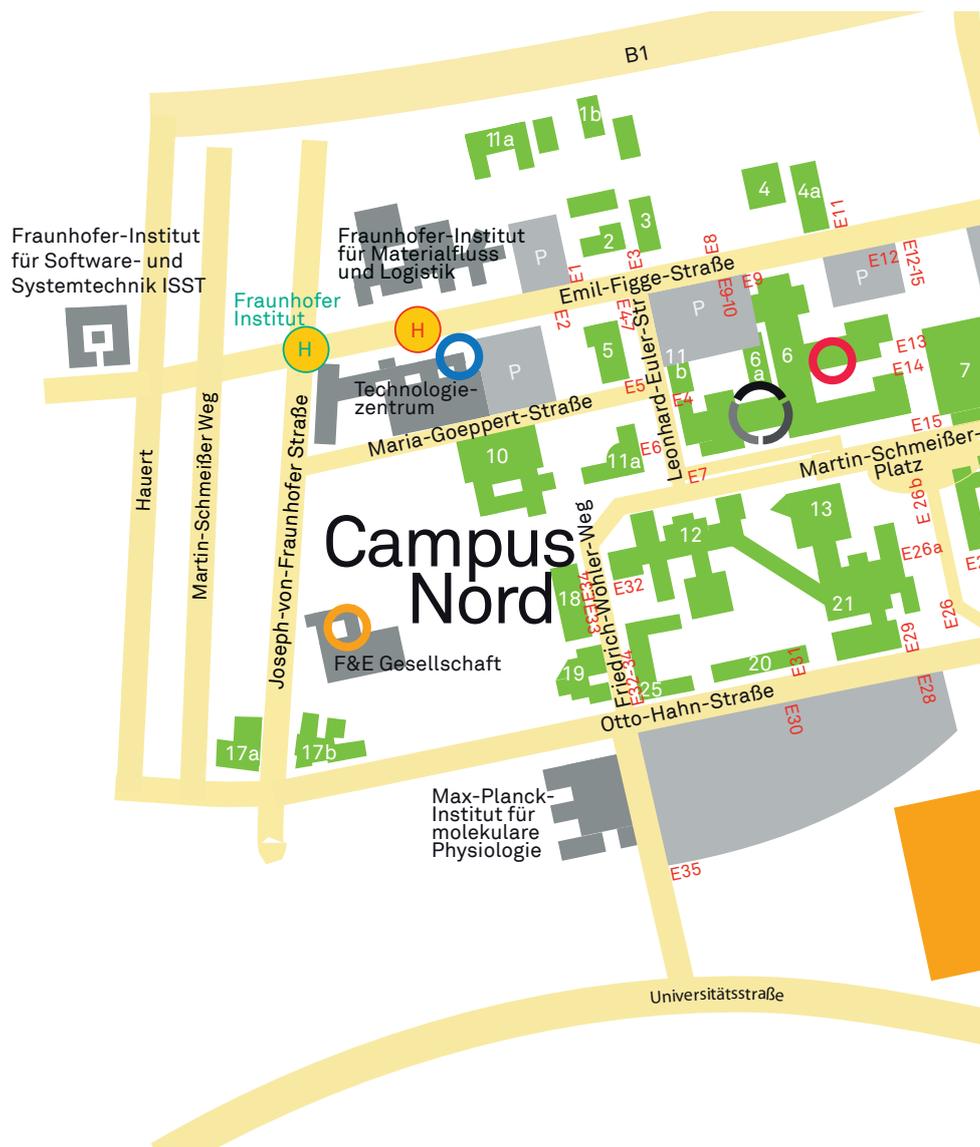
Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 11.11.2014

Die aktuellen Entwicklungen und Veränderungen in der elektrischen Energieversorgung stellen die Verteilnetzbetreiber nicht nur im Betrieb, sondern auch in der Planung ihrer Netze vor neue Herausforderungen. Die volatilen Einspeisungen von dezentralen Energieumwandlungsanlagen auf Basis regenerativer Energien sowie neue und intelligente Lasten erfordern eine angemessene Berücksichtigung im Planungsprozess. Da die konventionelle Planungsmethode auf Extrem-szenarien beruht, ist dies nur sehr eingeschränkt möglich. In dieser Dissertation wird daher ein neues Simulationssystem auf Basis des Multi-agentenkonzeptes entwickelt und vorgestellt, das nicht nur die fluktuierende Einspeisung von Erneuerbaren Energien, sondern auch die Abhängigkeiten der einzelnen Netznutzer untereinander

und mit ihrer Umwelt abbilden kann. Jeder Netznutzer wird durch einen eigenen Agenten repräsentiert und wahrt somit den individuellen Charakter. Die in der Simulation entstehenden Zeitreihen aller relevanten Systemvariablen sind die neuen Eingangsgrößen im Verteilnetzplanungsprozess. Die daraus ableitbaren Auftrittswahrscheinlichkeiten von Belastungssituationen ermöglichen erstmals eine genaue Bestimmung des Zustandes der bislang selten messtechnisch erfassten Mittel- und Niederspannungsnetze. Darauf aufbauend können neue Annahmen für den Planungsprozess bestimmt werden, damit die Netze bedarfsgerecht und zukunftsorientiert geplant und Überdimensionierungen vermieden werden können.



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



**Kompetenzzentrum  
 für Elektromobilität**  
 Emil-Figge-Straße 76  
 Technologiezentrum



**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

*Gestaltung ie<sup>3</sup> 2014, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB, RWE*

**Copyright**

Technische Universität Dortmund

ie<sup>3</sup> Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

D-44227 Dortmund