

2019 JAHRESBERICHT ANNUAL REPORT



Herausgegeben vom

ie³ – Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Technische Universität Dortmund
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Redaktion: Patrick Berg

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Durch *Fridays for Future* ist das Thema Energieversorgung in aller Munde. Weder Demonstrationen noch Steuererhöhungen bewältigen technologische Herausforderungen. Vielmehr sind technische und wissenschaftsgetriebene Innovationen notwendig, um das zunehmend sektorgekoppelte und auf erneuerbaren Energien basierte Energiesystem sicher, stabil und effizient zu betreiben und seine Weiterentwicklung zu planen. Unsere Forschungen hierzu adressieren die Digitalisierung des Energiesystems in Planung und im Betrieb, die Automatisierung von Prozessen und Abläufen, neuartige Leittechnikarchitekturen bis hin zur Modellierung und Simulation des sektorgekoppelten Gesamtsystems.

Besonders freuen wir uns seit November 2019 Herrn Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser am Institut zu begrüßen. Durch seine Forschungskompetenz im Bereich Energieeffizienz und Optimierung und Regelung von Energiesystemen ergänzt und stärkt er das Institut maßgeblich.

Im Bereich der Mitarbeiter*innen konnte die Anzahl nahezu konstant gehalten werden, wobei zahlreiche Promotionen erfolgreich abgeschlossen wurden, aber auch neue Kolleg*innen national und international unser Team verstärkt haben. Zahlreiche internationale Gäste haben uns für eine bestimmte Zeit begleitet und einzelne Mitarbeiter haben internationale Austausche durchgeführt, woraus fruchtbare Ergebnisse erzielt wurden und das internationale Netzwerk des ie³ ausgebaut werden konnte.

Da die notwendigen technologischen Innovationen und Lösungen für die zukünftige Energieversorgung komplex und vielfältig sind, werden zunehmend interdisziplinäre Teams benötigt. Ein Schritt zur gemeinsamen Forschung im Bereich der interdisziplinären Energieforschung ist die Einrichtung des Kompetenzfeldes Energie-System-Transformation (EST), unter Federführung des ie³, in der Universitätsallianz Ruhr, dem Zusammenschluss der TU Dortmund, der Ruhr-Universität Bochum und der Universität Duisburg Essen. Die gesellschaftliche Relevanz der Forschung zur Energie-System-Transformation hat die drei Rektorate der UA-Ruhr überzeugt, so dass dieser Thematik mit der Einrichtung des Kompetenzfeldes EST entsprechende Sichtbarkeit gegeben wird. Unsere Energieforschung, die auch schon im Masterplan Wissenschaft der Stadt Dortmund als relevantes Gebiet verankert wurde, kann hierdurch weiter ausgebaut werden. Wir freuen uns auf vielfältige Möglichkeiten für spannende Projekte mit Partnern entlang der Ruhrschiene, aber genauso mit allen anderen nationalen und internationalen Partnern.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	3
2. Kooperationen und Ausgründungen	4
3. Lehre	8
3.1 Vorlesungen	8
3.2 Exkursionen	9
3.3 Seminare	9
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	10
4.1 Netzdynamik und Stabilität.....	14
4.2 Schutz- und Leittechnik.....	27
4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte.....	32
4.4 Verteilnetzplanung und –betrieb	44
4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität	57
4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz	67
5. Veröffentlichungen und Vorträge.....	68
5.1 Publikationen.....	68
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	70
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	70
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	71
6. Studentische Arbeiten	74
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	74
6.2 Bachelorarbeiten	75
6.3 Projektarbeiten	76
7. Promotionen	78

1. Personal

Institutsleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser
Univ.-Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin
Dr.-Ing. Ulf Häger

Sekretariat

Nicole Funke

Administration und Technik

Jan Elvermann
Nina Ganser

Lehrbeauftragte

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

Akademische Gäste

Dr. Pei Luo, China
Dimitri Pinel, M. Sc., Norwegen
Prof. Dr. Sergio Rivera, Kolumbien (Gambrinus Fellow)

Externe Doktoranden

Jonas Claus, M. Sc., ct.e GmbH
Alexander Koch, M. Sc., Robert Bosch GmbH
Frederik Puhe, M. Sc., Westnetz GmbH

Richard Schmid, M. Sc., Westfälische HS
Michael Tophinke, M. Sc., Innogy SE
Caner Yaldiz, M. Sc.

Wissenschaftliches Personal

Marvin Albrecht, M. Sc.
Dr.-Ing. Christoph Aldejohann
Marilyn Winifred Asmah, M. Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Patrick Berg, B. Sc.
Charlotte Biele, M. Sc.
Annika Brüggemann, M. Sc.
Stefan Dalhues, M. Sc.
Dipl.-Inf. Bernhard Dick
Fabian Erlemeyer, M. Sc.
Jawana Gabrielski, M. Sc.
Zita Hagemann, M. Sc.
Dominik Hilbrich, M. Sc.
Dr.-Ing. Jonas Hinker
Johannes Hiry, M. Sc.
Mara Holt, M. Sc.
Chris Kittl, M. Sc.
Marcel Klaes, M. Sc.
Dennis Klein, M. Sc.
David Kröger, M. Sc.
Dipl.-Inf. Markus Küch
Sebastian Liemann, M. Sc.
Gang Lin, M. Sc.
Dipl.-Ing. Martin Lindner
Qianyi Liu, M. Sc.
Jiayan Lui, M. Sc.
Dr.-Ing. Jonas Maasmann

Björn Matthes, M. Sc.
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.
Matthias Meißner, M. Sc.
Nils Offermann, M. Sc.
Gabriel Ortiz, B. Sc.
Rajkumar Palaniappan, M. Sc.
Tobias Patzwald, M. Sc.
Jan David Peper, M. Sc.
Oliver Pohl, M. Sc.
Diana Racines, M. Sc.
Sebastian Raczka, M. Sc.
Kalle Rauma, PhD
Bharathwajanprabu Ravisankar, M. Sc.
Florian Rewald, M. Sc.
Diego Hidalgo Rodriguez M. Sc.
Dzanan Sarajlic, M. Sc.
Dennis Schmid, M. Sc.
Debopama Sen Sarma, M. Sc.
Alfio Spina, M. Sc.
Michael Steglich, M. Sc.
Christoph Strunck, M. Sc.
Milijana Teodosic, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler
Christian Waniek, M. Sc.
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt
Yang Zhou, M. Sc.
Jannik Zwartscholten, M. Sc.

2. Kooperationen und Ausgründungen

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

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

Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Akademische Kooperationen

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

Kompetenzfeld „Energie-System-Transformation“ (EST) der Universitätsallianz Ruhr

Im Jahr 2019 wurde die Einrichtung des Kompetenzfeldes "Energie-System-Transformation" (EST) durch die UA-Ruhr beschlossen und offiziell eingerichtet. In diesem Kompetenzfeld wird hochschulübergreifend und interdisziplinär geforscht, um die gesamtheitliche Energiewende durch ausgewählte Technologien der Energiewandlung, Übertragung und effizienten Energieanwendung sowie deren wirtschaftliche und gesellschaftliche Zusammenhänge voranzubringen.

Das Kompetenzfeld betrachtet dabei die gesamte Breite von naturwissenschaftlichen, technischen, juristischen, raumplanerischen, wirtschaftlichen und soziologischen Disziplinen. Dadurch entstehen auch notwendige Synergien für die wissenschaftliche Nachwuchsförderung und Lehre. Gerade in der Ruhrregion sind die größten deutschen Firmen in diesem Bereich ansässig und sind mögliche Kooperationspartner und Arbeitgeber für die Absolventen dieser Ausrichtung.

An allen drei Universitäten der UA Ruhr sind komplementäre und interdisziplinäre Schwerpunkte und Strukturen im Bereich der Energieforschung mit insgesamt mehr als 75 leitenden Wissenschaftler*innen vorhanden. Basierend auf den bestehenden engen Kooperationen und gemeinsamen Projekten lässt sich die Energieforschung mit dem zentralen Aspekt der interdisziplinären Gesamtsystemsicht und insbesondere dessen Transformation in Richtung eines auf erneuerbaren Energien basierten Energiesystems bündeln.
www.uaruhr-est.de

Forschungscluster Energie und Ressourcen

Die Bereitstellung und Verwendung von Energie und Ressourcen in den unterschiedlichsten Formen sind zwei der wesentlichen Eckpfeiler unserer Industrienation. Der effiziente Umgang mit Energie und Ressourcen ist eine der entscheidenden Herausforderungen für unsere gesellschaftliche und industrielle Zukunft. Vielfältige Forschungen in diesem Bereich finden bereits heute an der TU Dortmund statt. Einige Fakultäten haben Schwerpunkte, die die Themen Energie und Ressourcen beinhalten. Viele Lehrstühle und Institute forschen erfolgreich und sichtbar an energie- und ressourcenrelevanten Themen. Unter der Leitung des ie³ bündelt das Forschungscluster Energie

und Ressourcen diese Kompetenzen auf interdisziplinäre Weise. Das Konsortium des Forschungsclusters setzt sich aus einer Vielzahl von Akteuren der TU Dortmund, benachbarten Forschungseinrichtungen sowie der Wirtschaftsförderung Dortmund zusammen.

Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

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

Allianz Smart City Dortmund

Gemeinsam mit der IHK zu Dortmund hat die Stadt Dortmund die Allianz Smart City gegründet, mit dem Zweck, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Smart City Dortmund einzubinden. Wesentliche Initiatoren der Allianz sind neben Stadt und IHK auch die am ie³ etablierte L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund sowie CISCO, einer der Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich ca. 160 nationale und internationale Unternehmen und Institutionen dieser Allianz angeschlossen und setzen erste Pilotprojekte in Dortmund um. Diese Plattform bietet Unternehmen und der Wissenschaft die Gelegenheit, gemeinsame Geschäftsfelder, Technologien und Netzwerke der Zukunft im Bereich von Smart City-Anwendungen für sich zu erschließen. Die Allianz Smart City steht nationalen als auch internationalen Unternehmen und Institutionen offen, die (technische) Lösungen für die Städte der Zukunft entwickeln und erproben wollen. Im Mittelpunkt dabei die digitale und intelligente Vernetzung von Systemen in den Bereichen Energie, Verkehr, Logistik und Mobilität.

L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund

Die die vom ie³ koordinierte L.E.D. übernimmt im Sinne einer zentralen Projektleitstelle die fachlich-wissenschaftliche und koordinierende Begleitung der Umsetzung des Masterplans Energiewende der Stadt Dortmund. Die L.E.D. ist das zentrale Instrument der Verstärkung des Gesamtprozesses und leistet einen wesentlichen Beitrag dazu, dass Dortmund mit einer konzertierten Projektstrategie zu Themenstellungen der Energiewende zu einem national wie auch international beachteten Best Practice werden kann. Die L.E.D. fokussiert auf die Entwicklung, Akquise und Durchführung von Projekten in den Bereichen Energiewende, Smart Grid, Smart City, Smart Factory, Industrie 4.0 und Elektromobilität. Neben technischen Fragestellungen stehen auch soziale und kulturelle Aspekte, Akzeptanzfragen sowie die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern auf der Agenda der L.E.D.

ef.Ruhr GmbH – Die Energiedienstoffabrik

Die ef.Ruhr GmbH ist ein forschungsnahes Consultingunternehmen mit Sitz in Dortmund. Sie steht als Energiedienstoffabrik an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Forschung und arbeitet an der Umsetzung innovativer Dienstleistungen und Produkte sowie spezieller komplexer Fragestellungen in den Bereichen Energiewandlung, Energietransport, Energieverteilung, Energiewirtschaft und Energieeffizienz.

Kerngeschäft der ef.Ruhr GmbH ist es, Aufträge für die Industrie und öffentliche Auftraggeber – hierzu gehören: Produktentwicklungen, Studien und Gutachten, Auftragsforschung-, und sonstige Dienstleistungen – im Bereich der Energieforschung durchzuführen und zu unterstützen.

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund

www.energieforschung.ruhr

ZEDO e.V.

Das ZEDO – Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. dient seit über 25 Jahren der Forschung, Entwicklung und Wissensvermittlung im Bereich der Informations- und Wissensverarbeitung in technischen Systemen.

Zielsetzung des ZEDO ist die Förderung der wissenschaftlichen Forschung, Entwicklung und Ausbildung auf dem Gebiet der Beratungssysteme

sowohl innerhalb als auch außerhalb der TU Dortmund. Das ZEDO verfolgt insbesondere das Ziel, das Einsatzpotential von Beratungssystemen in der Technik wissenschaftlich voranzutreiben, deren Entwicklung zu fördern und durchzuführen sowie deren Anwendung zu unterstützen.

ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.
Joseph-von-Fraunhofer Str. 20
44227 Dortmund
www.zedo.fuedo.de

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

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

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

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

Schlüssel für die schnelle Umsetzung ist die Transfertechnologie von logarithmo. Diese ermöglicht die schnelle Umwandlung von lediglich vom Entwickler handhabbaren Softwarelösungen (z.B. eine MATLAB-, JAVA- oder MS Excel-basierte Lösung) in einfach nutzbare Software-Dienste, die als Web-Anwendung oder integriert

in eine bestehende Software genutzt werden kann. Diese Transfertechnologie wird aktuell angewendet, um drei Arten von datenbasierten Lösungen umzusetzen:

- Verfahren von Wissenschaftlern, die sonst erst nach langer Zeit für die Industrie angeboten werden können;
- Best-Practice-Lösungen aus Unternehmen, um diese effizient einem erweiterten Nutzerkreis anzubieten,
- von logarithmo auf Anfrage umgesetzte Tools, die mit Partnern entwickelt werden

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

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

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

fertige Softwarelösung verfeinert und umgesetzt werden. Diese kann auch in andere Software des Partners (z.B. EMS, SAP, SCADA, Netzberechnungssoftware, GIS-System) integriert werden.

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

3. Lehre

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. Dieter König**

Vorlesung für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Betrieb und Aufbau von Netzen **Prof. Dr.-Ing. L. Jendernalik**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

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

Informationssysteme der Netzbetriebsführung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Smart Grids

Dr.-Ing. U. Häger

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

Erneuerbare Energiequellen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz,

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

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

3.2 Exkursionen

07.02.2019

Im Rahmen der Vorlesung „Betrieb und Anlagen elektrischer Netze“ hat eine Gruppe von Studierenden und Doktoranden eine Exkursion zur Firma Westnetz in Arnshausen gemacht. Thema war

die Besichtigung der Schaltanlagen. Weiterhin wurden im Rahmen dieser Exkursion die Ortsnetzstationen in Mendon und in Dortmund-Wambel besichtigt.

3.3 Seminare

„Die globalen Entwicklungen der elektrischen Energienetze durch den Einsatz verschiedener Technologien von Erneuerbaren Energien“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2019.

„Analyse aktueller Forschungsfragen zu ausgewählten Bereichen der Energieversorgungssysteme und Ableitung von Anforderungen für die Netzmodellierung“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im WS 2018/2019.

„Analyse und Bewertung des Einsatzpotentials von künstlicher Intelligenz und maschinellem Lernen in der Planung und dem Betrieb elektrischer Verteilnetze“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im WS 2018/2019.

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,
- Automatisierung von Energiesystemen
- 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 Verteilnetze 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 Forschungsgebiete.

Netzdynamik und Stabilität

Die steigende Zahl regenerativer umrichtergekoppelter Erzeuger in allen Spannungsebenen und der gleichzeitige Rückgang der synchrondrehenden Generatoren sowie die Installation von Smart Grid Applikationen, FACTS-Geräten oder Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen verändern die Dynamik zukünftiger elektrischer Energiesysteme. Weiterhin führen die Volatilität der regenerativen Einspeiser und der Zusammenschluss der Energiemärkte zu steigenden Unsicherheiten im Netzbetrieb und folglich dazu, dass zukünftige Energieübertragungsnetze vermehrt näher an ihren Stabilitäts- und Betriebsgrenzen betrieben werden. Diese Herausforderungen verlangen nicht nur neuartige Monitoring-, Regelungs- und Schutzsysteme. Vielmehr sind auch die veränderte Dynamik der Übertragungs- und Verteilnetze und deren gegenseitige Interaktion modelltechnisch abzubilden.

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

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

- Berücksichtigung der Interaktion zwischen Energiesystemen und IKT-Systemen.

Schutz- und Leittechnik

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

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

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

- die Erforschung von Smart Grids und Systemen zur Umsetzung von Automatisierungsfunktionen in elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetzen;
- die Implementierung dieser Funktionen auf realer Hardware, so dass eine durchgängig

engineer- und prüfbare Systemplattform entsteht;

- die Identifikation von Potentialen und Entwicklung von Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz mit Fokus auf der Frequenzhaltung;
- die Entwicklung neuer Ansätze eines dezentralen und selektiven Unterfrequenzschutzes;
- der Einsatz dynamischer Last- und Erzeugungsanlagen zur Kompensation einer sinkenden Netzanlaufzeitkonstante;

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

Transportnetzplanung und Energiemärkte

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

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

- die Modellierung und Prognose des regionalen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf See und an Land bei sich kontinuierlich verändernden politischen Rahmenbedingungen,
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzplanung in zunehmend durch Erneuerbaren Energien geprägten Energieversorgungssystemen,
- die Entwicklung von Lösungen zur Deckung des erhöhten Bedarfs an Flexibilität unter Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr,
- die Simulation des europäischen Strommarktes zur Analyse des zukünftigen Einsatzes von Erzeugungseinheiten und Speichern sowie des Stromhandels infolge unterschiedlicher Strommarktdesigns,

- die Durchführung von Netzanalysen zur Bestimmung des zukünftigen Engpassmanagementbedarfs sowie zur Identifikation geänderter Anforderungen an zukünftige Netzstrukturen,
- die Ableitung zielgerichteter Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines zuverlässigen und zugleich wirtschaftlichen Netzbetriebs im Rahmen der Zielnetzplanung sowie
- die technisch-wirtschaftliche Bewertung und Priorisierung solcher Maßnahmen.

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

Verteilnetzplanung und -betrieb

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

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

- eine optimierte Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen durch eine am ie³ entwickelte agentenbasierte Zeitreihensimulation;
- die Analyse kurzfristiger Überlastungen von Betriebsmitteln und der Verletzung von Grenzwerten im Bereich der Spannungshaltung auf betrieblicher Seite durch das volatile Einspeiseverhalten von dezentralen Energieumwandlungsanlagen;
- die Entwicklung neuer Strategien zur Betriebsführung von Verteilnetzen zur Aufrecht-

erhaltung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit;

- die Entwicklung von Strategien zur Veränderung der Netztopologie oder für ein flexibles Last- und Einspeisemanagement zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit bei zunehmender volatiler Einspeisung;
- eine Erforschung von Methoden zur Verbesserung der Beobachtbarkeit und Fernsteuerbarkeit von Betriebsmitteln und flexiblen Anlagen;
- die Erforschung marktseitiger Anwendungsfälle über die netzdienliche Nutzung von Flexibilität hinaus, insbesondere die Integration spezifischer Technologien (Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Wärmepumpen, etc.) als auch deren optimierte Koordination.

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

Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

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

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

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

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

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

Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

Die kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz von elektronischen Geräten wird zunehmend durch den Einsatz verschiedenster leistungselektronischer Komponenten umgesetzt. Diese Komponenten haben zusätzlich einen direkten Einfluss auf die Power Quality des Versorgungsnetzes und können dabei positive sowie negative Effekte hervorrufen. Die Forschungsgruppe fokussiert auf:

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

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

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

4.1 Netzdynamik und Stabilität

Eine Power-Hardware-in-the-Loop Testumgebung für lastflussregelnde Betriebsmittel

A Power-Hardware-in-the-Loop Test Environment for power flow controlling devices

Oliver Pohl

Im Smart Grid Technology Lab des ie³ wurde im Zuge des IDEAL-Projektes eine Testumgebung entwickelt und erprobt, die es ermöglicht, lastflussregelnde Betriebsmittel wie Impedanzregler in eine Echtzeitsimulation einzubinden. So können diese Geräte unter realitätsnahen Bedingungen getestet werden.

A test environment has been developed and tested at ie³'s Smart Grid Technology Lab, which enables the integration of power flow controlling devices such as impedance controllers into a real-time simulation. Such devices can now be tested under circumstances close to reality.

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

Seit 2016 wird am ie³ im Zuge des Forschungsprojekts „Impedanzregler und Dezentrales Engpassmanagement zur Autonomen Leistungsflusskoordination“ (IDEAL) innovative Leistungsflussregelung mit sogenannten Distributed Series Reactors (DSRs) in 110-kV-Netzen untersucht.

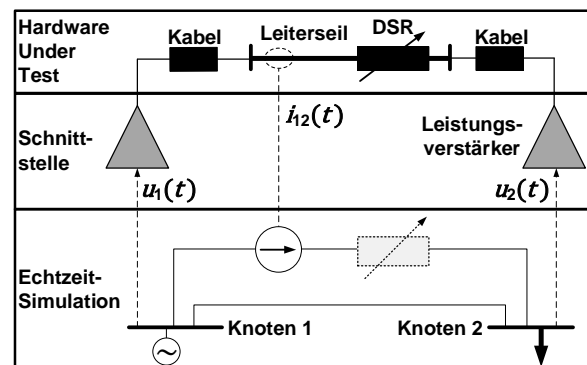
Die Untersuchungen im IDEAL-Projekt erfolgen durch Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulationen. Dieses Verfahren ermöglicht die Erprobung einzelner Hardwareelemente eines größeren Gesamtsystems unter realitätsnahen Bedingungen ohne die Notwendigkeit einer Feldinstallation. Ein PHIL-Aufbau besteht grundsätzlich aus drei Komponenten: der Hardware-Under-Test (HUT), einer Echtzeitsimulation und einer Hardware-Software-Schnittstelle. Im Labor wurden als HUT drei DSRs auf kurzen Leiterseilen montiert:



Gerüst mit Leiterseilen und DSRs

Auf einem OPAL-RT Echtzeitsimulator wird nun ein Netz simuliert, in dem eine beliebige dreiphasige Leitung ausgewählt und mit DSRs bestückt wird. Die Modellierung der DSRs erfolgt durch die HUT mit Hilfe einer Schnittstelle in Form von Leistungsverstärkern. Diese arbeiten als Spannungsquellen und sind an den Enden der realen Freileiterseile angeschlossen. Hierdurch entsteht ein Stromfluss über die Leiterseile, welcher dem

Strom entspricht, der in einer reinen Software-Simulation über die modellierte Leitung fließen würde. Der erzeugte Strom wird gemessen und in die Simulation zurückgekoppelt, sodass ein geschlossener Regelkreis vorliegt. Funktionsprinzip und Stabilität dieses Aufbaus wurden bereits durch eine PHIL-Simulation mit einem simplen Netzmodell bestätigt, wie es hier dargestellt ist:



Einphasiges Modell des PHIL-Aufbaus

Die Leistungsverstärker liefern maximal 125 A bei 250 V. Die DSRs reagieren nur auf den Strom durch die Leiterseile; simulierte und erzeugte Spannung müssen somit nicht identisch sein. Dies muss lediglich beim Strom zutreffen. Die DSRs erreichen ihren Nennbetrieb jedoch erst ab einem Strom von 300 A. Um Ströme auf den Leiterseilen zu erzeugen, welche eher in einem 110-kV Netz auftreten, wurden zusätzlich Transformatoren zwischen Verstärkern und Leiterseilen installiert. Durch das Übersetzungsverhältnis der Transformatoren wirkt ein einzelner DSR wie eine ganze Flotte – so wie sie auch in der Realität auf Freileitungen installiert wird. So können mit diesem Aufbau DSRs in Kombination mit autonomer Leistungsflussregelung untersucht werden.

Frequenzregelung für Energiesysteme mit hoher Photovoltaikdurchdringung

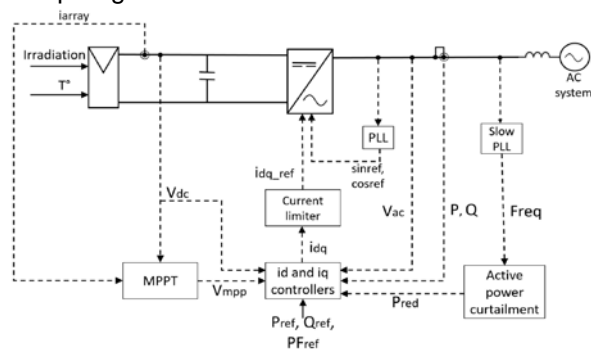
Frequency Control for Energy Systems with High Photovoltaic Penetration

Diana Racines

Mit zunehmender Integration von Energiequellen, welche mit Leistungselektronik an das Energieversorgungsnetz angeschlossen sind, steigen die Herausforderungen für den stabilen Betrieb dieser Systeme. Im Hinblick auf die Frequenzstabilität ergeben sich Probleme durch zwei Hauptfaktoren: eine Abnahme der Trägheit des Systems und das Fehlen einer inhärenten Reaktion auf Frequenzänderungen von den meisten mittels Leistungselektronik angeschlossenen Energiequellen. Ziel dieses Projekts ist die Entwicklung eines schnellen Frequenzgang-Regelmodells für große Photovoltaik-Kraftwerke, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten.

As power-electronics connected energy sources increase their participation in power systems, the challenges to operate these systems also increase. In terms of the frequency stability, problems arise due to two main facts: a decrease in the inertia of the system and a lack of an inherent response to changes in the frequency from most power-electronics connected energy sources. This project aims to develop a fast frequency response control model for large-scale photovoltaic power plants in order to guarantee the stability of the power system. A general control scheme for a photovoltaic power plant is presented, which is the basis for further fast frequency control developments.

System frequency stability is one of the major challenges faced by power systems with high participation of power-electronics connected energy sources. In such a systems, inertia is lower than usual. Therefore, new control strategies must be implemented in order to maintain the frequency among desired boundaries. This research considers large-scale photovoltaic power plants (PVPP) with the goal of developing a fast frequency response (FFR) control system for them. The PV generator is first dynamically modelled. The developed general control scheme is shown below.



General control scheme of a photovoltaic power plant

The photovoltaic panel is modelled, considering the irradiation and the temperature as input variables, as well as the dc-link. A maximum power point tracker (MPPT) based in the "Perturb and Observe" technique was implemented, which provides the voltage at the MPP to the i_d and i_q controllers. These controllers provide the reference signal to the inverter for the control of active power P and reactive power Q , respectively.

Several considerations are taken into account in order to fulfil the requirements established by grids codes for the connection of generation sources to high and medium voltage grids. In this sense, both active and reactive power must be controlled. With regard to the reactive power supply, this must be adjustable according to any of the following methods: i) a fixed power factor, ii) a variable power factor depending on the active power [$\cos \phi (P)$], iii) a fixed reactive power or iv) a reactive power-voltage characteristic [$Q(U)$]. The developed model implements these four methods and includes a Fault-Ride-Through capability too.

Concerning the active power control, there are three main requirements: i) power curtailment, ii) ramp rate and iii) power reserves. Usually, at least two of these requirements must be fulfilled, and in this case all of them were considered. Power reserve refers to a percentage of the absolute power that a PVPP can supply in normal conditions. A way to achieve this is operating the generator below its maximum capability, which is known as de-loaded operation of the PVPP. This constitutes a method to provide FFR and it is considered in this model. However, further research is needed regarding the appropriate de-loading value of the PVPP. Other techniques will be also considered and it is of interest to study the transition between interconnected operation and island operation of low inertia systems employing the developed control models.

Echtzeitfähige Netzzustandsschätzung in PMU überwachten Systemen

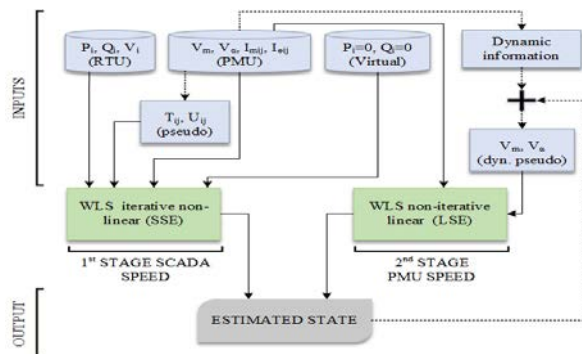
Real-time state estimation in systems partially observed by PMUs

Gabriel Ortiz

Die ständige Erhöhung des Strombedarfes und die großflächige Integration dezentraler Stromerzeugung sowie das komplexe Verhalten von Lasten, um nur einige Faktoren zu nennen, haben in elektrischen Energiesystemen dazu geführt, dass diese in der Nähe ihrer Grenzen arbeiten und große Unsicherheiten in Bezug auf ihre dynamischen Eigenschaften aufweisen. Aus diesem Grund ist es notwendig, den Betriebszustand des Systems in Echtzeit zu bestimmen, um unerwünschte Systemzustände zu identifizieren und erforderliche Maßnahmen zu ergreifen. Diese Arbeit stellt eine Echtzeit-Netzzustandsschätzung in einem System vor, das teilweise durch Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte überwacht wird. Um fehlende Messpunkte aufzufangen und die vollständige Sichtbarkeit des Systems wiederherzustellen, wird eine Methode eingesetzt, die dynamische Pseudo-Spannungsmessungen erzeugt.

The permanent demand increase and the large-scale integration of distributed energy resources on the generation side, and complex loads on the demand side, to name a few, have led electric power systems to operate near their limits and to exhibit large uncertainties of their dynamics characteristics. In view of this, it is necessary to determine the system operating state in real time, with the aim of detecting unwanted states and act accordingly. This work presents a real-time state estimator in a system that is partially observed by phasor measurement units. In order to compensate the lack of measurements and to restore full observability, it is used a novel methodology for generating dynamic voltage pseudo-measurements.

In this work, a real-time two-stage state estimator (SE) is proposed. It is assumed that the system is partially observed by phasor measurement units (PMUs). The first stage is updated at SCADA speed and the state is estimated iteratively. The measurement vector consists of traditional measurements of power injection and voltage magnitude, voltage phasor measurements and power flow pseudo-measurements. The incorporation of current measurements in traditional estimators introduces ill-conditioning problems. That is why current measurements are replaced by power flow pseudo-measurements, calculated from voltage and current phasor measurements. Second stage is updated at PMU speed and the state is estimated in a linear and non-iterative way.

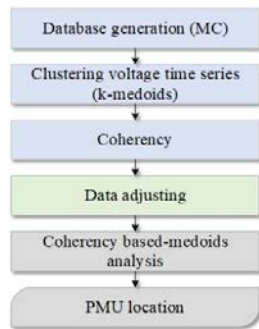


Two-stage SE

In this case, phasor measurements of current and voltage, and voltage dynamic pseudo-measurements at unmeasured buses are considered inputs in order to ensure the observability of the entire system. Bad data analysis is carried out in stage 1 and it involves two steps: in first place, the error is detected by assessing the target function value, i.e. the $J(\hat{x})$ test is carried out. Secondly, the bad measurement is identified through the largest normalized residual test. In this work, it is assumed that synchronized measurements are accurate enough, but it is taken into account the possibility of loss of communication between PMUs and the SE. This condition is represented by holding constant the value measured by the affected PMU. Detection and identification of the affected PMU in stage 2 is accomplished by comparing the evolution of measurements reported by PMUs.

The methodology for generating dynamic voltage pseudo-measurements is based on the concept of coherency. The approach relies on this idea to define pseudo-measurements from information of voltage evolution at observed buses when contingencies n-1 happen, the operating state pre-contingency and the type of contingency. Nevertheless, coherency depends mainly on the operating state pre-contingency and the kind of contingency. For this reason, through a probabilistic

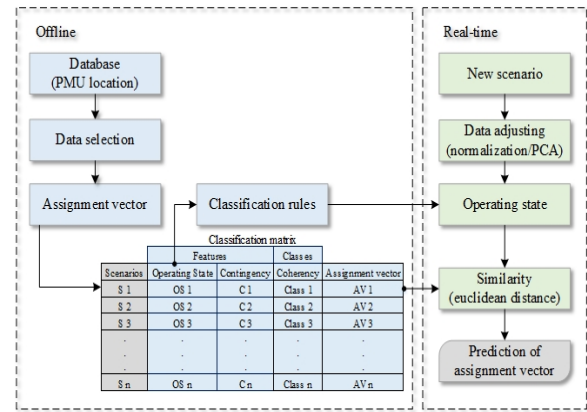
method, a PMU location is determined in such a way that all the coherent areas are observed with high probability. This method performs off line and consists of three stages. In the first one and by means of simulation software and the Monte Carlo (MC) algorithm are defined several operating scenarios that allow assessing the dynamic evolution of the system and its coherency. Input variables consists of the kind of contingency, the failed element, fault location or amount of disconnected load and the operating state pre-contingency. The output is represented by voltage time series. For each simulated scenario, coherency or “class” of bus voltages is determined using the clustering technique “k-medoids”. In the second stage, a data “adjusting” process is carried out. In the third stage, a coherency based-medoid analysis is performed in order to define the PMU location.



PMU location

Next, with the help of a previously trained classifier, coherency is predicted and an assignment vector that dictates the connection between non-observed buses to observed ones is defined. The classifier operates in real time and finds its performance on a classification matrix that is generated off line from the adjusted data in the PMU location method. The construction of the matrix involves two steps: first, several scenarios are selected in such a way that the resulting sample includes all the classes. Second, for each scenario an assignment vector that shows the connection between observed and non-observed buses is defined. Here, the class and the PMU location are involved. In those cases where there is the possibility of assigning more than one observed bus, the final solution includes the bus with the minimum electrical distance to the non-observed bus under analysis. Finally, the classification matrix is built from the selected scenarios and the assignment vectors. In the presence of a new and unknown scenario, the classifier is able to predict the class and the assignment vector in real time. To achieve this it uses information provided by the

SE and the type of contingency. Finally, dynamic voltage pseudo-measurements at non-observed buses are obtained from results delivered by the classifier, the dynamic information from PMUs and the estimated state.



Classifier

The SE together with the methodology for generating dynamic voltage pseudo-measurements have been evaluated on the New England 39-Bus system under several operating scenarios. The PMU location involves 7 PMUs and allows observing with 96 % of probability all the coherent areas of the system. The classifier is capable of accurately forecasting coherency in 90 % of the test scenarios and in time frames that are compatible with real-time applications. Accuracy of dynamic voltage pseudo-measurements is evaluated for each non-observed bus and for each type of contingency. From the point of view of the contingency type, pseudo-measurements are less accurate on those scenarios that involve three-phase faults on lines. As regards the location or the type of bus, pseudo-measurements with greater deviation belong to generator buses or buses that are further away from PMU buses. The SE is capable of estimating with high accuracy the system state even when coherency is not well predicted. The algorithm performance is analyzed assuming the loss of communication between a PMU and the SE. Pseudo-measurement redundancy in stage 2 decreases slightly the estimation accuracy at non-observed buses. In relation to the observed ones, it leads to an improvement and this effect is more evident in voltage angle. Bad data analysis in stage 1 allows successfully detecting the failed PMU in at least 80 % of test scenarios. An average computation time in stage 1 of 60 ms and 3.6 ms for stage 2, proves the algorithm’s ability to operate in real time conditions.

DFG Schwerpunktprogramm 1984 - Hybride und multimodale Energiesysteme: Systemtheoretische Methoden für die Transformation und den Betrieb komplexer Netze

DFG Priority Programme 1984 - Hybrid and Multimodal Energy Systems: Systems Theory and Methods for the Transformation and Operation of Complex Networks

Sebastian Liemann, Marcel Klaes, Daniel Mayorga Gonzalez

Das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der Technischen Universität Dortmund koordiniert das DFG Schwerpunktprogramm 1984 "Hybride und multimodale Energiesysteme" und ist inhaltlich mit zwei Teilprojekten an dem Vorhaben beteiligt. Ziel des Schwerpunktprogramms ist es, neue systemtheoretisch begründete Konzepte für die Transformation des gegenwärtigen elektrischen Energiesystems hin zu informationstechnisch durchdrungenen, hybriden und multimodalen Netzen zu schaffen.

The Institute for Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie³) of the TU Dortmund University coordinates the DFG priority program 1984 "Hybrid and Multimodal Energy Systems" and is engaged in two sub projects of the program. The Priority Program targets new systems theories, concepts and methods for the transformation of the electrical energy system towards hybrid and multimodal networks that are pervaded by information and communication technologies.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.

Im Rahmen des Schwerpunktprogramms 1984 der Deutschen Forschungsgemeinschaft "Hybride und multimodale Energiesysteme: Systemtheoretische Methoden für die Transformation und den Betrieb komplexer Netze" arbeitet ein interdisziplinäres Team von 56 Wissenschaftlern aus 15 Universitäten um einen Beitrag zur sicheren und resilienten Energieversorgung der Zukunft zu leisten. Ziel des Schwerpunktprogramms ist es, neue systemtheoretisch begründete Konzepte für die Transformation des gegenwärtigen elektrischen Energiesystems hin zu informationstechnisch durchdrungenen, hybriden und multimodalen Netzen zu schaffen. Das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der Technischen Universität Dortmund ist für die Koordination des Schwerpunktprogramms zuständig und ist mit zwei Teilprojekten an dem Vorhaben inhaltlich beteiligt. Eine Übersicht über Inhalt und Ziele dieser wird im Folgenden gegeben.

Teilprojekt: Analyse der Langzeit- Spannungsstabilität in hybriden Energiesystemen unter Berücksichtigung der Systemdynamik und unterlagerten multi-modalen aktiven Verteilnetzen

Aufgrund der Veränderung des elektrischen Energiesystems, welches zum einen durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke, die Installation von Hochspannungsgleichstromübertragungsanlagen (HGÜ-Anlagen) und erneuerbaren Energien (EE) zurückzuführen ist, ändert sich dessen Systemdynamik und insbesondere die

(Spannungs)-Stabilität. Im Fall hoher EE-Einspeisung, geringem Anteil konventioneller Kraftwerke und entfernter Last, muss diese Leistung über weite Strecken transportiert werden, wodurch das elektrische Energiesystem immer weiter an seinen Grenzen betrieben wird. In solchen Zuständen können insbesondere Fehler, die über das (n-1) Kriterium hinausgehen, zu einem sehr großen Blindleistungsbedarf führen, der durch die noch verfügbaren konventionellen Kraftwerke nicht mehr gedeckt werden kann. Daher müssen die EE-Anlagen in den Verteilnetzen, die potenzielle Blindleistungsquellen darstellen, dahin untersucht werden, welchen Beitrag sie in solchen Situationen liefern können und wie sich dies auf die Systemdynamik und Stabilität auswirkt. Daneben soll auch der Einfluss der HGÜ-Konverter und deren verschiedenen Betriebsstrategien auf die Langzeit-Spannungsstabilität untersucht werden. Da diese durch eine fehlende Massenträgheit sowie eine sehr schnelle Regelung gekennzeichnet sind, ist auch hier von einer deutlichen Änderung in der Dynamik des Systems auszugehen.

In diesem Projekt werden darüber hinaus die bestehenden Notfallmaßnahmen für spannungskritische Situationen untersucht und gegebenenfalls an die neuen Bedingungen im elektrischen Netz angepasst. Regelungsmaßnahmen die zur Verhinderung spannungskritischer Zustände gedacht sind, wie Lastreduktion und Spannungs-Blindleistungsregelung von aktiver Verteilnetze, werden dahin erweitert, dass ihr Einfluss auf die Spannungsstabilität optimiert wird.

Somit ist insgesamt das Ziel dieses Projektes die Analyse des Einflusses der Abschaltung konventioneller Kraftwerke, der Installation von EE und HGÜ-Anlagen auf die Systemdynamik und Langzeit-Spannungsstabilität sowie der Entwicklung von Gegenmaßnahmen durch die Regelung aktiver Verteilnetze und HGÜ-Umrichter.

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

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

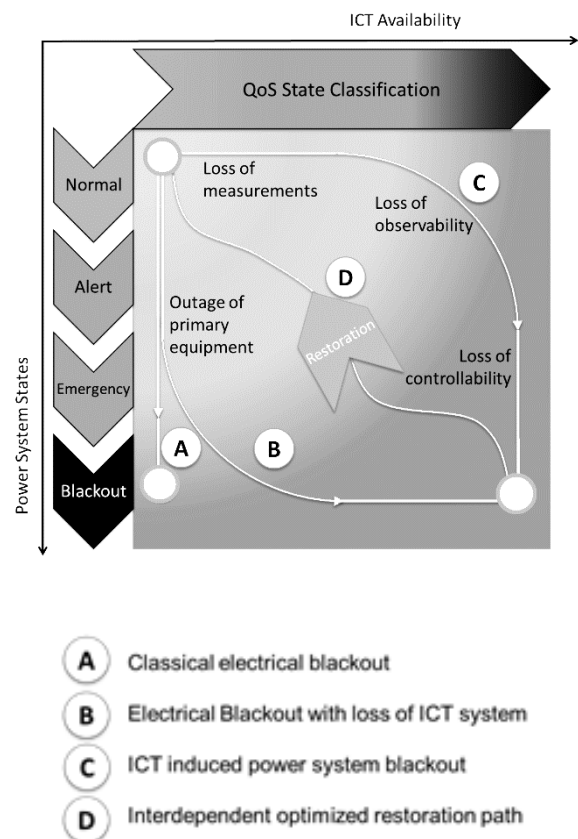
Der Fokus dieses Projektes liegt inzwischen eindeutig auf der Schnittstelle zwischen der IKT- und der Energie-Domäne. Nachdem jene zukünftige SmartGrid-Funktionen isoliert wurden, die bei Problemen in der IKT-Infrastruktur die Stabilität des Stromnetzes empfindlich stören könnten, sollen die genauen wechselseitigen Abhängigkeiten der Domänen sowie die Sensitivität gegenüber IKT-Problemen untersucht werden. Dabei sollen sowohl Probleme auf Daten-Ebene wie hoher Latenz oder geringer Verfügbarkeit, als auch strukturelle Probleme wie Ausfälle ganzer Komponenten berücksichtigt werden. Eine Sonderrolle nehmen zusätzlich dazu solche IKT-Probleme ein, die das jeweils übergeordnete System (in diesem Fall beispielsweise das SCADA-System) nicht zu detektieren im Stande ist. Dies können zum einen seltene, unvorhersehbare Fehlfunktionen sein, aber zum anderen natürlich auch das Ergebnis erfolgreicher Cyber-Angriffe. Die Untersuchung der Auswirkungen nicht vollständiger Integrität von ansonsten erfolgreich übermittelten Messwerten und Kontrollbefehlen stellt daher einen weiteren Aspekt des Projekts dar.

Im Kern der Analysen steht zum einen die Erforschung der technischen Mindestanforderungen von SmartGrid-Funktionen für einen gewohnt stabilen Systembetrieb. Zum anderen sollen auch

die Konsequenzen einer Verletzung dieser Mindestanforderungen betrachtet werden. Somit sollen nicht nur die aus elektrotechnischer und versorgungstechnischer Sicht relevantesten Stabilitätsrisiken, sondern auch die Grundlage für ökonomische Entscheidungen etabliert werden.

Die Untersuchungen hierzu sollen dabei mittels zweier Ansätze durchgeführt werden: Der Top-Down-Approach verfolgt das Ziel, die korrekte Abbildung netzwerktheoretischer Aspekte und Details bei der Modellierung cyber-physikalischer Energiesysteme (CPES) zu garantieren. Parallel dazu sollen im Rahmen des ergänzenden Bottom-Up-Approaches verschiedene Simulationen zu Kombinationen aus SmartGrid-Funktionen und Fehlerszenarien durchgeführt werden um die Thesen des Top-Down-Approaches validieren zu können.

Die Ergebnisse sollen anschließend zum Teil dazu genutzt werden, eine zweidimensionale Zustandsraumbeschreibung für zukünftige SmartGrids unter Berücksichtigung der IKT-Ebene entsprechend der folgenden Abbildung zu erstellen.



Kombiniertes Zustandsmodell für SmartGrids

Kuratives Netzengpassmanagement unter Berücksichtigung der thermischen Reserve

Curative Congestion Management under consideration of the Thermal Reserve

Stefan Dalhues, Charlotte Biele, Martin Lindner

Durch kuratives Engpassmanagement und Ausnutzung der thermischen Reserve können Übertragungskapazitäten im Transportnetz erhöht werden. Zur Bestimmung der thermischen Reserve ist ein detailliertes elektro-thermisches Freileitungsmodell notwendig. In Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden thermischen Reserve kann dann eine geeignete kurative Maßnahme bestimmt werden.

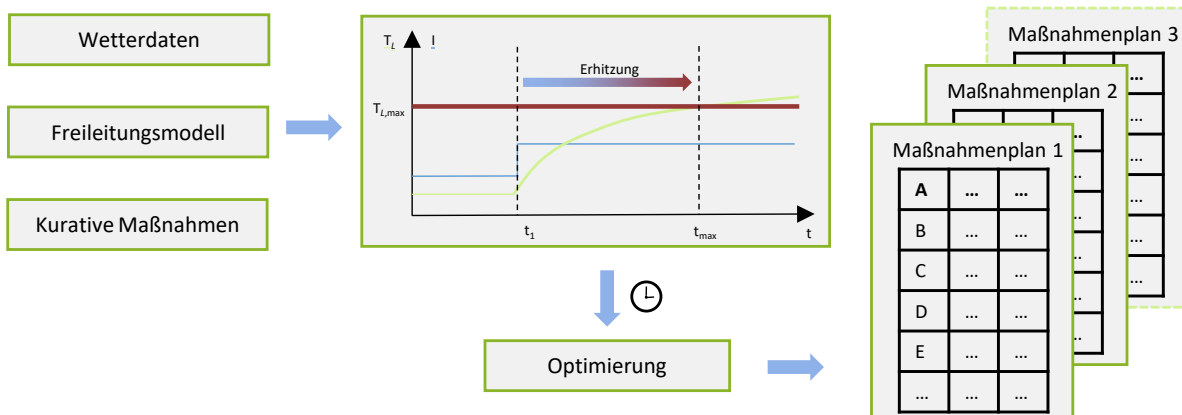
Through curative congestion management and utilisation of the thermal reserve, transmission capacities in the transport network can be increased. For the determination of the thermal reserve a detailed electro-thermal overhead line model is necessary. Depending on the available thermal reserve, a suitable curative measure can then be determined.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWi (FKZ: 0350036L)

Im Rahmen des Forschungsprojektes „InnoSys 2030“ werden innovative Methoden der Netzbetriebsführung erforscht. Unter anderem wird untersucht, inwieweit die Ausnutzung der thermischen Reserve in Kombination mit einem kurativen Engpassmanagement die Übertragungsfähigkeit im Netz erhöhen kann. Die Ausnutzung der thermischen Reserve meint hierbei, dass der erhöhte Stromfluss nach einem (N-1)-Fall auf einer Leitung für eine bestimmte Zeitdauer erlaubt wird, bis die kritische Temperatur der Leitung erreicht ist. Im Vorfeld wird für diesen Fall eine kurative Maßnahme definiert, welche den Stromfluss soweit absenkt, dass die Leiterseiltemperatur einen stationären Punkt unterhalb der kritischen Temperatur annimmt. In der untenstehenden Grafik ist der Ablauf der Bestimmung einer kurativen Maßnahme unter Berücksichtigung der thermischen Reserve veranschaulicht.

Um die thermische Reserve korrekt bestimmen zu können, ist eine detaillierte thermische Betrachtung der Übertragungsleitung notwendig. Hierzu wird ein elektro-thermisches Modell der Freileitung erstellt, welches die Aufheizung der Freilei-

tung über die Zeit unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Einflussgrößen modelliert. Neben den Materialkonstanten, in Abhängigkeit der verwendeten Leiterseilmaterialien, müssen ebenfalls die aktuellen Wetterbedingungen mit berücksichtigt werden, um eine genaue Darstellung des thermischen Verhaltens erzielen zu können. Die Erhitzung der Freileitungen kann dann für unterschiedliche (N-1)-Fälle prognostiziert werden, wobei eine Zeit bis zur kritischen Erhitzung bestimmt werden kann. Innerhalb dieser Zeit muss dann gewährleistet werden, dass eine kurative Maßnahme aktiviert und wirksam werden kann. Diese Randbedingung kann im Rahmen der Optimierung mit aufgenommen werden, um eine geeignete kurative Maßnahme zu bestimmen. Hierbei gibt es eine Vielzahl an möglichen Technologien, die für eine solche Maßnahme in Frage kommen. Neben konventionellem Redispatch, der sehr langsam ist, können auch netzbezogene Maßnahmen wie der Einsatz von PSTs berücksichtigt werden, welche eine schnellere Reaktionszeit aufweisen. Für unterschiedliche (N-1)-Fälle stehen dann kurative Maßnahmen bereit, welche im Bedarfsfall aktiviert werden können.



Bestimmung der thermischen Reserve und kurativer Maßnahme

Virtuelle Gleichstrommaschinenregelung zur Dämpfung von Gleichspannungsschwankungen in DC-Microgrids

Virtual DC machine control for damping DC voltage oscillation in DC-Microgrids

Gang Lin

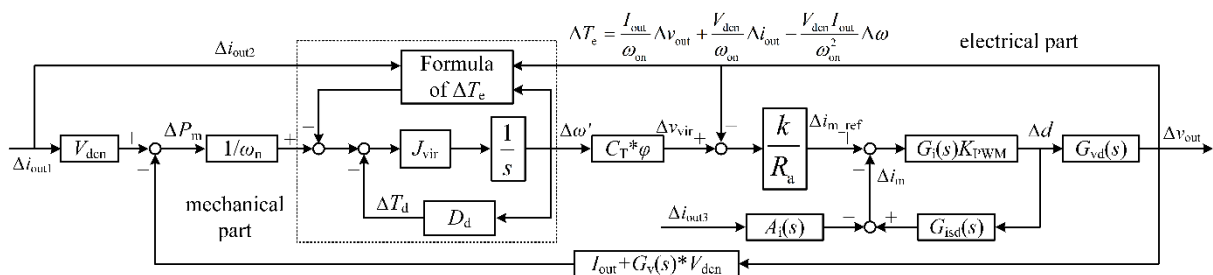
Zunächst wird die Trägheitsquelle in DC-Microgrids analysiert und das Konzept des Betriebs eines bidirektionalen Gleichstromwandlers als Gleichstrommaschine untersucht, der als virtuelle Gleichstrommaschine bezeichnet werden kann und sowohl im Generator- als auch im Motorbetrieb leicht zu betreiben ist. Weiterhin wird sein Kleinsignalmodell beschrieben. Die Einführung der VDCM-Regelung kann die Trägheits-, Dämpfungs- und Stabilitätsspanne des Systems verbessern. Darüber hinaus werden Details zum Parameterdesign vorgestellt. Die Leistung der VDCM-Steuerung wird durch Simulation validiert.

The inertia source in DC-MG is analysed firstly, and the concept of operating a bidirectional DC (bi-DC) converter as a DC machine is studied, which can be termed as virtual DC machine (VDCM) and be easily operated in both generation and motor mode. Further, its small signal model is established. The introduction of VDCM control can enhance the inertia, damping and stability margin of system. Moreover, details on parameter design are presented. The performance of VDCM control is validated by simulation.

In DC-MG, negative impedance characteristics of constant power load (CPL) might degrade system stability and cause resonance. In order to solve the resonance problem, a bi-DC converter could be operated as a DC machine to mimic the rotor inertia characteristic. This bi-DC converter can be termed as VDCM, which improves the DC-MG inertia and damping to suppress voltage oscillation. In DC-MG, its inertia manifests the ability to prevent sudden changes of DC voltage. When the DC system suffers from disturbance, the rotor of DC machine can provide power support to the system quickly, avoiding rapid fluctuations in DC voltage and deterioration in power quality. In addition, capacitor also has voltage inertia effect. When the DC-MG is disturbed, the capacitor can provide energy support quickly and suppress DC voltage fluctuations. Therefore, a VDCM control is proposed based on the voltage inertia characteristics of DC machine and capacitors. The physical nature of this control is using the control algorithms to increase the inertia and damping of the system. Its small signal model and parameters design are researched also. The virtual capacitor is seen as the virtual rotor of VDCM, providing inertia of smoothing voltage change. R_a is a flexible

and adjustable parameter that mimics armature winding resistance and the loss of the switching network. The output port is regarded as an armature winding, outputting electromagnetic power. In addition, a virtual controlled current source is added and its physical meaning is to simulate the damping effect of DC machines, providing or consuming unbalanced power. When the voltage rises, the virtual damping current source i_{vir} absorbs the surplus power. In contrast, it provides power difference when the voltage drops, improving the system damping and assisting the virtual rotor to suppress voltage fluctuations.

The operation of the VDCM is similar to the DC machine. For instance, when CPL increases, the virtual rotor compensates for the power difference with kinetic energy, and the virtual speed (v_{out}) decreases and then rise back rated value. Due to the inertia emulation, the fall of v_{out} is less and waveform is smoother. The VDCM can smoothly transition from the motor state to the generator state, and vice versa. When DG and CPL can achieve the power balance, i_{out} becomes 0 and VDCM shifts to the floating mode, which is a rotating reserve mode.



Small signal model of VDCM

Forschung zur Wirkleistungsoptimierung des VSC-HGÜ Systems zur Linderung der Überlastprobleme in hybriden AC/DC Netzen

Research on active power optimization of VSC-HVDC system for alleviating the overload problems in the hybrid AC/DC networks

Yang Zhou, Stefan Dalhues, Pei Luo

Die Integration des auf Spannungsquellenkonvertern basierenden Hochspannungs-Gleichstromsystems (VSC-HGÜ) realisiert einen anpassungsfähigen Sollwert der Wirkleistung an die Veränderungen im Leistungsfluss und trägt zum kurativen Engpassmanagement bei. Eine neuartige Steuerung für spannungswinkelunterbrechungsgesteuerte HGÜ Systeme (VAD-HGÜ) wird entwickelt, um die Wirkleistung zu optimieren und dynamische Verhaltensweisen bei der Anwendung des VAD-HGÜ Systems im hybriden AC/DC Netzen zu untersuchen. Darüber hinaus werden die Auswahl des Zugangspunktes zum Netz und die Kapazitätskonfiguration für den aktiven Leistungsbedarf des VSC-HGÜ Systems zur Reduzierung der Leistungsüberlastung analysiert.

The integration of voltage-source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC) system makes the set point of its active power adaptive to the changes in the power flow, and contributes to the curative congestion management. A novel control scheme of voltage angle droop controlled HVDC (VAD-HVDC) systems is proposed to optimize the active power and investigate dynamic behaviors of applying the VAD-HVDC system in hybrid AC/DC networks. In addition, the selection of access points to grid and the capacity configuration for active power requirement of VSC-HVDC system to reducing the power congestion are studied.

A line fault or trip in the power grid often causes power flow congestion, such as line overload. This research mainly uses VSC-HVDC system to regulate and relieve the overload problem in the power grid. This problem is studied in the following three parts.

The first part proposes an optimal power setting method based on the voltage angle controller. The proposed control strategy is based on the linear relation between active power injections and phase angles of nodal voltages provided by the DC load flow model. A global control structure of the VSC-HVDC system based upon the VAD control is designed. It can dynamically adjust the setting value of the HVDC injected power, to minimize the overloads when the power flow changes because of the N-1 cases or load demand changes. The severity index is assessed to verify the effective overload management of the VAD control in static optimization calculation.

Then, based on the above optimization results, dynamic model of the HVDC system with VAD control is built and integrated into the AC power grid to carry out the dynamic simulation. This section focuses on achieving good dynamic performance and control capability by further exploiting the dynamic behavior of the proposed VAD control. Time-domain simulations are conducted via the modified New England power system in Dlg-SILENT PowerFactory. Based upon the dynamic

characteristics analysis, a good dynamic performance of recovery and against interference can be achieved by means of the VAD control method and the DC voltage can be stabilized efficiently. Moreover, the AC active power responses confirm the hybrid power system providing good stability under the control method. The VAD controlled HVDC system is able to alleviate effectively the critical loadings in the hybrid AC/DC system.

In addition, when the locations of the VSC-HVDC system access to the grid are different, the impact on the grid and the ability to regulate the power congestion of the grid are also different. Therefore, the access points of the VSC-HVDC to the grid should be reasonably determined. In this part, the comprehensive sensitivity factor (CSF) is introduced to achieve the selection of candidate locations for the VSC-HVDC system. Thereby greatly reducing the amount of calculation in the later optimization process. Furthermore, a high capacity configuration of the HVDC system can lead to high economic costs. Based on the above considerations, the multi-objective optimization model is established to reduce the overloads of the grid and the minimum HVDC capacity. The optimal access points and injected power of VSC-HVDC are solved to achieve the optimal design of location and capacity.

Ein induktiver Filterbasierter paralleler Betriebstransformator mit gemeinsam genutztem Filter

An inductive filtering based parallel operating transformer with shared filter

Qianyi Liu

In dieser Arbeit wird ein auf induktiver Filterung basierender, parallel arbeitender Transformator mit gemeinsamem Filter vorgestellt, um die Spannungsqualität in der Transformatorstation eines Windparks zu verbessern. Nur ein Satz gemeinsamer induktiver Filter ist für die Versorgung von zwei Windparks (zwei Oberschwingungsquellen) konfiguriert. Der vorgeschlagene Transformator hat zusammen mit dem gemeinsam genutzten Filter die Vorteile eines geringeren Bauraums, einer höheren Geräteauslastung und einer besseren Filterleistung im Vergleich zu einem herkömmlichen Schema.

This work proposes an inductive filtering based parallel operating transformer with shared filter to improve the power quality at the grid-connected step-up station of wind farm. Only a set of shared inductive filter is configured to serve for two wind farms (two harmonic sources). The proposed transformer together with the shared filter has the merits of lower installation space, higher equipment utilization and better filtering performance compared with conventional scheme.

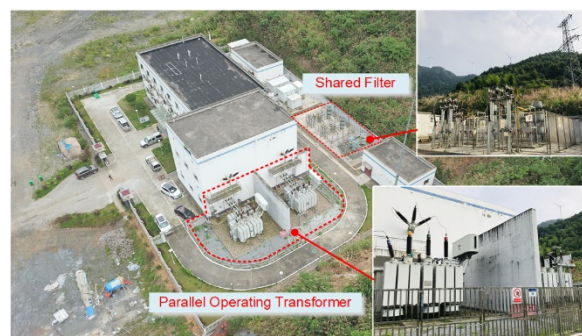
In the first half of 2019, the newly installed capacity of wind generation reached 9.09 million kilowatts in China. On the other hand, the wind utilization was also increased. The average wind rejection rate decreased to 4.7%, while that of Hunan province was 2.9%.

Due to the abundant wind source in mountainous area, mountain wind farms are widely applied in Hunan. Doubly fed induction generator (DFIG)-based and direct-driven permanent-magnet synchronous generator (PMSG)-based wind generators are generally included in the wind farm to realize the conversion from wind energy to power energy. In ideal condition, the lower order harmonics are not existed. Some undesirable cases make the converter output harmonic currents in real implementation. To satisfy the requirements of grid-connection, the wind farm owners are forced to install the power filter by local grid company. Harmonic emission not only negatively impacts the power quality of power grid, but destabilizes the operation of wind far. Harmonic results in unwanted torque undulation and possible reduction in the output power capability.

Based on inductive power filter, this work presents a parallel operating transformer with shared filter for wind farm. The proposed filtering system has the advantages of lower installation space, higher equipment utilization, lower risk of resonance and better filtering performance.

Two wind farms are connected to the power grid via two main transformers in the same step-up station. The main transformer has a three-winding

structure, whose high-voltage winding and middle-voltage winding are connected to the power grid and wind generators. The delta-connected low-voltage windings of the two transformers are connected with each other in parallel through the common point. According to the power quality report issued by electric power design institute, the harmonic emission of the wind farm is not satisfied the national standard without filter. To improve the power quality and save the installation space, the passive filters which includes 5th and 7th harmonic filters are connected to 10 kV parallel bus. It means that the two-phase wind farms share the same filter. Moreover, the main transformers adopt special winding design according to inductive filtering method to avoid potential harmonic resonance of passive filter, so that the equivalent impedance of the low-voltage winding (i.e., filtering winding) is close to zero. PW-3198 was adopted to monitor and record the power quality of the grid-connected point from 0:00, 30th June to 23:59, 29th July, 2019. All the measuring results shows that the power quality of the wind farm surpasses the national standard.



Aerial view of the step-up station

Blindleistungsregelung von Schnellladesäulen in Verteilnetzen zur Reduzierung der Blindleistungsbilanz am Übergabepunkt zum überlagerten Netz

Reactive Power Control of fast charging stations in Distribution Networks to minimize the Reactive Power Balance at the Point of Common Coupling

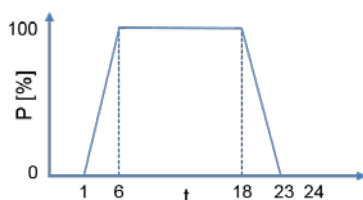
Zita Hagemann

Durch das Abschalten konventioneller Kraftwerke und einer steigenden Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Elektroautos, verändert sich der Blindleistungsbedarf im Netz. Deutschland setzt das Ziel bis 2020 eine Millionen Elektroautos zu haben, daher steigt der Bedarf an Schnellladesäulen. Durch Umrichter in der Mittelspannung angeschlossen, können Schnellladesäulen auch Blindleistung regeln um das Netz zu stützen.

Due to the shutdown of conventional power plants and a higher penetration of distributed generation and Electric Vehicles in the distribution system, the demand of reactive power supply is changing. Germany set the goal to have at least 1 million EVs by 2020 therefore the demand of fast charging stations is raising as well. Being connected through an inverter to the medium voltage level, fast charging stations can supply reactive power to support the grid and reduce the reactive power balance.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch deutsche Verteilnetzbetreiber und durchgeführt im Auftrag der ef.Ruhr

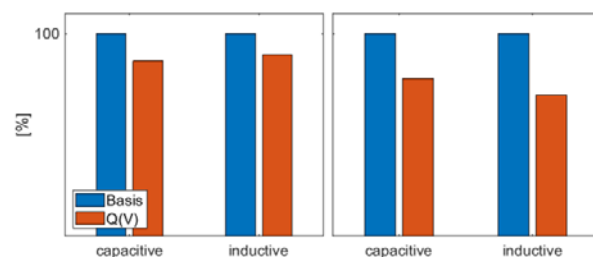
The Distribution Grids are dealing with big changes regarding the current supply task caused by political decisions to reduce greenhouse gas emissions. Being used in the past for distributing the electric energy from the overlaid Transmission Grid to the consumers in the Low Voltage Grid, the power flow is bidirectional nowadays at the point of common coupling (PCC). While being an overhead line dominating grid in the past, the topology has changed to a cable network that is resulting in a different reactive power behaviour. In the future the amount of Electric Vehicles is increasing. Germany set the goal to have at least one million EVs by 2020 and also other countries are setting similar goals. Because of these goals the demand of fast charging stations is raising as well. Through an inverter, fast charging stations can supply reactive power to support the grid.



For the simulation a charging station with the size of 300kW power is assumed. In the

first step one node is chosen with a high connected load, in the second step an additional node is chosen for another charging station. The figure above shows the charging behaviour of the fast charging station. It is assumed that during daytime the demand of charging is high while during the night no car is being charged.

In the first simulation, the fast charging station is not supplying any reactive power as a basic initial situation. In the second analysis the fast charging station is participating in the reactive power supply while the DG-units behave with a neutral reactive power performance. The charging station is supplying reactive power based on a Q(V)-curve because this characteristic can support the grid not only by keeping the reactive power balance at the PCC close to zero but also by supporting the local voltage control. The result is shown in the following figure below. With only one fast charging station the amount of inductive reactive energy in one year can be reduced to 98.6% while the amount of capacitive reactive energy in one year is decreased to 98.8 %. When two charging stations are used for reactive power supply the behaviour can be improved by up to 96 %. This leads to the assumption that more charging stations can have an even bigger impact. In the future there will be even more fast charging station, that can all participate in the reactive power supply while supporting the local voltage of the grid.



Reactive Power behaviour at the PCC

Spannungsebenenübergreifende Leistungsflussregelung zur Systemdienstleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz

Cross voltage level power flow control to provide ancillary services from distribution grids

Jannik Zwartscholten

Der sukzessive Wegfall von Großkraftwerken erfordert zukünftig neue Ansätze Systemdienstleistungen aus Verteilnetzen bereitzustellen. Hierzu wurden bestehende Regelungsansätze analysiert und auf Basis von verschiedenen Herausforderungen weiterentwickelt.

The successive shutdown of large-scale power plants will require approaches to provide ancillary services from distribution networks. To this end, existing approaches for cross voltage level power flow control were analysed and further developed on the basis of various challenges.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE „Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende“ gefördert. FKZ: 03SFK1V.

Die Stabilität und Engpassfreiheit des elektrischen Energieversorgungssystems wird heutzutage durch die betriebliche Flexibilität großer Kraftwerksblöcke im Übertragungsnetz gewährleistet. Durch die stetige Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen (DEAs) im Verteilnetz und den Wegfall der systemrelevanten Kraftwerksblöcke, werden zukünftig neue Wege notwendig, um Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz und auf Gesamtsystemebene bereitzustellen. Aus diesem Grund rückt unter anderem die Schnittstelle zwischen dem Verteil- und Übertragungsnetz immer weiter in den Fokus. Neben einem klar definierten Datenaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, der in der „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM) beschrieben wird, stellt sich die Frage wie betriebliche Flexibilität (Anpassung in P und Q) aus dem Verteilnetz für überlagerte Netzebenen koordiniert zur Verfügung gestellt werden kann. Ein möglicher Ansatz Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz bereitzustellen ist es, DEAs in topologisch geprägte Cluster zu bündeln. So können beispielsweise DEAs in einem Verteilnetz durch einen zentralen Regler gesteuert werden, sodass der Leistungsfluss an der Schnittstelle zur überlagerten Netzebene kontrollierbar ist.

Für die Regelung stellen zum einen mehrere topologisch auseinanderliegende Übergabepunkte zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz eine Herausforderung dar. Dies führt jedoch ausschließlich unter der Prämisse den Leistungsfluss an jeder Übergabestelle individuell zu regeln zu einer komplexeren Regelungsaufgabe. Es konnte

gezeigt werden, dass ein möglicher Lösungsansatz das Ausnutzen unterschiedlicher Sensitivitäten der DEAs bezüglich der Leistungsflüsse an den jeweiligen Übergabepunkten darstellt.

Zum anderen stehen der Regelung durch die Wetterabhängigkeit von DEAs und durch die Füllstandabhängigkeit von Speichern über den Tagesverlauf unterschiedliche Anlagenverbünde zur Verfügung. Darüber hinaus kann die Latenz der verwendeten Kommunikationsinfrastruktur zur Übermittlung von Informationen zwischen Regelung und DEAs über die Zeit variieren. Um die Leistungsflussregelung an der Schnittstelle mit einer optimalen Performance durchzuführen, müssen die Reglerparameter je nach zur Verfügung stehenden Anlagenverbund und Höhe der Latenz geeignet angepasst werden. Aufgrund der Komplexität und Volatilität sind geeignete Algorithmen notwendig, die diese Anpassungen automatisch umsetzen können.

Zur Entwicklung dieser Algorithmen wurden im ersten Schritt geeignete dynamisch rechenfähige Verteilnetzmodelle entwickelt. Mittels der Verteilnetzmodelle ist der Einfluss der beschriebenen Änderungen auf die Regelung untersucht worden. Des Weiteren wurden stark vereinfachte Modelle entwickelt, die anhand der dynamisch rechenfähigen Verteilnetzmodelle validiert wurden. Zugleich ist der Einfluss der beschriebenen Änderungen auf die Regelung untersucht worden. Zudem konnten erste Ansätze zur Umsetzung einer adaptiven Regelung entwickelt werden. Im nächsten Schritt ist die abschließende Entwicklung und Erprobung dieser Verfahren geplant.

Schwarzstart eines Verteilnetzes mit einer Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen

Blackstart of a Distribution Network with a Multitude of Decentralized Energy Resources

Jawana Gabrielski, Christoph Strunck

Aufgrund der Energiewende wird Energie nicht mehr ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke erzeugt, sondern ebenfalls durch zahlreiche dezentrale Anlagen, welche insbesondere im Verteilnetz installiert sind. Angesichts dieser Veränderungen müssen bisherige Systemdienstleistungen an die neue Situation angepasst werden. In diesem Forschungsvorhaben wird ein Algorithmus zur Identifikation des optimalen Ablaufs eines Schwarzstarts im Verteilnetz entwickelt. Um die, bei der Wiederversorgung auftretenden Effekte, möglichst realitätsnah zu berücksichtigen werden dynamische Modelle für das Netz sowie enthaltene Erzeuger und Lasten verwendet.

Due to changes in the energy system energy will no longer be generated solely by conventional power plants, but also by a variety of decentralized plants, which are mainly installed in the distribution grid. Considering these changes, ancillary services must be adapted to the new situation. In this research project, an algorithm for identifying the optimal sequence for a black start in the distribution grid is being developed. In order to consider effects occurring during restoration, dynamic models are used.

Eine Herausforderung liegt darin, dass beim Schwarzstart eines Verteilnetzes nicht wie beim konventionellen Netzwiederaufbau vorgegangen werden kann. Während beim herkömmlichen Netzwiederaufbau zuerst große Kraftwerke hochgefahren und im Anschluss unterlagerte Lasten zugeschaltet werden, ist dieses Vorgehen im Verteilnetz schaltungsbedingt nicht möglich, sodass ausgehend von einem schwarzstartfähigen Erzeuger stets gesamte Netzgebiete, dementsprechend Lasten und Erzeuger gleichzeitig zugeschaltet werden. Das führt dazu, dass dynamische Anlaufeffekte von Erzeugern und Verbrauchern zeitgleich auftreten und sich unter Umständen gegenseitig beeinflussen. Um diese Effekte zu berücksichtigen werden zunächst dynamische Modelle für alle Erzeuger und Verbraucher im Netzgebiet erstellt. Diese werden für das Konzept zum Netzwiederaufbau verwendet.

Des Weiteren wird ein Algorithmus entwickelt, der zu dem Zeitpunkt in Kraft tritt, wo eine erste Netzeinsel durch einen schwarzstartfähigen Erzeuger wiederversorgt wurde. Zu diesem Zeitpunkt muss entschieden werden, welches angrenzende Gebiet als nächstes zugeschaltet wird. Der Algorithmus basiert auf der Brute-Force-Methodik. Das bedeutet, es werden alle Möglichkeiten betrachtet und anschließend das Optimum ausgewählt. Dahingehend werden zunächst alle Schalter identifiziert, welche an das bereits versorgte Gebiet angrenzen. Anschließend wird für jeden dieser Schalter eine dynamische Simulation mit einer vorher festgelegten Dauer durchgeführt. Die während der Simulation gemessenen Spannungen

und Frequenzen, sowie die durch das Schließen des Schalters wiederversorgten Verbraucher werden analysiert. Nachdem alle Möglichkeiten simuliert wurden, werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Simulationen miteinander verglichen und derjenige Schalter ausgewählt, welcher gemäß des Entscheidungsprozesses die besten Ergebnisse liefert. Dazu wird aus den Ergebnissen ein Faktor berechnet. Die Abweichungen wirken sich negativ auf diesen, zu maximierenden Faktor aus, wohingegen wiederversorgte Verbraucher den Faktor erhöhen. Um eine schnelle Wiederversorgung der kritischen Infrastruktur zu gewährleisten, werden alle Verbraucher mit einem Gewichtungsfaktor entsprechend ihrer Relevanz gewichtet. Somit ergibt sich ein Optimierungsproblem, mit dem Ziel einen Schalter zu finden, der zu geringen Abweichungen von Frequenz und Spannung führt und gleichzeitig möglichst viel kritische Infrastruktur wiederversorgt. Dieser Schalter wird geschlossen und vom entstehenden wiederversorgten Gebiet werden erneut die angrenzenden Schalter ermittelt. Überschreiten die Abweichungen von Frequenz oder Spannung vorgegebene Grenzen, wird die Schalthandlung als unzulässig gewertet und kann somit nicht mehr ausgewählt werden. Es entsteht ein iterativer Prozess, welcher solange wiederholt wird, bis alle Schalter geschlossen sind und somit die optimale Schalterreihenfolge identifiziert wird oder jede weitere Schalthandlung zu unzulässigen Ergebnissen führt.

Der entwickelte Algorithmus wird anhand der Daten eines realen Verteilnetzes getestet.

4.2 Schutz- und Leittechnik

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

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

Marvin Albrecht

Ziel des Projekts DeF-Neg ist die Erforschung eines Ansatzes, der unter Berücksichtigung des aktuellen Netzzustandes sowie dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien eine selektive Frequenzstabilisierung realisiert. Im Rahmen des Projekts wurden Prototypen eines neuartigen Unterfrequenzrelais, für einen selektiven Lastabwurf im Verteilnetz, sowie Speichercontroller, für die Steuerung eines Energiespeichersystems zur Bereitstellung von Regelleistung, entwickelt sowie getestet.

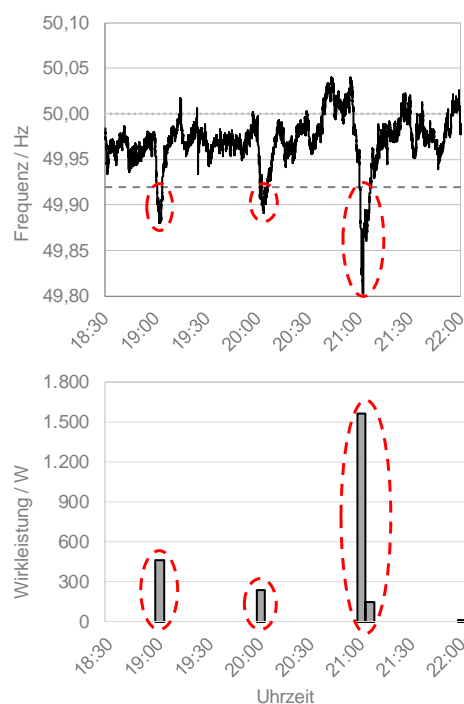
New approaches for selective frequency stabilization considering the actual status of the electrical grid and decentralized power supply due to renewable energy resources are researched in the project. Novel underfrequency relays for a selective load shedding scheme in the distribution network, and a storage controller for the control of energy storage systems are developed and tested in hardware simulations.

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das BMWi unter dem Kennzeichen 0325686A gefördert.

Das Forschungsprojekt DeF-Neg gliedert sich in drei wesentliche Phasen. In der Konzeptphase wurden neuartige Methodiken für die Durchführung eines selektiven Lastabwurfs und der Bereitstellung von Regelleistung durch dezentrale Anlagen definiert. In der zweiten Phase wurden die vorgeschlagenen Konzepte anhand von theoretischen Simulationen validiert. Um die Machbarkeit sowie Umsetzbarkeit der Konzepte zu prüfen, wurden zusätzlich Hardwareversuche durchgeführt. Neben Hardware-in-the-Loop Simulationen mit einem Echtzeitsimulator, konnte die Performance der entwickelten Prototypen eines neuartigen Frequenzrelais und eines Speichercontrollers getestet, sowie Rückwirkungen der Regeleinflüsse auf das Netz untersucht werden.

Neben den Laborversuchen wurde ebenfalls ein mehrmonatiger Feldversuch mit jeweils drei Frequenzrelais sowie Speichercontrollern in einem Verteilnetz durchgeführt. Die Speichercontroller wurden jeweils mit einem realen Batteriespeichersystem kommunikationstechnisch verbunden, um im Bedarfsfall Lade- oder Entladeprozesse über Modbus Telegramme zu triggern. Dabei haben die Relais die Frequenz gemessen und über eine serielle Schnittstelle an den Speichercontroller weitergegeben. Dieser Aufbau wurde durch ein Gateway erweitert, welcher einen Fernzugriff über eine gesicherte Verbindung garantierte. Die Verbindung erfüllte dabei die Vorgaben des BSI-Schutzprofils. Durch diesen Fernzugriff konnten Parametrierungen vorgenommen werden, um beispielsweise die Grenzfrequenzen des Relais oder die hinterlegte Statik des Speichercontrollers

anzupassen. Ein nennenswertes Ergebnis ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



Frequenzmessung und Wirkleistungseinspeisung eines Speichersystems am 10. Januar 2019

Am 10. Januar 2019 kam es im europäischen Netz zu nennenswerten Frequenzeinbrüchen zwischen 19:00 und 22:00 Uhr. Ein Speichercontroller wurde so parametrierung, dass eine Leistungsbeileistung durch das entsprechende Speichersystem zwischen 49,92 Hz (0 % Einspeisung) und 49,8 Hz (100 % Einspeisung) erfolgen soll. Die gemessenen Daten zeigen, dass dieses Ziel mit einer hohen Präzision erreicht wurde.

EOSG – Energieflussoptimierung im Smart Grid mittels intelligenter Netzkomponenten

EOSG – Energy load flow optimisation in smart grids using intelligent grid components

Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt, Rajkumar Palaniappan

Die steigende Zahl volatil einspeisender Erzeugungsanlagen bewirkt bidirektionale Lastflüsse in der Nieder- und Mittelspannungsebene und führt so zu neuen Herausforderungen in den Verteilnetzen. Im Projektrahmen wird ein kleiner Niederspannungsnetzabschnitt um moderne Komponenten erweitert und so in ein Smart Grid überführt. Es wird ein elektronisch regelbarer Ortsnetztransformator in das Netz eingefügt. Auf Basis einer Zustandsschätzung wird ein Algorithmus zur Lastflussoptimierung umgesetzt.

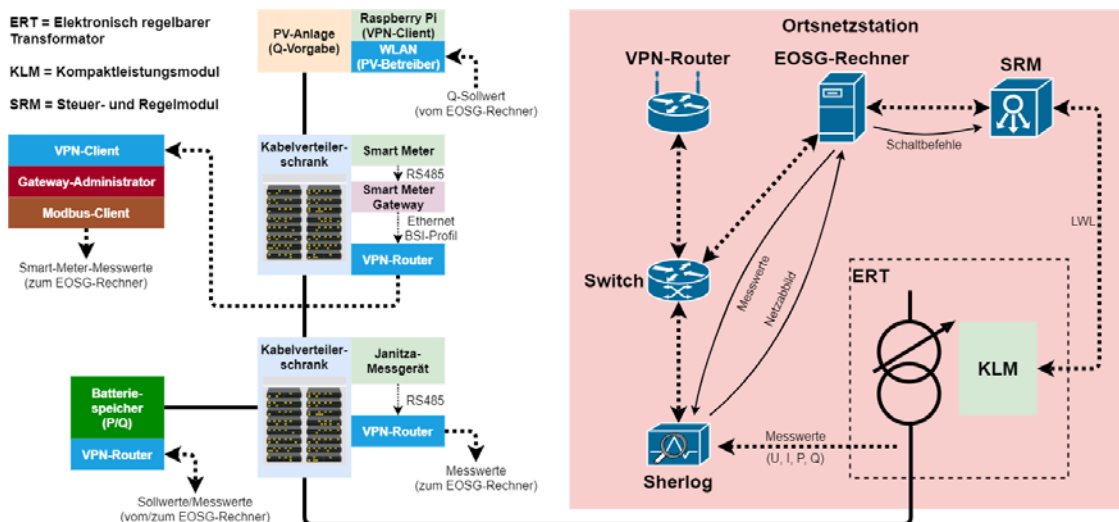
The increasing number of volatile infeed systems leads to bidirectional power flows in the low and medium voltage level and so to new challenges in the distribution grids. Within the project, a small segment of a low-voltage grid is enhanced by modern components and so transformed into a smart grid. An electronically switched power transformer is installed in the grid. Based on a state estimation an algorithm for a load flow optimisation is realised.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert unter dem Förderkennzeichen EFRE-0801033

Projektziel ist es, die Lastflüsse innerhalb eines Niederspannungsnetzes so zu optimieren, dass betriebsmäßige Engpässe vermieden und existierende Betriebsmittel optimal ausgenutzt werden. Zunächst wird eine ausgewählte Ortsnetzstation der Stadtwerke Bochum Netz GmbH um einen elektronisch regelbaren Ortsnetztransformators (ERT) der ct.e Controltechnology Engineering GmbH erweitert und zusätzlich messtechnisch erfasst. Neben der Erfassung des Lastflusses in der ONS sind weitere Messungen innerhalb des Netzes in Kabelverteilerschränken (KVS) erforderlich, um den Netzzustand vollständig bestimmen zu können. Die gesammelten Messwerte werden mittels Mobilfunkkommunikation an die ONS übertragen und für eine State Estimation verwendet. Auf Basis des ermittelten Netzzustands und der verfügbaren Flexibilität (regelbare Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher) bestimmt ein Last-

flussregler einen optimierten Lastfluss und aktiviert die notwendigen Flexibilitäten.

Zur Vorbereitung des Feldtests wurden vorab Messungen zur Bestimmung der realen Lastflüsse bzw. der Spannungen im bestehenden Netz durchgeführt. Der ERT wurde in Betrieb genommen und bei unterschiedlichen Spannungsbandgrenzen getestet. Die KVS werden um mehrkanalige Messsysteme erweitert, außerdem werden an relevanten Kundenanschlüssen zusätzlich Smart Meter installiert. Als Flexibilitäten wurden PV-Anlagen kommunikationstechnisch angebunden und zusätzlich ein Batteriespeicher in das Netz integriert. In der Ortsnetzstation wurde ein KoCoS Sherlog zur Messwernerfassung und zur Zustandsschätzung eingebaut. Der so ermittelte Netzzustand wird dem Steuer- und Regelmodul übergeben, das darauf aufbauend den ERT sowie die Flexibilitäten ansteuert.



Gesamtstruktur des Feldaufbaus

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

i-Automate – Modular configurable and testable automation architecture for future active electrical energy grids

Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich, Rajkumar Palaniappan

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

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

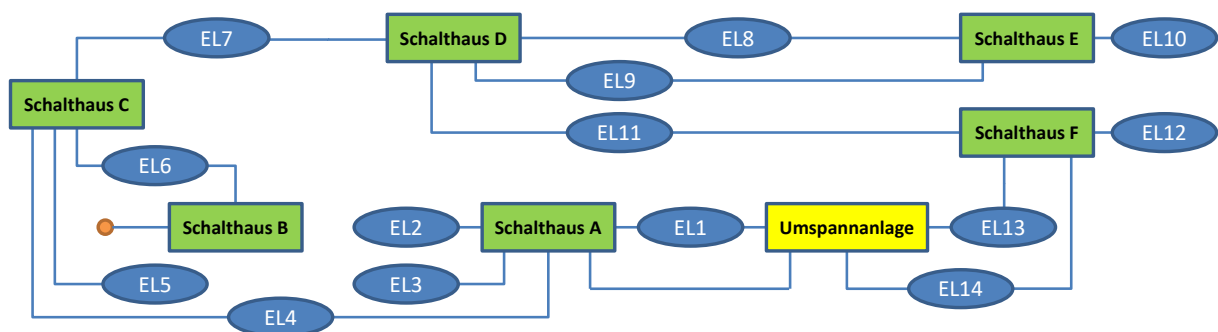
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7561A gefördert.

Im Projekt i-Automate wird ein Gesamtkonzept für eine modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für Smart Grids erforscht, das neben überwiegend lokal-autonomen Funktionen auch übergeordnete, aggregierte und koordinierte Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen zur Netzüberwachung und -steuerung bereitstellt. Neben dem ie³ sind die KoCoS Messtechnik AG, die H & S Hard- & Software Technologie GmbH & Co. KG, das OFFIS Institut für Informatik und die Energie Waldeck-Frankenberg GmbH beteiligt.

Für die konkrete Umsetzung im Projekt wurden eine mehrstufige Spannungsregelung sowie eine Online State Estimation (SE) ausgewählt. Ein in Matlab vorliegender State-Estimation-Algorithmus wurde zur Ausführung auf der Zielplattform in C++ neu implementiert. Die für den Feldtest vorgesehenen Geräte wurden im Labor identisch

zum realen Feldeinsatz verbunden. Das von EWF bereitgestellte Modell des Zielnetzes wurde auf den Echtzeitsimulator übertragen, ausgeführt und die dabei simulierten Werte den Geräten zur Verfügung gestellt. Hiermit konnte das Gesamtsystem erfolgreich validiert werden.

Darüber hinaus wurden im Labor am Beispiel von Schutzfunktionen und einer Spannungsregelung Aspekte der Funktionskoordination untersucht und erfolgreich validiert. Außerdem wurde das Tool zur automatisierten Konfiguration des Systems auf Basis von SCL-Datenmodellen z.B. um Funktionen zur Konfiguration der State Estimation und der Kommunikationsbeziehungen ergänzt. Die für den Feldtest vorgesehenen Geräte wurden mittlerweile im Netz der EWF installiert. Nach einigen abschließenden Anpassungen ist der Feldtest gestartet.



Topologie des Zielnetzes für den Feldaufbau

i-Autonomous – Standardisierung und Integration modular-autonomer Automatisierungskomponenten in neuartige, intelligente Ortsnetzstationen

i-Autonomous – Standardisation and integration of modular-autonomous automation components in novel, intelligent local substations

Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich, Rajkumar Palaniappan, Sebastian Raczka

Die zunehmende Integration regenerativer Erzeugungsanlagen einerseits und die steigende Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen andererseits veranlassen einen Wandel innerhalb der elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetze. Analog zu den intelligenten Funktionen auf der Übertragungsnetzebene sollen zukünftig Schutz- und Automatisierungsfunktionen in den unterlagerten Netzebenen integriert werden. Bislang existieren keine standardisierten, netzbetreiberübergreifenden Einbaukonzepte, sodass es sich bei bisherigen Systemen in der Regel um proprietäre Lösungen handelt. Im Projekt i-Autonomous soll ein möglicher Industriestandard für die In-Feld-Bringung von Smart-Grid-Automatisierungssystemen in die Netzebenen der Mittel- und Niederspannung entwickelt werden. Hierbei sollen die Aufwendungen und Kosten minimiert werden um zukünftig das Risiko für Hersteller bei der Entwicklung von Automatisierungssystemen und die Hemmnisse für Verteilnetzbetreiber beim Aufbau von Smart Grids zu senken.

The increasing integration of regenerative generation plants on one hand and the rising penetration rate of electric vehicles on the other hand cause a change within the electrical medium and low voltage grids. Analogous to the intelligent functions at the transmission grid level, future protection and automation functions will be integrated in the subordinate grid levels. Until now there are no standardised, network operator-comprehensive installation concepts, so that previous systems are usually proprietary solutions. The project i-Autonomous aims to develop a potential industry standard for in-field deployment of smart grid automation systems into the medium and low voltage grid levels. On this occasion, the expenditure and costs should be minimised in order to reduce the future risk for manufacturers in the development of automation systems and the barriers for distribution network operators in the creation of smart grids.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03EI6001A gefördert.

Im Projekt i-Autonomous wird ein Gesamtkonzept zur Standardisierung des Integrationsvorgangs von Smart-Grid-Verfahren erforscht. Ziel ist es eine Vorlage zu entwickeln, die eine standardisierte Integration von Smart-Grid-Funktionalitäten in Mittel- und Niederspannungsnetzen ermöglicht. Neben dem ie³ sind die Westnetz GmbH, die KoCoS Messtechnik AG, die H & S Hard- & Software Technologie GmbH & Co. KG, das OFFIS Institut für Informatik und die Energie Waldeck-Frankenberg GmbH am Projekt beteiligt.

Zu Beginn des Vorhabens wird eine umfangreiche Ist-Analyse bestehender Ortsnetzstationen durchgeführt. Darüber hinaus werden Engineeringkonzepte zur Umsetzung intelligenter Stationen näher untersucht. Basierend auf den Ergebnissen sollen funktionale Anforderungen zukünftiger Ortsnetzstationen abgeleitet sowie Standardtools für den Engineeringprozess adaptiert werden. Daran anknüpfend werden alle relevanten Funktionen und Eigenschaften von Ortsnetzstationen ge-

bündelt um verschiedene Standards und Schnittstellen innerhalb der Ortsnetzstation festzulegen. Zudem sollen alle erforderlichen Schnittstellen spezifiziert und ein Security-Konzept nach DIN 62351/ISO 27001 entwickelt werden.

Im weiteren Verlauf des Forschungsprojekts wird ein Prototyp entworfen, der standardisierte Kommunikationsschnittstellen und eine Reihe von Algorithmen für Schutz- und Automatisierungsfunktionen beinhaltet. Dazu sollen sowohl existierende Funktionen aus Vorgängerprojekten als auch neuartige Algorithmen auf die Systemplattform migriert werden. Der Prototyp soll anschließend mit Hilfe von Hardware-in-the-Loop-Simulationen an einem Echtzeitsimulator als auch im Feld unter realen Bedingungen validiert werden.

Im weiteren Projektverlauf soll die Integrationsfähigkeit eines solchen Systems unter Berücksichtigung des Aufwands bewertet werden. Ausgehend davon wird ein Standard zur Vorlage bei den Normungsgremien des VDE/DKE erarbeitet.

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

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

Michael Steglich

Intelligente Netzbetriebsmittel können Netzausbaumaßnahmen reduzieren oder verzögern und somit Kosten einsparen. Solch ein Betriebsmittel stellt der multifunktionale Hybrid-Kompensator dar, welcher zahlreiche Systemdienstleistungen in einer Anlage bereitstellt. Eine dieser neuen Systemdienstleistungen ist die präzise Bestimmung der Distanz zum Fehlerort in gelöschten betriebenen Mittelspannungsnetzen. Die entwickelte Methode ist im stationären Fehlerfall einsetzbar und benötigt lediglich eine Messstelle im Netz und nutzt dafür die vom Umrichter aufgenommenen Messgrößen.

Smart grid technologies can reduce reinforcement costs or defer them. Within this content, a multifunctional hybrid compensator, which is able to provide several system services, is used. One of these new system services is to calculate the exact distance from the measuring point to the earth fault position in a compensated medium voltage grid. The aim is to develop a new method which can be used under stationary circumstances and only needs one point of measurement.

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

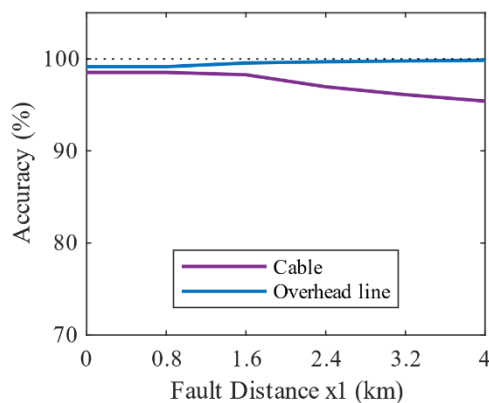
In gelöschten betriebenen Netzen ist der Weiterbetrieb bei einem einpoligen Erdfehler zunächst möglich. Dennoch ist eine schnelle und präzise Lokalisierung des Fehlerortes von großer Bedeutung, um eine weitere Zerstörung von Komponenten sowie unnötige Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Viele Schutzgeräte können lediglich einen Fehler detektieren und die Fehlerrichtung anzeigen, nicht jedoch diesen genau lokalisieren, was Reparaturarbeiten erschwert.

Die neuartige Methode nutzt dabei die vom HYBKomp-Umrichtersystem gemessenen Spannungs- und Stromwerte des Netzes. Diese Messwerte werden dann mit Hilfe der symmetrischen Komponenten in Mit-, Gegen-, und Nullsystem zerlegt und einem Algorithmus zugeführt. Da das Batterie- und Umrichtersystem von HYBKomp an unterschiedlichen Orten im Netz angeschlossen

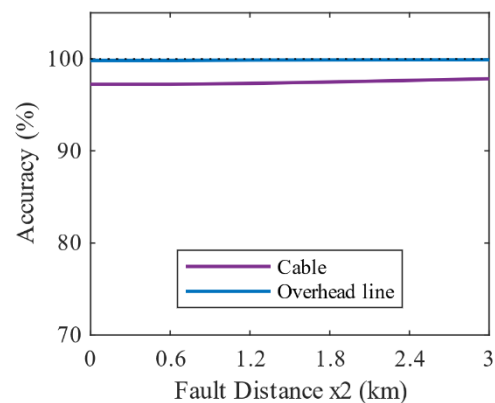
werden kann, muss der Fehler unabhängig von der Lastflussrichtung lokalisiert werden können. Für die Simulationen wurden weiterhin die Fehlerentfernungen zur Messstelle variiert und der Algorithmus sowohl für Kabel- als auch Freileitungsnetze getestet.

Die Simulationsergebnisse in Bild 1 und 2 zeigen deutlich, dass die Genauigkeit der Fehlerortung unabhängig von der Lastflussrichtung und der Leitungsart zwischen 95% und 99,9% liegt. Die etwas geringere Genauigkeit bei Kabelnetzen ist durch die höheren Leiter-Erd-Kapazitäten zu erklären.

Der Algorithmus wird aktuell in einem neuen Laboraufbau bestehend aus einem Netzemulator, einem Umrichter, einer Last und einer Mittelspannungsnachbildung validiert.



Genauigkeit der Ortung für Fehler zwischen Netz und Messstelle



Genauigkeit der Ortung für Fehler zwischen Messstelle und Last

4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte

Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES

European Market and Transmission Grid Simulation Framework MILES

Dennis Klein, Björn Matthes, Tobias Patzwald, Jan Peper, David Kröger, Jiayan Liu, Nils Offermann, Milijana Teodosic, Jawana Gabrielski

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

For techno-economic analyses of the European electrical energy system the market and transmission grid simulation framework MILES (Model of International Energy Systems) is used at the ie³. The various modules of MILES cover all aspects of the grid development process chain and thus, enable detailed examinations of the future energy system and its design.

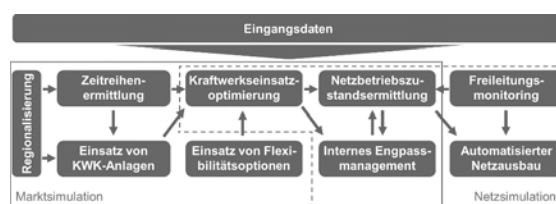
Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte und -netze, ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die strategische Netzentwicklung analysieren zu können, wurde die am ie³ eingesetzte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES weiterentwickelt. In der folgenden Abbildung sind die Module von MILES dargestellt, die wie folgt miteinander verknüpft sind.

Im Rahmen der Module der Marktsimulation werden zunächst die für die einzelnen Marktgebiete Europas prognostizierten Leistungen der EE sowie der elektrischen und der thermischen Last sektorspezifisch regional verortet. Danach werden auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten für alle Last- und EE-Arten Zeitreihen generiert. Anschließend wird mithilfe einer rollierenden Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern blockscharf in stündlicher Auflösung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum ermittelt. Die hierbei zugrundeliegende Marktkopplung kann entweder ausschließlich NTC-basiert, rein lastflussbasiert (FBMC) oder auch hybrid ausgestaltet sein. Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und Speicher ergeben sich aus der Simulation die stündlichen Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten sowie fundamentale Marktpreise.

Zusammenfassend generieren die beschriebenen Module der Marktsimulation regional aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen, welche u.a. als Netznutzungsfälle des Übertragungsnetzes verwendet werden können.

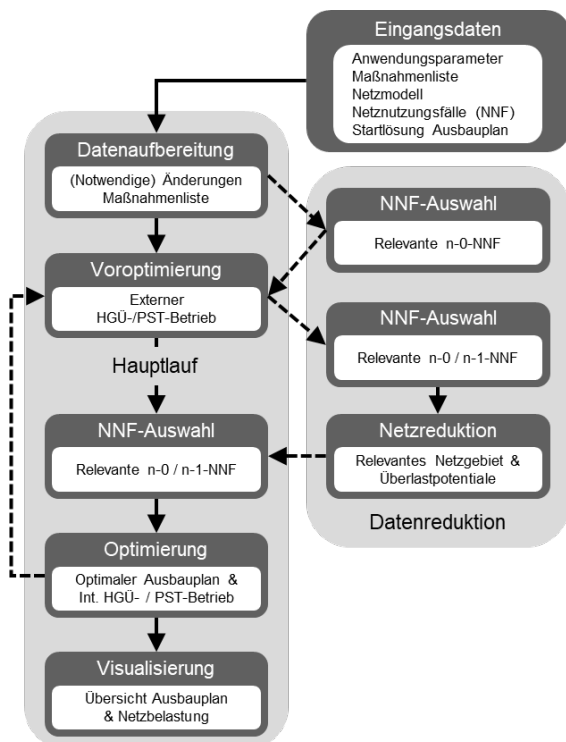
Auf Grundlage dieser Netznutzungsfälle werden die resultierenden Betriebszustände des europäischen Übertragungsnetzes über den Betrachtungszeitraum ermittelt. Ein Betriebszustand umfasst dabei neben den Betriebsmittelauslastungen und dem Spannungsband im Netz auch die Betriebspunkte der lastflusssteuernden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

Für etwaige auf Basis der Betriebszustände identifizierte Engpässe im Netz besteht anschließend die Option, die zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit notwendigen Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zu ermitteln. Zu diesen zählen die Änderungen der Betriebspunkte von HGÜ-Verbindungen und Querreglern, die Anpassungen der Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher (Redispatch), die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagement) sowie das Ab- bzw. Zuschalten von Lasten (Lastmanagement).



Das Modul von MILES zum automatisierten Netzausbau wurde zur Planung von Netzinfrastrukturmaßnahmen zu einer eigenständigen Umgebung weiterentwickelt. Die Planungsumgebung ermittelt einen zeitlich aufgelösten, optimalen Umsetzungsplan für die optimale Teilmenge vorgegebener Übertragungsnetzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung technischer und logistischer Umsetzungsrestriktionen. Als Zielstellung wird dabei die Minimierung der im Umsetzungszeitraum auftretenden strombedingten Engpässe im betrachteten Übertragungsnetzbereich verfolgt.

Die entwickelte Planungsumgebung verfügt über verschiedene Module. Die Reihenfolge, in der diese Module aufgerufen werden, sowie ihre Schnittstellen untereinander sind schematisch in der folgenden Abbildung dargestellt.



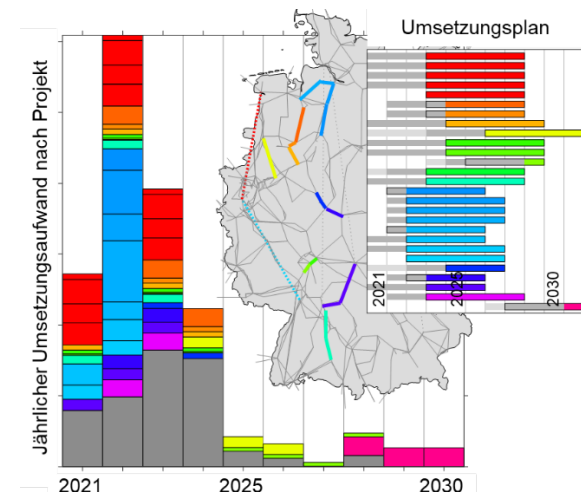
Aufbau und Ablauf der Planungsumgebung

Zunächst werden die Eingangsdaten, also die Maßnahmenliste, das Netzmodell und die zugehörigen Netznutzungsfälle (NNF) für den Umsetzungszeitraum, im Rahmen einer Datenaufbereitung eingelesen und entsprechend aufbereitet sowie geprüft. Anschließend kann im Rahmen der optionalen Datenreduktion eine erste Auswahl relevanter Netznutzungsfälle (NNF) im ungestörten Betrieb (n-0-NNF) erfolgen. Daraufhin werden die Betriebspunkte von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) und Phasenschiebertransformatoren (PST), welche nicht im Rahmen der finalen Optimierung gesteuert werden

können, mithilfe einer Voroptimierung ermittelt. Unter Berücksichtigung der verbliebenden NNF werden im Hauptlauf sowie bei Anwendung der Datenreduktion die entsprechenden relevanten n-1-NNF identifiziert. Eine Reduktion des Übertragungsnetzmodells auf ein kleineres für die finale Optimierung relevantes (Teil)Netzgebiet (Modul: Netzreduktion) sowie eine Voranalyse der Überlastpotentiale in Form der maximal möglichen strombedingten Netzüberlasten ist im Rahmen der Datenreduktion möglich.

Vor der finalen Optimierung, mit welcher der optimierte Ausbau- und Umsetzungsplan sowie die Betriebspunkte der steuerbaren internen HGÜ und PST bestimmt werden, erfolgt eine letzte NNF-Auswahl zur Problemreduktion. Dies geschieht insbesondere dann, wenn keine Datenreduktion verwendet wird. Zudem kann der bestimmte optimale Ausbauplan bei Bedarf auch als Startlösung für einen iterativen Neuaufwurf der Planungsumgebung eingesetzt werden, um weitere Abhängigkeiten der Übertragungsnetzausbaumaßnahmen untereinander zu analysieren. Abschließend erfolgt eine graphische Aufbereitung der Ergebnisse der Planungsumgebung hinsichtlich des Umsetzungsplans und der resultierenden Netzbelastungen (Modul: Visualisierung).

In der folgenden Abbildung ist ein exemplarisches Ergebnis der Planungsumgebung dargestellt. Untersucht wurde hierbei, in welcher Reihenfolge eine ausgewählte Menge bundesweiter Ausbaumaßnahmen im Zeitraum von 2020 bis 2030 umgesetzt werden sollte. Als Szenarien wurde ein Transformationspfad in Anlehnung an die Szenarien B2025 und B2030 des Netzentwicklungsplans (V19) betrachtet.



Exemplarische Terminierung und Umsetzungsaufwände der Maßnahmen im Zeitverlauf

Strommarkt- und Netzsimulationen unter besonderer Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung des Strom- und Wärmesektors

Market and Transmission Grid Simulations considering an increasing Number of Integrated Energy Systems

David Kröger

Integrierte Energiesysteme, in denen die Sektoren Strom und Wärme miteinander gekoppelt sind, besitzen das Potential zur effizienten, emissionsarmen und flexiblen Bereitstellung von Energie. Im Verbundvorhaben Nachhaltige Energiesysteme im Quartier (NEQ) untersucht das ie³, wie sich eine zunehmende Kopplung der Sektoren Strom und Wärme auf Europäische Strommärkte und das Übertragungsnetz auswirkt.

Integrated Energy Systems, in which the sectors power and heating are coupled, have the potential to supply energy efficiently, flexible and with low emissions. In the research project Sustainable Energy Systems in Neighbourhoods, the ie³ examines the effects of such systems on European electricity markets and the transmission grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MKW NRW) unter dem Kennzeichen 321-8.03-110-116441 gefördert.

Die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWKA), sowie die Erzeugung von Wärme mithilfe von Power-to-Heat-Anlagen (PtHA) auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) eröffnen das Potential zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Gleichzeitig können Technologien der Strom-Wärme Sektorenkopplung dabei helfen, die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus EE in das System zu integrieren. Entsprechend ihrer Ausführung besitzen KWKA einen oder zwei betriebliche Freiheitsgrade. In KWKA mit zwei Freiheitsgraden kann die Einspeisung thermischer und elektrischer Leistung teilweise getrennt voneinander gesteuert werden und dadurch kurzfristig zur EE-Systemintegration beitragen. In Zeiten negativer Residuallast können besonders großtechnische PtHA genutzt werden, um Überschüsse im Stromsektor in den Wärmesektor zu überführen und dort zu nutzen. Durch den zusätzlichen Einsatz von Wärmespeichern kann eine zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und –verbrauch realisiert werden, wodurch sich die Flexibilität des Gesamtsystems weiter erhöht.

Im Rahmen des Projektes NEQ wird die am ie³ entwickelte europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES dahingehend weiterentwickelt, den realitätsnahen Einsatz von KWKA und PtHA abbilden zu können und die sich daraus ergebenden Implikationen für Strommärkte und –netze untersuchen und bewerten zu können. Zur Modellierung des Wärmesektors wurden im ersten Schritt Standorte, instal-

lierte Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien sowie Wärmebedarfe einer Vielzahl von Wärmenetzen in Europa recherchiert und zeitlich aufgelöst. Daraufhin sollen die sich aufgrund der Sektorenkopplung ergebenden zusätzlichen Einsatzrestriktionen und Freiheitsgrade im Betrieb, sowie unterschiedliche Zielfunktionen von Anlagen berücksichtigt und implementiert werden. Abschließend kann der Einsatz von KWKA und PtHA sowie Wärmespeichern bestimmt und Untersuchungen bezüglich der Flexibilität und Netzbelastung durchgeführt werden. Die zweite Phase des Forschungsvorhabens befasst sich insbesondere mit Fragestellungen der Sektorenkopplung auf Quartiersebene. Für unterschiedliche Durchdringungsraten der in der ersten Förderperiode entwickelten Lösungsansätze werden Untersuchungen hinsichtlich der Auswirkungen auf europäische Elektrizitätsmärkte und das kontinentaleuropäische Verbundnetz durchgeführt.



Standorte europäischer Wärmenetze

DYNAFLEX® – Flexible Lösungen für die Energie- und Rohstoffwende

DYNAFLEX® – Flexible Solutions for the Energy and Raw Material Transition

Björn Matthes

Die zunehmende Dargebotsabhängigkeit der elektrischen Energieversorgung erfordert eine neuartige Flexibilität und Anpassungsfähigkeit der Netzinfrastruktur. Zukunftsfähige Lösungen erfordern in diesem Umfeld eine tiefgreifende Kenntnis und Berücksichtigung der Dynamik des sektorgekoppelten Energiesystems. Diese Aufgabe lässt sich nur in Kooperation von Experten aus den betroffenen Disziplinen und Branchen bewältigen. Im Fokus des Leistungszentrums steht daher die interdisziplinäre Zusammenarbeit regionaler Partner aus Wissenschaft, Energie- und Rohstoffwirtschaft, Chemie und Anlagenbau.

The increasing dependence of the electrical energy supply on the weather requires a new kind of flexibility and adaptability of the grid infrastructure. In this environment, sustainable solutions require in-depth knowledge and consideration of the dynamics of the sector-coupled energy system. This task can only be accomplished in cooperation with experts from the disciplines and industries concerned. The performance centre therefore focuses on interdisciplinary cooperation between regional partners from science, energy and raw materials industry, chemistry and plant construction.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MKW NRW) unter dem Kennzeichen 423-FhG gefördert.

Das Forschungsvorhaben DYNAFLEX bündelt Kompetenzen zur Sektorenkopplung in den Bereichen Prozess- und Energietechnik, Kohlenstoffkreisläufe, Nachhaltigkeit, Digitalisierung, chemisch-physikalische Grundlagen und dynamische Entwicklungsmethoden in der Wissensmetropole Ruhr. Mit dem Leistungszentrum DYNAFLEX® soll die Metropolregion Ruhrgebiet zur führenden nationalen Plattform für Prozessdynamik und Adaptivität in der Energie- und Rohstoffwende ausgebaut werden. Im Rahmen des Forschungsvorhabens DYNAFLEX wurden bereits in den letzten beiden Jahren technologische Lösungen und Systemvorschläge sowie Betriebs- und Geschäftsmodelle mithilfe von Modellierung und Simulation erarbeitet. Abgesichert durch Experimente in Labor- und Technikum wurden diese gemeinsam mit den Universitäten der Universitätsallianz Ruhr (UAR) und Wirtschaftspartnern umgesetzt und demonstriert.

In diesem Forschungsvorhaben beschäftigt sich das ie³ mit der Adaptivität von Netzen und Speichern. Aufbauend auf einer Literaturrecherche zu industriell geprägten Energieversorgungssystemen unter Berücksichtigung einer Kopplung der Bereiche Strom, Gas und Wärme konnten Daten zu flexiblen Verbrauchern, wie z. B. industriellen Lasten, Speichern sowie Schnittstellentechnologien zur Sektorkopplung erhoben werden. Diese Daten bilden die Grundlage zur Simulation des Betriebsverhaltens flexibler Anlagen und Technologien. Im Vorfeld zur Simulation ist eine Identifikation und Kategorisierung der unterschiedlichen

Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem erfolgt, um die einzelnen Flexibilitätsoptionen zunächst auch vereinfacht in aggregierter Form betrachten zu können.

Die bisher erzielten Simulationsergebnisse zeigen, dass die aus der volatilen Einspeisung resultierenden Gradienten in der nationalen Residuallast nur bedingt durch klassisches Lastmanagement großer industrieller Verbraucher kompensiert werden können, auch wenn Flexibilitätsoptionen einen signifikanten Beitrag zur Glättung lokaler Residuallasten liefern können. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass zukünftig insbesondere Technologien mit hohen Verschiebungsdauern zum Ausgleich saisonaler Schwankungen benötigt werden. Schnittstellentechnologien, wie Power-to-X (PtX)-Anwendungen, ermöglichen mittels Energiewandlung sowie der damit verbundenen Änderung des Transportmediums und der -infrastruktur, vergleichsweise hohe zeitliche Verschiebedauern. Der gezielte Einsatz von PtX-Anlagen kann mittelfristig lokale Engpässe und somit den lokalen Netzausbaubedarf reduzieren bzw. zeitlich verzögern. Perspektivisch erscheinen jedoch weder marktseitige Flexibilitätsoptionen noch PtX-Anwendungen dazu in der Lage zu sein, die Errichtung großräumiger HGÜ-Korridore ersetzen zu können, da diese als steuerbare Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen weit entfernten Regionen (Erzeugung- und Lastzentren) wesentlich zur Sicherheit und Stabilität der elektrischen Energieversorgung beitragen.

KonVeEn – Abbildung verschiedener Ladestrategien von Elektrofahrzeugen in der sektorübergreifenden Energiesystemanalyse

KonVeEn – Modelling of different Charging Strategies of Electric Vehicles in Cross-Sector Power System Analysis

Jan Peper

Die Generierung räumlich und zeitlich aufgelöster Strombezugsprofile bildet einen integralen Bestandteil der am ie³ durchgeführten technoökonomischen Energiesystemanalyse. Zur Abbildung des Einflusses verschiedener Entwicklungspfade der Verkehrswende auf das Stromversorgungssystem wurde die am ie³ entwickelte Simulationsumgebung MILES (Model of International Energy Systems) um ein Modell zur Simulation des Ladeverhaltens verschiedener Akteure des Verkehrssektors in Abhängigkeit unterschiedlicher Ladestrategien erweitert.

The modelling of spatial and temporal power supply profiles is a substantial part of the techno economic energy system analysis carried out at ie³. The simulation environment MILES (Model of International Energy Systems) was developed further and was extended by a model for the simulation of the charging behaviour of different actors in the transport sector depending on different charging strategies in order to illustrate the influence of different development paths of the traffic turn-around on the power system.

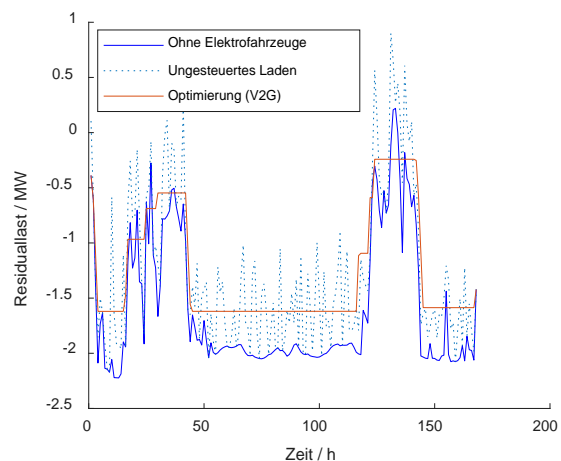
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Kennzeichen 03EK3057A gefördert.

Mit Hilfe des neu entwickelten Moduls können auf Basis realer Mobilitätsanforderungen sowie technischer Restriktionen betrachteter Fahrzeugtypen optimierte Strombezugsprofile verschiedener Akteure des Verkehrssektors generiert werden. Die Zielfunktion des als Optimierungsproblem formulierten Modells lässt sich in Abhängigkeit unterschiedlicher Rahmenbedingungen wählen und ermöglicht sowohl eine Betrachtung aller Ladevorgänge auf nationaler als auch auf regionaler Ebene.

Neben einer möglichst kostengünstigen Bereitstellung der für die Ladevorgänge benötigten elektrischen Energie, lässt sich ebenfalls eine Glättung einzelner regionaler Residuallasten simulieren. Hierbei erfolgt eine differenzierte Betrachtung aller Fahrzeuge, sodass neben den aggregierten Lastzeitreihen ebenfalls das optimale individuelle Ladeverhalten abgeleitet werden kann. Zusätzlich zur Steuerung der Ladeleistung im zeitlichen Verlauf kann die Nutzung von Vehicle to Grid (V2G) simuliert werden, wodurch die Rückspeisung elektrischer Energie aus den Batterien teilnehmender Fahrzeuge in das Netz mit dem Ziel der Residuallastglättung ermöglicht wird.

Die rechtsstehende Abbildung zeigt exemplarisch Ergebnisse der Residuallastglättung einer vergleichsweise kleinen Region, deren Einspeiseprofil stark von Windenergie geprägt ist. Gegenüber dem ungesteuerten Ladevorgang werden durch die Optimierung auftretende Lastspitzen re-

duziert. Gleichzeitig wird die Ladeleistung in Zeitpunkten vergleichsweise geringer Residuallast tendenziell erhöht. Durch die Nutzung von V2G wird dieser Effekt weiter verstärkt, wobei zusätzlich eine Reduktion der maximalen Residuallast im Vergleich zur Ausgangssituation ohne Elektrofahrzeuge erzielt werden kann. Während der Simulation ist für jedes betrachtete Fahrzeug sichergestellt, dass die jeweils benötigte Energiemenge während der Standzeit übertragen wird.



Ergebnisse lokaler Residuallastglättung

Die erzeugten Ladeprofile können in nachgelagerten Modulen von MILES Anwendung finden, wodurch beispielsweise der Einfluss vorgestellter Ladestrategien auf die Übertragungsnetzbelastung oder auf die fundamentalen Strommarktpreise bestimmt werden können.

Entwicklung einer Planungsumgebung für Ladestationen an Autobahnen

Development of a Planning Environment for Charging Stations on Motorways

Jiayan Liu

Eine hohe Dichte an Ladestationen ist eine der zentralen Voraussetzungen, um den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen (EV) zu fördern und die Zufriedenheit der EV-Fahrer zu erhöhen. Daher wurde am ie³ eine Planungsumgebung entwickelt, die sowohl die Errichtungskosten der Ladestationen als auch die Zufriedenheit der Fahrer berücksichtigt. Unter Berücksichtigung mehrerer Faktoren, die die gesamte soziale Wohlfahrt beeinflussen, werden Standorte an deutschen Autobahnen identifiziert, an denen der Bau von Ladestationen möglich ist.

A high density of charging stations is one of the necessary conditions to foster the market launch of electric vehicles (EV) and to increase the satisfaction of EV drivers. Therefore, a planning environment which takes into account both the construction cost of charging stations and drivers' satisfaction was developed at ie³. By considering multiple factors that influence the total social welfare, the locations on the German motorways suitable for constructing charging stations are selected.

With the growing concerns over environmental issues around the world, more and more attention is being paid to replace fossil fuel based automobiles with electric vehicles (EV) which have the characteristics of zero local emission and low noise. However, since it is hard to increase the driving distance of EV in the short-term, a reasonable strategy of charging station planning is quite meaningful for improving users' convenience as well as to promote EV.

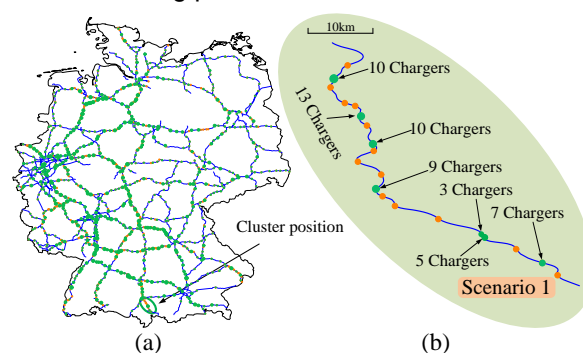
On the actual motorway, there are already many service areas where drivers are allowed to park their vehicles. Constructing charging stations on existing service areas is more efficient. Thus, the factors affecting the planning of the charging stations are defined. Charging station construction cost is the fixed cost for building a certain EV charging station. Obviously, the larger scale of the charging station can meet charging requirement for more EV, but the construction cost is higher. EV waiting cost is the drivers' waiting time converted to costs. More charging stations and chargers reduce the waiting time but increase the construction cost. EV driving inconvenience cost is an index that reflects the convenience of drivers finding a charging station. Similarly, more densely clustered charging stations will reduce the inconvenience but result in an increase of construction costs. The adopted test system is the real German motorway network in combination with real traffic flow data.

An optimization-based planning environment finding the optimal balance between the aforementioned factors was developed at ie³. Furthermore, an improved two-layer genetic algorithm was applied to solve the corresponding mixed-integer

non-linear problem. In order to satisfy the different planning requirements, three different scenarios were analyzed:

1. Minimizing the total social cost
2. Minimizing the construction and waiting cost
3. Only consider the construction costs

Suitable scenarios for planning can be selected according to existing policies and development needs. In order to ensure that the majority of EV drivers' charging requirements are met, certain constraints are defined, e.g. the maximum waiting time must not exceed half an hour and most of EV have to reach the nearest charging station with their remaining power.



The charging station planning result of a single area under scenario 1

For future research, the charging profiles of charging stations, including geographical and temporal information of traffic flow, will be superposed into the existing MILES model as an additional component of the total load. Therefore, the influence of an increasing number of EV on the existing power transmission system and power market will be analyzed.

FlexPlan – Berücksichtigung von Speichern und Flexibilitäten in der Netzplanung

FlexPlan – Taking Advantage of Storages and Flexibility in Transmission Grid Planning

Björn Matthes, Tobias Patzwald und Jawana Gabrielski

Der kontinuierliche Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energiequellen sowie strukturelle Veränderungen auf der Nachfrageseite, stellen die langfristige Übertragungsnetzplanung zunehmend vor Herausforderungen. Eine adäquate Ableitung oder Prognose der zukünftigen Versorgungs- und Transportaufgabe ist durch hohe Unsicherheiten erschwert. Vor diesem Hintergrund, soll im europäischen Forschungsvorhaben FlexPlan ein neues Werkzeug zur optimalen Übertragungsnetzplanung unter techno-ökonomischen und sozio-strukturellen Nebenbedingungen entwickelt werden.

The continuous expansion of variable renewable energy sources and structural changes on the demand side are increasingly posing challenges to long-term transmission grid planning. Adequate derivation or forecasting of future supply and transmission tasks is hampered by high uncertainties. Against this background, the European research project FlexPlan will develop a new tool for optimal transmission grid planning under techno-economic and socio-structural constraints.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Horizont 2020 Rahmenprogramm für Forschung und Innovation der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 863819 gefördert.

Investitionen in Infrastrukturmaßnahmen sind einerseits sehr kapitalintensiv und andererseits beträgt die Lebensdauer der elektrischen Anlagen typischerweise mehrere Jahrzehnte. Folglich besteht im Rahmen der Netzplanung grundsätzlich eine Gefahr durch *stranded investments* bzw. *sunken costs*, die sich bei zunehmender Unsicherheit im Planungsumfeld weiter verschärft.

Das FlexPlan-Konsortium setzt sich aus drei europäischen Übertragungsnetzbetreibern, mehreren F&E-Unternehmen, Universitäten aus acht europäischen Ländern sowie den Entwicklern des EUPHEMIA-Algorithmus zusammen und wird von dem italienischen F&E-Unternehmen RSE geleitet. Die Partner haben sich folgende Forschungsfrage zur Aufgabe gemacht: Welche neuartigen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität sollten zukünftig im Rahmen der langfristigen Netzplanung Berücksichtigung finden, um einen möglichst robusten und kosteneffizienten Netzbetrieb über mehrere Dekaden zu ermöglichen? Zu diesen Technologien zählen nicht nur netzbezogene Maßnahmen, wie leistungsflusssteuernde Betriebsmittel, sondern auch Speicher und flexible Nachfrager.

Ziel des europäischen Forschungsvorhabens FlexPlan ist es daher, ein neuartiges Werkzeug zur optimalen Übertragungsnetzplanung unter techno-ökonomischen und sozio-strukturellen Nebenbedingungen zu schaffen. Dabei sollen die Umweltauswirkungen sowie die CO₂-Bilanz von Netzausbaumaßnahmen und Flexibilitätsoptionen explizit berücksichtigt werden können.

Das neue Planungswerkzeug soll die Platzierung von markt- und netzseitigen Flexibilitätsoptionen als Alternative zum klassischen Netzausbau, gemäß der Ziele und Prinzipien des EU-Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“, betrachten. Dieser Ansatz soll dazu beitragen, die Gesamtkosten des Energiesystems, d.h. die Kosten des Netzausbaus sowie die Kosten des Netzbetriebs, zu senken. Dazu soll in diesem Forschungsprojekt eine integrierte Betrachtung der anfallenden Infrastrukturkosten sowie der daraus resultierenden Kosten im Betrieb umgesetzt werden. In einem ersten Schritt wird ein der finalen Planungsumgebung vorgeschaltetes Werkzeug entwickelt, um potenzielle Standorte und Dimensionen für Speicher- und flexible Nachfragekandidaten zu ermitteln. Zudem werden auch potenzielle Ausbaukandidaten sowie geeignete Standorte für netzseitige Flexibilitätsoptionen vorab ermittelt und anschließend an das neue Planungswerkzeug übergeben.

Das neue Werkzeug zur Netzplanung wird im Anschluss in regionalen Fallstudien für den Planungszeitraum 2030 bis 2050 angewendet, um die Rolle von Speichern und flexiblen Ressourcen als Alternative zum klassischen Netzausbau zu bewerten. Pan-Europäische Szenarien werden vorab entwickelt und simuliert, um die Randbedingungen für die regionalen Fallstudien zu bestimmen. Die Planung soll dabei zeitkoppelnd über mehrere Stützjahre hinweg erfolgen, um *stranded investments* bzw. *sunken costs* (insb. hohe Leerkosten) durch Reaktionen auf kurzfristige Entwicklungen im Energiesystem zu vermeiden.

Methoden zur Ermittlung probabilistischer Leistungsflüsse im Zuge der Netzplanung

Methods for Determining probabilistic Power Flows in the Course of Grid Planning

Tobias Patzwald

Durch die Zunahme unsicherer Eingangsparameter bei der Bestimmung zukünftiger Leistungsflüsse als Indikator des Netzausbaus bedarf es zur Quantifizierung derartiger Unsicherheiten des Einsatzes von Methoden der probabilistischen Lastflussrechnung. Zur Generierung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen für weiterführende Netzplanungsverfahren ergibt sich zudem der Bedarf von Expansionsmethoden.

Due to the increase of uncertain input parameters in the estimation of future power flows as an indicator of grid expansion, the quantification of these uncertainties requires the use of probabilistic load flow methods. In order to generate probability distributions for subsequent grid planning methods, there is an additional requirement for expansion methods.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.

Bedingt durch die Umstrukturierung des elektrischen Energieversorgungssystems ergibt sich eine Zunahme unsicherer Eingangsparameter, bspw. begründet durch zukünftige Kraftwerkstandorte oder unpräzise Prognosen. Durch derartige Veränderungen resultieren vielfältige neue Herausforderungen im Rahmen der Auslegung und Überwachung elektrischer Netze.

Konventionelle Methoden der deterministischen Lastflussrechnung sind in Bezug auf diese Sachlage als alleiniges Instrument der Zustandsbewertung nicht mehr hinreichend. Daraus resultiert ein erforderlicher Einsatz probabilistischer Methoden.

Dazu erfolgt zunächst für die als unsicher identifizierten Parameter die Entwicklung von stochastischen Verteilungen aus im Vorfeld generierten Szenarien. Methoden der probabilistischen Lastflussrechnung ermitteln unter Verwendung von Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen probabilistische Ausgangsparameter von Verteilungen der Leistungsflüsse. Dabei sind die Verfahren in drei Klassen einzuteilen:

1. Monte-Carlo-Simulation
2. Analytische Methoden
3. Approximative Methoden

Im Gegensatz zur verbreiteten Monte-Carlo-Methode, welche bedingt durch ihre hohe Rechenzeit bei sequenzieller Ausführung eher als Referenzmethode herangezogen werden kann, ermöglichen insbesondere approximative Verfahren die effizientere Untersuchung elektrischer Netze höheren Detailgrades. Bei einem besonders effizienten Verfahren aus dieser Klasse von Methoden, insbesondere in Bezug auf Rechenzeit und Reliabilität, handelt es sich um die Kumulantenmethode.

Durch die Ausnutzung spezifischer mathematischer Eigenschaften von Kumulanten, wie der Homogenität und Additivität, kann im Rahmen der Verrechnung mehrerer verschiedenartiger Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen auf ein komplexeres Faltungsverfahren verzichtet werden. Eine Umwandlung von Momenten als Operationsparameter einer Dichtefunktion in Kumulanten und umgekehrt ist insbesondere in numerischen Entwicklungsumgebungen über die Bell-Polynome möglich. Zusätzlich ist eine Implementierung der Methodik in der Art möglich, dass unterschiedliche Typen von probabilistischen Ausgangsgrößen wie bspw. zentrale Momente erhalten werden können, wodurch die Möglichkeit der Verwendung differenter Expansionsmethoden gegeben ist.

Ist für die zu generierende Dichtefunktion der Leistungsflüsse die Art der Verteilung bekannt, so kann diese unmittelbar aus den ermittelten probabilistischen Parametern erhoben werden. Aufgrund des Mangels dieser Information im Regelfall ist im Anschluss an die Lastflussrechnung eine Expansionsmethode erforderlich, um eine entsprechende Wahrscheinlichkeitsfunktion rekonstruieren zu können.

Neben Methoden wie der Edgeworth- oder Cornish-Fisher-Expansion liefert insbesondere für diesen Anwendungsfall die Maximum-Entropiemethode im Vergleich zur vielseitig einsetzbaren Gram-Charlier-Expansion robustere Rekonstruktionen. Dies ergibt sich u.a. durch ein besseres Konvergenzverhalten und die vermiedene Generierung von Negativwerten einer Dichtefunktion. Dabei weisen beide Verfahren für eine Verwendung zentraler Momente höherer Ordnung eine vergleichbare Genauigkeit auf.

MODEX-Net –Vergleich von Übertragungsnetzmodellen im europäischen Kontext

MODEX-Net – Comparison of Transmission Grid Models in the European Context

Björn Matthes, Jan Peper und Tobias Patzwald

Die Systemintegration von erneuerbaren Energiequellen bei zeitgleichem Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung erfordert ein leistungsfähiges kontinentaleuropäisches Verbundnetz, um das aktuelle Versorgungssicherheitsniveau beibehalten zu können. Vor diesem Hintergrund gewinnt eine adäquate Modellierung des Übertragungsnetzes zunehmend an Bedeutung. In der Vergangenheit wurden dazu an mehreren Forschungseinrichtungen unterschiedliche Methoden und Ansätze zur Übertragungsnetzmodellierung entwickelt, welche im Rahmen von MODEX-Net vergleichend analysiert werden sollen.

The ongoing system integration of renewable energy sources with a simultaneous phase-out of fossil electricity generation requires an efficient continental European transmission grid to maintain the current security of supply level. Against this background, adequate modelling of the transmission grid is becoming increasingly important. In the past, several research institutions have developed different methods and approaches for transmission grid modelling, which will be analysed in MODEX-Net.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET4074G

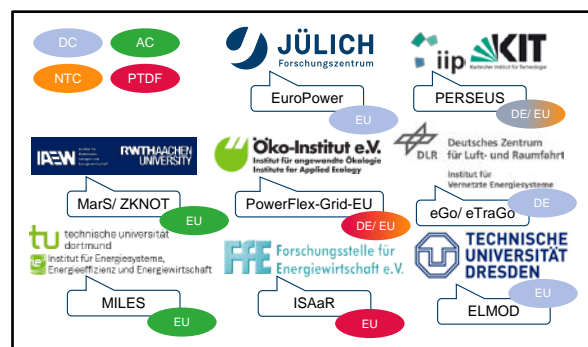
Übergeordnetes Ziel des Forschungsprojekts MODEX-Net ist ein Vergleich von bestehenden Übertragungsnetzmodellen. Anhand von Modellexperimenten sollen die zwischen den Modellen bestehen Unterschiede identifiziert und analysiert werden. Dies umfasst einen Vergleich der grundlegenden Methoden zur Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz sowie der dazu genutzten Datenbasen der beteiligten Partner. Besondere Berücksichtigung finden hierbei marktseitige Flexibilitätsoptionen. Zudem soll auch der Einfluss netzseitiger Flexibilitätsoptionen in Form von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln genauer analysiert werden.

Das Forschungsvorhaben wird im Verbund zwischen den folgenden Partnern durchgeführt:

- Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (Koordinator)
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V - Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR-VE)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)
- Karlsruher Institut für Technologie - Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion (KIT-IIP)
- Öko-Institut - Bereich Energie und Klimaschutz
- RWTH Aachen University - Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)
- Technische Universität Dortmund - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (TUDO-ie³)
- Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft (TUD-ee2).

Die Arbeiten teilen sich in mehrere thematische Blöcke. Hierzu zählen die Erarbeitung eines detaillierten und aussagekräftigen Modellvergleichs sowie die Erstellung von Gesamtscenarien für die anschließenden Modellexperimente. Die Gesamtscenarien umfassen harmonisierte Eingangsdaten in Form eines abgestimmten Szenariorahmens für mindestens zwei spezifische Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems.

Die Modellexperimente bilden einen weiteren thematischen Block und beschäftigen sich insbesondere mit der Analyse der in den einzelnen Modellen bestimmten Stromerzeugung und –nachfrage sowie den berechneten Engpassmanagementmaßnahmen der beteiligten Partner.



Übersicht der beteiligten Partner und Modelle

Abschließend sollen die Ursachen für die Ergebnisunterschiede herausgearbeitet werden, um Verbesserungspotenziale für die Modellierung von Übertragungsnetzen zu erarbeiten.

Modellierung der vertikalen Leistungsflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen

Modelling of Vertical Power Flows between Transmission and Distribution Grids

Milijana Teodosic

Die zunehmend heterogenen Einspeise- und Lastsituationen führen zu veränderten Blindleistungsmustern zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetzen. Diese Blindleistungsflüsse müssen adäquat abgeschätzt werden, um entsprechende Planungsmaßnahmen für die Sicherung der Spannungshaltung einzuleiten und so einen zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Das dafür entwickelte Verfahren soll eine geeignete Modellierung der Blindleistungsflüsse durch eine generatorspezifische Blindleistungsbereitstellung im Verteilnetz auf Basis historischer Messdaten ermöglichen. Die Anwendbarkeit wird an einem realitätsnahen Netzmodell getestet und validiert.

The increasing heterogeneity of generation and load leads to a significant change in reactive power flows between transmission and distribution grids. In order to ensure safe grid operations, it is required to adequately estimate this change in reactive power flow. The method developed for this purpose enables suitable modelling of the reactive power flows based on the reactive power feed-in of distributed generators. The applicability is tested and validated on a realistic grid model.

Dieses Forschungsvorhaben ist in Kooperation mit der Amprion GmbH entstanden.

Nach der aktuellen Planungsmethodik wird der Blindleistungsaustausch zwischen dem Übertragungsnetz und den jeweiligen Verteilnetzen auf Basis eines konstanten Leitungsfaktors pro Verteilnetz, der einen starren Zusammenhang zwischen dem Wirk- und Blindleistungsfluss unterstellt, abgebildet. Diese vereinfachte Annahme führt aufgrund der fortlaufenden Umstrukturierung des elektrischen Energiesystems zu einer steigenden Modellierungsungenauigkeit im Vergleich zu den tatsächlichen Blindleistungsflüssen und erfordert eine neue Vorgehensweise.

Die Zielsetzung des dafür entwickelten Verfahrens ist die Abbildung der Blindleistungsflüsse über die Netzkuppeltransformatoren in Abhängigkeit eines pauschalen Leistungsfaktors für jeden Generator der dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz. Die Validierung erfolgt auf Basis historischer Messdaten. Dabei wird der Lösungsansatz als Optimierungsproblem formuliert, mit dem Ziel die Abweichungen zwischen den modellierten und gemessenen Blindleistungsflüssen zu minimieren. Zunächst wird für jeden Netznutzungsfall ein geeigneter zeitabhängiger und generatorspezifischer Leistungsfaktor für jede Erzeugungsanlage im Verteilnetz ermittelt. Der Übergang zu einem pauschalen Leistungsfaktor pro Generator wird über den Mittelwert der zeitabhängigen Ergebnisse bestimmt.

Das entwickelte Verfahren wurde exemplarisch auf ein realitätsnahes Verteilnetz angewandt. Dafür werden zunächst die Wirkleistungsflüsse generiert. Der Wirkleistungsbedarf der Lasten wird

über die entsprechende Messung des Lastverlaufs ermittelt. Für die wirkleistungsbezogene Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen werden am ie^3 bestehende Modelle angewandt. Die Wirkleistungsbereitstellung aus den übrigen Anlagen (Biomasse, Wasserkraft, konventionelle Primärenergieträger) wird vereinfachend über die defizitäre Leistung im Vergleich zu den vorliegenden Messungen bestimmt.

Die Ergebnisse, d.h. die auftretenden absoluten Abweichungen der modellierten Blindleistungsflüsse gegenüber den Messwerten, wurden für drei Konzepte näher analysiert. Dabei wurde der Ansatz nach einer zeitabhängigen generatorspezifischen Einstellung der Leistungsfaktoren und der daraus resultierende zeitunabhängige Mittelwert, sowie die Ergebnisse nach der aktuellen Planungsmethodik, die das Blindleistungsverhalten auf Basis der Wirkleistungsbilanz ermittelt, verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass die aktuelle Planungsmethodik und die Abbildung über die Mittelwertbildung signifikante Abweichungen zu den tatsächlich aufgetretenen Blindleistungsflüssen aufweisen. Die Zwischenergebnisse auf Basis der zeitabhängigen und generatorspezifischen Leistungsfaktoren je Erzeugungsanlage führen zu deutlich geringeren Differenzen, sodass der grundlegende Ansatz des entwickelten Verfahrens zielführend erscheint. Demnach beinhaltet die Entwicklung alternativer Vorgehensweisen zur Bestimmung eines pauschalen Leistungsfaktors je Erzeugungsanlage im Verteilnetz weiterhin offene Forschungsfragen, die im Rahmen zukünftiger Projekte weiterverfolgt werden sollten.

Auswirkungen einer Mindesthandelskapazität in einer flussbasierten Marktkopplung

Impact of a Minimum Remaining Available Margin in Flow-Based Market Coupling

Björn Matthes

Flow-Based Market Coupling (FBMC) wird seit 2015 zur Berechnung der verfügbaren Day-Ahead-Kapazitäten in der Region Zentralwesteuropa (CWE) verwendet. Die nationalen Regulierungsbehörden haben die Berücksichtigung einer Mindesthandelskapazität (minRAM) gefordert, um die für den Stromhandel verfügbaren Übertragungskapazitäten zu erhöhen, weshalb die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den FBMC-Algorithmus im April 2018 angepasst haben. Durch die Anwendung der Markt- und Netzsimulationsumgebung Model of International Energy Systems (MILES) wurde die Modifikation des Algorithmus durch Variation der dem Strommarkt zur Verfügung gestellten minRAM-Kapazität bewertet.

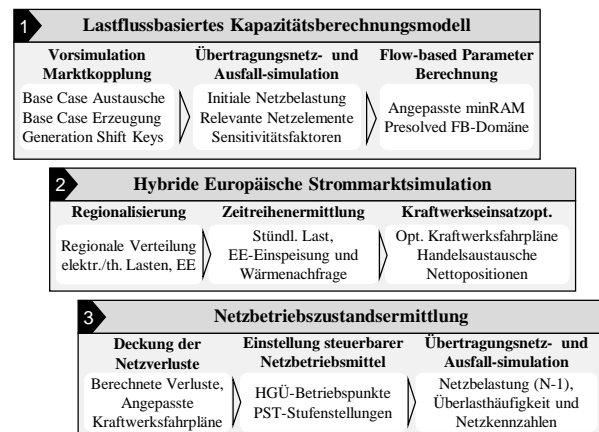
Flow-Based Market Coupling (FBMC) is used to calculate available day-ahead transmission capacities in Central Western Europe (CWE) since 2015. National Regulatory Authorities claimed for a minimum Remaining Available Margin (minRAM) to increase capacities for commercial exchanges, thus Transmission System Operators (TSO) adjusted the FBMC algorithm in April 2018. By applying the market and grid simulation framework Model of International Energy Systems (MILES) the algorithm's modification was evaluated by varying the minRAM capacity offered to the market.

Aufgrund zunehmender volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und der vermaschten Transportnetzstrukturen empfiehlt die Leitlinie für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement (EM) den Einsatz von FBMC. In der CWE-Region wird seit 2015 ein flussbasierter Ansatz zur Kopplung der Day-Ahead-Märkte verwendet.

Im Zuge der Neufassung der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 im Hinblick auf das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ wird eine deutliche Erhöhung der für den internationalen Stromhandel vorzuhaltenden Mindesthandelskapazität (minRAM) gefordert. Bis 2026 sollen 75 % der Übertragungskapazität ausgewählter Netzelemente für den grenzüberschreitenden Stromhandel reserviert werden, um die sozio-ökonomische Wohlfahrt zu erhöhen. Eine solche Anpassung hat direkte Auswirkungen auf den internationalen Stromhandel und damit auch auf die Aus- und Belastung des Übertragungsnetzes. Daher ist es notwendig, die Perspektiven von Marktteilnehmern, Verbrauchern und Übertragungsnetzbetreibern zu berücksichtigen, um die Gesamteffizienz des Marktdesigns im Hinblick auf die mit einer minRAM einhergehenden Gewinne und Verluste zu bewerten. Insbesondere die geänderte Auslastung des Übertragungsnetzes, welche zu einem veränderten Bedarf an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Anschluss an die Marktkopplung führt, muss berücksichtigt werden, um die Effizienz des gesamten Marktdesigns ganzheitlich zu bewerten.

Die Modellierung und Simulation von FBMC stellt hohe Anforderungen an Rechenkapazität sowie

die Datenhaltung und ist zudem mit einer Vielzahl von Vorverarbeitungsschritten verbunden. Daher wurde das in der folgenden Abbildung dargestellte mehrstufige Simulationsverfahren am ie³ entwickelt, welches an verschiedene Module der Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES anknüpft.

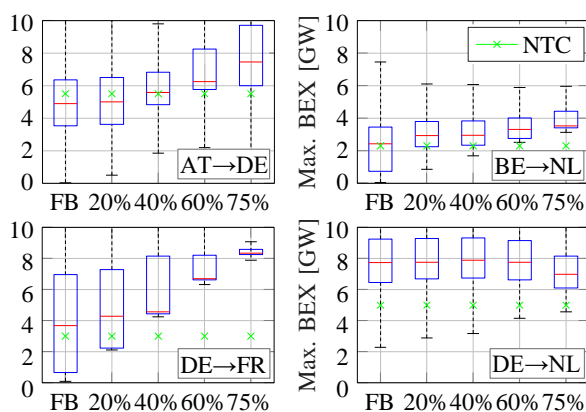


Mehrstufiges Simulationsverfahren

In einem ersten Schritt werden die stündlichen variierenden Parameter des lastflussbasierten Kapazitätsmodells berechnet, welche die sogenannte FB-Domäne definieren. In einem nachfolgenden Schritt wird eine hybride europäische Strommarktsimulation durchgeführt, d.h. es werden einerseits NTC-basierte und andererseits lastflussbasierte Kapazitäten berücksichtigt. Basierend auf den Ergebnissen der Strommarktsimulation werden anschließend Betriebszustände des Übertragungsnetzes ermittelt. Abschließend werden Netzkennzahlen durch eine Ausfallsimulation abgeleitet, um die Menge zusätzlich erforderlicher EM-Maßnahmen abzuschätzen.

Der entwickelte mehrstufige Ansatz wurde in einer Fallstudie unter Anwendung der MILES-Werkzeugkette zur Simulation verschiedener Szenarien des europäischen Energiesystems unter Variation der Höhe der Mindesthandelskapazität minRAM angewandt. Ziel der Fallstudie war es, die Wechselwirkungen zwischen einer Maximierung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten durch eine minRAM und der Gesamteffizienz des Marktdesigns unter Berücksichtigung eines zunehmenden Bedarfs an EM-Maßnahmen aufgrund der veränderten Belastung des Übertragungsnetzes aufzuzeigen.

In allen simulierten Szenariovarianten wurden die Gesamterzeugungskosten durch den Einsatz von FBMC in der CWE-Region anstelle eines NTC-basierten Verfahrens gesenkt. Eine Erhöhung des Niveaus der Mindesthandelskapazität im Rahmen von FBMC, führt zu weiteren Reduktionen der Gesamterzeugungskosten. Dieser Zusammenhang lässt sich durch die gleichzeitige Zunahme des Volumens der FB-Domäne erklären, woraus eine Vergrößerung des Bereichs zulässiger Marktergebnisse resultiert. Folglich ist eine kostengünstigere Allokation der Erzeugungsressourcen im Markt durch den Zugewinn an Handelsmöglichkeiten realisierbar. Die tatsächliche Verfügbarkeit der genutzten Übertragungskapazitäten im Netzbetrieb ist durch die Berücksichtigung einer marktseitigen Mindesthandelskapazität jedoch nicht gewährleistet. Die in der folgenden Abbildung dargestellten Box Plots zeigen, dass die für den grenzüberschreitenden Handel verfügbaren Kapazitäten in Form von maximalen bilateralen Austausch (Max. BEX) durch den Einsatz von FBMC -auch ohne minRAM- im Vergleich zur NTC-basierten Marktkopplung in einigen Stunden des Jahres deutlich erhöht werden.



Max. Handelsaustausche in Abh. der minRAM

Durch die Berücksichtigung einer minRAM im FBMC wird die vermeintlich verfügbare Kapazität

für grenzüberschreitende Austausche noch weiter erhöht und in der Strommarktsimulation zur Optimierung der kommerziellen Austauschfahrpläne zur Maximierung der sozio-ökonomischen Wohlfahrt genutzt, ohne dabei jedoch mögliche Folgekosten zu berücksichtigen. Infolgedessen ändert sich auch die Belastung des Transportnetzes, wie der nachfolgenden Tabelle entnommen werden kann.

Szenario-variante	Veränderung der Anzahl von Grenzwertverletzungen		
	Deutschland	CWE ohne DE	CWE Gesamt
NTC	+72,56 %	+80,41 %	+34,38 %
CWE FBMC	-	-	-
minRAM 20 %	-1,60 %	+0,02 %	+0,35 %
minRAM 40 %	+6,33 %	+2,49 %	+3,02 %
minRAM 60 %	+17,84 %	+7,24 %	+7,93 %
minRAM 75 %	+29,29 %	+9,74 %	+10,47 %

Die Ergebnisse der Fallstudie zeigen, dass ein höheres minRAM-Niveau mit sinkenden Stromerzeugungskosten einhergeht. Je höher die dem Markt zur Verfügung gestellte Mindesthandelskapazität ist, desto mehr Grenzwertverletzungen treten im Übertragungsnetzbetrieb auf. Aus ÜNB-Sicht erfordert dies ein höheres Maß an Systemüberwachung sowie zusätzliche Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zur Auflösung der aus der Marktkopplung resultierenden Überlastungen. Diese zur Gewährleistung eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs durch ÜNB zu erbringenden EM-Maßnahmen können mit einer erhöhten Anzahl kostenbehafteter Maßnahmen, wie z.B. Redispatch und Einspeisemanagement, einhergehen. Die aus diesen kostenbehafteten Maßnahmen resultierenden Folgekosten können die im Rahmen der Marktkopplung erzielten sozio-ökonomischen Wohlfahrtsgewinne übersteigen.

Da in der EU-Verordnung bisher nicht definiert ist, wie die dem Strommarkt zusätzlich zur Verfügung gestellten minRAM-Kapazitäten tatsächlich für physikalische Austausche genutzt werden könnten, soll in zukünftigen Forschungsvorhaben eine Optimierung multilateraler Maßnahmen zur Maximierung grenzüberschreitender Kapazitäten im Vorfeld der Marktkopplung entwickelt werden. Um die sozio-ökonomischen Auswirkungen einer minRAM ganzheitlich zu bewerten, müssen die Folgekosten, welche sich durch höhere Redispatch- und Einspeisemanagement-volumina ergeben, quantifiziert werden. Daher soll eine EM-Simulation für das kontinentaleuropäische Verbundsystem entwickelt werden, wobei der geographische Beobachtungsbereich sowie das Maß an Kooperation zwischen den ÜNB zur gemeinschaftlichen Auflösung von Engpässen variiert werden soll.

4.4 Verteilnetzplanung und -betrieb

Die ie³ GridPlanning Toolchain – Der modulare Weg zum optimalen Verteilnetz

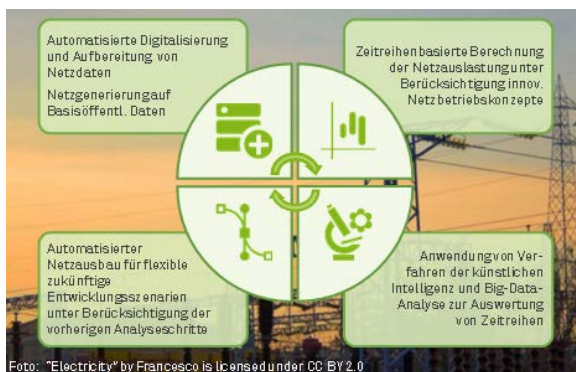
The ie³ GridPlanning Toolchain – A modular way to optimised distribution grid

Chris Kittl, Johannes Hiry, Debopama Sen Sarma, Dennis Schmid, Fabian Erlemeyer

In der derzeitigen akademischen Diskussion nimmt das Verteilnetz eine wichtige Rolle in der Energiewende ein. Die Ergebnisse der Forschung in dieser Domäne beeinflussen in direkter Konsequenz auch die Art und Weise, wie Verteilnetze geplant werden müssen. Mit der GridPlanning Toolchain hat das ie³ eine modulare Untersuchungsumgebung geschaffen, mit der systematische Forschung rund um den Prozess der Verteilnetzplanung betrieben werden kann.

Recent academic discussion gives the distribution grid level an important role in the “Energiewende”. Innovative solutions in this field directly affect the way distribution systems have to be planned. With the GridPlanning toolchain the ie³ gives the possibility to systematically research on novel approaches of the planning process.

Die derzeitigen Bemühungen zu einer klimafreundlicheren Gesellschaft ordnen den Verteilnetzen eine zunehmend wichtigere Rolle ein. Neu entwickelte, innovative Betriebskonzepte haben dabei auch einen Einfluss auf den Planungsprozess der Netze. Die GridPlanning Toolchain modularisiert den bislang monolithisch betrachteten realen Prozess und bietet die Möglichkeit unterschiedliche Aspekte wissenschaftlich detailliert zu untersuchen. Dieser Artikel stellt die aktuellen Forschungsfortschritte vor.



Modularer Aufbau der GridPlanning Toolchain

Automatisierte Netzdatenaufbereitung – Neben den Arbeiten an der Netzgenerierung aus OpenStreetMap-Daten im Werkzeug *OSMoGrid* (siehe gesonderter Bericht) wird intensiv an einer weiteren Standardisierung sowie Modularisierung der Datenstruktur gearbeitet. Ein wichtiger Bestandteil ist hier ein automatisierter Konverter, der die Referenznetze des *SimBench*-Projekts (simbench.de – siehe gesonderter Bericht) für die Toolchain verfügbar macht.

Zeitreihenbasierte Simulation – Die Arbeiten an diesem Modul konzentrieren sich vorwiegend in der Arbeit am Werkzeug *SIMONA* in den Forschungsprojekten *NOVAgent* und *DesigNetz*

(siehe gesonderte Berichte). Wichtige Punkte der Entwicklung sind hier ebenfalls eine weitere Modularisierung sowie Steigerung der Berechnungseffizienz. Darüber hinaus wird die Fokussierung auf die verhaltensbasierte Modellierung der einzelnen Systemteilnehmer, unter anderem durch die weitere Kosimulationsfähigkeit, ausgebaut.

Informationsextraktion – Die großskalige, zeitreihenbasierte Simulation verschiedener Netzstrukturen erzeugt eine Vielzahl von Simulationsergebnissen, welche zur Wissensextraktion effizient aufbereitet werden müssen. Um dies zu ermöglichen werden state of the art Frameworks zur Handhabung und Persistierung der Ergebnisdaten evaluiert und integriert. Hierzu zählen unter anderem Apache Kafka, Apache Hadoop sowie Mosaik. Darüber hinaus werden einige Module in der JVM-basierten Programmiersprache Scala implementiert, welche neben Python den Zugriff auf eine große Anzahl von Bibliotheken zum maschinellen Lernen erlaubt.

Automatisierter Netzausbau – Für die Ermittlung des optimalen Netzausbaus wurden unter anderem in dem abgeschlossenen Forschungsprojekt *Agent.GridPlan* (gesonderter Bericht) eine evolutionäre Optimierungsmethode eines Projektpartners erfolgreich erprobt. Darüber hinaus finden Arbeiten statt, die es ermöglichen zeitreihenbasierte Netzzustandsauswertungen aus *SIMONA* in der heuristischen Netzausbauplanung *ADiXPlan* (siehe Jahresbericht 2018) zu berücksichtigen.

Grundsätzlich erlaubt der modulare Aufbau der Toolchain detailliert auf einzelne Aspekte des Planungsprozesses einzugehen und dort entsprechend innovative Ansätze der Forschung zu untersuchen zu können.

Agent.GridPlan - Erfolgreicher Simulationsverbund für den Netzausbau

Agent.GridPlan – Powerful simulation system for grid expansion planning

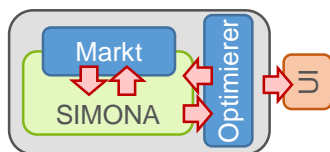
Chris Kittl, Johannes Hiry

Das Projekt Agent.GridPlan entwickelt einen ganzheitlichen Verteilnetzplanungsprozess unter Berücksichtigung von Interaktionen mit einem Energiemarkt sowie optimierten Ausbauentscheidungen. Dieser Artikel stellt die gemeinsam erreichten Ergebnisse des Konsortiums vor.

The research project Agent.GridPlan targets a holistic distribution grid planning process, considering market interactions and optimised decision making. This article presents the consortium's results.

Das Forschungsvorhaben Agent.GridPlan wurde unter dem Kennzeichen EFRE-0800100 durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung gefördert.

Durch die Nutzung des Verteilnetzes durch zunehmend aktivere Netzteilnehmer, steigen die Anforderungen an den Planungsprozess. *Agent.GridPlan* treibt die Digitalisierung des Planungsprozesses durch Integration der Vorarbeiten der Forschungsprojekte *Agent.Netz* und *IO.Netz* voran. Die Kombination aus zeitreihenbasierter Simulation sowie optimierter Entscheidungsfindung scheint erfolgsversprechend.



Gesamtkonzept des Simulationsverbunds

Der Simulationsverbund sieht eine enge Kopplung der Verteilnetzsimulation mit einem Marktmodell zur Abbildung der Nutzerinteraktion vor. Ausbauentscheidungen werden genetisch ermittelt und zeitreihenbasiert evaluiert sowie die Ergebnisse nutzungsgerecht aufbereitet. Die reibungslose Funktion des Simulationsverbunds konnte nur durch eine detaillierte Spezifikation der Schnittstellen und enge, bilaterale Zusammenarbeit der Partner erreicht werden.

Für die verhaltensbasierte Verteilnetzsimulation *SIMONA* wurden umfangreiche Anpassungen vorgenommen. Zum einen wurden neue Modelle preisreagibler Systemteilnehmer, wie Biomassekraftwerken und flexibel einsetzbaren Netzelementen, wie Freileitungsmonitoring, entwickelt zum anderen wurde umfangreicher Aufwand in die Skalierbarkeit des Simulators investiert. Hierdurch konnte das Netzmodell des Betrachtungsgebiets mit knapp 50.000 Netzknoten über fünf Spannungsebenen effizient berechnet werden.

Das Verhalten der preisreagiblen Netzteilnehmer orientiert sich am Marktpreis, der sich im Energy-Only-Spot-Modell der Universität Duisburg-

Essen bildet. Hier wird das Marktverhalten der Anlagen im Untersuchungsgebiet extrapoliert und der stündliche Anlageneinsatz bestimmt. Aufgrund dieser Modellformulierung sind das Marktmodell und *SIMONA* eng miteinander gekoppelt.

Im Sinne einer überlagerten Kontrollinstanz sind *SIMONA* und die optimierte Netzausbauentscheidung der intulion solutions GmbH gekoppelt. Hierbei handelt es sich um eine evolutionäre Optimierungsmethode, um die kombinatorische Komplexität des Problems adressieren zu können. *SIMONA* dient dabei als Evaluierungsmodul für die gewählten Maßnahmen innerhalb der einzelnen Generationen. Die verwendete Methodik ist insbesondere in der Lage den Pareto-Charakter der möglichen Lösungen zu adressieren. Da in evolutionären Algorithmen eine große Anzahl von Individuen evaluiert wird, setzt der Simulationsverbund auf eine Parallelisierung der einzelnen Evaluationen.

Als letztes Modul integriert die benutzerfreundliche Datenaufbereitung der Fachhochschule Dortmund den Anwender. Diese ermöglicht eine Bearbeitung der großen Ergebnisdatensmengen sowie eine ansprechende Visualisierung der erzielten Ergebnisse.

Zusammenfassend konnte im Rahmen von *Agent.GridPlan* ein proof-of-concept vorgenommen werden. Der Simulationsverbund ist in der Lage auch mit nur wenigen zur Verfügung stehenden Maßnahmen schnell eine gute Lösung zu erreichen. Für eine großskalige Anwendung in der Praxis müssen weitere Aspekte der effizienten Berechnung sowie Datenbereitstellung adressiert werden, um die Gesamtsystemkomplexität handhaben zu können. *Agent.GridPlan* stellt hierzu die Ausgangssituation für eine wertvolle Nutzerunterstützung für die langfristige Verteilnetzplanung dar.

NOVAgent – Integration von Elektromobilität und dezentralen Speichern in die Planung elektrischer Verteilnetze

NOVAgent – Integration of electromobility and decentralised storage into the planning of electrical distribution networks

Chris Kittl, Johannes Hiry

Die zunehmende Interdependenz verschiedener Energiesektoren, insbesondere der Mobilität sowie der Verteilnetze, beflügelt den Bedarf nach Digitalisierung und Interdisziplinarität von Planungsprozessen. NOVAgent untersucht die Wechselwirkungen von Städteplanung, Verteilnetzplanung und Planung von Ladeinfrastruktur und sucht Werkzeuge zur Problemlösung in der jeweils effektivsten Domäne.

Increasing interdependencies of energy sectors, especially mobility and energy distribution, empowers the urge for digitalisation and interdisciplinary of planning processes. NOVAgent investigates the interplay of urban planning, distribution grid planning and planning of loading infrastructure and seeks to solve problems with the tools of the most efficient domain.

Das Forschungsvorhaben NOVAgent wird unter dem Kennzeichen EFRE-0801553 durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung gefördert.

Auf dem Weg zu einer klimafreundlicheren Gesellschaft ist in naher Zukunft mit dem vermehrten Aufkommen batterieelektrischer Fahrzeuge und alternativer Antriebe – sowohl im Personen-, als auch im Güterverkehr – zu rechnen. Von besonderem Interesse sind hier vor allem städtische oder vorstädtische Bereiche, da Elektrofahrzeuge dort zum einen für einen erheblichen Flächenbedarf sorgen, aber auch eine entsprechend hoch konzentrierte Interaktion mit dem Verteilnetz eingehen. Das Forschungsprojekt NOVAgent geht den damit verbundenen Fragestellungen des Zusammenwirkens von Städteplanung, Mobilität und Verteilnetzplanung genauer auf den Grund.

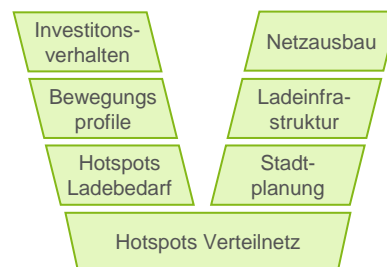


NOVAgent – Logo des Projektvorhabens

Hierfür startete im Mai das starke Konsortium aus TU Dortmund/ie³, Fachhochschule Dortmund sowie der ef.Ruhr GmbH und der enerVance solutions GmbH seine Arbeit. Ihre Expertise wird durch die assoziierten Partner Westnetz GmbH, Stadtwerke Witten GmbH, Stadtwerke Bochum Netz GmbH sowie die Stadt Dortmund komplettiert.

Das Vorhaben verfolgt das Ziel eine höhere Reifegradstufe des Verteilnetzplanungsprozesses zu erreichen, indem mehr Daten und Abhängigkeiten in diesem Prozess berücksichtigt werden. Deshalb ist für das Projekt das klassische V-Modell eines Entwicklungsprozesses für die Forschung adaptiert worden.

Ausgehend von verschiedenen Modellformulierungen des Investitionsverhaltens in Elektromobilität und der damit einhergehenden lokalen Verortung von Elektrofahrzeugen als Heimatstandort, werden typische Bewegungsprofile dieser Fahrzeuge innerhalb des Betrachtungsgebiets abgeleitet. Diese bestimmen dann den Ladebedarf – entweder am Heimatstandort oder aber an einem Ort auf ihrer Reise. Dieser kann vor allem von der Verfügbarkeit verschiedener Ladetechnologien abhängen. Hiermit soll die Frage beantwortet werden, ob eher punktuell an Schnellladestationen oder doch an der heimischen Wallbox ein Ladevorgang stattfindet. Der Verschnitt von Mobilitätsinformationen mit dem lokalen Verteilnetz liefert schlussendlich Aussagen über Hotspots im Verteilnetz, welche die Basis für Handlungsempfehlungen bildet. Aus Sicht des Konsortiums sollten zunächst städteplanerische Maßnahmen, dann Maßnahmen auf Ebene der Ladeinfrastruktur und abschließend Maßnahmen des Netzausbaus evaluiert werden.



Konzeption des Projekts als V-Modell

Diese gemeinsame Betrachtung bietet zunächst die Möglichkeit die verschiedenen Domänen der Planung und das damit einhergehende Verständnis des Gesamtproblems zu erkunden. Darüber

hinaus können Probleme dann am besten mit den Planungsmitteln derjenigen Domäne adressiert werden, welche am effizientesten wirken.

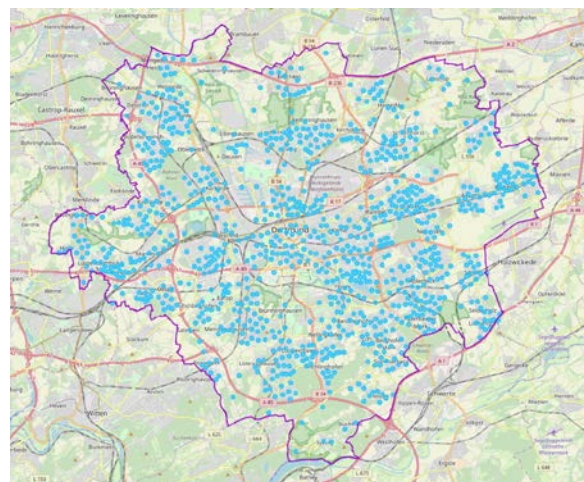
In der zurückliegenden frühen Phase des Projekts stand die Analyse der Rahmenbedingungen und Anforderungen an die zu erarbeitende Forschungslösung im Fokus. Hier wurde besonderen Wert auf das Verstehen der interdisziplinären Zusammenhänge, etwa zwischen Städteplanung, Mobilität und Verteilnetzplanung gelegt. In zwei Expertentreffen konnte das Konsortium zusammen mit den assoziierten Partnern die Zielstellung des Projekts konkretisieren und die relevanten Schwerpunkte identifizieren.

Ebenfalls hat das ie³ die relevanten Informationsquellen für die Untersuchungen erkundet und bewertet. Hierbei wurde im Konsortium der Konsens bekräftigt, dass sich NOVAgent vorrangig auf öffentlich verfügbare Daten stützen und nur bei Bedarf durch nicht zugängliche Daten angereichert werden soll, um den Forschungsprozess möglichst transparent zu machen. In diesem Kontext kann vor allem die Stadt Dortmund durch eine breite Auswahl von frei verfügbaren Daten das Projekt unterstützen. Dies ist auch ein Grund, warum die Untersuchungsregion für das Projekt auf die Stadt Dortmund fällt.

Basierend auf den erarbeiteten Leitlinien für die zu verwendenden Daten, konnte das ie³ auch eine erste Modellierung eines rechenfähigen Netzmodells für den Betrachtungsbereich erarbeiten. Im Konsortium wurde der Bedarf ermittelt, dass das Netzmodell von der Nieder- bis zur Mittelspannungsebene reichen soll. Das Hochspannungsnetzmodell konnte aus einem bereits am ie³ vorhanden, auf OpenStreetMaps basierenden Modell extrahiert und aufgearbeitet werden. Die Standorte von Ortsnetzstationen, an denen der Übergang aus dem Mittel- in das Niederspannungsnetz stattfindet, hatte die ef.Ruhr bereits aus OpenStreetMaps extrahiert und konnte diese Daten zur Verfügung stellen. Die Niederspannungsnetzmodelle sollen nur an ausgewählten Stellen detailliert modelliert werden, sodass diese nach der Identifikation von Ladehotspots bedarfsgerecht mit OMSoGrid (siehe gesonderter Bericht) generiert werden.

Um die beiden bestehenden Datenquellen zu verbinden, wurde zunächst eine Voronoi-Zerlegung des Betrachtungsgebiets um die Umspannanlagen (HS / MS) vorgenommen. Ortsnetzstationen,

die in einem dieser Gebiete liegen, haben die kürzeste Distanz zu der jeweiligen Umspannanlage – somit entsteht eine Zuordnung, welche Ortsnetzstation von welcher Umspannanlage versorgt wird. Mittelspannungsnetze sind in der Regel als Ringstrukturen mit offener Trennstelle aufgebaut. Die Ortsnetzstationen einer jeden Umspannanlage wurden deshalb mit einem Traveling Salesman-Algorithmus zu je Ringen verbunden. Somit liegt ein verbundenes, HS / MS-Netzmodell vor.



Ortsnetzstationen in Dortmund



Synthetisches, realitätsnahes Mittelspannungsnetz

Unabhängig von der konkreten Netzmodellierung beginnt nun die Abbildung des Investitionsverhaltens der einzelnen Fahrzeughalter*innen. Dieses geschieht seitens des ie³ durch ein agentenbasiertes Modell, welches neben soziodemographischen Aspekten ebenfalls soziale Beziehungen zwischen potentiellen Käufer*innen berücksichtigt und somit den „Lemming-Effekt“ abbilden kann.

Über die weiteren Projektfortschritte wird an dieser Stelle auch in den nächsten Jahren berichtet.

ie³ GridPlanningToolchain: Weiterentwicklungen der automatisierten Netzgenerierung OSMoGrid

Advancements of the automated network generation OSMoGrid

Johannes Hiry, Chris Kittl, Debopama Sen Sarma, Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid

Realistische und realitätsnahe Netzstrukturmodelle stellen eine der Grundlagen von wissenschaftlichen Studien und Forschungsarbeiten im Bereich der elektrischen Energiesystemanalyse dar. Darüber hinaus sind sie essentieller Bestandteil der Netzplanung in der Praxis. Während in der Praxis vor allem die Datenqualität im Rahmen einer fortschreitenden Digitalisierung an Bedeutung gewinnt, ist die allgemeine Datenverfügbarkeit aufgrund diverser Einschränkungen aus wissenschaftlicher Perspektive besonders wichtig. Beide Aspekte werden im Rahmen der ie³ GridPlanningToolchain unter Anwendung von neuen wissenschaftlichen Verfahren und Methoden zur automatischen Netzgenerierung adressiert.

Realistic and close to reality grid structure models represent one of the fundamentals of scientific studies and research in the field of electrical energy system analysis. In addition, they are an essential part of network planning in practice. While data quality in the context of digitalisation is gaining more and more importance in practice, general data availability is particularly important from a scientific perspective. Both aspects are addressed in the ie³ GridPlanningToolchain using new scientific procedures and methods for automatic grid data generation.

Das am ie³ entwickelte Werkzeug *OSMoGrid* zur Generierung elektrischer Niederspannungsnetze aus öffentlich verfügbaren Datenquellen ist weiterhin fester Bestandteil mehrerer Forschungs- und Entwicklungsprojekte und wurde neben der jeweiligen Anwendung um neue Funktionen zur Ergebnisverbesserung erweitert.

Um eine verbesserte Integration von *OSMoGrid* in die einzelnen Arbeitsschritte der GridPlanning-Toolchain des ie³ zu erreichen sowie zur Erprobung verschiedener Algorithmen des *unsupervised learnings* zur Generierung elektrischer Niederspannungsnetze wurde das bestehende Werkzeug zum einen in eine modulare Struktur überführt und um notwendige Interfaces für Algorithmen ergänzt.

Die bestehende Methodik der Generierung von Niederspannungsnetzen wurde anschließend um Verfahren zur Graphvereinfachung erweitert. Hierzu wurden zunächst unterschiedliche Ansätze aus der Graphentheorie und deren Auswirkungen auf die generierte Netzstruktur untersucht. Die Ergebnisse stellten die Ausgangslage für die nunmehr implementierten Verfahren dar und erlauben in Abhängigkeit von Zielsetzung und Betrachtungsgebiet die Generierung unterschiedlicher Strukturen.

Methodisch wurde *OSMoGrid* darüber hinaus um ein weiteres Verfahren erweitert, welches neben dem bereits bestehenden Ansatz auf ein beliebiges Untersuchungsgebiet anwendbar ist. Hierbei kommt ein neu entwickelter k-medoids basierter

Greedy-Cluster-Algorithmus zum Einsatz, welcher, wahlweise nach PAM oder CLARANS, Clusterzentren iterativ vertauscht, um die Ergebnisgüte zu verbessern. Durch eine Beschränkung potentieller Standpunkte für Transformatoren in Verbindung mit dem neu entwickelten Algorithmus kann außerdem eine optimierte, vereinfachte Version der bisher verwendeten Distanzmatrix via Breitensuche aus dem Eingangsdatengraph abgeleitet und zur Anwendung im Clusteralgorithmus verwendet werden.

Aktuell laufende Arbeiten beschäftigen sich mit der Anwendung, Auswertung und Validierung der generierten Netzstrukturen. Darüber hinaus stellen die Berücksichtigung weiterer öffentlich verfügbarer Datenquellen sowie die Erweiterung der bestehenden Methoden um die Berücksichtigung von weiteren geografischen Parameterinformationen dar. Weiterführend soll außerdem das Potential von Verfahren des maschinellen Lernens untersucht werden. Darüber hinaus ist langfristig geplant, das Werkzeug der wissenschaftlichen und nicht-wissenschaftlichen Fachcommunity im Rahmen einer Veröffentlichung als OpenSource Projekt verfügbar zu machen.

Zur Anwendung kamen in *OSMoGrid* vereinte Methoden im Jahr 2018 unter anderem in folgenden Anwendungs- und Forschungsprojekten:

- Projekt Agent.GridPlan
- Projekt NOVAgent
- Simulationswerkzeug SIMONA

State Estimation und Bestimmung von Flexibilitätspotentialen in zwei Mittelspannungsnetzen

State Estimation and Determination of Flexibility Potentials in Medium Voltage Networks

Florian Rewald

Im Forschungsprojekt Ideal wird ein agentenbasiertes Engpassmanagementsystem für die Hochspannungsebene mit dezentralen Leistungsflussreglern und Flexibilitätspotentialen der Mittelspannung entwickelt. Zur Bestimmung des Flexibilitätspotentials wird zunächst der Systemzustand der Mittelspannungsnetze und anschließend mit einem Optimierungsverfahren das Flexibilitätspotential bestimmt. Diese Methodik wird auf ein Gateway implementiert und in zwei realen Mittelspannungsnetzen getestet.

In the research project Ideal, an agent-based congestion management system for high voltage with decentralized power flow controllers and flexibility potentials of medium voltage is developed. To determine flexibility potential, first the system state of the network is estimated and then the flexibility potential with an optimization approach. This methodology is also implemented in gateway and tested in two real medium voltage systems.

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

Durch die zunehmende Abschaltung fossiler Großkraftwerke und den Zubau dezentraler volatiler Einspeiser wird die Energieeinspeisung von den Übertragungs- in die Verteilnetze verlagert. Daraus folgt, dass sich zukünftig auch Einspeiser, die an die Mittel- und Niederspannung angeschlossen sind, an der Erbringung von Flexibilität beteiligen müssen. Im Forschungsprojekt Ideal wird daher ein autonomes Engpassmanagementsystem für die Hochspannungsebene entwickelt, in dem auch flexible Leistung aus den Mittelspannungsnetzen genutzt wird.

Alle Betriebspunkte, welche ohne Verletzung der Netzrestriktionen bereitgestellt werden können, werden als Flexibilitätspotential bezeichnet. Für die Bestimmung des Flexibilitätspotentials sind zunächst einzelne Stränge zweier Mittelspannungsnetze mit Messtechnik ertüchtigt worden. In den jeweiligen Ortsnetzstationen werden Strom, Spannung, Leistungsfaktor sowie Wirk- und Blindleistung gemessen. Diese Messwerte werden zusammen mit den Messwerten der flexiblen Einspeiser alle zwei Minuten an ein Gateway gesendet.

Auf dem Gateway wird mit den vorhandenen Messwerten die komplexe Knotenspannung mit einer State Estimation nach dem Weighted Least Square Verfahren bestimmt. Mit den berechneten komplexen Spannungen wird anschließend die Auslastung der Leitungen und Transformatoren

geprüft. Die Software auf dem Gateway ist modular aufgebaut, sodass auch andere Verfahren zur Bestimmung des Systemzustands, wie beispielsweise der Hachtels Augmented Matrix Approach, getestet werden können.

Basierend auf dem berechneten Systemzustand wird das Flexibilitätspotential bestimmt. Dabei werden alle dezentralen Einspeiser der Mittelspannung als flexibel betrachtet. Mit einem auf dem Optimal Power Flow basierenden Optimierungsverfahren wird ermittelt, inwiefern die flexiblen Einspeiser vom aktuellen Betriebspunkt abweichen können, ohne dabei die Netzrestriktionen zu verletzen. Dabei besteht die Anforderung an den Algorithmus, das Flexibilitätspotential in wenigen Rechenschritten möglichst genau zu beschreiben.

Da in den beiden Feldtests nicht alle Ortsnetzstationen messtechnisch erschlossen werden können, müssen Ersatz-Messwerte für nicht messtechnisch erschlossene Stationen gebildet werden. Dafür werden Pseudo Messwerte gebildet, um Rückschlüsse von messtechnisch erschlossenen Stationen auf messtechnisch nicht erschlossene Stationen zu erzielen.

Der Feldtest erstreckt sich über einen Zeitraum von mehreren Monaten, in dem automatisiert alle zwei Minuten der Systemzustand und anschließend das Flexibilitätspotential berechnet werden.

DESIGNETZ – von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft

DESIGNETZ – from individual solutions to the efficient system of the future

Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid, Annika Brüggemann

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

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

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

Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) werden im Projekt DESIGNETZ durch die Zusammenarbeit von 48 Partnern Lösungen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Energieversorgungssystem entwickelt und erprobt. Demonstrationsanlagen aus den Bereichen Last- und Erzeugungsflexibilisierung und intelligente netzdienliche Flexibilitätsoptionen werden in der Modellregion, bestehend aus Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland, aufgebaut.

Im Projekt werden auf Basis einer mehrstufigen Verfahrenskette die Randbedingungen des Marktes und die technischen Restriktionen des Netzes modelliert, um einen Rückschluss auf die gesamtwirtschaftlich effiziente Flexibilitätsbewirtschaftung ziehen zu können. Im Rahmen dieser Verfahrenskette wird dabei untersucht, ob die Einsparung von Netzausbaumaßnahmen bei gleichzeitiger Erhöhung der marktseitigen Flexibilitätsnutzung volkswirtschaftliche Vorteile bietet. Ebenfalls werden Handlungsoptionen aus der Verfahrenskette abgeleitet, die eine Einsatzreihenfolge unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen angeben.

Aus der entwickelten mehrstufigen Verfahrenskette resultieren verschiedene Anforderungen an die Netzausbaumethodik: Die Netzausbaumaßnahmen werden auf Basis einer Zeitreihensimulation bestimmt. Ebenfalls werden bei der Bestimmung

der Maßnahmen Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Die entwickelte Methodik der Verfahrenskette ist in Abbildung 1 dargestellt.



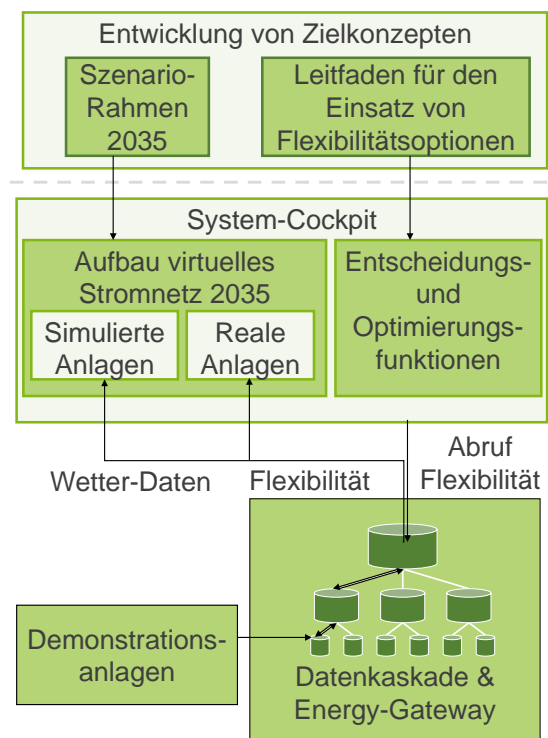
Einbindung der Netzausbausimulation in die Verfahrenskette

Eingangsgröße für die Netzausbaumethodik sind anlagenscharfe Zeitreihen für ein Betrachtungsjahr, welche von Projektpartnern auf Grundlage eines fundamentalen Marktmodells bestimmt werden. In einem ersten Schritt werden flexible Netzbetriebsmittel wie beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren optimal eingesetzt, um mögliche Netzengpässe in der Starttopologie zu vermeiden beziehungsweise zu minimieren. Um den Rechenaufwand für die Netzausbausimulation zu

verringern, können optional auslegungsrelevante Zeiträume ausgewählt werden, die in der Netzausbausimulation berücksichtigt werden. Für die Netzausbausimulation wurden Planungsgrundsätze für jede Spannungsebene definiert, sodass die Ertüchtigung in der Hochspannungsebene unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums durchgeführt wird. In der Netzausbaumethodik werden zudem Marktflexibilitäten netzdienlich eingesetzt, sodass die Netzausbaumaßnahmen entsprechend geringer ausfallen, als dies ohne Berücksichtigung der Marktflexibilitäten der Fall wäre. Im Projekt wird dabei die Ausprägung der Berücksichtigung variiert, sodass unterschiedliche Netzausbauvarianten erzeugt werden. Für die jeweiligen Netzausbauvarianten können die Annuitäten bestimmt werden und in einem weiteren Schritt werden im Rahmen einer Netzbetriebssimulation verbleibende Grenzwertverletzungen detektiert. Anschließend werden die zugehörigen Sensitivitäten für die Marktflexibilitäten bestimmt. Die Sensitivitäten werden in der Folge in einer weiteren Marktsimulation als Nebenbedingung berücksichtigt, sodass der Anlageneinsatz eingeschränkt wird, um den Grenzwertverletzungen entgegenzuwirken. Die Summe der Kosten durch die Einschränkung des Einsatzes der flexiblen Anlagen sowie die Annuitäten des Netzausbaus werden schließlich addiert, um die jeweilige Netzausbauvariante zu bewerten. Durch eine Variation der in der Planung berücksichtigten Flexibilität kann somit ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung angenähert werden. Eine Auswertung der Marktsimulation unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen des Netzes ermöglicht die Ableitung von Handlungsoptionen, die eine betriebliche Strategie zum Einsatz von Flexibilitätsoptionen darstellen. Dabei werden neben volkswirtschaftlichen auch betriebswirtschaftliche Untersuchungsergebnisse der Flexibilitätsbewirtschaftung des Projektes herangezogen.

Diese simulativ gewonnenen Erkenntnisse werden im späteren Projektverlauf auf Basis realer Demonstratoren im Designnetz System-Cockpit erprobt. Um anhand der begrenzten Anzahl von Demonstrationsanlagen Aussagen für das Gesamtsystem abzuleiten, wird im System-Cockpit ein Energieversorgungssystem der Zukunft simuliert, in welches die Demonstrationsanlagen integriert werden. Zum einen wird der Einsatz von simulierten Energieerzeugungsanlagen und Energienachfragern bestimmt. Zum anderen wird über

informationstechnische Verbindungen der sechsstündige Fahrplan und das zugehörige Flexibilitätspotenzial jeder realen Anlage übermittelt. Daraufhin wird im System-Cockpit eine optimierte Einsatzplanung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen des simulierten Verteilnetzes durchgeführt. Der so ermittelte Einsatz der Flexibilität für die nächsten sechs Stunden wird an die Demonstrationsanlagen übermittelt. Zum Erbringungszeitpunkt wird die erbrachte Leistung jeder Anlage gemeldet und die daraus resultierenden Auswirkungen auf das Verteilnetz berechnet und visualisiert. Neben der Visualisierung der technischen Zusammenhänge, können durch den Soll-Ist-Vergleich der erbrachten Flexibilität der Demonstrationsanlagen Rückschlüsse auf die praktische Nutzung von Flexibilität, beispielsweise hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit, Reaktionszeit oder Prognosegüte, abgeleitet werden. Die grundlegenden Zusammenhänge sind in Abbildung 2 dargestellt.



Interdependenzen des System-Cockpits mit den anderen Akteuren

Im Jahr 2019 wurden die Simulationswerkzeuge für die Netzberechnung und die Schnittstellen für die Einbindung der Fahrpläne der realen Demonstrationsanlagen fertiggestellt, sodass in 2020 das Zusammenwirken mit den Demonstrationsanlagen erprobt werden kann.

Simulation Benchmark – Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und -betriebsführung

Simulation Benchmark – Simulation database for uniform benchmarking of innovative solutions in the field of network analysis, network planning and network management

Džanan Sarajlić

Im Forschungsprojekt „Simulation Benchmark“ (kurz „SimBench“) ist für ausgewählte Anwendungsfälle ein Benchmark-Datensatz, mit Netzmodellen zu allen Spannungsebenen, entwickelt worden. Dieser Beitrag beschreibt die Ergebnisse des Forschungsprojekts und stellt die Netzmodelle kurz vor.

In the research project "Simulation Benchmark" (short "SimBench") a benchmark data set with network models for all voltage levels has been developed for selected use cases. This contribution describes the results of the research project and briefly presents the network models.

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

Für Forschungsthemen im Bereich der Analyse, Planung und Betriebsführung von Verteil- und Übertragungsnetzen werden detaillierte und realitätsnahe Netzmodelle benötigt. Das Hauptziel des Projekts „SimBench“ war daher die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen in diesen Bereichen mit dem Fokus auf deutsche Netzstrukturen. Vorteile sind dabei die Unabhängigkeit von vertraulichen Daten von Netzbetreibern sowie den damit verbundenen Freigabeprozessen und eine gesteigerte Vergleichbarkeit von Forschungsergebnissen. Es gibt bereits existierende Netzdaten mit unterschiedlichen Eigenschaften, trotzdem besteht aufgrund der verschiedenen Eigenschaften und stetigen Veränderungen realer Stromnetze ein Bedarf an neuen Benchmarknetzen. Daher hat das Konsortium den entwickelten netzebenenübergreifenden Datensatz von der Höchst- bis zur Niederspannung sowie Erzeugungs-, Last- und Speicherzeitreihen frei verfügbar bereitgestellt. Die Daten sind erreichbar unter: www.simbench.de (im Downloadbereich). Im Folgenden werden die Projektergebnisse und der Datensatz kurz vorgestellt.

Für die Erstellung des SimBench-Datensatzes ist eine allgemeine Methodik entwickelt worden, mit der schrittweise die Benchmarknetze erstellt worden sind. Darüber hinaus soll sie gewährleisten, dass der Datensatz auch in Zukunft aktuell gehalten werden kann. Ihre ausführliche Beschreibung ist in der SimBench-Dokumentation auf der SimBench-Homepage zu finden und soll hier nicht näher beschrieben werden. Das Institut ie³ hat, neben der Erarbeitung des SimBench-Datenformats, im Wesentlichen die Methodik zur Generierung des Benchmark-Datensatzes für die Nieder-

spannungsebene sowie die Methodik zur Erzeugung von Zeitreihen dezentraler Erzeugungsanlagen entwickelt und umgesetzt.

Der SimBench-Datensatz beinhaltet sechs Niederspannungsnetzmodelle. Ihre Generierung basiert auf einer Klassifizierung von Versorgungsaufgaben und der anschließenden automatisierten Netzgenerierung mittels eines Algorithmus, welcher öffentliches Kartenmaterial aus OpenStreetMap verwendet. Bei der Netzgenerierung sind reale Planungs- und Betriebsgrundsätze berücksichtigt worden. Beispielhaft sind drei Topologien der Netzmodelle in der folgenden Abbildung dargestellt. Gemäß den Ergebnissen der durchgeführten Klassifizierung gibt es drei ländlich geprägte, zwei halbstädtische und ein städtisches Netzmodell. Die Topologie ist dabei immer strahlenförmig, jedoch unterscheiden sich die Modelle in den eingesetzten Betriebsmitteln, der Verbraucheranzahl, den Leitungslängen und weiteren Größen.

Weiterhin sind am Institut ie³ Zeitreihen für erneuerbare Erzeugungsanlagen generiert worden, so dass mit dem SimBench-Datensatz zeitreihenbasierte Netzsimulationen möglich sind. Die Generierung der Zeitreihen erfolgte unter Verwendung der agentenbasierten Netzsimulationsumgebung SIMONA, welche am ie³ entwickelt wird. Die generierten Zeitreihen umfassen Windkraft-, PV- und Biomasseanlagen.

Ergänzend dazu sind am Fraunhofer IEE in Kassel Zeitreihen für Verbraucher und Speicher erzeugt worden. Hierbei wurden reale Messdaten verwendet und klassifiziert, um anschließend daraus neue synthetische Zeitreihen zu generieren.

Die Netzmodelle der Mittelspannungsebene sind an der Universität Kassel erstellt worden. Hierbei werden vier relevante Netzklassen unterschieden: ländlich, vorstädtisch, städtisch und gewerblich. Die Modelle sind synthetisch erstellt worden, basierend auf einer ausführlichen Literaturrecherche und der Analyse realer Daten.

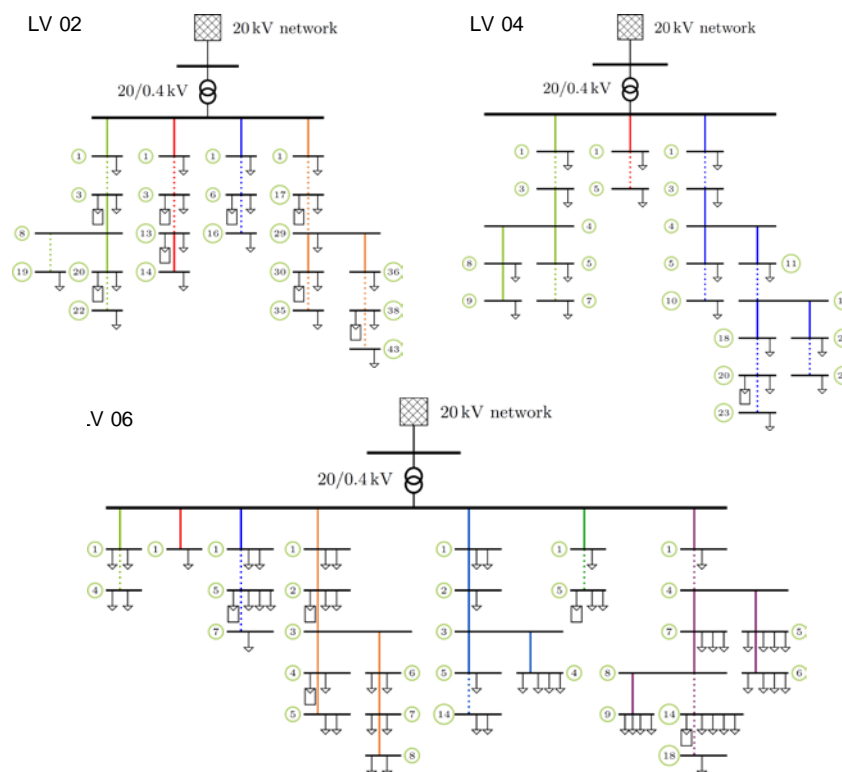
An der RWTH Aachen sind die Netzmodelle für die Hoch- und Höchstspannungsebene erstellt worden. Das deutsche Hochspannungsnetz (HS-Netz) ist in Netzgebiete eingeteilt, die sich in Netzgruppen unterteilen lassen, welche zudem galvanisch getrennt sein können. Der SimBench Datensatz beschränkt sich auf der HS-Ebene auf zwei Modellnetze. Dabei bildet ein Modell ein vorwiegend ländliches Netz mit hohem Freileitungsanteil ab, während das andere Modell ein vorwiegend städtisches Netz mit höherem Verkabelungsgrad darstellt.

Auf der Höchstspannungs-Ebene (HöS-Ebene) ist es Stand der Technik das Netz vollständig abzubilden, weshalb in SimBench das gesamte deutsche HöS-Netz abgebildet wurde. Das HöS-Netzmodell basiert auf dem SciGrid-Datensatz, aus welchem die Knoten und Leitungen übernommen worden sind. Anschließend wurde das HöS-

Modell um die Modellierung von Transformatoren, die Versorgungsaufgabe (konventionelle Kraftwerke und regenerative Energieerzeugung sowie Lasten) und Schaltanlagenkonfigurationen erweitert.

Die bisher beschriebenen Netzmodelle bilden den Basis-Datensatz. Zusätzlich sind am Fraunhofer IEE zwei Entwicklungsszenarien zu den Modellen erstellt worden, so dass zu jedem Basis-Modell zwei weitere Modelle vorhanden sind, welche eine zukünftige Entwicklung abbilden.

Des Weiteren beinhaltet der SimBench-Datensatz nicht nur einzelne, voneinander unabhängige Netzmodelle je Spannungsebene, sondern auch vordefinierte Kombinationen aus den Modellen, d.h. Zusammenschaltungen aus dem Datensatz. Somit können mit dem Datensatz Untersuchungen und Simulationen über mehrere Spannungsebenen erfolgen. Zudem gibt es zu jedem Modell eine Version mit Schaltern und eine ohne Schalter. Die Daten liegen primär in einem CSV-Format vor. Weiterhin gibt es Konverter für die Simulationstools PowerFactory, Integral und pandapower.



SimBench-Niederspannungsnetzmodelle mit LV 02 (ländlich), LV 04 (halbstädtisch) und LV 06 (städtisch)

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

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

Diego Iván Hidalgo Rodríguez

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

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

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

Die Endverbraucher in Energiesystemen werden mit der zunehmenden Durchdringung dezentraler Energiequellen heterogen. Sie können sowohl als Stromverbraucher oder -erzeuger, als auch als Energiespeicher agieren. Manchmal sind sie einfach autark. Diese Heterogenität impliziert, dass das Energiesystem ein großes komplexes System ist und dass die Simulation seines Verhaltens unter Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen heterogenen Akteuren nicht trivial ist. Daher ist es nicht sinnvoll, dieses gesamte große komplexe System mit einem einzigen Simulator zu simulieren. Co-Simulationstechniken sind interessante Ansätze für solche Simulationszwecke. Im Rahmen des Co-Simulationsansatzes werden bestehende Simulatoren so angepasst, dass sie miteinander kommunizieren können, so dass viele Simulatoren beteiligt sind, um das Verhalten des Systems nachzubilden. Das vorgeschlagene Framework basiert auf den Prinzipien der agentenbasierten Modellierung und Simulation (ABMS).

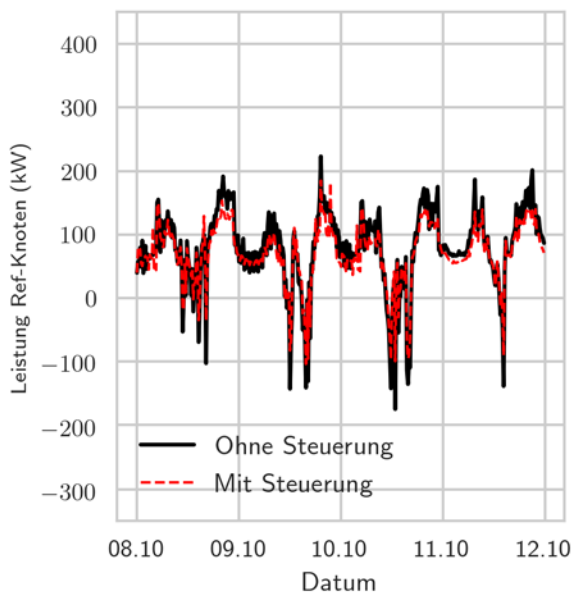
Dieses Framework für die Co-Simulation besteht aus den folgenden Simulatoren: Endverbraucher, Gebäude, Verteilnetz und Netz- und Informationsmanagement. Der Endverbraucher-Simulator beschreibt die Entscheidungsfindung von Verbrauchern. Auf der Grundlage individueller Präferenzen und Werte entscheiden die Akteure über eine Tarifänderung, eine Änderung ihres Energieverbrauchsverhaltens oder Empfehlungen von Energiemonitoren (z.B. Smart Meter oder mobile Anwendungen). Diese Entscheidungen werden in Lastwerte umgesetzt, die in erster Linie als Input für andere Simulatoren dienen (siehe Gebäudesimulator). Der Netz- und Informationsmanage-

mentsimulator stellt in erster Linie steuernde Eingriffe des Verteilernetzbetreibers (VNB) und damit das laufende Geschäft des Netzmanagements dar. Steuerungseingriffe erfordern ein umfassendes Wissen über das Netz, weshalb dieses Modul auch den Daten- und Informationsfluss zwischen verschiedenen Akteuren beinhaltet. Der Simulator für das Stromverteilnetz dient zur Lastflussberechnung.

Im Wärmesektor besteht ein hohes Potenzial für die Lastverschiebung auf Endverbraucherebene, was eine genaue Modellierung von Heizungsbedarf und Warmwasserbedarf erforderlich macht. Daher ist ein Gebäudesimulator enthalten, der das tatsächliche Verhalten eines Gebäudes darstellt. Dieser Gebäudesimulator muss verschiedene technische Einheiten abbilden, z.B. das Energiemanagementsystem (basierend auf modellprädiktiver Regelung), die Art des Gebäudes sowie die technische Ausstattung (d.h. Photovoltaikanlagen, Batterien, Wärmepumpen und/oder Mini-KWK-Anlagen). Die Rahmenbedingungen sind extern gegeben. Sie umfassen vorparametrisierte Werte und Trajektorien, z.B. Wetter/Temperatur oder Strompreise. Darüber hinaus stellen Einspeisungen aus dem Übertragungsnetz auch externe Vorgaben dar.

Das Co-Simulations-Framework *mosaik* ermöglicht die Kopplung mehrerer Simulatoren. Die zentrale Herausforderung besteht daher darin, relevante Informationsflüsse zwischen den verschiedenen Simulatoren zu definieren. Zu Beginn der Simulation senden alle am Stromnetz angeschlossenen Gebäude den tatsächlichen Stromverbrauch/Einspeisung an ihre jeweiligen Hausanschlusspunkte. Mit diesen Informationen führt

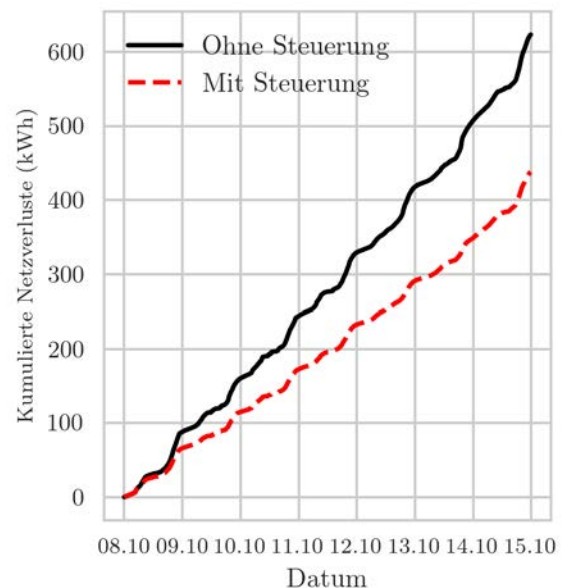
der Verteilnetzsimulator eine Lastflussberechnung durch und leitet die resultierende Leistung am Referenzknoten an den Netzmanager weiter, der mit einem heuristischen Algorithmus individuelle Empfehlungen für jeden angeschlossenen Endverbraucher berechnet. Die Endverbraucher wiederum entscheiden, ob sie die Empfehlung annehmen oder nicht und ändern gegebenenfalls ihre Kostenfunktion. Für den nächsten Simulationsschritt erhalten alle Gebäude aktualisierte Kostenfunktionen und der Zyklus wiederholt sich bis zum letzten Simulationsschritt. Die Funktionalität des Frameworks wird durch eine Fallstudie veranschaulicht. Ein generisches Niederspannungsnetz dient als Referenznetz für die Studie. Es ist ein vermaschtes Niederspannungsnetz mit offenen Trennstellen und arbeitet daher als Radialnetz, welches Ein- und Mehrfamilienhäuser eines Wohngebietes mit Strom versorgt. Dieses Netz verfügt über 167 Hausanschlusspunkte und eine Ortsnetzstation mit 400 kVA. Die folgende Abbildung zeigt die resultierende Leistung am Referenzknoten. Sie illustriert in Schwarz den Fall ohne Steuerung (d.h. der Netzmanager führt keine Aktion durch) und in Rot eine Situation mit aktivierter Steuerung, in der der Netzmanager je nach Netzzustand Empfehlungen an die Gebäude sendet.



Resultierende Leistungsprofile

Diese Darstellung dient dazu, die Funktionalität des Co-Simulationsframeworks zu verdeutlichen. Daraus wird ersichtlich, dass alle Simulatoren miteinander kommunizieren, so dass eine koordinierte Simulation stattfinden kann. Darüber hin-

aus zeigt sie auch, dass der im Netzmanager implementierte heuristische Koordinationsalgorithmus extreme Leistungsspitzen sowohl auf der Verbrauchs- als auch auf der Erzeugungsseite reduzieren kann. Für die simulierte Woche reduziert die Netzmanagerlogik den Spitzenverbrauch von ca. 280 kW auf 200 kW und die Spitzenerzeugung von ca. -180 kW auf -100 kW. Da die Simulation ein Modell des Stromnetzes betrachtet, kann der Effekt einer solchen Spitzenleistungsreduzierung auf das Netz abgeschätzt werden. Die folgende Abbildung zeigt die kumulierten Netzverluste über die simulierte Woche. In diesem Fall führt eine solche Reduzierung der extremen Leistungsspitzen zu einer Reduzierung der Netzenergieverluste um ca. 30%.



Kumulierte Netzverluste

Das Projekt KoRiSim liefert im Ergebnis ein validiertes Simulationsframework für komplexe sozio-technische Energiesysteme. Dieser unterstützt die Bewertung der Auswirkungen von Koordinierungsstrategien auf das elektrische Netz. Für den vorliegenden Fall zeigten die Ergebnisse, dass die Vermeidung extremer Leistungsspitzen zu einer signifikanten Reduzierung der Energieverluste im Netz führt. Um die volle Funktionalität des Frameworks auszuschöpfen, sollten weitere Simulationsexperimente mit fortgeschrittenen Koordinationsstrategien und längeren Simulationszeiträumen, z.B. saisonale Simulationen, durchgeführt werden. Darüber hinaus kann die zukünftige Analyse weitere Informationen über den Netzzustand, wie z.B. Spannungsprofile an kritischen Knoten und die Belastung kritischer Leitungen, beinhalten.

Ein hybrides Kompensationssystem basierend auf Energiespeichern für die Stromqualität in Mittelspannungsnetzen

A hybrid compensation system based on energy storage for the power quality in medium voltage distribution grids

Pei Luo

In den letzten Jahren haben die weit verbreitete Anwendung leistungselektronischer Geräte und die zunehmende Einspeisung durch erneuerbarer Energien die Stromqualität des Mittelspannungsnetzes zunehmend beeinträchtigt. Ein wichtiges Bindeglied für die Energiepufferung sind neuartige Energiespeichersysteme zur Verbesserung der Stromqualität des Netzes ein. Durch die Integration des Energiespeichers in den Spannungswandler (VSC) kann das hybride Kompensationssystem das Stromqualitätsproblem des Mittelspannungsnetzes umfassend lösen. Entsprechend den Anwendungseigenschaften des Mittelspannungsnetzes und des Energiespeichers wird die Struktur eines hybriden Kompensationssystems analysiert und eine Simulationsexperimentplattform aufgebaut, um dessen umfassenden Kompensationseffekt zu überprüfen.

In recent years, the widespread application of power electronic devices and the high-permeability access to renewable energy have increasingly affected the power quality of the medium voltage distribution grid. As an important energy buffering link, energy storage system brings new ideas to the improvement of power quality of the grid. By integrating the energy storage system into the voltage source converter (VSC), the hybrid compensation system can comprehensively solve the power quality problem of the medium voltage distribution grids. According to the application characteristics of medium voltage distribution grids and energy storage, the structure of hybrid compensation system is analyzed, and a simulation experiment platform is built to verify its comprehensive compensation effect.

At present, the problem of power quality of medium voltage distribution network caused by non-linear impact load is increasingly prominent. Distributed power is more dangerous because it is close to the load. These problems mainly include three-phase current imbalance, voltage fluctuation, active and reactive power flow, frequency deviation and harmonic interference.

Using VSC to improve power quality of power grid has become a hot research topic. Comparatively, the hybrid compensation system which integrates the energy storage system into the VSC has many advantages. Firstly, energy storage can effectively suppress the influence of randomness and volatility of high permeability renewable energy on the power grid. Secondly, the hybrid compensation system can not only realize the functions of SVG and APF, but also solve the problem of active power loss that cannot be ignored in the medium voltage distribution grids. Therefore, the hybrid compensation system can significantly improve the power quality of the medium voltage distribution grids, and has a good popularization value.

The hybrid compensation system consists of three parts: the three-phase four-wire three-level con-

verter, which is used to realize the connection between compensation device and medium voltage distribution grids; the AC/DC three-level inverter, which is used to realize flywheel energy storage device power bidirectional control; the bidirectional DC/DC converter, which is used to control the charge and discharge of the full vanadium oxidizing reducing fluid flow battery. The flywheel is a power type energy storage device, which can mainly suppress the power fluctuation of small energy and high frequency. The liquid flow battery is an energy storage device, which can mainly suppress the power fluctuation of large energy and low frequency.

The simulation platform of the hybrid compensation system is built using Matlab. It includes the medium voltage distribution grids, non-linear load, and compensator. A control strategy of positive and negative sequence separation under multiple synchronous coordinate transformation is adopted. The simulation results show that the hybrid compensation system can effectively solve the problems of negative sequence, reactive power and harmonic in the medium voltage distribution grids. The power distribution and energy management strategies of hybrid energy storage systems need to be studied later.

4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

Smart Grid Technology Lab

Smart Grid Technology Lab

Christoph Aldejohann

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

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

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7550 gefördert.

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

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



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

Integration von live-Messungen mit State-Estimation aus dem Dortmunder Verteilnetz in einer Echtzeitsimulation

Integration of live-measurements along with State-Estimation from Dortmund City's distribution network into a real-time simulation

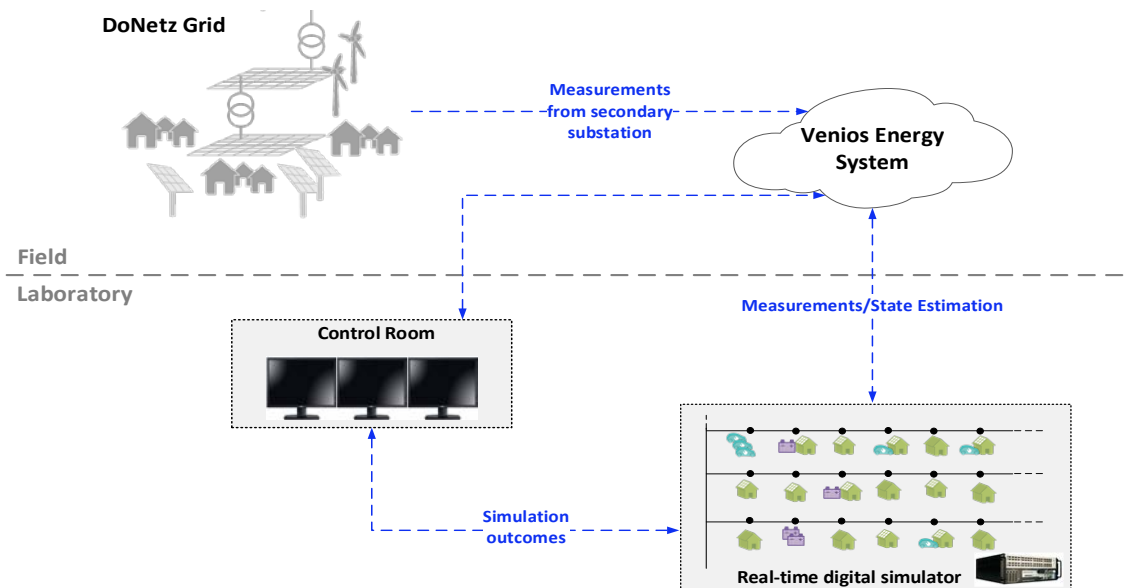
Alfio Spina, Christoph Aldejohann

Im Rahmen des Smart Grid Technology Lab (SGTL) Projekt läuft eine Kooperation zwischen dem ie³ und Fa. Venios sowie dem örtlichen Netzbetreiber Dortmunder Netzgesellschaft (DoNetz). Ziel der Kooperation ist die Bereitstellung von Netzdaten und Live-Messdaten in ausgewählten Niederspannungsnetzen zu Forschungszwecken. Auf Basis der Netzdaten und Messungen wird im SGTL eine State-Estimation sowie eine Echtzeitsimulation der Netzabschnitte durchgeführt.

Within the Smart Grid Technology Lab (SGTL) project a cooperation between ie³ and the company Venios together with the local network operator (DoNetz) was established. The aim of the cooperation is to provide network data and live measurements for research purposes. With the help of the network data and measurements, a real-time simulation of selected networks from the grid area of DoNetz is carried out at the SGTL.

Im Rahmen des SGTL Projekt ist eine Hybridsimulation aufgebaut und mit realen Messdaten aus dem Dortmunder Verteilnetz verknüpft worden.

Diese ermittelt anhand von realen Messdaten und Informationen über die installierte PV-Leistung, aktuellen Wetterdaten und Verbrauchsdaten der



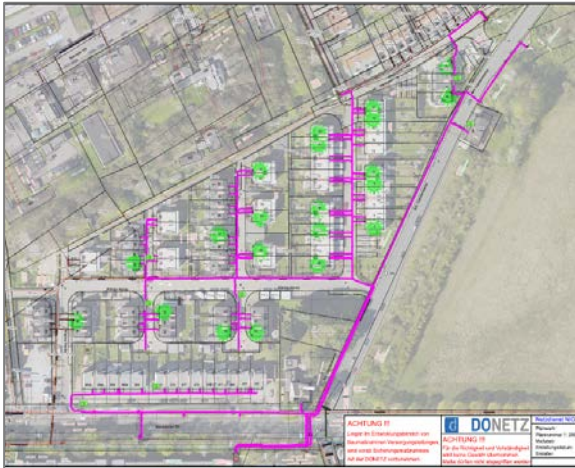
Gesamtübersicht Datenaustausch zwischen DoNetz Venios und SGTL

Die State Estimation ermittelt Netzzustände (Spannung, Strom, Leistung) in zwei realen Netzgebieten mittels Zustandsschätzung örtlich- und zeitlich aufgelöst. Die State Estimation kann in Prototypen und Netzsimulationen eingebunden werden. Abbildung 1 zeigt dazu eine Übersicht des Informationsaustausches zwischen Venios, DoNetz und dem SGTL. An den beiden Messstationen im Niederspannungsnetz der DoNetz werden die Leiterströme gemessen und über eine VPN-Verbindung an die Venios-Server weitergeleitet und von einer State Estimation aufbereitet.

angeschlossenen Kundenanlagen im Netzgebiet die aktuelle Auslastung der Netzabschnitte. Die ermittelten Netzzustände werden über eine API den lokalen Simulationsrechnern im Labornetz zur Verfügung gestellt.

Die Netzgebiete sollten verschiedene Kriterien erfüllen. So sollten die Gebiete insbesondere Photovoltaik-Anlagen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge umfassen. Zudem sollten die Gebiete nach Möglichkeit sowohl Gewerbekunden als auch Privatkunden umfassen. Ein weiteres Krite-

rium seitens des Netzbetreibers war die Zugänglichkeit der Netzstationen. So sollten die Stationen berührungssichere Abgänge und genügend Platz für Messinstallationen bieten. Es stellte sich heraus, dass es keine Netzgebiete gab, die alle Kriterien umfassten. Die erste Wahl fiel schließlich auf den Netzbereich Stockumer-Straße / Kleine Heide in Dortmund-Eichlinghofen (Abbildung 2). Das Netz versorgt 77 Wohnhäuser und verfügt über eine installierte Photovoltaik-Leistung von 81 kWp. Gewerbekunden und öffentliche Ladestationen sind nicht vorhanden. Dafür sind jedoch private Ladestationen angebunden.



Ausgesuchtes Netzgebiet Stockumer Straße für Live-Messung mit State-Estimation

Die Installation von Messrichtungen sowie die Integration der Zustandsabschätzung in das System wurden zusammen mit den Kooperationspartnern geplant und umgesetzt. Die Messeinrichtung umfasst Analogmesskarten, die die Netzspannung, die Ströme der einzelnen Abgänge sowie den Gesamtstrom des Transformators messen. Die Ströme und Spannungen werden dreiphasig in 1-minütigen Abständen erfasst. Die Messeinrichtung ist über ein Mobilfunkmodul angebunden, das über eine VPN-Verbindung die Messdaten an Venios weiterleitet. Die Weiterleitung der Messdaten erfolgt über das Protokoll IEC 60870-5-104. Die aufbereiteten Daten werden an die Laborumgebung weitergeleitet, wo sie genutzt werden um Zustandsabschätzungen in 5-Minuten Abständen durchzuführen. Sowohl die Messdaten als auch die Ergebnisse der Zustandsabschätzungen werden in einer Cloud von Venios gespeichert,

wo sie dem SGTL unmittelbar zur Verfügung stehen. Abbildung 3 zeigt die Leitungsabgänge und die Messbox in der Netzstation Stockumer Straße. Die Stromwandler sind an den Leitungsabgängen installiert.



Ausgesuchtes Netzgebiet Stockumer Straße für Live-Messung mit State-Estimation

Das Simulationsmodell im Labor umfasst ein Netzmodell der Netzabschnitte. Das Netzmodell wurde unter Simulink implementiert. Es wird auf dem Echtzeitsimulator OPAL RT ausgeführt. Mit einer selbstentwickelten Schnittstelle werden die gewünschte Daten von der Venios Cloud abgerufen und lokal in Datenbanken abgespeichert. Die Simulation wird laufend mit aktuellen Messdaten aktualisiert. Ebenso lassen sich die Datensätze für offline-Simulationen mit realen Netzbedingungen verwenden.

Das SGTL ist zudem mit mehreren Netzwerkkomponenten ausgestattet, wie zum Beispiel Batteriespeicher, EV-Ladestation oder Photovoltaik-Emulator. Eine oder mehrere Komponenten können auf der Grundlage der gespeicherten Echtzeiten mit einer Echtzeit-Netzsimulation verknüpft werden. Über eine Anbindung der Leistungsverstärker können die Zustände an ausgewählten Netzknoten ausgegeben werden. An die Leistungsverstärker kann eine Last oder eine andere Labor Komponente wie ein Batteriespeicher angeschlossen werden. Über eine Stromrückkopplung in das Simulationsmodell wird der Netzzustand direkt angepasst. Mit einer solchen Power-Hardware im Loop-Setup werden Laborkomponenten oder Prototypen unter realistische Netzwerkbedingungen getestet.

Innovative Spannungslangsregelung für die Niederspannung

Innovative Line Voltage Regulation in the Low Voltage Grid

Mara Holt

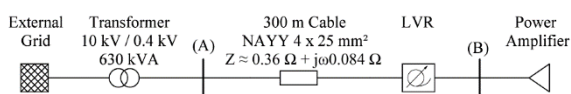
Zur Behebung von Spannungsbandproblemen in der Niederspannung wird im Rahmen des InLiNe Projektes ein innovativer Spannungslangsregler entwickelt, der sich durch einen kontinuierlichen und robusten Betrieb auszeichnet.

To resolve voltage violations, an innovative voltage regulator is being developed within the InLiNe project. The regulator is characterized by continuous and robust operation.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Durch die zunehmende Einspeisung dezentraler Energieerzeuger kommt es insbesondere in ländlichen Netzgebieten mit wenigen Lasten vermehrt zu Spannungsbandverletzungen. Um eine alternative Lösung zum kostspieligen Netzausbau zu ermöglichen, wird im InLiNe Projekt die Spannungslangsregelung erforscht und ein innovativer Spannungslangsregler entwickelt. Der entwickelte Spannungslangsregler zeichnet sich durch eine hohe Robustheit und einer kontinuierlichen Spannungsregelung aus. So wird ein wartungsarmer Betrieb mit geringen Netzurückwirkungen ermöglicht.

Im Rahmen einer Laboruntersuchung werden die Netzurückwirkungen des im Projekt entwickelten Prototyps validiert. Um die Vorteile der kontinuierlichen Regelung zu illustrieren, werden zusätzlich die Netzurückwirkungen einer gestuften Spannungslangsregelung messtechnisch analysiert. Für die Laboruntersuchung wird ein Testnetz in der Laborinfrastruktur des Smart-Grid-Tec-Labs des ie³ entsprechend der folgenden Abbildung konfiguriert:



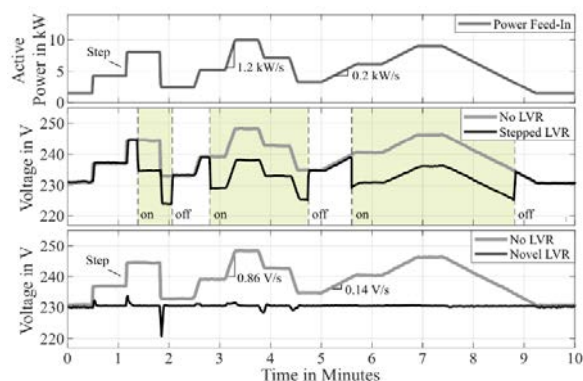
Konfiguration des Testnetzes

Im Testnetz sind Leistungsverstärker über ein 300 m langes Kabel und einem Transformator an das übergeordnete Netz verbunden. In Abhängigkeit des gewählten Aufbaus, kann eine Spannungslangsreglertechnologie (LVR) zwischen Leitung und Leistungsverstärker geschlossen werden. Die Leistungsverstärker bilden die Einspeisung von dezentrale Energieerzeugungsanlagen nach und speisen eine Wirkleistung mit unterschiedlichen Leistungsänderungen ein. Der resultierende Strom bewirkt einen Spannungsabfall an der Leitung. Da die Spannung an der Sammel-

schiene (A) durch das übergeordnete Netz konstant gehalten wird, steigt die Spannung entsprechend an Sammelschiene (B).

In der unten dargestellten Abbildung werden die einphasigen Einspeisung und die resultierenden Spannungen an Sammelschiene (B) für die verschiedenen Aufbauten dargestellt. Im Referenzaufbau ohne Spannungslangsregler (No LVR) folgt das Spannungssignal dem Leistungssignal. Mithilfe der Spannungslangsreglers, sollen diese Spannungsschwankungen reduziert werden.

Es wird ersichtlich, dass beide LVRs die statische Spannungscharakteristik verbessern. Allerdings erzeugt der gestufte Spannungslangsregler (stepped LVR) als Zweipunktregler Spannungssprünge, wodurch der Flickerwert im Netz signifikant ansteigt. Derartige Spannungssprünge können neben Flickerercheinungen weitere negative Effekte hervorrufen, wie die Beeinträchtigung von elektronische Geräten, das Abbremsen / Beschleunigen von Motoren und Fehlfunktionen von Regeleinrichtungen, die auf den Spannungswinkel regeln. Im Gegensatz dazu folgt der neu entwickelte Prototyp (novel LVR) kontinuierlich der Führungsgröße von 230 V, wodurch es zu einer genaueren Ausregelung der Spannung und zu deutlich weniger Netzurückwirkungen kommt.



Messergebnis

Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze (ULN)

Universal Load Management for Low-Voltage Grids

Mara Holt, Jonas Maasmann

Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes.

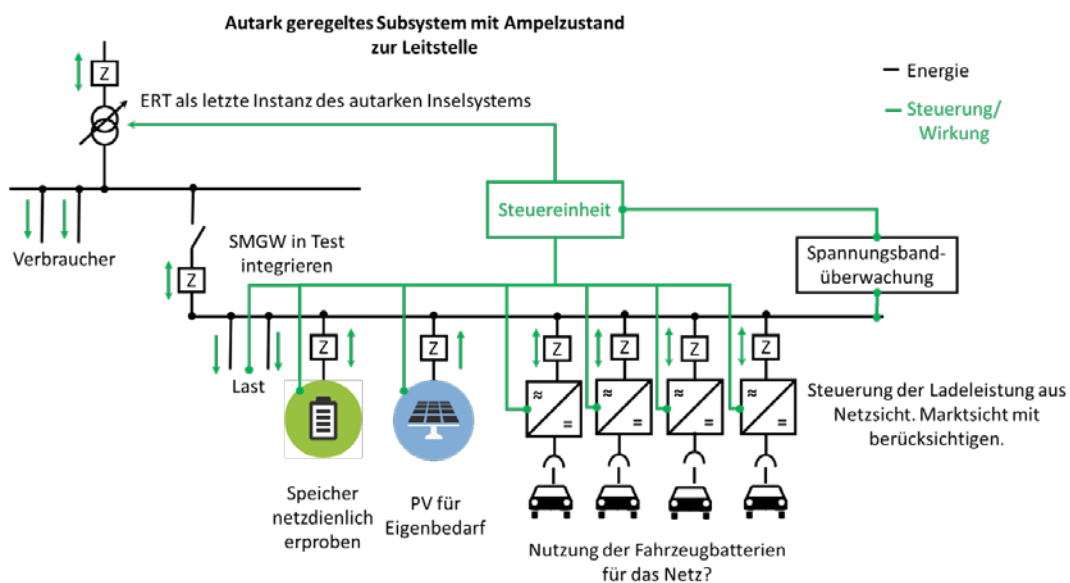
Development and implementation of a universal load management and monitoring system to increase the transparency and demand-oriented operation of low-voltage grid using the example of a pilot distribution grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung

Der grundlegende Umbau der deutschen Energielandschaft im Rahmen der Energiewende ist verbunden mit einer erheblichen Zunahme volatiler Einspeisung aus dezentralen Erzeugungseinheiten sowie einer vermehrten Anbindung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge in das Verteilnetz. Dies bewirkt bidirektionale Lastflüsse in der Nieder- und Mittelspannungsebene und es ergeben sich neue Herausforderungen in den Verteilnetzen. Durch den hohen Energiebedarf der Elektrofahrzeuge auf der einen und der Rückspeisung durch regenerative Erzeugungsanlagen ergibt sich ein bislang nie da gewesenes Delta zwischen minimalem und maximalem Leistungsbezug. Es müssen dennoch normative Grenzwerte hinsichtlich der Spannungsqualität eingehalten, die steigende Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen und Ladestationen sowie Speicher eingebunden und eine stabile Netzführung garantiert werden.

Ziel des ULN Projekts ist es, eine Möglichkeit zu schaffen, ohne Überlastung des Netzes mehr regenerative Energieerzeugungsanlagen und Verbraucher einzubinden. Zu diesem Zwecke wird in dem Projekt ein universelles Leistungsmanagementsystem entwickelt und in einem Pilotnetz realisiert um die Bedarfsgerechte Betriebsweise von Niederspannungsnetzen zu erhöhen. Durch den Einsatz des autarken Leistungsmanagementsystems und den Einsatz von zusätzlichen Netzkomponenten, z.B. Speichern, soll konventioneller Netzausbau möglichst vermieden werden. Weiterhin werden die Überwachung bzw. die Beobachtbarkeit des Netzes im Betrieb ermöglicht. Hierzu wird ein Monitoringsystem für Niederspannungsnetze entwickelt.

Zu Demonstrationszwecken wird das Leistungsmanagement- und Monitoringsystem in einem Pilotnetz realisiert. Die geplante Gesamtanordnung des Pilotnetzes ist in der folgenden Abbildung zu erkennen.



Plug'n'Control – Automatische Identifikation und Topologieerkennung in Verteilnetzen

Plug'n'Control – Automatic identification and topology recognition in LV networks

Christoph Aldejohann

Im Patent-Validierungsprojekt „Plug'n'Control“ wird ein Kopplungsmechanismus von elektrischen Verbrauchern mit Steuerungs- und Abrechnungssystemen als Demonstrationsaufbau umgesetzt. Anstatt Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge mit hohen Installations- und Wartungskosten neu aufzubauen, wird der Installationsaufwand auf ein Mindestmaß reduziert und dabei der über Jahrzehnte gewachsene Aufbau des Energienetzes berücksichtigt. Energiemanagementsysteme werden mit der Technologie der Stromnachrichten befähigt, die hinterlagerten Verbraucher in eine Steuerung einzubinden.

In this project, a coupling mechanism of electrical consumers with control and billing systems is implemented as a demonstration setup. Instead of rebuilding the charging infrastructure for electric vehicles with high installation and maintenance costs, the installation effort is reduced to a minimum, taking into account the development of the energy network over decades. Energy management systems are enabled with the technology of power messages to integrate loads into a control system.

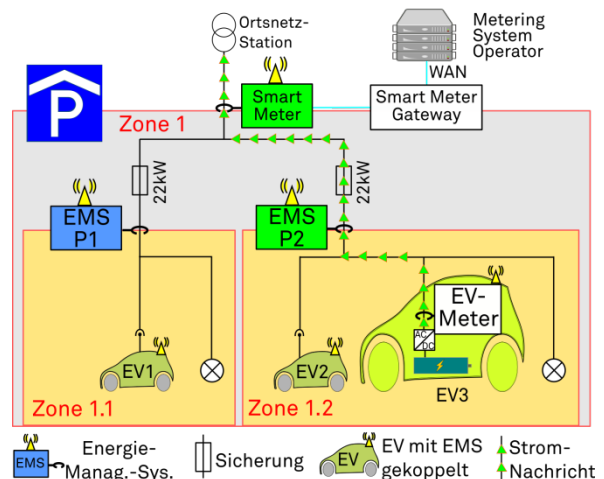
Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen des EFRE-Programms durch das Land Nordrhein-Westfalen unter dem Förderkennzeichen EFRE-0400145 gefördert.

Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen mit hohen Ladeleistungen und einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor in den Nachmittags- und Abendstunden können die Betriebsmittel in öffentlichen Netzen in einigen Fällen an ihre Belastungsgrenzen führen. Insbesondere Transformatoren und Kabel in Niederspannungsnetzen können davon betroffen sein genauso aber auch Anlagen in Gebäuden. Zur Problemlösung haben sich in Versorgungsnetzen und der Elektromobilität viele Einzelsysteme etabliert, die jedoch untereinander nicht kompatibel sind. Ladecontroller finden Anwendung in Ladestationen, sie stellen eine Kommunikation zum Elektrofahrzeug (EV) her und können die Ladeleistung begrenzen. Eine Anbindung an übergeordnete Steuerungssysteme erfolgt über diese Verbindung jedoch nicht. Ein neuartiger Ansatz verwendet niederfrequente Stromsignale, um Verbraucher mit Controllern zu koppeln. Das Verteilnetz ist baumförmig aufgebaut, von der Ortsnetzstation verästelt sich das Netz über Haupt- und Unterverteilungen bis hin zu den Endverbrauchern. Der Ortsnetztransformator muss die Leistung für sämtliche Verbraucher im Netzgebiet bereitstellen, entsprechend gering ist Netzimpedanz im Vergleich zu den Verbraucherimpedanzen. Auf den Betriebsstrom eines Gerätes kann eine Nachricht mit Kopplungsinformationen aufgeprägt werden. Im niedrigen Frequenzbereich breitet sich die Nachricht wesentlich in Richtung der Ortsnetzstation aus und passiert dabei die Haupt- und Unterverteilungen entlang des Weges. In diesen können Controller platziert werden, die den Strom auf

der Leitung messen und die aufgeprägten Nachrichten empfangen. Anhand der Dämpfungseigenschaften der Nachricht trifft ein einzelner Controller die Entscheidung, ob er für den Verbraucher zuständig ist oder nicht.

Anwendung kann das Verfahren zum Aufbau von Abrechnungsverfahren und ebenenübergreifenden Energiemanagementsystemen finden, wie in der Abbildung skizziert. Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren in Gebäuden und Netzen können optimal ausgenutzt werden. Der Ausbau kann bedarfsgerecht und schrittweise erfolgen. Nur Betriebsmittel, die stark ausgelastet sind, müssen eingebunden werden.

Das Verfahren wird als Demonstrator im Rahmen des Projektes umgesetzt. Dieser umfasst ein kleines Versorgungsnetz mit Controllern.



Integration in ein Abrechnungssystem

iResilience - Soziale Innovationen und intelligente Stadtinfrastrukturen für die resiliente Stadt der Zukunft

iResilience – Social innovations and intelligent urban infrastructures for the resilient city of the future

Patrick Berg

Im Rahmen des Projekts „iResilience“ ist die modellhafte Entwicklung und Erprobung neuer Praktiken und Technologien zur kontinuierlichen Verbesserung der urbanen, klimaangepassten Resilienz Ziel eines interdisziplinären Projektteams aus Wissenschaft, Wirtschaft und kommunaler Verwaltung. Das Projektteam entwickelt innovative Lösungen für die komplexen, dynamischen Herausforderungen des Klimawandels und der nachhaltigen Entwicklung und erprobt diese in urbanen Reallaboren.

Within the framework of the project "iResilience", the model development and testing of new practices and technologies for the continuous improvement of urban, climate-adapted resilience is the goal of an interdisciplinary project team from science, business and municipal administration. Together with local actors, the project team develops innovative solutions for the complex, dynamic challenges of climate change and sustainable development and tests them in real urban laboratories.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Forschung und Bildung unter dem Förderkennzeichen 01LR1701B1 gefördert.

Das ie³ leitet in dem Projekt iResilience, mit seiner Expertise im Bereich Smart City und Digitalisierung, zwei Arbeitspakete die sich primär auf die Gestaltung digitaler Prozesse fokussieren.

Die besondere Herausforderung liegt darin, einen komplexen Veränderungsprozess hin zu einer verbesserten Klimaresilienz in Städten, gestützt durch technologisch sinnvolle und digitale Devices und Medien zu gestalten und hier nicht nur die Schnittstellen zwischen den technischen Systemen, sondern auch diejenigen mit den von klimatischen Belastungen betroffenen Bürgerinnen und Bürgern zu berücksichtigen. Hier sind in Zukunft auch die für Städte im nordwesteuropäischen Binnenland zu erwartenden klimatischen Änderungen wie Erwärmung der Innenstädte und längere Hitze- und Trockenperioden maßgeblich, ebenso wie drängende Fragen im Kontext Klimawandel wie Lebens- und Aufenthaltsqualität und Umweltgerechtigkeit in dicht besiedelten Quartieren. Die soziale Innovation liegt dabei insbesondere darin, den Prozess zwischen digitalem System und Mensch bidirektional zu gestalten. Wo in der Vergangenheit üblicherweise eine unidirektionale Kommunikation existierte, sollen zukünftig im Projekt nicht nur Sensordaten zur Erfassung bspw. der verkehrlichen Situation und ihrer umweltseitigen Auswirkungen erhoben werden; über den Einsatz digitaler Technologien werden zudem die Wahrnehmung und das Empfinden der von den verkehrlichen Auswirkungen betroffenen

Menschen messbar gemacht und in die automatisierten Entscheidungsprozesse einer dynamischen Verkehrssteuerung einbezogen.

Unter Abschätzung der Risiken einer derartigen Datennutzung, insbesondere hinsichtlich Datensicherheit, Datenschutz und damit auch der Nutzerakzeptanz wird ein Datennutzungskonzept für eine bidirektionale dynamische Verkehrssteuerung als Beitrag zur urbanen Klimaresilienz abgeleitet. Das Datennutzungskonzept soll in Form einer Pilotanwendung zur dynamischen Verkehrssteuerung in Abhängigkeit von Sensor- und Klimadaten sowie unter Berücksichtigung des über eine digitale Schnittstelle (App) von den verkehrlich betroffenen Stadtbewohnern gemeldeten Belastungsempfindens implementiert und gemeinsam mit dem Deutschen Wetterdienst einer Wirkungsanalyse unterzogen werden. Auf dieser Grundlage wird eine Implementierungs-Roadmap für die Nutzung von Smart City-Anwendungen zur Minderung von verkehrsbedingten stadtklimatischen und lufthygienischen Belastungen in urbanen Räumen am Beispiel eines dynamischen Verkehrssteuerungssystems entwickelt.

Auf dem Weg zu einer kosteneffizienten Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz

Towards a Cost-Efficient Integration of Electric Vehicles in the Power System

Kalle Rauma

Die bestehenden Ladelösungen lassen sich grob in High-Power / Schnellladung und Low-Power-Ladung unterteilen. Beide haben ihre eigenen Märkte mit Vorteilen und Nachteilen. Angesichts eines sich schnell entwickelnden Marktes für Ladedienste und Unsicherheiten über die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den kommenden Jahren ist es nicht einfach, die kostengünstigste Lademethode zu wählen. Die Erforschung der vorhandenen Ladedaten liefert viele Erkenntnisse, bricht Mythen und hilft, gezielter in die Zukunft zu investieren. An der TU Dortmund wird an beiden Optionen, High-Power / Schnellladung und Low-Power-Ladung, industrieorientierte Forschung betrieben.

The existing charging solutions can be roughly divided to high-power / quick charging and low-power charging. Both have their own markets as well as benefits and disadvantages. With a quickly evolving market of charging services and uncertainties with the number of electric vehicles in the coming years, it is not easy to select the most cost-efficient charging method. Research on the existing charging data gives many insights, breaks myths and helps to make more accurate investments in the future. Industry-oriented research on both options, high-power / quick charging and low-power charging, is carried out at TU Dortmund University.

Many companies offering charging services for electric vehicles are now pondering how to arrange the charging possibilities in an economically sound manner. The range of such services is widening constantly. Power-wise, in the extremes of these the range are high-power / quick charging and low-power charging. In the best case, high-power / quick charging (50kW or more) can provide a similar charging experience as a traditional gasoline station with a gasoline car: the battery is charged within minutes while waiting. Such stations are comfortable for the users, but come with relatively high initial costs and can introduce significant peak loads in the distribution networks.

An analysis of quick charging data from Norway covering about 30 000 charging events, reveals that an average customer charges about 10kWh per charging session. When a charging site consists of several quick charging stations (50kW per charging station), it might be economically feasible to integrate a stationary battery energy storage for peak shaving and to lower the required size of the grid connection. It has been shown that such a stationary battery can reduce monthly peak powers by up to 64 per cent, depending on the ratings of the battery. Due to the relatively short power peaks, a battery size of 100kW / 50kWh already has a drastic effect in reducing the power peaks. It is also demonstrated that a commercial battery energy storage can be easily equipped with learning algorithms so that it auto-

matically adapts itself to the changing grid conditions. This can improve the feasibility of the battery energy storage even more.

By nature, the concept of high-power / quick charging is not that attractive to offer peak-shaving services. The fundamental idea of such fast charging is that the battery can be charged when waiting. Thus, as high power as possible should be used to avoid negative customer experiences. With this in mind, low-power charging (up to 22kW) can offer very cost-efficient charging solutions together with an enormous flexibility to the power system. A study based on about 25 000 charging sessions in the Helsinki metropolitan region quantifies the potential of flexibility from electric vehicles to the power system. The work shows that peak loads can be reduced even to 50 per cent only through coordinated charging and without decreasing the quality of service. It is also worthwhile to consider that such of coordinated charging can be integrated in the charging sites with relatively low effort, but still offering a large impact. It is found out that residential and commercial charging sites offer the highest potential.

Another important finding is that coordinated charging does not offer significant benefits in the locations where the average parking time is less than three hours - at least without decreasing the user experience. As a bottom line, the absence of high investment costs in low-power charging means that it can play a key role in the areas where electric vehicles are not that common.

NOX-Block – NOX-Reduzierung durch den Aufbau einer leistungsfähigen Low-Cost-Ladeinfrastruktur in Dortmund, Schwerte und Iserlohn

NOX-Block - NOX reduction through the establishment of an efficient low-cost charging infrastructure in Dortmund, Schwerte and Iserlohn

Patrick Berg

Das Vorhaben NOX-Block hat die Errichtung einer substanziellen Anzahl an Ladepunkten im öffentlichen, halböffentlichen und privaten Raum in den drei Kommunen Dortmund, Schwerte und Iserlohn zum Ziel. Dazu arbeiten die Städte in Kooperation mit dem ie³ mit den jeweiligen lokalen Versorgern sowie dem Technologieanbieter Ubitricity zusammen, um flächendeckend Low-Cost-Ladeinfrastruktur in Verbindung mit Mobile Metering aufzubauen. Im öffentlichen Raum wird dabei auf die Integration der Ladeinfrastruktur in die kommunale Straßenbeleuchtung fokussiert.

The NOX-Block project aims to establish a substantial number of charging points in public, semi-public and private spaces in the three municipalities of Dortmund, Schwerte and Iserlohn. To this end, the cities are working in cooperation with the ie³ with the respective local utilities and the technology provider Ubitricity to set up a full-coverage low-cost charging infrastructure in conjunction with mobile metering. In public spaces, the focus will be on integrating the charging infrastructure into street lighting.

Dieses Projekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 01MZ18007D gefördert.

Im Zuge der langfristigen Bestrebungen, eine auf Erneuerbaren Energien (EE) basierende CO₂-neutrale Energieversorgung zu realisieren, verändern sich die Aufgabenstellungen für die Verteilnetze. Während sich die Aufgaben ländlicher Netze insbesondere durch den Zubau an Photovoltaik und Windenergieanlagen verändert, stellt die Elektrifizierung des Verkehrssektors in Kombination mit neuen leistungsintensiven Verbrauchern zur Wärmeerzeugung für städtische Verteilungsnetze im zunehmenden Maße eine enorme Herausforderung dar.

Aufgrund der Kapazitätsgrenzen von einzelnen Betriebsmitteln im Netz, insbesondere von Kabeln und Transformatoren, kann immer nur ein begrenzter Anteil der insgesamt zur Verfügung stehenden Leistung einer Ladestation zugeordnet werden. Zudem kann in Spitzenzeiten, d. h. wenn viele Elektrofahrzeuge (EV) gleichzeitig im gleichen Netz aufladen, eine Überlastung von mehreren Bereichen des Netzes auftreten. Durch diese Veränderung der Leistungsflüsse entstehen bereits heute Belastungssituationen, für die die elektrischen Verteilungsnetze nicht ausgelegt wurden.

Die Eingliederung der EV in die Verteilungsnetze kann ohne eine sinnvolle Steuerung erhebliche Kosten für den Netzausbau nach sich ziehen. Ein möglichst intelligentes Ladekonzept entscheidet maßgeblich über den Komfort für die Fahrzeugnutzer und ist damit ein entscheidender Aspekt für den Erfolg der Elektromobilität. Daher muss ein

koordiniertes lokales Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladestation und Netz für einen betriebssicheren und optimalen Ladevorgang.

Elektrofahrzeuge werden in absehbarer Zeit konventionelle Fahrzeuge substituieren und vor allem im privaten und halböffentlichen Raum laden, wobei sie zukünftig 20 % der produzierten Energie benötigen. Die in diesem Zukunftsszenario auftretenden zeitgleichen Leistungsspitzen ladender EVs können dabei die Kundenanlage oder sogar das Ortsnetz überlasten. Zum Schutz der Infrastruktur ist daher eine Steuerung der Leistungsspitzen nötig, mit intelligenter Ladesteuerung kann das Verteilnetz besser ausgelastet und der Ausbau auf Seiten der Kundenanlage als auch im Ortsnetz begrenzt werden. Ein Lastmanagementsystem kann zu einer Herabsetzung des Gleichzeitigkeitsfaktors führen, wodurch die Anforderungen an die Belastbarkeit der Installation reduziert werden. Insbesondere in Gebäuden mit mehreren Nutzern, z.B. die Tiefgarage eines Mehrfamilienhauses, oder ein Betriebshof, ist ein lokales Lastmanagement zu installieren, um eine teure Überdimensionierung des Netzanschlusses und der hausinternen Elektroinstallation zu vermeiden.

Ein solches Lastmanagement wird im Rahmen dieses Vorhabens entwickelt und installiert. Auf Basis modellbasierter Netzsimulationen werden weiterhin unterschiedliche Regelungskonzepte für eine intelligente Netzbetriebsführung der Ladeinfrastruktur entwickelt.

Verbundprojekt IQDortmund: Konzeptionierung eines integrierten Wärmenetzes zur sektorübergreifenden Quartiersversorgung in Dortmund

Joint project IQDortmund: Conception of an integrated heating network for cross-sector quarter supply in Dortmund

Jonas Maasmann

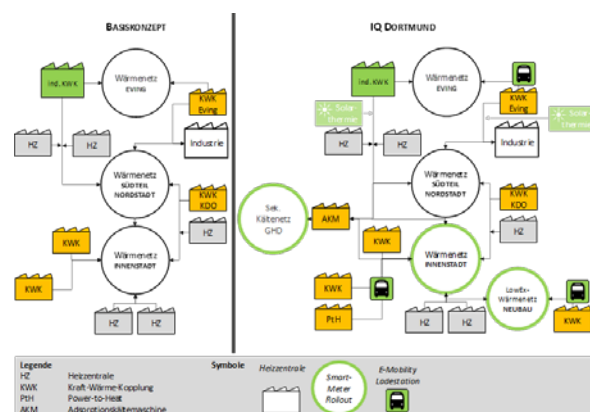
Im Rahmen des 6. Förderprogrammes der Bundesregierung nimmt die TU Dortmund am Verbundprojekt „IQDortmund“ teil, welches auf die Konzeptionierung und Umsetzung eines multivalenten Wärmenetzes abzielt, das zur Optimierung des Gesamtsystems zur Fernwärmeversorgung in Dortmund beitragen soll.

Within the 6th funding programme of the Federal Government we applied for the joint project „IQDortmund“, which aims to design and implement a multivalent heating network that will contribute to the optimisation of the overall district heating supply system in Dortmund.

In dem Projekt handelt es sich um das systematische Zusammenwirken und Vernetzen von Gebäuden, Quartieren und Energieinfrastrukturen, mit Hilfe von intelligenten Messsystemen (Smart-Meter), zur ganzheitlichen Betrachtung der Energieflüsse. Durch den Smart-Meter-Rollout ist das Monitoring und eine optimierte und zustandsorientierte Netzführung des Wärme- und Stromnetzes möglich. Ziel des Verbundprojektes mit den Verbundpartnern Gas- und Wärme-Instituts Essen e.V., DEW 21 und der ef.Ruhr GmbH ist es bis zum Jahr 2050 einen klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen und erneuerbare Energien vollkommen in die Energieversorgung zu integrieren. Bereits im Jahr 2020, sollen diese einen Anteil von 14% des Endenergieverbrauches für Wärme und Kälte decken. Um diese Ziele zu erreichen, sollen vier Wärmenetztypen konzeptioniert und analysiert werden - das Primärnetz, das sekundäre KWK-Wärmenetz auf Quartiersebene, das sekundäre LowEx-Wärmenetz und das sekundäre Kältenetz – sodass unterschiedliche Siedlungstypen und vielfältige Strukturen erfasst werden können. Durch die Umsetzung dieser Ziele soll das Projekt als Vorlage für den Transformationsprozess der städtischen Energieversorgung dienen.

Die Rolle und Kernkompetenz der TU Dortmund innerhalb des Projektes zielt auf die sektorgekoppelte Modellierung des Stromnetzes ab. Insbesondere steht die Beantwortung wissenschaft-

licher Fragestellungen anhand von Laborversuchen durch das „Smart Grid Technology Lab“ im Fokus. Durch die Echtzeitsimulation des gekoppelten elektrischen Netzes in Verbindung mit estimierten Daten aus intelligenten Messsysteme aus dem bereits vorhanden Wärme- und Stromnetzen können optimierte Betriebszustände erforscht werden. Außerdem können Szenarien durch Simulationen labortechnisch abgebildet und deren technische Integrierbarkeit geprüft werden. Die TU Dortmund kann somit systemische Optima mit den technischen Möglichkeiten realer Systeme vergleichen und Regelstrategien des Projektes hinsichtlich ihrer realen Umsetzbarkeit bewerten. Im Anschluss an die hier skizzierte erste Projektphase soll das Konzept in einer weiteren Phase im Feld umgesetzt werden.



Konzepte einer innovativen Sektor-gekoppelten Versorgungsstrategie für Dortmund

4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

Entwicklung eines intelligenten Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme

Development of an intelligent energy efficiency cycle for adaptive production systems

Matthias Meißner

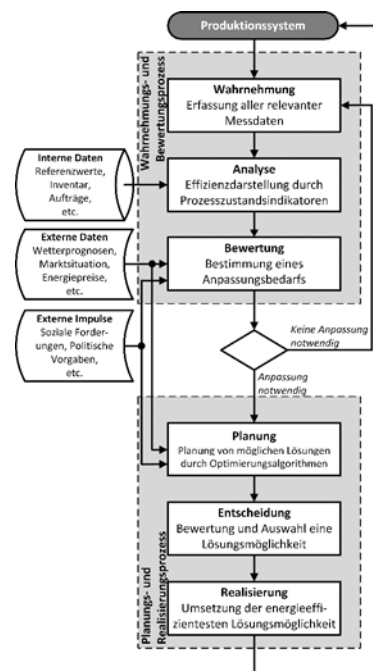
Aufgrund von gesellschaftlichen und politischen Anforderungen an die Industrie erhält die Energieeffizienz von Produktionssystemen eine immer größere Bedeutung. Aktuelle Methoden und Konzepte, wie das Energiemanagement nach der DIN EN ISO 50001 nutzen die neuen Möglichkeiten der industriellen Entwicklung jedoch nicht aus, um die Effizienz von Produktionssystemen zu steigern. Deswegen wird der intelligente Effizienzzyklus als innovatives Konzept zur Verbesserung der Effizienz entwickelt.

Due to social and political requirements on industry, the energy efficiency of production systems is becoming increasingly important. However, actual methods and concepts, such as energy management according to DIN EN ISO 50001, do not use the new possibilities of industrial development to increase the efficiency of production systems. For this reason, the intelligent efficiency cycle is developed as an innovative concept for improving efficiency.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft im Rahmen des Graduiertenkollegs 2193 „Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexen Umfeld“.

Der intelligente Energieeffizienzzyklus stellt ein innovatives Konzept dar, welches die Möglichkeiten der industriellen Entwicklung in den Bereichen Industrie 4.0, Digitalisierung und Internet of Things aufgreift. Übergeordnetes Ziel ist die Steigerung der Energieeffizienz von Produktionssystemen. Zur Anwendung des Zyklus werden adaptive Produktionssysteme vorausgesetzt, da diese über die notwendige Sensorik, Informations- und Kommunikationsstruktur sowie Aktorik verfügen. Aufgeteilt ist der Effizienzzyklus in zwei übergeordnete Prozesse, wie in der folgenden Abbildung dargestellt. Der Wahrnehmungs- und Bewertungsprozess hat die Aufgabe zu bestimmen, ob ein Anpassungsbedarf des Produktionssystems vorliegt. Hierzu wird der aktuelle Zustand wahrgenommen und analysiert. Zur Analyse werden die Prozesszustandsindikatoren verwendet, welche die Energieeffizienz eines Produktionsprozesses unabhängig von der Anzahl an Ein- und Ausgangsgrößen darstellen. In die Bewertung fließen neben internen Fabrikgrößen auch externe Daten ein. Dabei kann es sich exemplarisch um Wetterprognosen handeln, die einen Einfluss auf die Erzeugung von elektrischer Energie haben. Der zweite übergeordnete Prozess, der Planungs- und Realisierungsprozess, hat die Aufgabe mögliche Lösungen für einen Anpassungsbedarf zu entwickeln und die energieeffizienteste Lösung zu realisieren. Zur Generierung von Lösungsmöglichkeiten wird die Flexibilität der Produktionssys-

teme durch Optimierungsalgorithmen ausgewertet, um den energieeffizientesten Betriebszustand zu identifizieren. Implementiert wird die Brute Force Optimierung und der evolutionäre Algorithmus Differential Evolution. Bezüglich der Rechenzeiten zeigt sich, dass die Brute Force Optimierung nur für die Neu- und Anpassungsplanung geeignet ist. Der Differential Evolution reduziert die benötigte Rechenzeit deutlich, sodass ein Einsatz in der Produktionsplanung realisierbar ist.



Intelligenter Energieeffizienzzyklus.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Delbrügger, T.; Meißner, M.; Wirtz, A.; Biermann, D.; Myrzik, J.; Rossmann, J.; Wiederkehr, P.: „Multi-level simulation concept for multidisciplinary analysis and optimization of production systems“, *The International Journal on Advanced Manufacturing Technology* 103.9, pp. 3993-4012, April 2019

Wu, X.; Li, Y.; Tan, Y.; Cao, Y.; Rehtanz, C.: „Optimal energy management for the residential MES“, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, Issue 10, April 2019

Steglich, M.; Rehtanz, C.; Böhm, R.; Paulsburg, M.; Datsevic, S.; Brunner, B.; Franke, J.: „Control of a Hybrid Energy Storage System for a Hybrid Compensation System“, *Chemical Engineering & Technology*, Volume 42, Issue 9, 9 Mai 2019, p. 1879-1885

Narayan, A.; Klaes, M.; Babazadeh, D.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.: „First Approach for a Multi-dimensional State Classification for ICT-reliant Energy Systems“, *Internationaler ETG-Kongress, Esslingen am Neckar, Deutschland, Mai 2019*

Marvin, A.; Horenkamp, W.; Eichhorn, M.; Rehtanz, C.: „Development of a novel Underfrequency Relay and Energy Storage Controller for Underfrequency Protection“, *Internationaler ETG-Kongress, Esslingen am Neckar, Deutschland, Mai 2019*

Liemann, S.: „Einfluss eines variierenden Anteils leistungselektronischer Erzeugung in spannungskritischen Situationen im Übertragungsnetz“, *Internationaler ETG-Kongress, Esslingen am Neckar, Deutschland, Mai 2019*

Hinners, H.; Mayorga Gonzalez, D.; Myrzik, J.: „The Smart Power Cell Concept - A Novel Architecture for a CO₂-Neutral, Power-Electronics-Based, Decentralized, Hybrid and Multimodal AC-DC Power“, *Internationaler ETG-Kongress, Esslingen am Neckar, Deutschland, Mai 2019*

Ortiz, G.; Colomé, G.; Rehtanz, C.: „Determinación de Pseudomediciones Dinámicas de Tensión en un Sistema Eléctrico de Potencia Parcialmente Observado por Equipos PMU“, *XVIII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasilien, Mai 2019*

Erlemeyer, F.; Schmid, D.; Lüers, B.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.: „Simulation Setup for Live Testing Future Distribution Grid Flexibility“, *CIGRE, Madrid, Spanien, Juni 2019*

Voropai, N.; Rehtanz, C.; Kippelt, S.; Tomlin, N.; Häger, U.; Efimov, D.; Kurbatsky, V.; Kolosok, I.: „The Development of a Joint Modelling Framework for Operational Flexibility in Power Systems“, *16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Warna, Bulgarien, Juni 2019*

Kröger, D.; Rauma, K.; Spina, A.; Rehtanz, C.: „Scheduled charging of electric vehicles and the increase of hosting capacity by a stationary energy storage“, *CIGRE, Madrid, Spanien, Juni 2019*

Specht, L.; Rauma, K.; Spina, A.; Rehtanz, C.: „Autonomous and cost-efficient operation of a stationary battery energy storage in low voltage networks“, *CIGRE, Madrid, Spanien, Juni 2019*

Hinners, H.; Mayorga Gonzalez, D.; Myrzik, J.: „Model Order Reduction of Active Distribution Networks with TSO-DSO Interconnection Power Flow Control“, *13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 23-27 Juni 2019*

Liemann, S.: „Impact of Varying Shares of Distributed Energy Resources on Voltage Stability in Electric Power Systems“, *13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 23-27 Juni 2019*

Brüggemann, A.; Rehtanz, C.; Noll, T.: „Analysis of State Uncertainty for Distribution System State Estimation“, *13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 23-27 Juni 2019*

Liu, J.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Cao, Y.; Qiao, X.; Lin, G.; Song, Y.; Sun, C.: „An OLTC-inverter coordinated voltage regulation method for distribution network with high penetration of PV generations“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 113, 2019, Pages 991-1001, Juni 2019

- Albrecht, M.; Strunck, C.; Rehtanz, C.:* „Hardware-in-the-Loop Simulation of a Battery Energy Storage System and External Storage Controller to provide Primary Control“, 13th IEEE PES PowerTech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 23-27 Juni 2019
- Matthes, B.; Spieker, C.; Klein, D.; Rehtanz, C.:* „Impact of a Minimum Remaining Available Margin Adjustment in Flow-Based Market Coupling“, 13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 23-27 Juni 2019
- Meißner, M.; Myrzik, J.; Wiederkehr, P.:* „Representation of energy efficiency interdependencies of manufacturing processes on the shop floor level“, 13th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering, Juli 2019
- Liemann, S.:* „Analysis of the stability and dynamic responses of converter-based generation in case of system splits“, IET Generation, Transmission & Distribution, Volume: 13, Issue 16, August 2019
- Hinners, H.; Mayorga Gonzalez, D; Myrzik, J.; Rehtanz, C.:* „Multivariable control of active distribution networks for TSO-DSO-coordinated operation in wide-area power systems“, at – Automatisierungstechnik, September 2019
- Steglich, M.; Löwe, C.; Rehtanz, C.; Böhm, R.; Franke, J.:* „A novel method to reduce the harmonic currents in the residual earth fault current during a single phase to ground fault in compensated grids“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies, Bukarest, Rumänien, Oktober 2019
- Jin, Y.; Wu, D.; Ju, P.; Rehtanz, C.; Wu, F.; Pan, X.:* „Modeling of Wind Speeds inside a Wind Farm with Application to Wind Farm Aggregate Modeling Considering LVRT Characteristic“, IEEE Transactions on Energy Conversion, Oktober 2019
- Hilbrich, D.; Shah, S. W. A.; Rehtanz, C.:* „Automated Application Oriented Testing using Real Power Network Models for Combined Protection and Control Systems“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies, Bukarest, Rumänien, Oktober 2019
- Banjar-Nahor, K. M.; Cadoux, F.; Rauma, K.; Hariyanto, N.; Sinisuka, N.:* „System Modeling and its Effect on State Estimation in Unbalanced Low Voltage Networks in the Presence of Measurement Errors“, International Conference on High Voltage Engineering and Power System, Bali, Indonesien, Oktober 2019
- Liu, J.; Klein, D.; Zhou, Y.; Rehtanz, C.:* „A Method for Selecting Critical Transmission Grid Usage Cases“, IEEE 45th Annual Conference of the Industrial Electronics Society, Lissabon, Portugal, 14-17 Oktober 2019
- Schädel, M., Rauma, K., Rehtanz, C.:* „Feasibility of Mobility-as-a-Service in North-Rhine Westphalia“, International Conference on Mobility as a Service, Dezember 2019
- Meißner, M.; Myrzik, J.; Rehtanz, C.:* „Application of the non-linear optimization algorithm differential evolution for optimization of manufacturing systems regarding their energy efficiency“, Proceedings of the 2019 Winter Simulation Conference, Dezember 2019
- Ortiz, G.; Rehtanz, C.; Colomé, G.:* „Real-time State Estimation in a System Partially Observed by PMUs: A Coherency Data Mining Based Approach“, 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES), Perth, Australien, Dezember 2019

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. J. Maasmann: „Die Virtuelle Direktleitung für den Entfernten Eigenverbrauch durch Elektrofahrzeuge“, TU Dortmund, 08.01.2019

Dr.-Ing. E. Worgull-Plota: „Gewerbliche Elektrofahrzeuge - Integration in das Energiesystem und wirtschaftliche Ladestrategien für Flotten“, TU Dortmund, 28.01.2019

Dr.-Ing. M.-L. Kloubert: „Probabilistische Modellierung zur Analyse des Einflusses unsicherer Eingangsgrößen auf das elektrische Übertragungsnetz“, TU Dortmund, 31.01.2019

Dr.-Ing. V. Liebenau: „Einfluss der Regionalisierung Erneuerbarer Energien sowie Innovativer Konzepte auf die Netzentwicklungsplanung“, TU Dortmund, 31.01.2019

Dr.-Ing. T. Schlüter: „Zukünftige Bereitstellung von Regelleistung unter Berücksichtigung technischer und marktwirtschaftlicher Potenziale“, TU Dortmund, 31.01.2019

Dr.-Ing. C. Spieker: „Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation zur technoökonomischen Bewertung der Netzentwicklung“, TU Dortmund, 25.03.2019

Dr.-Ing. C. Waniek: „Entwicklung und Bewertung von Handlungsempfehlungen hinsichtlich gesamtwirtschaftlich geeigneter Verträglichkeitspegel im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz“, TU Dortmund, 19.12.2019

Dr.-Ing. T. Wohlfahrt: „Geräteoptimierung zur Reduzierung der Störaussendung und zur Erhöhung der Störfestigkeit in einem Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz“ TU Dortmund, 19.12.2019

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „Forschungen und Entwicklungen für die Transformation der Energiesysteme“, 15.11.2019

Dr.-Ing. Herbert Slomski, Consulectra GmbH, Hamburg: „Auswirkungen der Digitalisierung der Energiewende auf die Netzführung“

Dr.-Ing. Werner Feilhauer, PSI AG, Aschaffenburg: „Transformation der Energiesysteme in den letzten 50 Jahren aus Sicht der Netzleittechnik“

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund: „Welchen Beitrag liefert die Digitalisierung für Energiewirtschaft und Energienetze?“

Dr.-Ing. Olav Krause, University of Queensland, Brisbane, Australien: „Energiewende Down Under - Planlos zum Erfolg“

Doktoranden-Seminar des ie³

M. Sc. Dimitri Pinel, Institut ie³, TU Dortmund: „Clustering Methods for Temporal Reduction in Design of Zero Emission Neighborhoods Energy Systems (Goals)“, 11.01.2019

M. Sc. Fabian Erlemeyer, Institut ie³, TU Dortmund: "Presentation of first clickable prototyp of System-Cockpit", 01.02.2019

M. Sc. Björn Matthes, Institut ie³, TU Dortmund: "THE GERMAN COAL EXIT - Impacts on installed generation capacities and robustness of scenarios", 01.02.2019

M. Sc. Džanan Sarajlic, Institut ie³, TU Dortmund: "SimBench - Simulation data basis for a uniform comparison of innovative solutions in the field of network analysis, network planning and operation management", 08.02.2019

M. Sc. Christoph Strunck, Institut ie³, TU Dortmund: "A hybrid of CHP and flywheel storage to supply an island grid and provide ancillary services", 22.02.2019

M. Sc. Christian Waniek, Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt, Institut ie³, TU Dortmund: "Results of the Project: VeNiFre150", 08.03.2019

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Dr.-Ing. Ulf Häger, Institut ie³, TU Dortmund: „Einblicke in Impact-Faktoren und Übersicht aktueller Projekte“, 05.04.2019

M. Sc. Sebastian Liemann, Institut ie³, TU Dortmund: "Impact of Varying Shares of Distributed Energy Resources on Voltage Stability in Electric Power Systems", 26.04.2019

M. Sc. Dennis Klein, Institut ie³, TU Dortmund: „Bedarfsermittlung im Rahmen des NEP aus Sicht der Wissenschaft“, 03.05.2019

M. Sc. David Kröger, Institut ie³, TU Dortmund: „Untersuchung der Folgen der Strom-Wärme Sektorenkopplung für die regionale und überregionale Energieversorgung“, 17.05.2019

M. Sc. Oliver Pohl, Institut ie³, TU Dortmund: „Laboratory setup and installation in IDEAL – From sketches and diagrams to cables and screws“, 24.05.2019

M. Sc. Stefan Dalhues, Institut ie³, TU Dortmund: „TenneT-Studie 2&3 Kuratives Lastfluss-management“, 07.06.2019

M. Sc. Ivan Marjanovic, RWTH Aachen: „Bewertung von lastflussbasierten Kapazitätsmodellen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten“, 14.06.2019

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund: „Zukunftsvision ie³: Einleitung“, 28.06.2019

M. Sc. Marcel Klaes, M. Sc. Charlotte Biele, M. Sc. Dennis Klein, M. Sc. Jan Peper, Institut ie³, TU Dortmund: „Workshop zur kooperativen Gestaltung einer ie³-Vision vom zukünftigen Energiesystem“, 05.07.2019

M. Sc. Dimitri Pinel, Institut ie³, TU Dortmund: „Clustering Methods for Temporal Reduction in Design of Zero Emission Neighborhoods Energy Systems“, 26.07.2019

M. Sc. Chris Kittl, M. Sc. Rajkumar Palniappan, Institut ie³, TU Dortmund: „Bachelor’s and Master’s Theses-ie³’s process and introduction to ExaBase“, 16.08.2019

Dipl.-Ing. Martin Lindner, Institut ie³, TU Dortmund: „The Complexity of Special Protection Schemes (SPS)“, 30.08.2019

Sami Martinmäki, Universität Tampere, Finnland: „A Robust Coordinate Voltage Control Validated through an Experimental Study- An On-Load Tap Changer and a Battery Energy Storage in Low Voltage Network“, 20.09.2019

M. Sc. Marcel Klaes, Institut ie³, TU Dortmund: „Novel State Description for Future Cyberphysical Energy Systems“, 18.10.2019

M. Sc. Alfio Spina, Institut ie³, TU Dortmund: „Smart Grid Technology Lab project: conclusive developments and recent activities“, 22.11.2019

M. Sc. Yang Zhou, Institut ie³, TU Dortmund: „Research on active power optimization of VSC-HVDC systems for alleviating line overloads in the hybrid ac/dc system“, 29.11.2019

B. Sc. Gabriel Ortiz, Institut ie³, TU Dortmund: „Real-time State Estimation in a System Partially Observed by PMUs: A Coherency Data Mining Based Approach“, 29.11.2019

Dipl.-Inf. Bernhard Dick, Tobias Loidl, Institut ie³, TU Dortmund: „Sharepoint-Umstellung des ie³“, 06.12.2019

M. Sc. Mara Holt, Institut ie³, TU Dortmund: „Optimizing Line Voltage Regulators with regard to power quality“, 16.12.2019

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

Brüggemann, A.: „System-Cockpit - Ein Laborarbeitsplatz für die digitale Energiewelt 2035“, Designetz (SINTEG), 5. Verbundpartnertreffen - Halbzeitveranstaltung, Essen, Deutschland, 06.02.2019

Rehtanz, C.: „Advancements in Distributed Power Flow Control“, 2nd int. Conference on Future Electric Power Systems and the Energy Transition, Champéry, Schweiz, 08.02.2019

Rehtanz, C.: „Herausforderungen und Chancen für Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg“, Workshop Netze BW, Stuttgart, Deutschland, 20.02.2019

Matthes, B.: „Transmission Grid Planning & Electricity Markets: Current research questions regarding Power to Gas in Germany“, Leistungszentrum DYNAFLEX® Internationaler Expertenworkshop mit japanischer Delegation, Dortmund, Deutschland, 28.02.2019

Liemann, S.: „Analysis of Long-Term Voltage Stability in Hybrid Power Systems under Consideration of Changing System Dynamics and Underlying Multi-Modal Active Distribution Networks“, DFG SPP General Meeting 2019, Hannover, Deutschland, 12.03.2019

Rauma, K.: „Integración de vehículos eléctricos en redes eléctricas urbanas“, Cátedra Europa, Barranquilla, Kolumbien, 19.03.2019

Rehtanz, C.: „Herausforderungen für Verteilnetze am Beispiel von Hotspots der Elektromobilität - Eine sozioökonomisch-technische Analyse im städtischen Strom-Verteilnetz“, Gesprächskreis Speicher und Netze, Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, Deutschland, 26.03.2019

Rehtanz, C.: „Netzintegration von E-Mobilität - Fragen und Herausforderungen“, Forum Integrated Energy, Hannovermesse 2019, Hannover, Deutschland, 04.04.2019

Klein, D.: „Bedarfsermittlung im Rahmen des NEP - Eine wissenschaftliche Sicht“, Externer Beitrag zur Mitgliederversammlung Bündnis Hamelner Erklärung e.V., Hannover, Deutschland, 07.05.2019

Aldejohann, D.: „Automatische Topologieerkennung und Kopplung von Verbrauchern mit Steuerungssystemen“, Internationaler ETG-Kongress 2019, Esslingen am Neckar, Deutschland, 08.05.2019

Liemann, S.: „Einfluss eines variierenden Anteils leistungselektronischer Erzeugung in spannungskritischen Situationen im Übertragungsnetz“, Internationaler ETG-Kongress 2019, Esslingen am Neckar, Deutschland, 08.05.2019

Rehtanz, C.: „Automatic functions for coordinated power flow control“, 15th EPCC – Electric Power Control Centers, Reykjavik, Island, 13.05.2019

Matthes, B.: „Model of International Energy Systems (MILES) - Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation zur Energiesystemanalyse“, Jahrestreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse, Aachen, Deutschland, 23.05.2019

Rehtanz, C.: „Flexibilität, Netze und Speicher zur Systemintegration erneuerbarer Energien“, Klassensitzung und Akademiesitzung der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften, Berlin, Deutschland, 24.05.2019

Maasmann, J.: „Methods, Concepts and Behavior of Grid supporting Charging Infrastructure“, 2nd International Workshop on "Mathematical Modeling of Smart Energy and Power Systems", Changsha, China, 21.06.2019

Häger, U.: „Curative Congestion Management in Transmission Grids“, 2nd International Workshop on "Mathematical Modeling of Smart Energy and Power Systems", Changsha, China, 21.06.2019

Brüggemann, A.: „Analysis of State Uncertainty for Distribution System State Estimation“, 13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 24.06.2019

Liemann, S.: „Impact of Varying Shares of Distributed Energy Resources on Voltage Stability in Electric Power Systems“, 13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 24.06.2019

von Haebler, J.: „Nachhaltige Gestaltung der Landnutzung und Energieversorgung auf kommunaler Ebene - eine multikriterielle Analyse“, Workshop IntegraNet - Energiewende zwischen nationalen Vorgaben und regionalen Möglichkeiten (gwi essen e.V.), Essen, Deutschland, 25.06.2019

Matthes, B.: „Impact of a Minimum Remaining Available Margin Adjustment in Flow-Based Market Coupling“, 13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition (PowerTech 2019), Mailand, Italien, 26.06.2019

Rehtanz, C.: „Zum Stand des Netzentwicklungsplans Strom 2019 - Aktuelles zum Verfahren und Auswirkungen auf NRW“, Energieinfrastrukturen 2030 - Versorgungssicherheit im europäischen Kontext, EnergieAgentur.NRW, Düsseldorf, Deutschland, 03.07.2019

Rehtanz, C.: „Elektromobilität als Baustein für den Klimaschutz - Energie, Infrastruktur, Mobilität“, Themenabend, Die Grünen, Dortmund, Deutschland, 10.07.2019

Mayorga Gonzalez, D.: „The Smart Power Cell Concept - Improving the stability and security of future low-emission power systems by the coordinated operation of transmission and distribution grids“, General Meeting 2019, Atlanta, USA, 08.08.2019

Rehtanz, C.: „Innovationen für das zukünftige Energiesystem“, Innogy Innovationsworkshop 2019, Herdecke, Deutschland, 15.08.2019

Rehtanz, C.: „Challenges for Electricity Grids and Research“, German Russian Summer School, Dortmund, Deutschland, 19.08.2019

Rehtanz, C.: „State Estimation and Determination of Flexibility Potential in Medium Voltage Networks“, International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems, Irkutsk, Russland, 22.08.2019

Maasmann, J.: „Using Flexibilities of E-Mobility in planning and operation of electrical grid with grid-supporting charging infrastructure“, International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems, Baikalsee, Russland, 28.08.2019

Liemann, S.: „Analysis of Long-Term Voltage Stability in Hybrid Power Systems under Consideration of Changing System Dynamics and Underlying Multi-Modal Active Distribution Networks“, Research Exchange Hohai University, Nanjing, China, 05.09.2019

Matthes, B.: „Agentenbasierte Modellierung von Betriebspunktänderungen flexibler Industrielasen“, Leistungszentrum DYNAFLEX® 5. Vernetzungstreffen, Oberhausen, Deutschland, 09.09.2019

Rehtanz, C.: „Übertragungsnetze für die Integration erneuerbarer Energien und Systemflexibilität“, Jahrestagung Netze und Speicher, Energieagentur NRW, Düsseldorf, Deutschland, 11.09.2019

Maasmann, J.: „NOx-Block“, Erfahrungsaustausch Saubere Luft, Stuttgart, Deutschland, 16.09.2019

Rehtanz, C.: „Energie kennt keine Landesgrenzen“, Fichtners Talk, Stuttgart, Deutschland, 24.09.2019

Sarajlic, D.: „Low Voltage Benchmark Distribution Network Models Based on Publicly Available Data“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2019, Bukarest, Rumänien, 01.10.2019

Steglich, M.: „A Novel Method to reduce the Harmonic Currents in the Residual Earth Fault Current during a Single Phase to Ground Fault in Compensated Grids“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2019, Bukarest, Rumänien, 01.10.2019

Hagemann, Z.: „Reactive Power Control in Distribution Networks to minimize the Reactive Power Balance at the Point of Common Coupling“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2019, Bukarest, Rumänien, 02.10.2019

Hagemann, Z.: „Automated Application Oriented Testing using Real Power Network Models for Combined Protection and Control Systems“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2019, Bukarest, Rumänien, 02.10.2019

Matthes, B.: „Identifying Transmission Grid Expansion Needs in Germany - An academic Review of the National Grid Development Plan's Process“, ENTSO-E Cooperation beyond Membership with Southern African Power Pool: Planning Subcommittee Study Tour 2019, Köln, Deutschland, 25.10.2019

Rehtanz, C.: „Welchen Beitrag liefert die Digitalisierung für Energiewirtschaft und Energienetze“, Energie im Wandel: Energiewende Digital – vom Wissen zum Handeln, Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen, Deutschland, 07.11.2019

Rehtanz, C.: „Technische Möglichkeiten und Hürden der Energiewende“, Dortmund, Deutschland, 12.11.2019

Liemann, S.: „Analysis of Long-Term Voltage Stability in Hybrid Power Systems under Consideration of Changing System Dynamics and Underlying Multi-Modal Active Distribution Networks“, Cigré WG C4C2-58 Kick-Off, Delft, Niederlande, 18.11.2019

Hiry, J.: „Integration von Elektrofahrzeugen in den Verteilnetzplanungsprozess unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten“, Strommarkttreffen - Verteilnetze: Herausforderungen durch neue Verbraucher, Berlin, Deutschland, 22.11.2019

Matthes, B.: „Adaptivität von elektrischen Energieversorgungsnetzen und Flexibilitätsoptionen vor dem Hintergrund der Energie- und Rohstoffwende“, DYNAFLEX® Symposium, Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen, Deutschland, 03.12.2019

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Tafseer, S.R.: „Development of a methodology to determine the effects of measurement errors on the state vector“, Januar 2019

Kröger, D.: „Development and implementation of a smart charging strategy for electric vehicles regarding voltage and thermal constraints“, Januar 2019

Specht, L.: „Machine Learning in the Operation of a Stationary Energy Storage in Low Voltage Networks“, Januar 2019

Pfeiffer, C.: „Entwicklung und Evaluation von Verteilungsstrategien für die Lastflussrechnung“, Februar 2019

Sapp, F.: „Modellbasierte Implementierung und Bewertung eines nodalen Strommarktdesigns in Europa“, März 2019

Hörnschemeyer, M.: „Entwicklung und Implementierung einer detaillierten Kategorisierung von Versorgungsaufgaben basierend auf öffentlichen Datenquellen“, März 2019

Tewes, P.: „Konzeptionierung und Analyse eines stationären Batteriespeichers unter der Nutzung von Batteriemodulen aus dem Automobilsektor“, März 2019

Ludwigs, M.: „Methoden zur Online-Bewertung der transienten Stabilität“, März 2019

Kolls, F.: „Implementierung parallelisierter Schutzfunktionen auf einem Coprozessor innerhalb eines Hardwaresystems für kombinierte Schutz- und Automatisierungsfunktionen“, April 2019

Steinwachs, T.: „Analyse und agentenbasierte Modellierung von Speichertechnologien zur großflächigen Integration von Elektrofahrzeugen in elektrische Verteilnetze“, April 2019

Neumann, T.: „Strategische Handlungsempfehlungen für das B2C-Geschäft innovativer Wärme-lösungen – Positionierung aus der Sicht eines globalen Energiekonzerns am Beispiel Deutschland“, April 2019

Raulf, F.: „DC Fast Charging in Oslo: Evaluating the Charging Behavior and the Impact of a Stationary Battery“, Mai 2019

Gatto, D.: „Entwurf, Aufbau und Analyse einer bidirektionalen Leistungsfaktorkorrekturschaltung im Anwendungsbereich der Elektromobilität“, Mai 2019

Meßler, N.: „Analyse und Bewertung der Fähigkeit von Wasserkraftwerken zur Primärregelbereitstellung in einem Verbund“, Mai 2019

Lenz, L.: „Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur Eigenverbrauchsoptimierung auf Haushaltsebene mittels Methoden des Maschinellen Lernens“, Mai 2019

Irshad, M.S.: „Determination of optimal flexibility potential considering multiple use cases for a distribution electrical energy network“, Mai 2019

Teodosic, M.: „Verfahren zur Last- und Einspeisemodellierung in Verteilungsnetzen zur Abbildung der vertikalen Leistungsflüsse in das Übertragungsnetz“, Juni 2019

Offermann, N.: „Analyse von Verfahren zur Fehlerrichtungserkennung an Freileitungen unter Nutzung eines elektrischen Feldsensors“, Juni 2019

Hopp, F.: „Einsatz von Gaswärmepumpen zur Effizienzsteigerung von Blockheizkraftwerken - Einbindungsmöglichkeiten und deren wirtschaftliche Darstellung“, Juni 2019

Raczka, S.: „Entwicklung und Implementierung eines Regelungsalgorithmus zur netzdienlichen Integration von Elektromobilität“, Juli 2019

Rotgang, A.: „The Role of Public Administration in Supporting Electric Vehicles within Mobility-as-a-Service“, Juli 2019

Gabrielski, J.: „Analyse und Bewertung der Schwarzstartfähigkeit eines Verteilnetzes mit hoher Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen am Beispiel der SWW Wunsiedel“, Juli 2019

Rottstegge, S.: „Integration of a Communication Module in a Switched-Mode-Power-Supply for Electric Vehicles“, Juli 2019

Abdallah, A.: „Systemdienstleistungen von leistungselektronisch angebotenen Speichersystemen zur Netzstabilisierung und Qualitätssicherung in der Verteilnetzebene“, August 2019

Landwehr, L.: „Weiterentwicklung und Bewertung des Hachtel's-Augmented-Matrix-Ansatzes zur State-Estimation im Verteilnetz unter Berücksichtigung unsicherer Eingangsdaten“, August 2019

Meschede, M.: „Analyse und Erweiterung einer spieltheoretischen Methodik zur Steuerung von elektrischer Ladeinfrastruktur zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen“, August 2019

Wiemann, M.: „Untersuchung der Eignung von Distributed-Ledger-Technologien zum Aufbau regionaler Märkte im elektrischen Verteilnetz“, August 2019

Momenifarahani, A.: „Benefits of a Decentralized Energy Management in Smart Grids with Regards to Efficiency and Robustness“, August 2019

Losacker, N.: „Entwicklung eines Verfahrens zur optimalen Standortermittlung für Ladeinfrastruktur unter Verwendung von künstlicher Intelligenz“, September 2019

Vorholt, S.: „Konzeptionierung und Bewertung eines zukunftsorientierten Netzausbaus innerhalb eines Werkstromnetzes der Bayer AG“, Oktober 2019

6.2 Bachelorarbeiten

Segelke, N.: „Durchführung einer Marktanalyse zur Konzipierung eines regelbaren Batteriespeichersystems“, Januar 2019

Masuch, M.: „Entwicklung einer Methodik zur systematischen Bestimmung des Flexibilitätspotentials in Verteilnetzen“, Februar 2019

Neumann, T.: „Erarbeitung und Analyse von Maßnahmen zur Reduktion der durch Umrichter hervorgerufenen thermischen Belastung von Rahmenkonstruktionen“, Februar 2019

Baier, D.: „Numerische Methoden zur Stabilitätsbestimmung in elektrischen Netzen und Implementierung in verschiedenen Simulationsumgebungen“, Oktober 2019

Hellwig, P.: „Konzeptionierung und Entwicklung eines Systems von Informationsgrößen für das Asset-Management im Rahmen der elektrischen Energieübertragung“, Oktober 2019

Probst, F.: „Entwicklung eines Modells zur Bestimmung und Bewertung eines Beschaffungsportfolios auf Grundlage eines Power Purchase Agreements“, November 2019

Brenne, C.: „Analyse, Modellierung und Simulation des Einflusses unterschiedlicher Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf die Übertragungsnetzbelastung“, November 2019

Fenner, P.: „Efficient Use of the Existing Real Estate Infrastructure for Electric Vehicle Charging“, November 2019

Böcker, M.: „Analyse des Stützungsbeitrags von HGÜ-Systemen bei Netzauftrennungen“, November 2019

Willert, P.: „Techno-ökonomische Bewertung von Strategien zum Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen zur Sektorkopplung im elektrischen Energieversorgungssystem“, November 2019

Samoyski, M.: „Untersuchung der Anwendbarkeit von Distributed Ledger Technologies zur Ausgestaltung eines dezentralen und sich selbstorganisierenden Energiesystems“, Dezember 2019

Straka, N.C.: „Einsatz von Druckluftreservoirs zur Steigerung der energetischen Flexibilität von Produktionssystemen unter Berücksichtigung der Energieeffizienz“, Februar 2019

Rathje, E.: „Integration der operativen BDEW Kaskade in den Betrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen“, Februar 2019

Kraft, O.: „Untersuchung der Prognostizierbarkeit der Flexibilität volatiler Einspeiser eines realen Verteilnetzes“, April 2019

Schmitz, B.: „Entwicklung einer Methodik zur systematischen Bestimmung des Flexibilitätspotentials in Verteilnetzen mit der optimierten Leistungsflussrechnung“, April 2019

Kuznetsova, E.: „Anforderungen an eine Frequenzmessung zur Durchführung netzstabilisierender Verfahren sowie deren Entwicklung“, April 2019

Sobisch, N.C.: „Implementierung und Bewertung einer Methode zur Hybriden Netzzustandsschätzung mit Nachbearbeitungsschritt“, April 2019

Kurt, Y.: „Untersuchung und Bewertung von Unsymmetrien bei Anwendung einer mehrphasigen State-Estimation in Verteilnetzen“, Mai 2019

Linnemann, R.: „Ausgestaltung von Marktplattformen zur Integration von Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement“, Mai 2019

Zerwer, M.: „Entwicklung einer Methodik zur Abschätzung der Kosten für die Bereitstellung und den Abruf von Flexibilität der Verteilnetze für die Betriebsführung der Hochspannung“, Mai 2019

Ostrop, A.: „Entwicklung eines Greedy-Algorithmus zur Generierung elektrischer Niederspannungsnetze auf Basis öffentlich verfügbarer Daten“, Juni 2019

Abdi, A.: „Stabilitätsuntersuchung eines Spannungslängsreglers mit nichtlinearem Verhalten in MATLAB Simulink“, Juni 2019

Schwierz, T.: „Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotentials in als offenen Strang betriebenen Verteilnetzen“, Juni 2019

Mahr, C.: „Entwicklung einer grafischen Benutzeroberfläche zur Darstellung und Bearbeitung modellierter elektrischer Energienetze“, Juli 2019

Steffan, N.: „Entwicklung einer Methodik zur quasi-dynamischen Modellierung möglicher Betriebspunktänderungen flexibler Verbraucher in einer agentenbasierten Netzsimulation“, Juli 2019

Schwarz, T.: „Analyse der Auswirkungen privater geteilter Ladeinfrastruktur auf das elektrische Netz am Beispiel städtischer Quartiere“, August 2019

Lochthowe, B.: „Analyse und Bewertung von Strategien zum Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen im elektrischen Energieversorgungssystem bei hohem Anteil erneuerbarer Energien“, August 2019

Stabenau, V.: „Benchmark der Innovationsaktivitäten deutscher Netzbetreiber“, September 2019

Fenzl, A.: „Entwicklung und Validierung von Regelstrukturen eines Speichercontrollers in Hardware-in-the-Loop Simulationen“, September 2019

Joseph, S.: „Effiziente Bestimmung der Erdschlussentfernung anhand von Messgrößen in einem gelöschten Mittelspannungsnetz“, September 2019

Darabzadeh, N.: „Analyse und Vergleich verschiedener Ansätze für die elektro-thermische Freileitungsmodellierung“, September 2019

Stepcenkov, S.: „Implementierung und Bewertung künstlicher neuronaler Netze zur (n-1)-Ausfallrechnung in elektrischen Energieversorgungsnetzen“, Oktober 2019

Acerce, F.: „Analyse und Bewertung elektro-thermischer Betriebsmittelmodelle“, Oktober 2019

Wilker, N.: „Identifikation und technoökonomische Bewertung unterschiedlicher Betriebsstrategien von Batteriespeichern im Privatkundensegment“, Oktober 2019

Kammerer, S.: „Entwicklung einer Modellumgebung zur differenzierten Analyse antriebstechnologieabhängiger Umwelteinflüsse verschiedener PKW-Typen“, Dezember 2019

6.3 Projektarbeiten

Joseph, S.: „Fehlerdetektion, Fehlerortung und Fehlerentfernungsmessung in gelöschten 20 kV-Kabel-Verteilnetzen bei einphasigem Erdschlussfehlerfall“, Februar 2019

Wilker, N.: „Anwendung und Potentialabschätzung der Organic Rankine Cycle (ORC)-Technologie in der Abwärmenutzung“, April 2019

Steffan, N.: „Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Einsatzoptimierung von Pumpspeicherkraftwerken basierend auf der Dynamischen Programmierung“, Mai 2019

Goetze, F.: „Implementierung einer virtual inertia Regelung mit Recovery Mechanismus und Weiterentwicklung eines WKA-Modells in Powerfactory“, Mai 2019

Steffen, J.; Derpmann, J.; Wunsch, S.; Spinnen, J.; Thomas, V.: „Entwicklung eines Managementsystems für zukünftige intelligente Verteilnetze“, Oktober 2019

7. Promotionen

Die Virtuelle Direktleitung für den Entfernten Eigenverbrauch durch Elektrofahrzeuge

Dr.-Ing. Jonas Maasmann

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

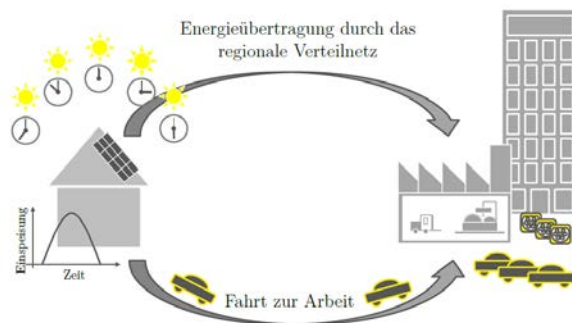
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Wietfeld

Mündl. Prüfung: 08.01.2019

Elektrofahrzeuge werden in Zukunft einen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten. Die Herausforderung besteht unter anderem darin, die Elektrofahrzeuge mit klimaneutraler Energie aus dem Stromnetz zu laden. Die Arbeit untersucht den Forschungsansatz der Virtuellen Direktleitung für den Entfernten Eigenverbrauch. Bei diesem Ansatz wird mit einer Leistungssynchronisation ein virtueller Leitungskanal durch das Verteilnetz generiert, welcher Erneuerbare Energien von der Erzeugung zu dem Verbrauch transportiert. Die Leistungssynchronisation erfolgt bei dem Entfernten Eigenverbrauch durch die Nutzung des Flexibilitätspotentials beim Laden von Elektrofahrzeugen.

In dieser Arbeit werden zuerst die relevanten Grundlagen hergeleitet, woraufhin der Forschungsansatz der Virtuellen Direktleitung für unterschiedliche Anwendungsfälle definiert wird. Im Anschluss wird ein Konzept für den Anwendungsfall Entfernter Eigenverbrauch abgeleitet und analysiert. Anhand dieser Beispielanwendungsfall zeigt eine Simulation die lokalen und globalen Auswirkungen der Virtuellen Direktleitung auf die Stromnetze und es werden die dynamischen

Randbedingungen abgeleitet. Abschließend wird die technische Umsetzbarkeit des hergeleiteten Konzepts anhand eines prototypischen Aufbaus in einem Labor- und Feldversuch vorgeführt.



Beispielanwendungsfall Entfernter Eigenverbrauch für die Virtuelle Direktleitung

Zusammenfassend werden die Ergebnisse hinsichtlich der Eignung der Virtuellen Direktleitung für den Entfernten Eigenverbrauchs bewertet, Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der Virtuellen Direktleitung in einem möglichen regulatorischen Rahmen abgeleitet und ein Ausblick auf andere Anwendungsfälle der Virtuellen Direktleitung gegeben.

Gewerbliche Elektrofahrzeuge - Integration in das Energiesystem und wirtschaftliche Ladestrategien für Flotten

Dr.-Ing. Ewa Worgull-Plota

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Benedikt Schmülling

Mündl. Prüfung: 28.01.2019

Fast 10 Jahre nach Veröffentlichung des *Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität* liegt der Bestand an batterieelektrischen Elektrofahrzeugen und Plug-In Hybriden bei ca. 100.000 und damit bei 10 % des Ziels der Bundesregierung für das Jahr 2020. Der gewerbliche Verkehrssektor mit insgesamt ca. 6 Mio. Fahrzeugen an Pkw und

leichten Nutzfahrzeugen verfügt über Voraussetzungen ein Eintrittssegment darzustellen und die Marktintegration stärker voranzutreiben. Vorteilhaft erscheinen hier bspw. vorhersagbare Nutzungsprofile sowie die höheren Jahresfahrleistungen, die die Nutzung des Elektrofahrzeugs für den

Anwender wirtschaftlich attraktiver gestalten und den Anteil an Erstnutzern erhöhen können.

Im Rahmen dieser Arbeit werden techno-ökonomische Untersuchungen durchgeführt, um das Elektrifizierungspotential der beiden genannten Fahrzeuggruppen bewerten zu können. Es erfolgt eine quantitative Bewertung des technischen Potentials einer vollständigen Elektrifizierung auf Systemebene des Energiesystems in Deutschland. Dazu gehören das energietechnische Verhalten sowie die Interaktion mit der Einspeisecharakteristik von dargebotsabhängigen Erzeugern von erneuerbarer Energie. Die dafür verwendeten saisonalen und wochentagspezifischen Energie- und Lastprofile werden aus den Fahrt-Datensätzen der Verkehrsstudie *Kraftfahrzeuge in*

Deutschland abgeleitet. Die wirtschaftliche Untersuchung fokussiert die Auswirkung der Anwendung einer Ladestrategie im Flottenbetrieb, mit dem Ziel die Gesamtkosten der Elektrifizierung zu senken. Dafür wird eine Methode zur monetären Bewertung konzipiert, um unterschiedliche technische Umsetzungsmöglichkeiten abbilden zu können. Das gesteuerte Laden wird basierend auf einem Optimierungsalgorithmus mit einer konfigurierbaren Zielfunktion simuliert. In einem Anwendungsfall wird das Kostensenkungspotential von einer spezifischen Flotte mit den Steuerungsmaßnahmen der Integration von erneuerbaren Energien, der Ladung in Zeiten von Niedrigtarifen sowie einem Lastmanagement bewertet.

Einfluss der Regionalisierung Erneuerbarer Energien sowie innovativer Konzepte auf die Netzentwicklungsplanung

Dr.-Ing. Volker Liebenau

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 31.01.2019

Die europäische Energieversorgung befindet sich im Umbruch. Erneuerbare Energien sind ein zentraler Baustein der europäischen Klima- und Energiepolitik. Im Zuge dessen wachsen die Herausforderungen an die elektrischen Netze. Bedingt durch eine sinkende Akzeptanz in der Bevölkerung und zeitintensive Genehmigungsverfahren kommt es zu Verzögerungen beim Ausbau des Übertragungsnetzes. Zur Vermeidung einer Verzögerung der Energiewende und zur weiteren Integration Erneuerbarer Energien sind neue Ansätze erforderlich. In dieser Arbeit werden Varianten der regionalen Verteilung des Zubaus von Erneuerbaren Energien untersucht. Durch eine

nachfrageorientierte Verteilung der installierten Leistung ist beispielsweise eine Reduktion des Übertragungsbedarfs möglich. Ähnliche Einflüsse können innovative Konzepte wie die Spitzenkappung, das Freileitungsmonitoring und die Sektorenkopplung haben. Durch das Freileitungsmonitoring kann zum Beispiel zeitweise die Übertragungsfähigkeit des Netzes deutlich erhöht werden. Die Auswirkungen dieser Konzepte auf den Ausbaubedarf des deutschen Übertragungsnetzes werden für einen Anwendungsfall im Jahr 2025 untersucht und miteinander verglichen.

Europäische Strommarkt- Übertragungsnetzsimulation zur techno-ökonomischen Netz-entwicklung

Dr.-Ing. Marie-Louise Kloubert

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 31.01.2019

Moderne Erzeuger und Verbraucher elektrischer Energie führen zu veränderten Lastflusssituationen im elektrischen Energienetz. Der Zubau von Erzeugungsanlagen und die resultierende - oftmals wetterabhängige - Energieerzeugung sind hierbei schwierig zu prognostizieren. Ebenso unterliegt auch die Entwicklung der Lastnachfrage großen Unsicherheiten. Die Investitionsentscheidungen zur Gewährleistung einer zuverlässigen Energieversorgung muss der Netzplaner daher unter Berücksichtigung dieser unsicheren Entwicklungen treffen. Übertragungsnetzbetreiber begegnen dieser Aufgabe typischerweise durch die Definition von drei oder vier Szenarien, in denen sie unterschiedliche installierte Leistungen je Erzeugungs- und Verbrauchstyp festlegen. Hieraus leiten sie für jedes Szenario je einen konkreten Erzeugungspark ab und ermitteln auf Basis von Klimadaten eines (zufällig gewählten) historischen Referenzjahres die zukünftigen Leitungsbelastungen im Netz. Aufgrund der Vielzahl von unsicheren Eingangsgrößen führt dieses Vorgehen zu einer unvollständigen Unsicherheitsbetrachtung und birgt so die Gefahr von Fehlinvestitionen. Zur detaillierten Analyse der unsicheren Eingangsgrößen wird in dieser Arbeit daher ein probabilistisches Modell entwickelt, das die unsicheren Eingangsgrößen funktional abbildet und

so die mathematische Bestimmung ihrer Auswirkungen auf das Netz ermöglicht. Der erste Baustein besteht aus einem gekoppelten Szenario-Copulamodell zur Abbildung der unsicheren Eingangsgrößen. Im Gegensatz zu bestehenden Untersuchungen wird bewusst eine Vielzahl von Szenarien erstellt und deren Realisationswahrscheinlichkeiten auf Basis des bestehenden Erzeugungsparks bestimmt. Im zweiten Modellbaustein wird darauf aufbauend eine neue approximative Lastflussrechnungsmethode entwickelt sowie eine Monte-Carlo-Simulation nach der Latin-Hypercube-Samplingmethode modelliert. Der Vergleich der Ergebnisse mit denen einer klassischen Monte-Carlo-Simulation zeigt, dass beide Verfahren sich zur Unsicherheitsanalyse eignen und gleichzeitig eine starke Reduktion der Anzahl an Rechenoperationen erlauben. Die approximative Lastflussrechnungsmethode wird im letzten Baustein des Modells zur Analyse der Auswirkungen unsicherer Eingangsgrößen verwendet und zur Bewertung vorgeschlagener Maßnahmen für den praxisbezogenen Anwendungsfall des deutschen Übertragungsnetzes im Jahr 2025 eingesetzt. Hierbei zeigt das Modell den signifikanten Einfluss bisher vernachlässigter unsicherer Eingangsgrößen - wie beispielsweise die regionale Verortung des Zu- und Rückbaus von Erzeugungsanlagen - auf.

Zukünftige Bereitstellung von Regelleistung unter Berücksichtigung technischer und marktwirtschaftlicher Potentiale

Dr.-Ing. Thorsten Schlüter

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 31.01.2019

Ein sicheres und zuverlässiges elektrisches Energiesystem basiert auf einem ständigen Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Jedes Ungleichgewicht führt zu einer Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert. Für den Ausgleich vorhersehbarer oder unvorhersehbarer Schwankungen der Netzfrequenz wird Regelleistung vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt. Der steigende Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und der zeitgleiche Rückbau konventioneller Kraftwerksleistung sorgen für eine zunehmende Volatilität des Regelleistungsbedarfs und des -angebots.

Diese Dissertation bietet Lösungen, um die Systemintegration der Erneuerbaren Energien voranzutreiben und dabei keine konventionellen Kapazitäten zur Regelleistungsbereitstellung vorhalten zu müssen. Dazu wird anhand eines Szenarios für das Energiesystem im Jahr 2035 der stündliche Bedarf an Regelleistung simuliert. Anschließend wird geprüft, welches technische und wirtschaftliche Potenzial marktintegrierte und netzoptimierende Flexibilitätsoptionen zur Regelleistungsbereitstellung bieten.

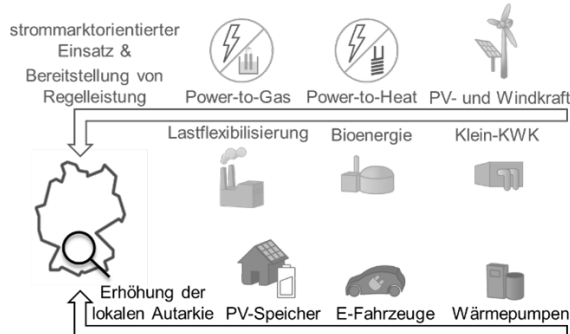


Abbildung 1: Modellierung des Energieversorgungssystems unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen

Das vorgestellte Verfahren zur dynamischen und somit situationsabhängigen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve er-

möglicht die Berücksichtigung der relevanten Einflussfaktoren. Dazu zählen die Wind- und Photovoltaikeinspeisung, das zu erwartende Lastniveau, das Stromhandelsaldo Deutschlands sowie die am Markt befindlichen Kraftwerke. Insofern stellt das verwendete Verfahren einen Ansatz dar, der es ermöglicht die Regelleistungsbemessung bedarfsgerecht durchzuführen und dabei das aktuelle Sicherheitsniveau beizubehalten.

Der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung wird zukünftig, infolge des Zubaus der erneuerbaren Energien, immer stärker durch deren Prognoseabweichungen und Einspeisegradienten bestimmt.

In Bezug auf die zukünftige Bereitstellung von Regelleistung sind die Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit in zwei Bereiche zu gliedern. Zum einen kann der überwiegende Teil des Bedarfs an Regelleistung durch Marktkraftwerke und Pumpspeicher gedeckt werden. In den Stunden mit einer geringen Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, existieren zudem verschiedene Flexibilitätsoptionen mit einem hohen Regelleistungspotenzial. Die analysierten alternativen Technologien sind bereits Teil der heutigen Regelleistungsvermarktung (z.B. Bioenergieanlagen, Windenergieanlagen, Lastmanagement, Power-to-Heat) oder befinden sich im Testbetrieb (Power-to-Gas, Solarparks, Klein-KWK-Kraftwerke).

Die Ergebnisse der vorliegenden Analyse deuten darauf hin, dass insbesondere die PV-Flanken das heutige Marktdesign herausfordern, aber ausreichend Flexibilität im System vorhanden ist. Da in vielen Stunden des Jahres das Angebot an Regelleistung die Nachfrage deutlich übersteigt, muss eine Priorisierung der Alternativen vorgenommen werden. Im vorliegenden Ansatz wird diese Fragestellung in Form einer stündlichen Merit-Order der Flexibilitätsoptionen beantwortet.

Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation zur techno-ökonomischen Bewertung der Netzentwicklung

Dr.-Ing. Christopher Spieker

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 25.03.2019

Die aktuellen Entwicklungen im europäischen Energieversorgungssystem, wie der wachsende Anteil von erneuerbaren Energieträgern an der Stromerzeugung, die voranschreitende Integration der Strommärkte und eine zunehmende Sektorkopplung, erfordern einen massiven Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes. Aufgrund der hohen Investitionen und der zum Teil erheblichen Umweltauswirkungen kommt der Bewertung von geplanten Netzausbauprojekten eine besondere Bedeutung zu. Sowohl im Rahmen des Netzplanungsprozesses als auch bei regulatorischen Prüfprozessen werden Simulationswerkzeuge und Bewertungskriterien benötigt, die eine technische, ökonomische und ökologische Beurteilung einzelner Projekte zulassen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Markt- und Netzsimulationsumgebung vorgestellt, die es erlaubt, die zukünftige Versorgungsaufgabe und die

hieraus resultierenden Belastungszustände des europäischen Übertragungsnetzes für verschiedene Szenarien und Ausbauvarianten zu prognostizieren. Darüber hinaus werden Kriterien und Ansätze zur Bewertung von Netzausbauprojekten hinsichtlich ihres techno-ökonomischen Nutzens präsentiert, die eine Weiterentwicklung der in der Praxis angewandten Kriterien und Methoden darstellen. Hierzu gehört insbesondere die Bewertung von Interkonnektoren mittels des lastflussbasierten Kapazitätsmodells. Im Rahmen eines Anwendungsfalles werden ausgewählte Netzausbauprojekte des deutschen Netzentwicklungsplans für ein Szenario des europäischen Energieversorgungssystems im Jahr 2025 techno-ökonomisch bewertet. In diesem Zusammenhang werden die Funktionstüchtigkeit und die Analysemöglichkeiten der entwickelten Simulationsumgebung sowie die Vorzüge der vorgestellten Bewertungskriterien und -ansätze demonstriert

Geräteoptimierung zur Reduzierung der Störaussendung und zur Erhöhung der Störfestigkeit in einem Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz

Dr.-Ing. Thomas Wohlfahrt

Referent: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Mündl. Prüfung: 19.12.2019

Die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen wird unter anderem durch die fortwährende Erhöhung der Energieeffizienz von elektrischen Verbrauchern und Erzeugern umgesetzt, wobei leistungselektronische Komponenten eine Schlüsseltechnologie darstellen. Dieses führt zu steigenden Emissionen im Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz, welche auch als „Supraharmonische“ bezeichnet werden. Aufgrund lückenbehafteter Grenzwerte wurden bisher nur wenige Untersuchungen zu dieser Störungsart durchgeführt. In dieser Arbeit wird eine detaillierte Untersuchung der supraharmonischen Störaussendung sowie der supraharmonischen Störfestigkeit von

typischen Haushaltsgeräten vorgenommen, welche die Betrachtung aktueller normativer Vorgaben und die Entstehung supraharmonischer Störungen sowie die Auslegung von Filterschaltungen berücksichtigt. Die charakteristische Störaussendung und Störfestigkeit der einzelnen Geräte werden topologieabhängig bestimmt. Darauf aufbauend werden die Auswirkungen supraharmonischer Störungen auf die in den Geräten eingebauten Komponenten analysiert und besonders belastete Komponenten identifiziert. Anschließend werden verschiedene Optimierungsmaßnahmen zur Erhöhung der Störfestigkeit so-

wie zur Reduktion der Störausendung beschrieben und deren Eignung anhand von Anwendungsbeispielen verifiziert. Hierbei liegt der Fokus auf Maßnahmen, die in einem angemessenen Umfang realisiert werden können, welches den

Kostendruck und die einfache Bauweise der Geräte berücksichtigt. Zusätzlich werden Handlungsempfehlungen abgeleitet, die eine Vorgehensweise bei der Optimierung bestehender und neuer Schaltungen aufzeigen.

Entwicklung und Bewertung von Handlungsempfehlungen hinsichtlich gesamtwirtschaftlich geeigneter Verträglichkeitspegel im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz

Dr.-Ing. Christian Waniek

Referent: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Mündl. Prüfung: 19.12.2019

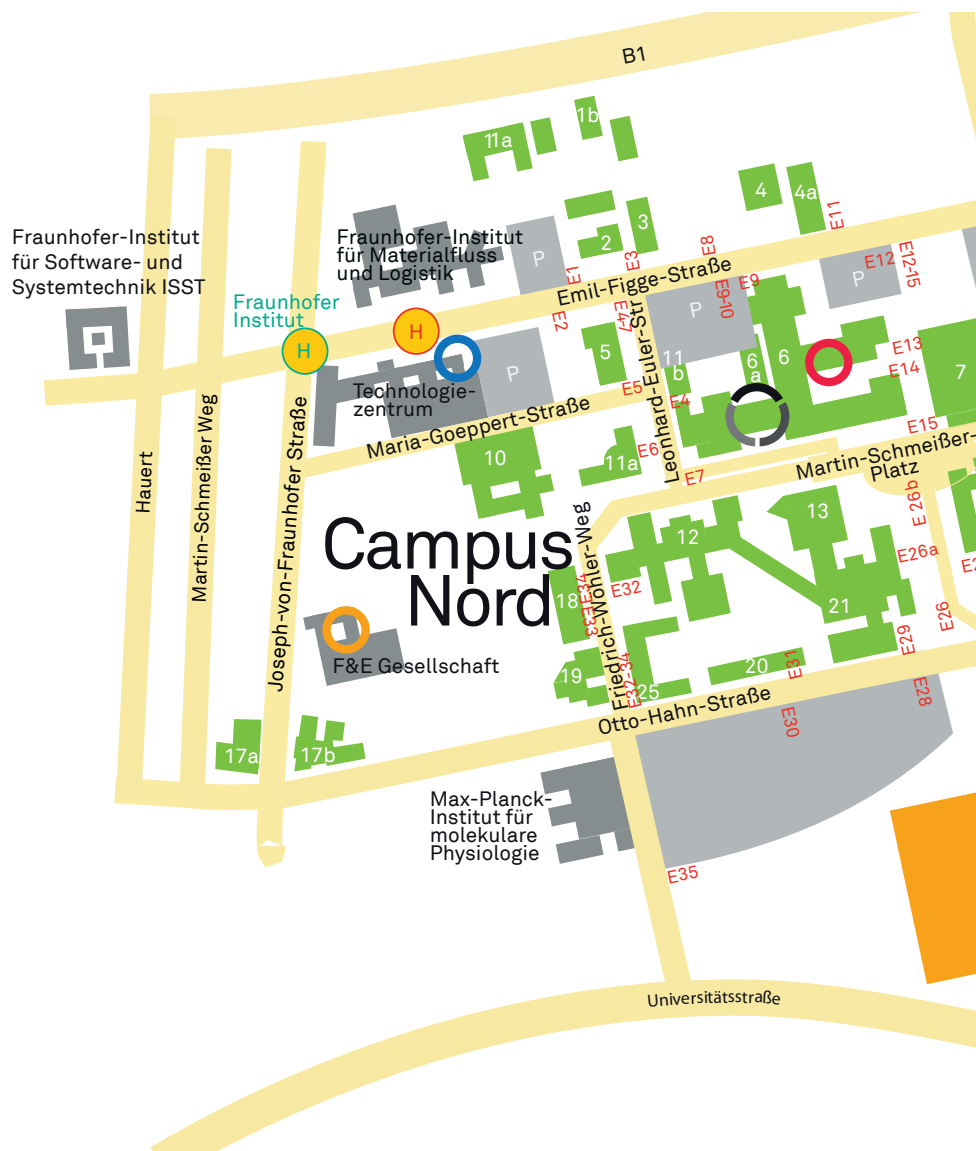
In den vergangenen Jahren wurden durch die kontinuierlich steigende Anzahl von dezentralen Erzeugern und Lasten (z. B. Wechselrichter von Photovoltaikanlagen oder Ladesäulen mit integrierten Gleichrichtern für Elektrofahrzeuge) in den Niederspannungsnetzen, die mit Frequenzen oberhalb von 2 kHz schalten, vermehrt Störungen in dem Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz festgestellt. Die resultierenden Auswirkungen dieser Störungen, die als „Supraharmonische“ bezeichnet werden, sind beispielsweise Fehlfunktionen und akustische Störwirkungen elektronischer Geräte oder Flicker bei elektrischen Leuchtmitteln.

Außerdem wurde bereits beobachtet, dass beispielsweise Kompaktleuchtstofflampen bei einer supraharmonischen Belastung eine erhöhte Stromaufnahme aufweisen, die um bis zu 20 % im Vergleich zu der Stromaufnahme bei einem ungestörten Betrieb steigen kann. Die damit einhergehende zusätzliche Erwärmung im Gehäuseinneren der Lampe, die direkt abhängig ist von der Höhe der supraharmonischen Störung, hat einen signifikanten Einfluss auf die Lebensdauer der einzelnen Komponenten der verwendeten Schaltung und somit auch auf die Lebensdauer des Gesamtgeräts. Hierbei muss insbesondere der Elektrolytkondensator, der in vielen Schaltungen eingesetzt wird, im Fokus der Untersuchungen stehen, weil dieser bereits als kritische Komponente hinsichtlich der Zuverlässigkeit identifiziert

wurde und somit häufig für den Ausfall von elektronischen Geräten verantwortlich ist.

Des Weiteren existieren aktuell keine Normen oder Standards, die die Störausendung zwischen 2 kHz und 150 kHz vollständig reglementieren. Störausendungsgrenzwerte sind lediglich für Beleuchtungseinrichtungen und für Induktionskochgeräte ab einer Frequenz von 9 kHz definiert. Hinsichtlich der Störfestigkeit existieren zwar aktuell Grenzwerte gegenüber supraharmonischen Störungen. Eine Störfestigkeitsprüfung nach den festgelegten Kriterien ist für Gerätehersteller derzeit jedoch nicht verpflichtend. Außerdem weist die Norm relativ hohe Werte auf, die bereits einen signifikanten Einfluss auf die Temperaturentwicklung im Gehäuseinneren elektrischer Geräte haben.

In dieser Arbeit werden daher Handlungsempfehlungen hinsichtlich angemessener Verträglichkeitspegel zwischen 2 kHz und 150 kHz entwickelt. Die dazu benötigten Grundlagen werden sowohl mittels Langzeituntersuchungen von Elektrolytkondensatoren als auch mit Hilfe eines iterativen Lebensdauerberechnungsverfahrens erarbeitet, um den Einfluss einer supraharmonischen Dauerbelastung auf die Lebensdauer der Kondensatoren sowie des Gesamtgeräts ermitteln zu können. Basierend auf der Bewertung der Auswirkungen werden abschließend angemessene Verträglichkeitspegel definiert.



Institutsleitung

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



Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Emil-Figge-Straße 76
Technologiezentrum



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



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

Gestaltung ie³ 2019, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB Ltd. und RWE AG

Copyright

Technische Universität Dortmund

ie³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

44227 Dortmund