

2021

JAHRESBERICHT
ANNUAL REPORT



Institut für
Energiesysteme, Energieeffizienz
und Energiewirtschaft

Herausgegeben vom

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

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

Redaktion: Nils Offermann

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Ein weiteres Pandemiejahr mit Home-Office und digitaler Lehre liegt hinter uns. Wir haben das Beste daraus gemacht, neue Erkenntnisse gewonnen, neue Projekte eingeworben und alte abgeschlossen. Zahlreiche Promotionen wurden vorangetrieben, abgegeben oder sind schon auf die Zielgerade eingebogen. Mit dem Ende des Sommers nahm auch der Betrieb in den Büros wieder Fahrt auf. Das aktuelle Wintersemester ist in Präsenz ange laufen und es zeigt sich, dass der Kontakt zu den Studierenden ein essenzieller Baustein für ein erfolgreiches Studium ist.

Wir haben gelernt, dass Vieles digital und ohne Reisen geht. Wir haben aber auch gelernt, wie wir soziale Kontakte vermissen, wieviel kreatives Miteinander im persönlichen Gespräch stattfindet und wie schwierig es ist neue Mitglieder digital im Team einzuarbeiten und zu integrieren. Gerade Letzteres erfordert in der digitalen Welt viel Disziplin und regelmäßige Gespräche auf welchem Kanal auch immer. Zudem ist es für ausländische Stipendiaten und Gäste eine besondere Herausforderung sich bei all den Regeln zurechtzu finden und neue Kontakte zu knüpfen.

Wenn wir in die Zukunft blicken, so stellen sich aktuell spannende Forschungsfragen:

- Wie sieht die Rolle des Wasserstoffs im Energiesystem aus? Dies wurde auf einer mit ausgerichteten Konferenz des Kompetenzfeldes Energie-System-Transformation (EST) der Universitätsallianz Ruhr diskutiert, wo wir die *Do's and Don'ts des Wasserstoffs im Energiesystem* zur Diskussion gestellt haben.
- Wie sieht Elektromobilität im Schwerlastverkehr aus? Dies wird zusammen mit vielen Partnern im BMVI-Projekt „HoLa - Hochleistungsladen im LKW-Fernverkehr“ ganzheitlich, aber auch an konkreten Standorten untersucht.
- Ein EFRE-NRW-Ausgründungsprojekt „Smart Grid Automation System“ zur digitalisierten und effizienten Netzentwicklung wird uns intensiv beschäftigen und die Innovation in diesem Bereich in der Praxis vorantreiben.

Dieses sind nur einige Beispiele von Vielen, die Sie in diesem Jahresbericht finden. Wir freuen uns auf vielfältige Möglichkeiten für spannende Projekte mit Ihnen als Partner aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Verwaltung, international und national in Deutschland und NRW, entlang der Ruhrschiene im Kompetenzfeld EST und überall dort, wo wir zur Entwicklung eines zukünftigen Energiesystems beitragen können.

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	7
3.1 Vorlesungen	7
3.2 Seminare	8
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	9
4.1 Netzdynamik und Stabilität.....	13
4.2 Energiesystemdesign und Übertragungsnetze	23
4.3 Verteilnetzplanung- und betrieb	35
4.4 Smart Grid Technologien	51
4.5 Energieeffizienz, Optimierung und Regelung	64
5. Veröffentlichungen und Vorträge.....	65
5.1 Publikationen	65
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	69
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts	69
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	71
6. Studentische Arbeiten	73
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	73
6.2 Bachelorarbeiten	74
6.3 Projektarbeiten	74
7. Promotionen	75

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

Externe Doktoranden

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

Wissenschaftliches Personal

Dr.-Ing. Christoph Aldejohann
Marilyn Winifred Asmah, M. Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Patrick Berg, B. Sc.
Charlotte Biele, M. Sc.
Dr.-Ing. Alexander Engelmann
Fabian Erlemeyer, M. Sc.
Marcel Esser, M. Sc.
Jawana Gabrielski, M. Sc.
Felix Goeke, M. Sc.
Dr.-Ing. Dominik Hilbrich
Dr.-Ing. Johannes Hiry
Mara Holt, M. Sc.
Daniel Jablonowski, M. Sc.
Robert Jahn, M. Sc.
Dr.-Ing. Chris Kittl
Marcel Klaes, M. Sc.
Oliver Kraft, M. Sc.
David Kröger, M. Sc.
Sebastian Liemann, M. Sc.
Gang Lin, M. Sc.
Dipl.-Ing. Martin Lindner
Jiayan Liu, M. Sc.
Qianyi Liu, M. Sc.
Lukas Maaß, M. Sc.
Björn Matthes, M. Sc.
Dr.-Ing. Daniel Mayorga Gonzalez
Anna Marie Mindrup, M. Sc.

Honorarprofessor

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

Tobias Loidl

Dipl.-Ing. Sven Oliver Seibt

Sebastian Rehr, M. Sc., HS Hamm-Lippstadt
Richard Schmid, M. Sc., Westfälische HS
Michael Tophinke, M. Sc., Innogy SE
Caner Yaldiz, M. Sc.

Christian Holger Nerowski, M. Sc.
Thomas Oberließen, M. Sc.
Nils Offermann, M. Sc.
Dr.-Ing. Gabriel Ortiz
Ruchuan Ou, M. Sc.
Guanru Pan, M. Sc.
Rajkumar Palaniappan, M. Sc.
Tobias Patzwald, M. Sc.
Jan David Peper, M. Sc.
Sebastian Peter, M.Sc.
Oliver Pohl, M. Sc.
Jens Püttschneider, M. Sc.
Diana Racines, M. Sc.
Sebastian Raczka, M. Sc.
Kalle Rauma, PhD
Bharathwajanprabu Ravisankar, M. Sc.
Dr.-Ing. Florian Rewald
Dzanan Sarajlic, M. Sc.
Dennis Schmid, M. Sc.
Debopama Sen Sarma, M. Sc.
Dr.-Ing. Alfio Spina
Michael Steglich, M. Sc.
Gösta Stomberg, M. Sc.
Christoph Strunck, M. Sc.
Thomas Schwierz, M. Sc.
Milijana Teodosic, M. Sc.
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 Student, Studentinnen 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 von Bundes- und Landesförderungen.

Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Akademische Kooperationen

- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- 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
- Australian National University Canberra, Australien
- École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz
- ShanghaiTech University, Shanghai, 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

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 Kom-

munen 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.

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

ef.Ruhr GmbH – Die Energiedenfabrik

Die ef.Ruhr GmbH ist ein Beratungsunternehmen mit Schwerpunkt Energiesysteme mit Sitz in Dortmund. Sie steht als Energiedenfabrik an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Forschung und arbeitet an der Umsetzung innovativer Dienstleistungen und Produkte sowie spezieller komplexer Fragestellungen in den Bereichen Übertragungs- und Verteilnetze, Systemdienstleistungen, Sektorenkopplung, Elektromobilität, Energiespeicherung und Markt- und Systemanalysen.

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

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund

www.energieforschung.ruhr

logarithmo – ie³-Spin-Off unterstützt Netzbetreiber und Versorger bei der intelligenten Nutzung ihrer Daten

Wie können Unternehmen das Potenzial ihrer Daten optimal nutzen? Wie können wirksame wissenschaftliche Verfahren und Algorithmen gewinnbringend in der Praxis genutzt werden?

Mit diesen Kernfragen beschäftigt sich das 2016 von Alumni des ie³ und der ETH Zürich gegründete Spin-Off logarithmo. logarithmo arbeitet daran, einen schnellen Transfer von intelligenten datengetriebenen Verfahren in die Praxis zu ermöglichen. Hierbei werden Algorithmen (z.B. aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz) zielgerichtet auf das Fachproblem (z.B. den Betrieb von Stromnetzen) ausgerichtet. Dies gelingt durch die Kombination des Know-Hows von Ingenieuren, Mathematikern/Data Scientists und Informatikern. Die Anwendungen umfassen eine Reihe an datengetriebenen Verfahren wie Optimierungen, Prognosen, Data Analytics und Big-Data-Lösungen für die Energiebranche. Unternehmen können diese Anwendungen individuell auf ihre Bedürfnisse anpassen lassen. Die Lösung wird als operativ nutzbarer Software-Dienst bereitgestellt, entweder als Web-Applikation direkt über den Browser nutzbar oder als Schnittstelle für die Integration in Bestandssysteme. Das Hosting kann beim Kunden, bei logarithmo oder in der Cloud erfolgen.

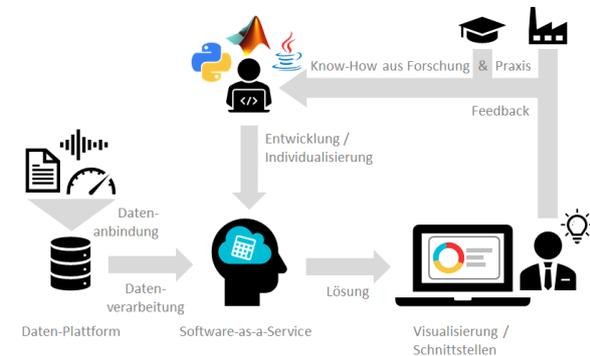
Die Plattform wird bereits in vielen Praxisprojekten eingesetzt. Hierzu zählen u.a.:

- KI-basierte Prognosen, Optimierungen und Analysetools für Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sowie europaweit in der CWE und CORE Region
- KI-basiertes Energiemanagementsoftware MONA ENERGY® und der „Digitale Energieberater“ für Stadtwerke, Kommunen und Industriekunden - zum Heben von Optimierungspotenziale in Form von Kosten-, Netzentgelt- und Energieeinsparungen
- Kostensparendes Demand-Side-Management für Industriekunden mit flexiblen Verbrauchern, z.B. als Assistenzsystem für Wasserwerke bei Gelsenwasser
- Prognose- und Optimierungstools für Bilanzkreisverantwortliche
- Prozess- und Qualitätsmonitoring unter Anbindung vielfältiger Datenquellen und Einsatz von KI-Verfahren wie Anomaliedetektion
- Individualisierte entwickelte Anwendungen als White-Label-Dienste für u.a. Versorger

Beispielhaft hat logarithmo an der Seite von Amprion die Netz- und Marktintegration der neuen HGÜ-Verbindung ALEGrO zwischen Deutschland und Belgien unterstützt, deren Go-Live im November 2020 einen Meilenstein für die europäische Netz- und Marktkopplung darstellt. logarithmo unterstützte hierbei u.a. bei der algorithmischen Weiterentwicklung des Marktkopplungsalgorithmus („Evolved Flow-Based“ und „Extended LTA inclusion“) sowie mit Analyse- und Monitoring-Tools bei der Verschneidung umfangreicher Netz- und Marktdaten.

Die Zusammenarbeit mit logarithmo erfolgt in einem ersten Schritt durch die Besprechung der zu lösenden Problemstellung und der vorliegenden Daten mit dem Kooperationspartner. Im zweiten Schritt wird schnell und agil eine erste Software-Version 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, gern auch in Kooperation mit Forschungsinstituten. In kurzen Iterationszyklen wird schließlich in

einem dritten Schritt die fertige Softwarelösung unter Einarbeitung des Kundenfeedbacks verfeinert. Der Prozess der agilen Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



Wesentliche Schlüssel für die schnelle Umsetzung von der Idee bis hin zur fertigen Anwendung sind der agile Ansatz und das modulare Baukasten-Prinzip von logarithmo. So verfügt die Plattform über viele bestehende Module wie zur Anbindung von Schnittstellen, Verschneidung von Daten sowie spezialisierte „Rapid-Prototyping-Frameworks“ für Optimierung und Prognose. Einige Lösungen – wie das Energiemanagementsystem MONA ENERGY® – sind somit „plug & play“-fähig oder bedürfen nur geringer Individualisierung, z.B. für die Anbindung von Zählern via ZfA oder LoRaWAN. Für andere, naturgemäß stärker zu individualisierender Lösungen – wie z.B. Optimierungen für Netzbetreiber – bieten die bestehenden Frameworks die Möglichkeit schnell und agil eine MVP-Version (Minimum Viable Product) zu entwickeln und diese nach den ersten Praxiserfahrungen zu verfeinern. Um maximale Flexibilität zu bieten, lassen sich die Lösungen nicht nur als eigenständige Web-Anwendungen anzubieten, sondern in bestehende Software des Partners (z.B. EMS, SAP, SCADA, Netzberechnungssoftware, GIS-System) zu integrieren.

Das wachsende Team des jungen Unternehmens freut sich jederzeit über den Austausch zu Ideen, wie und wo Daten in der Energiebranche noch besser genutzt werden können! (Kontakt gern über mueller@logarithmo.de oder www.logarithmo.de).

3. Lehre

3.1 Vorlesungen

Einführung in die elektrische Energietechnik **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

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

Inhalt: Drehstromsysteme; Transformatoren; Grundlagen elektromechanischer Energiewandlung; Leitungen; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Grundlagen Leistungselektronik; Netzaufbau und Netzberechnung; Netzberechnung im Fehlerfall;

Einführung in die Elektrizitätswirtschaft **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

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

Inhalt: Ökonomische Grundlagen; Organisation der deutschen Elektrizitätsversorgung; Rechtliche Rahmenbedingung; Stromhandel; Systemdienstleistungen; Bilanzkreismanagement; Netzentgelte und EEG; Optimierungsverfahren; Investitionsrechnung

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

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

Inhalt: Aufbau und Planung von Energieversorgungsnetzen; Netzbetriebsmittel, Schaltanlagen und Sekundärtechnik; Netzbetriebsführung und Netzregelung; Asset Management und praxisrelevante Fähigkeiten

Informationssysteme der Netzbetriebsführung **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Einführung in die Schutz- und Leittechnik elektrischer Energiesysteme; Aufgaben und Betriebsanforderungen der Netzleittechnik und Netzführung; Systemarchitektur und Algorithmen zur Netzbetriebsführung; Verfahren zur technischen und wirtschaftlichen Netzzustandsbeurteilung und zum Störungsmanagement; Schutzsysteme für Energienetze und deren Algorithmen; Berechnung symmetrischer und unsymmetrischer Fehler; Zukünftige Trends in der Leittechnik

Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Stabilität in elektrischen Energieübertragungssystemen; Modellbildung für Stabilitätsuntersuchungen; Dynamische Systemmodellierung und Simulation; Statische und transiente Stabilität; Frequenzstabilität und Frequenz-Leistungsregelung; Spannungsregelung und Spannungsstabilität; Maßnahmen zur Stabilitätsverbesserung

Smart Grids

Dr.-Ing. U. Häger

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Renewable Energy Technologies; Distribution Grid Planning; Flexibility and Smart Meters; Voltage Regulation; State Estimation; Protection and control functions; Grid Automation; Electromobility

Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz,

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Organisation des Strommarktes und Regulierungsrahmen; Netzentgelte und Übertragungsrechte; Modellierung und Simulation von Elektrizitätsmärkten und Netzen; Optimierungsverfahren in der Elektrizitätswirtschaft; Grenzüberschreitende Handelskapazitäten; Netzengpassmanagement und Redispatchoptimierung; Portfoliooptimierung und Risikomanagement; Investition in Erzeugung und Netzkapazität

Nonlinear Model Predictive Control

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Englisch-sprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Studiengangs Automation and Robotics

Inhalt: Grundlagen der numerischen Optimierung, Prinzipien der optimalen Steuerung; numerische Lösung von Optimalsteuerungsproblemen; Modelprädiktive Regelungsverfahren; Stabilitätsanalyse und Implementierung; Fallstudien aus Anwendungsgebieten.

Planung, Aufbau und Betrieb dezentraler Energiewandlungsanlagen

Dr.-Ing. Dominik Hilbrich, M.Sc. Johannes Hiry, M.Sc. Christoph Strunck

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Übersicht über dezentrale Energiewandlungsanlagen, Technische Anwendungsregeln und Schutz dezentraler Energiewandlungssysteme, Wechselrichtertechnologien und Einfluss auf das Energieversorgungssystem, Auslegung und Wirtschaftlichkeit dezentraler Energiewandlungsanlagen.

Distributed and Network Control

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Englisch-sprachige Vorlesung für Master-Studierende der Studiengänge Elektrotechnik, Automation and Robotics, Maschinenbau und Informatik

Inhalt: Modellierung vernetzter Systeme mit Hilfe von Graphentheorie, Konsensus- und Synchronisationsprobleme in Multi-Agentensystemen, Reglerentwurf und Stabilität für Multi-Agentensysteme. Anwendungsbeispiele aus Energietechnik und Regelung.

Elektrotechnik und Kommunikationstechnik

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser (gemeinsam mit Prof. Dr.-Ing. Selma Saidi)

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik, der Angewandten Informatik, des Maschinenbaus und der Logistik sowie des Lehramts Informatik.

Inhalt: Grundlagen der Elektrotechnik und der Kommunikationstechnik für Nicht-Elektrotechniker.

3.2 Seminare

„Verfahren zur Bestimmung von Netztopologien in Verteilnetzen“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im WS 2020/2021

„Machine Learning for Control“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik und Automation & Robotics im WS 2020/2021

Practical Distributed Optimization in Julia

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Englisch-sprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Studiengangs Automation and Robotics

Inhalt: Verteilte Algorithmen und Multi-Agenten Systeme, Verteilte und dezentrale Ansätze zur Lösung (nicht-)konvexer Optimierungsprobleme, Implementierung der Optimierungsansätze in der Programmiersprache Julia, Anwendungsbeispiele aus Regelung und Automation.

Einführung in das Machine Learning

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik

Inhalt: Grundlagen des maschinellen Lernens, Regression und Klassifikation, Grundkonzepte der Statistik und Wahrscheinlichkeitsrechnung, Verfahren des betreuten Lernens, Umsetzung maschineller Lernverfahren in Matlab oder Python, Fallstudien aus technischen Anwendungen.

„Trends in data-driven predictive control“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik und Automation & Robotics im SS 2021

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Forschungen und Studien des Instituts beschäftigen sich mit Fragestellungen für ein technisch lauffähiges und nachhaltiges Energiesystem der Zukunft. Die Forschungsthemen umfassen die Bereiche:

- Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- Automation, Regelung und Optimierung von Energiesystemen
- effiziente Energieanwendungen und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien und Methoden aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, angewandter Mathematik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher bis hin zur Elektromobilität für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme angewendet und, wenn immer nötig, auch gänzlich neuentwickelt und erforscht.

Die Lösungen werden in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Elektrizitätsmärkte integriert. Hieraus wird die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur abgeleitet. Berücksichtigt werden Elektrizitätswirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deren Weiterentwicklung. Effiziente Anwendungen elektrischer Energie wie z. B. die Elektromobilität ergänzen die Forschungen. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die durch Prototypen für eine praxisnahe Verifikation ergänzt werden.

Das übergeordnete Ziel ist es, technisch und wirtschaftlich machbare Wege hin zu einer umweltgerechten, nachhaltigen und sicheren Energieversorgung zu gestalten.

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

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 Anlagen 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 auf die folgenden Arbeitsschwerpunkte:

- Integration von erneuerbaren Energieanlagen unter Berücksichtigung der sich verändernden Systemdynamik
- Systemintegration von innovativen Netzbetriebsmitteln zur Spannungs- und Leistungsflussregelung
- Autonome Regelungen zur korrektiven Leistungsflusssteuerung
- Berücksichtigung der Interaktion zwischen dem Energie- und IKT-Systemen
- Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB

Energiesystemdesign und Übertragungsnetze

Die Forschungsgruppe „Energiesystemdesign und Übertragungsnetze“ beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit dem ganzheitlichen Entwurf und der Bewertung von nachhaltigen sektorgekoppelten Energiesystemen und den dazu notwendigen Übertragungsnetzstrukturen.

Im Fokus stehen hierbei die wesentlichen Schritte der langfristigen strategischen System- und Netzentwicklungsplanung, im Einzelnen

- die Entwicklung von energiewirtschaftlichen Szenarien unter Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) sowie der Infrastrukturen (Strom, Gas, Verkehr),
- die Modellierung und Prognose des regionalen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf See und an Land bei sich kontinuierlich verändernden politischen Rahmenbedingungen,
- die Modellierung und Prognose der regionalen Verteilung der elektrischen Last bei einem zunehmenden Anteil flexibler Verbraucher und Power-to-X-Anwendungen,
- die Simulation des europäischen Strommarktes zur Analyse des zukünftigen Einsatzes von Erzeugungseinheiten, Speichern und Flexibilitätsoptionen sowie des Stromhandels infolge unterschiedlicher Strommarktdesigns,
- die Simulation des europäischen Energieversorgungssystems zur Analyse der zukünftigen Versorgungssicherheit bei einer zunehmenden Dezentralisierung von Erzeugung und Verbrauch,
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzplanung in einem zunehmend durch Erneuerbare Energien geprägten Energieversorgungssystemen,
- die Simulation des Übertragungsnetzbetriebs zur Bestimmung des zukünftigen Einsatzes von leistungsflusssteuernden Netzbetriebsmitteln sowie zur Identifikation geeigneter Standorte für diese,
- die Durchführung von Netzanalysen zur Bestimmung des zukünftigen Engpassmanagementbedarfs unter Berücksichtigung von Konzepten zur Höherauslastung der Bestandsinfrastruktur 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 mittels Multikriterien Kosten-Nutzen-Analysen.

Grundlage der Analysen bildet die am ie³ entwickelte Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung *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 neuen Verbrauchern (z.B. Elektromobilität) sowie die Anpassung der Netzinfrastruktur eine zunehmend wichtige Rolle. Für die damit verbundenen aktuellen und zukünftigen Herausforderungen werden am ie³ innovative Lösungen und Konzepte im Forschungsbereich elektrischer Verteilnetze entwickelt und im Rahmen einer intensiven Zusammenarbeit mit Unternehmen erprobt.

Bedingt durch die veränderten Aufgabenfelder der Verteilnetzbetreiber ergeben sich unterschiedliche Forschungsbereiche, welche sich über die gesamte Breite der Integration von Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Mechanismen in Planungs- und Betriebsprozesse erstrecken. Im Rahmen eines modularen Frameworks, der GridPlanningToolchain (GPTC), werden diese Forschungsbereiche ganzheitlich adressiert. Konkret handelt es sich dabei um folgende thematische Schwerpunkte:

- die automatisierte Ausbauplanung von Verteilnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung innovativer Planungsansätze und Technologien durch Anwendung innovativer Methoden, welche im Ausbauframework *ADiXPlan* gebündelt sind;
- die agentenbasierte Netz- und Energiesystemmodellierung und -simulation *SIMONA* zur Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen in Planungs- und Betriebsabläufen;

- die Analyse von Zeitreihen und Anwendung von Big-Data-Ansätzen;
- die Aufbereitung, Digitalisierung und Anreicherung von Netzdaten, Nutzung öffentlich verfügbarer Datenquellen und die Erforschung der Anwendung von Data-Science-Methoden (z.B. künstliche Intelligenz);
- optimierter Betrieb und Koordination in Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilität und innovativen Betriebsstrategien.

Neben den technisch-wirtschaftlichen Forschungsschwerpunkten werden in mehreren Forschungsprojekten interdisziplinäre Ansätze verfolgt sowie die Kopplung von Sektoren simulativ untersucht und bewertet. Dadurch ist sichergestellt, dass die umfangreichen Anforderungen an ein zukunftsfähiges elektrisches Verteilnetz und seine Schnittstellen ganzheitlich und wissenschaftliche fundiert adressiert werden.

Smart Grid Technologien

Die Forschungsgruppe „Smart Grid Technologien“ befasst sich mit der Umwandlung des bestehenden Verteilnetzes in ein Smart Grid. Dazu werden sowohl Anwendungen als auch Funktionen und Algorithmen betrachtet, die ein technisch realisierbares und nachhaltiges Verteilnetz der Zukunft ermöglichen. Neben der analytischen und simulationstechnischen Betrachtung stehen der Forschungsgruppe zwei Labore zur Verfügung. Die Labore werden für die Analyse, Entwicklung und Validierung genutzt. Eine Kernkomponente ist dabei die auf Echtzeitsimulatoren beruhende (Power-) Hardware-in-the-Loop Umgebung. Die Forschungsgruppe gliedert sich in zwei Untergruppen, „Smart Grid Technology Lab“ und „Protection & Automation“, die gemeinsam an verschiedenen Forschungsthemen arbeiten.

Die Untergruppe „Smart Grid Technology Lab“ beschäftigt sich mit der Netzintegration neuer, intelligenter Komponenten und deren Interoperabilität. Das zu der Untergruppe zugehörige Forschungslabor bietet eine Technologie- und Prüfplattform für das zukünftige Smart Grid und dessen Komponenten.

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, Agentensysteme mit Blockchaintechnologie inklusive Smart Contracts oder auch Technologien zur Sektorenkopplung. Dieser Forschungsansatz ermöglicht eine gesamtsystemische Betrachtung von aktuellen und zukünftigen Smart Grid Technologien.

In der Untergruppe „Protection & Automation“ liegt der Fokus auf den Schutz- und Automatisierungsfunktionen von Smart Grids. In verschiedenen Forschungsprojekten werden innovative Ansätze für den hochautomatisierten Betrieb von Smart Grids verfolgt und in realen, eigenen Prototypen implementiert und in verschiedenen Feldversuchen erprobt. Dabei kommen neben klassischen Algorithmen wie Spannungsregelung auch komplexere Ansätze wie Optimal Power Flow oder auch Model Predictive Control zur Optimierung der Leistungsflüsse zum Einsatz. Neben den Optimierungs- und Steuerfunktionen werden zusätzlich auch bekannte Schutzfunktionen und Fehlerrichtungs- und -ortungsalgorithmen in den Systemen vorgesehen, um eine automatische Fehlerklärung und Wiederversorgung zu ermöglichen, um so die Zeit der Versorgungsunterbrechung zu minimieren.

Für eine einfache Integration der Smart-Grid-Systeme wird ein eigener Engineering-Prozess verwendet, der eine automatische Konfiguration und Parametrierung des Systems ermöglicht. Zur Vorbereitung der Funktionserprobung in den Feldversuchen steht eine Forschungsinfrastruktur zur Verfügung, mit der die Prototypen mittels Hardware-in-the-Loop-Prüfung vorab geprüft werden können.

Zusammengefasst werden folgende Forschungsthemen gemeinsam bedient:

- Smart-Grid-Anwendungen
- Schutz- und Leittechnik für intelligente Stromnetze
- Spannungshaltung und Engpassmanagement
- Netzintegration von Elektrofahrzeugen
- (Power) Hardware-in-the-Loop Tests
- Automatisierte Energieanwendungen mittels Blockchaintechnologie und
- Standardisierte Engineering- und Testprozesse für Smart Grids

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 und die Allianz Smart City Dortmund.

Optimierung und Regelung

Viele Fragestellungen in Energiesystemen erfordern zur Lösung strukturierte mathematische Modellierung und den Rekurs auf abstrakte Methoden aus unterschiedlichen Disziplinen. Die Gruppe Optimierung und Regelung beschäftigt sich in diesem Kontext mit der Methodenentwicklung in folgenden Bereichen:

- Optimierungsbasierte Regelungsverfahren, insbesondere model-prädiktive Regelung über multiple Zeitskalen und Systemgrößen hinweg
- Dynamik und Regelung vernetzter cyber-physischer Systeme mit besonderer Berücksichtigung port-Hamilton'scher Strukturen
- Regelung und Optimierung unter stochastischen Unsicherheiten
- Daten-getriebene und Machine Learning Verfahren in Automation und Regelung
- Regelung und Optimierung von Multi-Energiesystemen
- Systemtheoretische Methoden für die Klimaökonomie

Die verbindenden Elemente zwischen diesen Themen sind zum einen system-theoretische Ansätze, die die holistische Betrachtungsweise verschiedener Energiesysteme (bspw. Elektrizität und Gas) ermöglichen. Zum anderen stehen optimierungsbasierte Verfahren im Zentrum unserer

Forschung; dies beinhaltet sowohl die Entwicklung numerischer Werkzeuge, die Analyse von optimierungsbasierten Verfahren als auch deren Anwendung auf Probleme aus verschiedenen Bereichen.

Von besonderem Interesse sind Multi-Energiesysteme, verteilte Ansätze zur (optimalen) Lastflussrechnung, die Verbindung von Lastflussrechnung für elektrische Netze und Gasnetze, sowie die Verschränkung von Kommunikation von Automation. Des Weiteren gestalten wir die Diskussion zur Entwicklung neuer Ansätze zur prädiktiven Regelung aktiv mit und kooperieren vielfältig national und international. Im Jahr 2021 rückte zudem die Nutzung und Weiterentwicklung datengetriebener Ansätze und maschineller Lernverfahren für optimierungsbasierte Regelung zunehmend in den Fokus unserer Forschung.

Leuchtturmaktivitäten des Jahres 2021 beinhalten unter anderem die Organisation des 1. Virtual Seminar des IFAC Technical Committees on Optimal Control zu Data-driven Control and Optimization mit Partnern vom Imperial College London und der TU Ilmenau sowie eine Paneldiskussion zu Trends in der Lehre der modell-prädiktiven Regelung auf der 7th IFAC Conference on Nonlinear Model Predictive Control. Zudem wurde Dr.-Ing. Alexander Engelmann für seine Arbeiten zur Entwicklung verteilter Algorithmen zur nicht-konvexen Optimierung mit dem Rudolf Chaudoire Preis der TU Dortmund ausgezeichnet. Darüber hinaus hat die Gruppe ihre Ergebnisse durch rege Publikationstätigkeit (>20 peer-reviewed Beiträge) international kommuniziert.

Aufgrund des methoden-orientierten Charakters der Forschungsarbeiten entstehen vielfältige Anknüpfungspunkte für ie3-interne Kooperationen.

4.1 Netzdynamik und Stabilität

Umsetzung einer Echtzeitsimulation zur Untersuchung einer spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung zur Systemdienstleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz

Implementation of a real-time simulation to investigate a 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 Regelungskonzepte entwickelt, die durch Echtzeitsimulationen im Smart Grid Technology Lab des ie³ erprobt werden.

The successive shutdown of large-scale power plants will require approaches to provide ancillary services from distribution networks. For this purpose, control concepts were developed which are tested by real-time simulations in the Smart Grid Technology Lab of the ie³.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE „Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende“ (Phase 2) gefördert. FKZ: 03SFK1 V0-2.

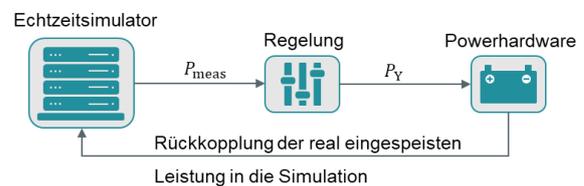
Die Stabilität und Engpassfreiheit des elektrischen Energieversorgungssystems wird heutzutage durch die betriebliche Flexibilität konventioneller Kraftwerke im Übertragungsnetz gewährleistet. Durch die stetige Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen (DEAs) im Verteilnetz und den Wegfall der heute systemrelevanten konventionellen Kraftwerke, 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.

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. Durch die Regelung könnte das Verteilnetz beispielsweise in systemkritischen Situationen zur Bewahrung der Systemstabilität verwendet werden.

Eine derartige spannungsebenenübergreifende Leistungsflussregelung ist am ie³ entwickelt worden und wurde anhand von verschiedenen Netzmodellen in MATLAB Simulink untersucht. Die entwickelte Regelung misst den Leistungsfluss an der Schnittstelle zwischen zwei Spannungsebenen P_{meas} und bestimmt durch einen Soll-Ist-Vergleich Stellgrößen P_Y , die an die DEAs in der unterspannungsseitigen Netzebene übertragen werden. Dadurch folgt der Leistungsfluss an der

Schnittstelle zwischen den Spannungsebenen einen vorgegebenen Sollwert der Leistungsflussregelung.

Um die Umsetzbarkeit der Regelung aufzuzeigen wird eine Echtzeitsimulation in Form einer Hardware-in-the-Loop Simulation im Smart Grid Technology Lab umgesetzt. Dabei werden die zur Verfügung stehende Powerhardware, wie Speicher und Wechselrichter, als Aktoren der Leistungsflussregelung eingesetzt. Die Regelung wird auf STM32-Mikrocontroller implementiert und über eine IKT-Anbindung mit dem Echtzeitsimulator verbunden. Auf diese Weise kann ein Simulationsumfeld aufgebaut werden, das mit dem Einsatz einer spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung in realen Verteilnetzen vergleichbar ist.



Übersicht des Laboraufbaus

Die Durchführung einer Hardware-in-the-Loop-Simulation im Labor soll zum einen die Machbarkeit des Konzeptes aufzeigen und zum anderen die theoretischen Lösungsansätze validieren. Zudem wird die Stabilität der Leistungsflussregelung unter Berücksichtigung realer Komponenten im Labor untersucht.

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

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.

Anfang 2021 wurde die erste Förderperiode des DFG Schwerpunktprogramms 1984 erfolgreich abgeschlossen. Als Ergebnis können 95 Publikationen, 4 Dissertationen sowie zahlreiche Bachelor- und Masterarbeiten der 15 beteiligten Universitäten vorgezeigt werden. Ein Teil dieser Publikationen wurde zudem bei einer Special Session des ETG-Kongresses 2019 vorgestellt sowie in einem Special Issue des Journals *at-Automatisierungstechnik* (Band 67 Heft 11) veröffentlicht. Zu diesem Erfolg führten insbesondere eine Vielzahl von gemeinsamen Workshops, Graduate Schools sowie Vorträge und Besuche international anerkannter Wissenschaftler*innen (mehr Informationen auf der Homepage www.spp1984.de).

Im Anschluss an die erste Phase befindet sich das DFG Schwerpunktprogramm nun in der zweiten Förderperiode in der 16 Universitäten und eine weitere Forschungseinrichtung mit insgesamt 15 Teilprojekten vertreten sind. Innerhalb dieses Konsortiums ist das ie³ wieder für die Koordination des gesamten Schwerpunktprogramms zuständig und ist mit zwei Teilprojekten an dem Vorhaben inhaltlich beteiligt.

Ziel der Koordination ist dabei zum einen die Organisation von digitalen und analogen Meetings sowie der Weiterentwicklung der Test- und Integrationsplattform, die auf dem Prototyp aus der ersten Phase beruht.

Eine Übersicht über Inhalt und Ziele der Teilprojekte wird im Folgenden gegeben.

Teilprojekt: Systemtheoretische Analyse der Spannungsstabilität in leistungselektronisch dominierten hybriden elektrischen Energiesystemen

In diesem Projekt werden die Auswirkungen vom Energiesystemwandel, insbesondere der massenhaften Einbringung leistungselektronischer Erzeuger und Lasten, auf die Kurz- und Langzeit-Dynamiken der Spannungsstabilität untersucht. Im Detail beruht dieser Wandel dabei maßgeblich auf der Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch die Installation von erneuerbaren Energie- sowie HGÜ-Anlagen, die nahezu ausschließlich über Leistungselektronik an das Netz angeschlossen sind. Dabei können diese Anlagen ein komplett anderes dynamisches Verhalten als konventionelle Synchronmaschinen aufweisen, da dieses maßgeblich durch die fast frei einstellbare Regelung der Umrichter bestimmt ist. Darüber hinaus weisen diese Anlagen eine deutliche geringere Überlastfähigkeit auf, wodurch ihr Fehlerstrom im Kurzschlussfall deutlich geringer ausfällt.

Daneben findet auch ein Wandel auf der Lastseite statt, da die überwiegende Anzahl neuer Lasten auch über Leistungselektronik mit dem Netz verbunden ist, wie LEDs, Schaltnetzteile oder elektrische Maschinen mit Frequenzumrichter. Allen leistungselektronischen Lasten ist dabei gemein, dass sie durch ihre Regelung eine deutlich verringerte spannungsabhängige Leistungsaufnahme besitzen. Diese Eigenschaft kann das Netz in Zei-

ten kritisch niedriger Spannungen besonders belasten, da nicht mit einer verringerten Leistungsaufnahme seitens der Lasten gerechnet werden kann.

Für eine möglichst genaue Modellierung und zur Erlangung eines besseren Verständnisses der Systemdynamiken wird das Energiesystem und die leistungselektronischen Komponenten als hybrides System modelliert, welches sich hier auf die Einbindung kontinuierlicher und diskreter Zustände bezieht. Dadurch kann insbesondere die schlagartige Änderung von Regelungsmodi (z.B. Fault-Ride-Through Aktivierung oder von netzfolgend zu netzfolgend) gezielter untersucht werden. Ziel des Projektes ist eine Übersicht potentieller Änderungen von Spannungsdynamiken sowie der Ableitung von Designkriterien zur Auslegung von leistungselektronischen Anlagen zur Unterstützung der Systemstabilität.

Teilprojekt: Neuartige Methode zur Bewertung der Resilienz smarter Energiesysteme

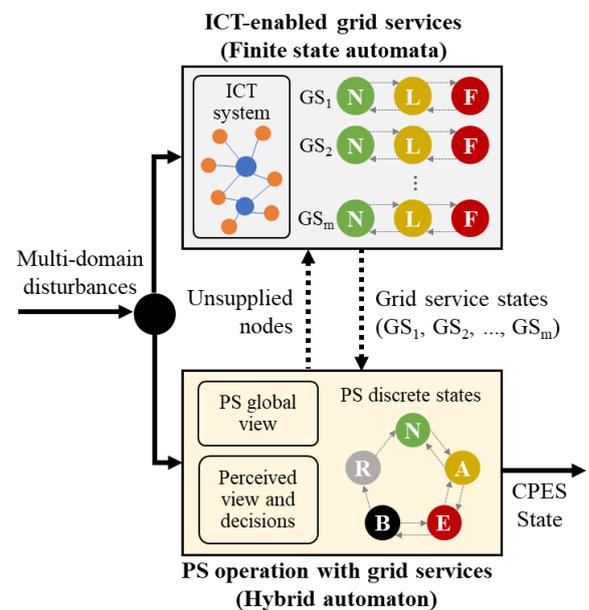
Die wachsende Verflechtung von Energiesystemen und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) führt zum sogenannten cyber-physikalischen Energiesystem (CPES) welches eine deutlich effizientere Netznutzung ermöglichen soll. Dies bedeutet jedoch gleichzeitig neu eingeführte Interdependenzen und Risiken für den stabilen Systembetrieb. Dieses Projekt zielt darauf ab, eine Methode zu entwickeln, um eben diese Interdependenzen genauer definieren und die daraus resultierenden neuen Anfälligkeiten analysieren und vermeiden zu können.

In der ersten Phase dieses Projekts wurden zunächst die relevanten Berührungspunkte zwischen Energie- und IKT-Systemen identifiziert, woraufhin ein geeignetes Abstraktionslevel zur Berücksichtigung von Fehlern in IKT-Systemen definiert wurde. Basierend darauf wurde ein Ansatz entwickelt, mit dem der („Stabilitäts“-) Zustand des CPES unter Berücksichtigung beider involvierter Domänen qualitativ beschrieben werden kann.

Ziel der aktuellen Projektphase ist es, diesen konzeptionellen Ansatz in ein formales Modell zu überführen, mit welchem der Einfluss externer Störungen im Energie- oder IKT-System auf die Stabilität des verflochtenen CPES quantifiziert werden kann. Dieses Modell soll zudem dazu verwendet werden, verschiedene System-Designs

hinsichtlich ihrer Robustheit und Resilienz vergleichbar zu machen.

Besagtes Modell basiert auf gekoppelten Automaten, wobei eine Reihe endlicher Automaten die IKT-gestützten Funktionen im Energiesystem abbilden und deren Verfügbarkeit zur Lösung von Störungen bestimmt. Zusätzlich werden mit Hilfe eines hybriden Automaten darauf aufbauend die Handlungsentscheidungen des Netzbetreibers modelliert. Dies geschieht unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der Netzbetreiber aufgrund von IKT-Fehlern (z.B. fehlende Messwerte) von einem von der Realität abweichenden Netzzustand ausgehen kann. Der hybride Automat kann dabei sowohl die diskreten als auch die zeitkontinuierlichen Zustände des Energiesystems berücksichtigen.



Das Modell ist im Stande für verschiedene CPES-Designs, also unterschiedlichen Konfigurationen von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern, Netzen und Abhilfemaßnahmen ausgehend von einer Reihe an externen Störungen die resultierenden CPES-Zustände abzuleiten. Dabei werden sowohl zwischen den Domänen kaskadierende Fehler als auch partieller Funktionsverlust der IKT-gestützten Funktionen im Energiesystem berücksichtigt.

Zum aktuellen Stand müssen die qualitativen CPES-Zustände noch in quantitative Robustheit- oder Resilienz-Metriken überführt werden, um einen zielführenden Vergleich von CPES-Designs zu ermöglichen.

Integration eines Multi-Agenten Systems zur Leistungsflussregelung in die Leitstelle

Integrating a multi-agent system for power flow control into the control center

Oliver Pohl

Maßnahmen zur Leistungsflussregelung (LFR) werden noch immer größtenteils vom Leitstellenbetreiber manuell aktiviert. Ein Multi-Agenten System (MAS) könnte das Potential solcher Maßnahmen potentiell besser für automatisierte kurative LFR ausnutzen. Dafür muss es jedoch in die Leitstellensoftware integriert werden, damit der Betreiber das Agentenverhalten vorhersehen und in die Systemanalyse einbeziehen kann. In den letzten Schritten des IDEAL-Projekts wurde daher ein LFR-MAS auf verteilter dedizierter Hardware implementiert und in einer Hardware-in-the-Loop (HIL)-Simulation zusammen mit einem Leitstellendemonstrator getestet. Die echtzeitfähige Implementierung des MAS wurde dann mit einem Prognosetool der Leitstelle verglichen.

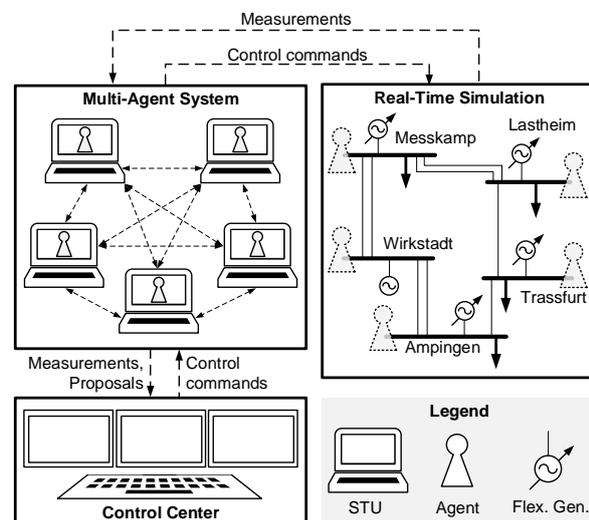
Power Flow Control (PFC) measures are still mostly manually activated by a control center operator. A Multi-Agent System (MAS) could potentially better leverage these measures for automated curative PFC – but it has to be integrated into control center software so an operator can anticipate agent behavior and include it in system analyses. Thus, in the final steps of the IDEAL-project, a PFC MAS implemented on dedicated distributed hardware was tested in a Hardware-in-the-Loop (HIL) simulation along with a control center demonstrator. The real-time-capable MAS implementation was compared to a prognosis tool implemented in the control center.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Zuge des Forschungsprojektes IDEAL (03ET7557A).

To operate a grid safely and reliably, system operators determine necessary PFC counter measures in case of impending congestions. Preventive measures are activated pre-contingency, and curative measures are pre-defined but only activated post-contingency. Switching from pre-defined curative measures to ad-hoc defined curative measures could make these measures more fitting to the actual post-contingency state of the grid. However, there is not much time post-contingency to run optimization algorithms, so fast and reliable automated systems have to be developed. When implemented safely within existing preventive operational concepts, such automated PFC systems could potentially help to free up network capacity. The necessary calculations could be distributed over multiple computing units to lower each of their computational efforts and improve robustness of the system.

Such a system has been developed over the course of several research projects at ie³ in the past years (DFG FOR1511, DFG RE 2930/11-1, ZEM, IDEAL). However, until now only software simulations have been carried out, where measurement availability was synchronized with agent calculations and other real-world factors such as communication delays were neglected. To bring the MAS one step closer to a field installation, the algorithm was adapted for real-time execution and implemented on dedicated distributed hardware,

which was then coupled to a real-time simulation (RTS) of an electrical sub-transmission grid. Additionally, a laboratory-scale control center was implemented in ie³'s Smart Grid Technology Lab to supervise the MAS operation. An overview of the laboratory setup is shown in the following figure:



Overview of the laboratory setup

The agents are implemented on so-called Smart Telecontrol Units (STUs) developed by PSI Software AG. Each STU receives simulated measurements of one bus via IEC 104 protocol from a RTS of a small 110 kV test grid running on an OPAL-RT OP5607. The agents can also send control signals to simulated flexible generators and loads

at their respective buses to perform flexibility re-dispatch. The STUs furthermore forward received measurements to the control center, as they would in a real world application. The control center uses these measurements to display system state and perform regular SCADA functions. Additionally, a tool is implemented within these functions to determine a prognosis of agent behavior for operator-defined scenarios.

To perform PFC, each agent uses measurements taken at its respective bus to update its internal grid model state. This updated state is then communicated to all other agents. If an agent detects a congestion in one of the lines it monitors, it sends out a call-for-proposals to the other agents, triggering them to calculate possible countermeasures with their respective flexibilities. The agents propose these measures back to the first agent who then selects the most appropriate combination of flexibility re-dispatch to be activated via a heuristic algorithm: going through all proposals sorted by their sensitivity towards the congestion, pairs of power increment and decrement are selected until the congestion is reduced to a pre-defined target value. The responsible agents are then ordered to activate their proposed measures. Once the congestion sinks below a pre-defined level, measures are deactivated again.

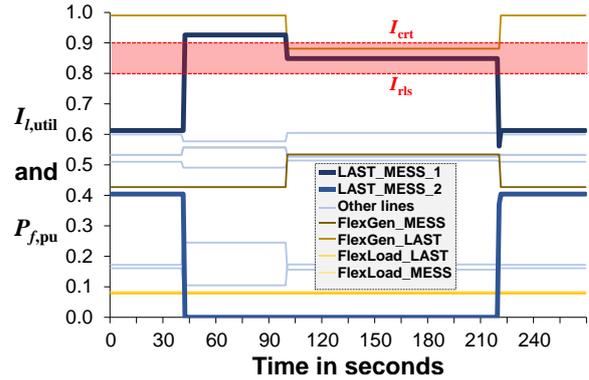
A scenario was applied to the grid model where the outage of line LAST_MESS_2 congests line LAST_MESS_1 at >90%, triggering the MAS to activate flexibilities. The scenario was applied first within the prognosis tool, which shows that while the outage would cause a congestion at 97%, the MAS could reduce this loading to 86%. The agents fall barely short of the targeted loading of 85% due to linearization errors in the agents' dc power flow calculations.

Name	n-0	n-1 before MAS	n-1 after MAS
Current limit violations:	I_l_limit [%]	I_l_limit [%]	I_l_limit [%]
LAST_MESS_2		96.51	85.81
LAST_MESS_1	64.00	96.51	85.81

Results of the MAS prognosis tool

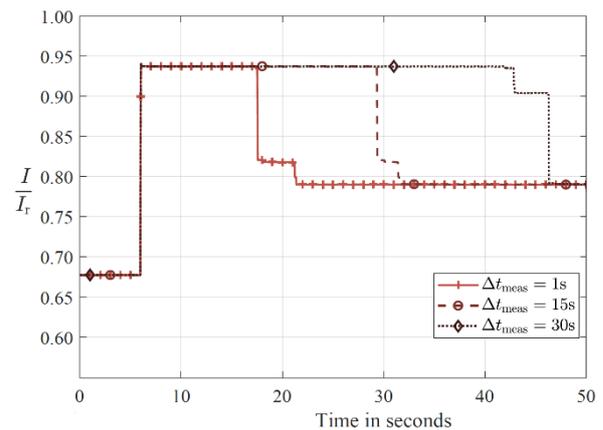
The scenario was then applied in the RTS. The resulting line loadings and power output by flexibilities are shown in the following figure. Apparently the prognosis was correct, as the MAS was able to reduce the line loading as expected. However, the time needed for the measures to take

effect is at approx. 60 s much longer than results from pure software simulations from prior research projects at 30 ms. This is mostly due to the measurement rate which was chosen with 60 s intervals. While disadvantageous for control speed, this ensures agents do not have more information than the human operator supervising them, as the control center also only updates its state estimation once per minute. This trade-off between MAS reaction time and predictability must be considered when using such a system in a real grid.



MAS uses flexible power

In additional tests, three Distributed Series Reactors (DSRs) were looped into the RTS via a Power-HIL interface. DSRs can inject additional reactance into a line for PFC. The agent algorithm was extended to use DSRs first and apply re-dispatch only for the remaining congestion, allowing a lower target line loading of 80%. The measurement sending rate was reduced down to 1 s, resulting in a lower MAS reaction time of 11 s:



MAS uses DSRs and flexible power at different measurement intervals

In future work, more precise flexibility models, or a field test with real flexible units could provide further insights into the MAS real-time capability.

Kurative Systemführungskonzepte 2030

Concepts for Curative System Operation in 2030

Charlotte Biele, Martin Lindner, Milijana Teodosic

Das Projekt InnoSys 2030 entwickelt neuartige Ansätze im Bereich der kurativ (n-1)-sicheren Netzbetriebsführung. Drei Jahre nach Projektbeginn werden die ausgearbeiteten Betriebsführungskonzepte aktuell simulativ evaluiert und mithilfe einer Leitwartenumgebung demonstriert.

The project InnoSys 2030 develops innovative concepts for curative (n-1)-secure system operation. Three years after its start, the outlined operation concepts are investigated by simulations and demonstrated in a control centre setup.

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

Das Projekt „InnoSys 2030“ untersucht innovative Ansätze zur Netzbetriebsführung mit dem Fokus auf kurative Engpassmanagement-Maßnahmen im Transportnetz. Diese werden erst nach dem Auftreten eines (n-1)-Ereignisses eingeleitet und bieten somit das Potenzial, den präventiven Maßnahmenereinsatz (bspw. Redispatch) zu reduzieren und für eine Höherauslastung bestehender Infrastruktur im Grundfall zu sorgen. Limitierend für kurative Maßnahmen sind insbesondere die thermischen Betriebsmittelreserven sowie Stabilitätsaspekte. Im Rahmen der Betriebsplanung wird mithilfe einer geschlossenen Optimierung nach einem kostenminimalen Optimum aus präventivem und kurativem Maßnahmenereinsatz unter Berücksichtigung netztechnischer und organisatorischer Nebenbedingungen gesucht.

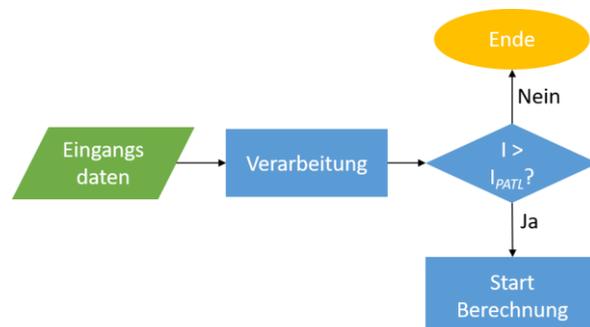
Die Untersuchungen in InnoSys 2030 gliedern sich in eine Konzept-, Simulations-, Bewertungs- und Demonstrationsphase. Alle Konzepte ordnen sich in den sogenannten InnoSys-Systemführungsprozess ein, der den bestehenden Betriebsplanungsprozessen der Übertragungsnetzbetreiber nachempfunden ist. Dieser erstreckt sich auf den Zeitraum von sieben Tagen vor Echtzeit bis zur kurativen Auflösung einer (n-1)-Situation. Ausgewählte Aspekte der Arbeit werden im Folgenden vorgestellt.

Kurative Ad-Hoc-Maßnahmen

Wie bereits beschrieben werden die kurativen Maßnahmen im Rahmen des InnoSys-Systemführungsprozesses schon im Rahmen der Betriebsführung bestimmt. Sie müssen also, nach Eintreten eines Fehlers, nur noch ausgelöst werden. In bestimmten Fällen kann es jedoch auch als sinnvoll erachtet werden, die kurativen Maßnahmen erst nach dem Eintreten des Fehlers zu bestimmen. So kann die Netzsituation nach dem Fehler von der in der Betriebsplanung angenommenen

Situation abweichen, sodass die bestimmten Maßnahmen den entstehenden Engpass nicht (optimal) beheben können. Eine andere Anwendungsmöglichkeit für Ad-Hoc-Maßnahmen ist als Fallback-Lösung beim Ausfall der berechneten kurativen Maßnahmen. Dies ist das Einsatzszenario für die simulative Untersuchung des Einsatzes von Ad-Hoc-Maßnahmen.

Kommt es zu einem Ausfall, so werden die im Vorhinein berechneten Maßnahmen ausgelöst. Klappt dies nicht, so kann die Bestimmung von Ad-Hoc-Maßnahmen gestartet werden. Die Bestimmung der Ad-Hoc-Maßnahmen erfolgt nach dem folgenden Schema:



Bestimmung der Ad-Hoc-Maßnahmen

Dabei werden zunächst verschiedene Eingangsdaten für die Bestimmung benötigt. Neben dem aktuellen Netzzustand sind dies auch die zur Verfügung stehenden Maßnahmen, sowie die Wetter- und Leitungsparameter. Diese werden zur Bestimmung des witterungsabhängigen Stromgrenzwertes I_{PATL} , sowie für die Bestimmung der thermischen Reserve benötigt. Die thermische Reserve gibt an, wie viel Zeit nach einem Fehler bleibt, bis es zur Überlastung der betrachteten Leitung kommt. Anschließend wird der aktuelle Strom auf der Leitung mit I_{PATL} verglichen. Ist die aktuelle Auslastung tatsächlich höher, so wird die Bestimmung der Ad-Hoc-Maßnahmen gestartet.

VideKIS – Integrierter virtueller Kraftwerksverbund aus dezentralen Kleinanlagen zur KI gestützten Erbringung von Systemdienstleistungen

VideKIS – Integrated virtual power plant of decentralized generation units for AI supported provision of ancillary services

Christoph Strunck, Diana Racines, Ulf Häger

Das Forschungsprojekt VideKIS zielt auf die Entwicklung und Bewertung eines virtuellen Kraftwerksverbunds, bestehend aus dezentralen Kleinanlagen, zur Erbringung von Systemdienstleistungen und einer optimalen Ressourcenausnutzung ab. Dies wird mithilfe innovativer Ansätze zur Gestaltung des koordinierenden Leitsystems umgesetzt.

The research project VideKIS aims at the development and evaluation of virtual power plants, consisting of small distributed generation units, for the provision of system services and an optimal resource utilization. This is implemented with the help of innovative approaches to the design of the coordinating control system.

Das Forschungsvorhaben VideKIS wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI6058C.

Um auch nach der Abschaltung konventioneller Kraftwerke und der damit einhergehenden Abnahme der Schwungmasse im Netz einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können, müssen dezentrale Erzeugungsanlagen einige systemrelevante Aufgaben übernehmen. Hierzu zählen insbesondere die Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung.

Dezentrale Erzeugungsanlagen, welche meistens über Umrichter ans Netz angeschlossen sind, sind dabei in der Lage Regelleistung wesentlich schneller zur Verfügung zu stellen als konventionelle Kraftwerke. Dies kann die abnehmende Schwungmasse zum Teil ausgleichen.

Ziel dieses Projekts ist die Integration verschiedener dezentraler Kleinanlagen in einem virtuellen Kraftwerksverbund zur Bereitstellung von Primärregelleistung. Dabei wird ein gesamtheitlicher Ansatz verfolgt. Gemeinsam mit Anlagenbetreibern und Herstellern von Regelungs- und Steuerungssystemen für z.B. Laufwasserkraftwerke, aber auch mit einem großen IT-Dienstleister soll das System entwickelt werden.

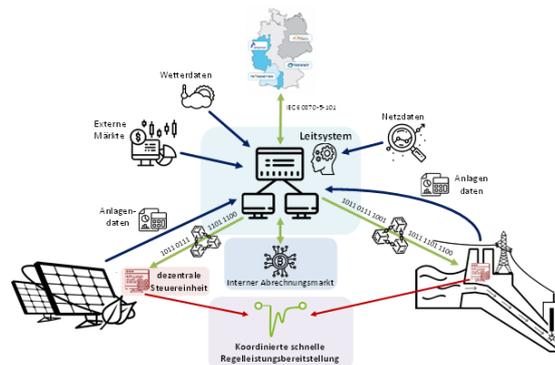
Dies beginnt mit der Entwicklung von universell einsetzbaren Reglern, welche an Pilotanlagen, aber auch im Smart Grid Technology Lab am ie^3 implementiert werden. Dabei werden nicht nur unterschiedliche Anlagentypen, sondern auch verschiedene Kommunikationsprotokolle berücksichtigt. Eine gesicherte Kommunikation muss dann auch zum Leitsystem umgesetzt werden. Dieses wird dann eine geeignete Parametrierung der Regler bestimmen und eine optimierte Portfoliozusammensetzung unter Berücksichtigung der

besten Ressourcenausnutzung gewährleisten. Das Leitsystem beinhaltet dabei eine geeignete Prognose von Einspeiseverhalten auf Basis von Wetterprognosen bzw. einem vorgegebenen Fahrplan. Weiterhin werden sekundäre Kraftwerksdaten, wie der optimale Betriebspunkt, die Verlustleistung, etc. betrachtet.

Zunächst wird diese Architektur in einem co-simulativen Ansatz untersucht um die Grenzen des Systems und die Auswirkungen auf die Systemstabilität bestimmen zu können. Darauf aufbauend werden Hardware in the loop Simulationen durchgeführt, bevor am Ende des Projekts ein Feldversuch abschließend die Eignung der entwickelten Systeme untersucht.

Ein weiteres Ziel dieses Projekts ist die Identifikation von zukünftigen Regelleistungsmärkten. Somit wird beispielsweise abgeschätzt, ob eine weitere zeitliche Aufteilung der Regelleistung sinnvoll ist.

Das Projekt hat am 01.09.2021 begonnen und die Projektlaufzeit beträgt drei Jahre.



Übersicht des Kraftwerkverbunds

Hierarchische Regelung für die Bereitstellung von Leistungsreserven und schnelles Frequenzverhalten von PV-Kraftwerken

Hierarchical Control for the Provision of Power Reserves and Fast Frequency Response of PV Power Plants

Diana Racines

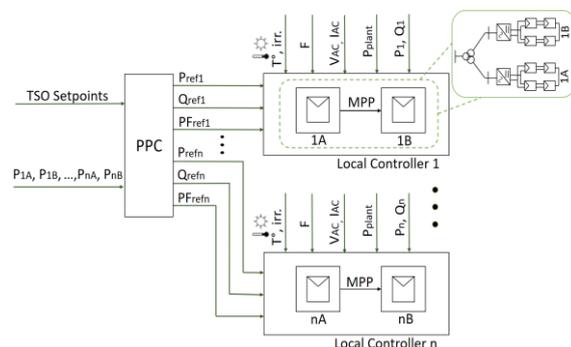
Da die zunehmende Durchdringung der Umrichter basierte Erzeugung zu neuen Arten von Systemstabilitätsproblemen führt, wird die Bereitstellung von Hilfsdiensten für das System erforderlich, zu denen auch die Frequenzgang gehört. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Regelungsstrategien entwickelt, die jedoch in der Regel die Natur der Primärquelle nicht im Detail berücksichtigen. In diesem Zusammenhang werden ein Photovoltaik-Kraftwerk und seine Steuerung so modelliert, dass Leistungsreserven und ein schneller Frequenzgang sowohl unter gleichmäßigen als auch unter ungleichmäßigen Einstrahlungsbedingungen gewährleistet sind.

As the increasing penetration of converter-interfaced generation leads to new types of system stability problems, it becomes necessary their provision of ancillary services to the system, among which the frequency response is found. To this purpose, different control strategies have been developed, but they usually do not take into account in much detail the nature of the primary source. In this context, a photovoltaic power plant and its controls are modelled such that power reserves and fast frequency response are guaranteed both under uniform and non-uniform irradiance conditions.

With the displacement of synchronous generators in a power system by converter-interfaced generators, faster frequency excursions are expected and the probability of instability occurring earlier increases. Therefore, the need arises to design and implement controllers able to provide a fast and stable response to high Rates of Change of Frequency (RoCoF). A way to provide frequency support with PV Plants (PVPPs) is to operate them below their maximum power capability, meaning that no additional storage systems are required. However, to evaluate the Maximum Power Point (MPP) while operating the plant in a curtailed mode is not a trivial task, furthermore considering the varying nature of solar generation. To this end, a method to estimate the maximum available power by using dedicated reference inverters was developed, which does not require additional sensors and is applicable regardless of the inverter or the type of PV module.

A PVPP with central inverter topology is considered. The overall structure of its control system is shown in the figure below. It is noticed that the PVPP has a Power Plant Controller (PPC) and several local controllers, depending on the number of arrays. Each local controller is in charge of two arrays, namely nA und nB , one of which always operate at the MPP and sends this reference to the other array, which then operates in de-loaded mode. The PPC receives the setpoints from the Transmission System Operator (TSO) and provides the appropriate active power, reactive power and power factor reference values to

the local controllers. Then, the array inverters perform their own control to follow these orders.



PVPP control overall structure

Three active power operation modes are considered: active power reference, de-load percentage and active power reserve. In this sense, the PVPP can either provide a specified value of active power, have a power reserve equal to a specified percentage of the maximum power or maintain a specified amount of power reserve. Each local controller contributes to the set-point proportionally to its maximum power capabilities, meaning different irradiance conditions across the PVPP are supported. When the system frequency falls outside the dead-band, the PVPP responds providing active power from the reserves or curtailing active power, according to the necessities. As currently the PV inverter is considered to operate in grid-following mode, further research aims to extend fast frequency response techniques to grid-forming mode.

Ein Verfahren zur adaptiven Identifikation von Mittelspannungsteilnetzen auf Grundlage des maschinellen Lernens

A Strategy for Adaptive Identification of Medium Voltage Subgrids Based on Machine Learning

Frederik Puhe

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wird ein neuartiges Verfahren zur adaptiven Identifikation von Mittelspannungsteilnetzen vorgeschlagen. Unter dem Begriff Teilnetz wird eine vom Verbundsystem getrennte und weiterhin unter Spannung stehende Sammlung von elektrischen Betriebsmitteln verstanden. Ursachen können u.a. Schutzauslösung oder manuelle Schalthandlungen sein. Anders als konventionelle passive Identifikationsverfahren, welche auf den Vergleich von Systemgrößen mit einem definierten Grenzwert basieren, werden im Rahmen dieser Arbeit ausgewählte Modelle des maschinellen Lernens zur Klassifizierung von Teilnetzen eingesetzt.

This research proposes a novel strategy for adaptive identification of medium voltage subgrids. The term subgrid describes a collection of electrical equipment, which is physically isolated from the interconnected grid and continues to operate after disconnection from the high voltage grid. Possible triggers are a protection trip or a manual switching operation during maintenance work. In contrast to conventional passive identification methods, which are based on the comparison of system variables with a defined threshold value, selected machine learning models are used for the classification of subgrids.

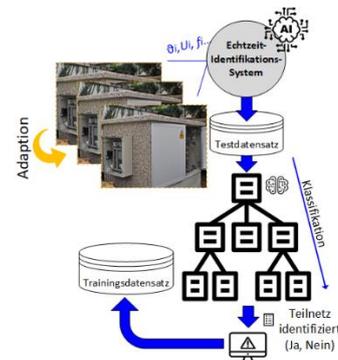
Neben der ansteigenden Komplexität der Versorgungsaufgabe, u.a. aufgrund höherer Belastungen einzelner Betriebsmittel oder der Integration neuer Systemdienstleistungen zur Netzstützung, tritt bei einer dezentralen Energieversorgungsstruktur in Mittelspannungsnetzen ein relevantes Phänomen auf - Die sogenannte Teilnetzbildung.

Eine wesentliche Voraussetzung für das Entstehen von Teilnetzen ist eine ausgeglichene Leistungsbilanz zwischen Teil- und Verbundnetz zum Zeitpunkt der Trennung. Ist diese Voraussetzung erfüllt, besteht das Risiko, dass aufgrund der daraus resultierenden geringen Ausgleichsströme die Grenzwerte der im Teilnetz vorhandenen Entkopplungsschutzeinrichtungen nicht überschritten werden. Folglich speisen die im Teilnetz vorhandenen Erzeugungsanlagen (EZA) weiterhin ein und stützen das Gesamtsystem. Aufgrund der weiterhin anliegenden Spannung mit niedriger Spannungsqualität, resultieren Risiken für Mensch und Betriebsmittel.

Aufgrund der Vielzahl fluktuierender EZA wird bereits heute durch die technische Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4105 eine Integration von Teilnetzerkennungssystemen in Niederspannungsnetzen gefordert. In Mittelspannungsnetzen (MS-Netzen) existieren für solche Teilnetzerkennungssysteme bislang keine Vorgaben, weil angenommen wurde, dass aufgrund der großen Differenz zwischen den elektrischen Lasten ein lokales Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch technisch ausgeschlossen werden könne. Reale

Fälle zeigen jedoch die Relevanz einer Teilnetzerkennung für MS-Netze.

Die Abbildung zeigt den Aufbau des neuartigen Teilnetzidentifikationsverfahrens. Merkmale zur Klassifikation von Teilnetzen sind der Phasenwinkel von Strom und Spannung sowie die Beträge von Frequenz und Spannung. Diese werden durch in Ortsnetzstationen integrierte (Phasen-) Messeinrichtungen ermittelt, an eine zentrale virtuelle Maschine (VI) weitergeleitet und verarbeitet. Auf der VI wird der Algorithmus zur Klassifikation von Mittelspannungsteilnetzen ausgeführt. Die Auswahl der Modelle basiert auf definierten Anforderungen. So kommt u.a. ein Random-Forest-Klassifikator zum Einsatz, welcher durch dynamische RMS-Simulationen in verschiedenen Mittelspannungsabgängen antrainiert wird. Messwerte klassifizierter Teilnetzbildungen werden für den nachgelagerten Trainingsprozess verwendet.



Aufbau des Teilnetzidentifikationsverfahrens für Mittelspannungsnetze

4.2 Energiesystemdesign und Übertragungsnetze

Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES

European Market and Transmission Grid Simulation Framework MILES

J. Peper, B. Matthes, D. Kröger, N. Offermann, M. Teodosic, D. Schmid und A. Mindrup

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 detaillierte Untersuchungen des zukünftigen Energiesystems und dessen Designs.

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.

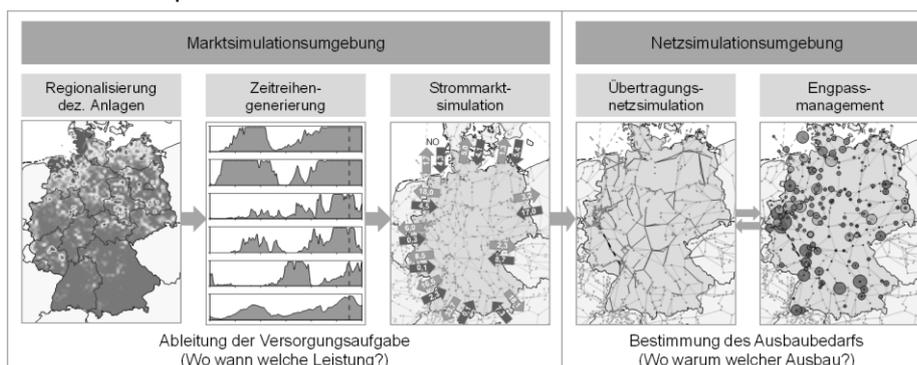
Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte und –netze ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die strategische Netzentwicklung analysieren zu können, wird die am ie³ eingesetzte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES kontinuierlich weiterentwickelt.

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 Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen 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 in den Modulen der **Netzsimulation** 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 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) oder Phasenschiebertransformatoren (PST).

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).



Struktur von MILES

Im Rahmen der Netz- und Engpassmanagement-simulationen können innovative Ansätze wie beispielsweise ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (FLM) berücksichtigt werden. Hierbei wird eine mögliche erhöhte Stromtragfähigkeit einzelner Leitungen aufgrund günstiger klimatischer Bedingungen, wie beispielsweise kühlerem Wind oder einer niedrigen Umgebungstemperatur, berücksichtigt. Zusammen mit dem Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel wie HGÜ oder PST kann hierdurch eine Reduktion der Auslastung des Transportnetzes erzielt werden, was geringere Kosten für den konventionellen Redispatch (RD) und eine gesteigerte Integration des Stroms aus EE erwarten lässt.

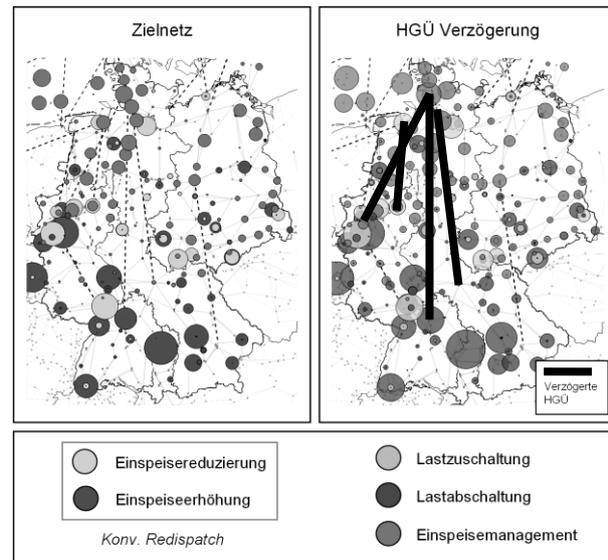
Zur Analyse des Einflusses genannter Konzepte wurden mit MILES verschiedene Simulationen durchgeführt, wobei der jeweilige Einfluss auf RD- und Einspeisemanagement-Volumina (EinsMan) quantifiziert wurde. Die Simulationen wurden für das Szenario B2030 des Netzentwicklungsplans v19 durchgeführt, wobei das EU Ausland gemäß TYNDP 2018 Sustainable Transition modelliert wurde. Als Wetterjahr wurde das Jahr 2012 gewählt.

Der jeweilige Einfluss von FLM und PST auf den RD ist in untenstehender Abbildung dargestellt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass insbesondere die Berücksichtigung eines FLM zu einer deutlichen Reduktion der RD- und EinsMan-Volumina (60% bis 70% bezogen auf eine Vergleichsrechnung ohne WAFB) führen kann.

Die Berücksichtigung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel in der Engpassmanagement-Simulation zur Entlastung des Übertragungsnetzes

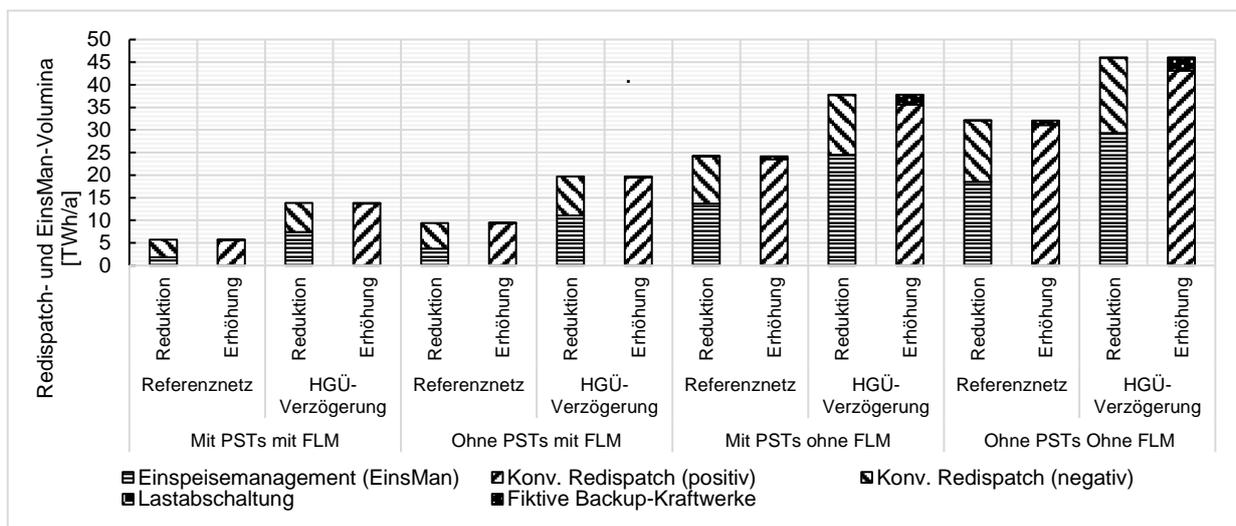
geht in den durchgeführten Simulationen ebenfalls mit einer Reduktion der Redispatch- und EinsMan-Volumina einher, fallen dabei mit lediglich 20% bis 25% (bezogen auf eine Vergleichsrechnung ohne PST) jedoch deutlich geringer aus.

Zusätzlich wurde für das selbe Szenario der Einfluss ausgewählter HGÜ-Leitungen auf den RD und das EinsMan untersucht. Hierzu wurde der verzögerte Ausbau in untenstehender Abbildung schwarz markierter HGÜ-Leitungen unterstellt.



Auswirkungen der HGÜ Verzögerung

Wie aus obenstehender Abbildung ersichtlich, nehmen die RD- und EinsMan-Volumina in Folge eines verzögerten Ausbaus deutlich zu. Im gewählten Szenario lässt sich eine Erhöhung um ca. 45% (von 31 TWh/a auf 46 TWh/a) beobachten, was die Vorteilhaftigkeit eines schnellstmöglichen Ausbaus von HGÜ-Leitungen unterstreicht.



Einfluss verschiedener Konzepte auf RD- und EinsMan-Volumina

FlexPlan – Entwicklung und Anwendung eines innovativen Netzplanungswerkzeuges

FlexPlan – Development and application of an innovative grid planning tool

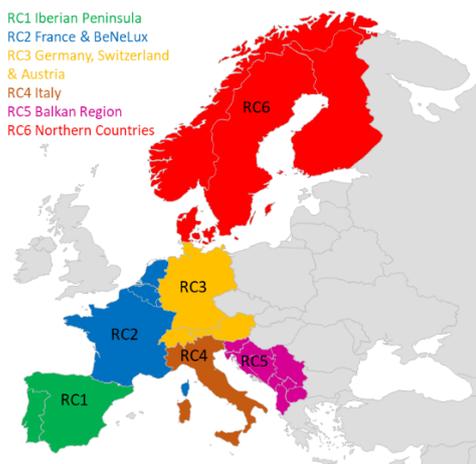
Jawana Gabrielski und Dennis Schmid

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. Das europäische Projekt FlexPlan entwickelt ein innovatives Netzplanungswerkzeug, welches Unsicherheiten und Flexibilitäten berücksichtigt. Das Tool wird in sechs regionalen Fallstudien, die große Teile Europas abdecken, validiert.

The continuous expansion of intermittent 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. The European project FlexPlan creates an innovative grid planning tool, considering uncertainties and flexibilities. The tool is validated through six regional cases covering large parts of Europe.

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

Im Projekt FlexPlan wird ein Werkzeug für die Planung der Übertragungs- und Verteilnetzebene entwickelt. Die zu entwickelnde Software kann im Netzplanungsprozess genutzt werden, um investitionskostenminimale Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren. Dabei wird die Flexibilität, beispielsweise von Speichern, in den Netzplanungsprozess integriert, um Investitionskosten zu reduzieren. Nach Abschluss der Entwicklungsarbeiten wird die Netzausbaumethode in sechs europäischen regionalen Fallstudien (siehe Abbildung) überprüft und angewendet.



Regionale Fallstudien des Projektes (RC)

Nachdem das ie³ die Arbeiten zur Szenariogenerierung abgeschlossen hat, liegt der Fokus aktuell auf der Aufbereitung der notwendigen Daten zur Anwendung des Netzausbautools im zentraleuropäischen Untersuchungsfall sowie in der Schnittstellenarbeit.

Das ie³ wendet das zu entwickelnde Planungswerkzeug zur Validierung für die Transport- und Verteilnetze in Deutschland, Österreich und der Schweiz (RC3) an. Die zu untersuchenden Spannungsebenen umfassen daher neben der Höchstspannung auch die Hoch- und Mittelspannung. Zur Generierung der notwendigen Hochspannungsnetze wurde eine Methode weiterentwickelt, die auf Basis von OpenStreetMap-Daten eine Netztopologie erzeugt. Als besondere Herausforderung stellt sich die Bestimmung der Schaltzustände heraus, da diese in Netzgruppen betrieben werden und diese Information aus den öffentlichen Daten nicht hervorgeht. Die Mittelspannungsnetze werden anhand von Gemeindedaten und Regionalisierungsergebnissen durch einen Projektpartner für alle Untersuchungsfälle erzeugt und zur Verfügung gestellt.

Um erste, exemplarische Untersuchungen des Optimal-Power-Flow Moduls durchzuführen, wurde am ie³ eine Toolchain zur Erstellung der notwendigen JSON-Dateien für die Nutzung des Planungswerkzeuges erstellt. Vereinfacht wird die Erstellung der JSON-Dateien durch Nutzung der OpenAPI Spezifikation. Das Planungswerkzeug wird auf Basis der erlangten Erkenntnisse hinsichtlich der Skalierbarkeit stetig verbessert.

Im nächsten Jahr werden die exemplarischen Untersuchungen um zusätzliche Szenarien erweitert und in der Folge für die Ausbaubedarfsbestimmung herangezogen.

Modellierung des Wärmesektors in einer europäischen Kraftwerkseinsatzoptimierung

Modelling of the Heating Sector in a Pan-European Unit Commitment Program

David Kröger

Die Strom-Wärme Sektorenkopplung wird im Bereich der privaten Haushalte und der übrigen nichtindustriellen Verbraucher einerseits durch Gebäudewärmepumpen und Direktheizungen sowie andererseits durch die in Wärmenetzen installierten Umwandlungsanlagen realisiert. Zur Abbildung der Auswirkungen beider Einflussfaktoren auf das europäische Strommarktgeschehen wurden neuartige Methoden und Modelle entwickelt.

The coupling between the electricity and the heating sector is realized in the domain of private households and other non-industrial consumers on the one hand by building heat pumps and direct heating systems and on the other hand by the conversion units installed in heating networks. Novel methods and models have been developed to map the effects of both factors on the Pan-European electricity market.

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 Strom-Wärme Sektorenkopplung kann unter anderem durch die Schnittstellentechnologien Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Power-to-Heat (PtH) inkl. (Groß-)Wärmepumpen realisiert werden. Im Bereich der privaten Haushalte und der übrigen nichtindustriellen Verbraucher sind die Haupttreiber der Sektorenkopplung einerseits die individuelle Gebäudeversorgung über Wärmepumpen und Direktheizungen und andererseits die in Wärmenetzen installierten Umwandlungsanlagen. Im Rahmen des Projektes *Nachhaltige Energiesysteme im Quartier (NEQ)* wurde die europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES dahingehend weiterentwickelt, beide Einflussfaktoren adäquat abzubilden.

Zur Modellierung der Wärmenetze wurden zuerst relevante Standorte europäischer Wärmenetze recherchiert und der jährliche Wärmebedarf hergeleitet sowie zeitlich aufgelöst. Die Abbildung des Einsatzes von KWK- und PtH-Anlagen sowie Wärmespeichern in den Wärmenetzen wurde mittels zusätzlicher Nebenbedingungen in der Problemformulierung der Kraftwerkseinsatzoptimierung realisiert. Für jedes explizit betrachtete Wärmenetz wird eine zusätzliche Nebenbedingung der Wärmelastdeckung formuliert, die sicherstellt, dass der vorher bestimmte zeitlich aufgelöste Wärmebedarf in Summe durch alle angeschlossenen Umwandlungsanlagen und Speicher gedeckt wird. Die Modellierung der KWK-Anlagen erfolgt differenziert nach Gegendruck- und Entnahme-Kondensationsanlagen, deren Betriebsbereiche mittels der Anlagenparameter Stromkennzahl und Stromverlustkennziffer beschränkt

werden. Für PtH-Anlagen werden standort- und witterungsabhängige Zeitreihen der Leistungszahl berücksichtigt. Ergebnisse der integrierten Modellierung der Wärmenetze umfassen neben dem Anlageneinsatz der Schnittstellentechnologien und Wärmespeicher auch die Kosten für die Wärmebereitstellung je Wärmenetz.

Die Modellierung der individuellen Gebäudeversorgung erfolgt in Abhängigkeit des Anteils marktgetriebener strombasierter Wärmeertechnologien entweder als Bestandteil der unflexiblen elektrischen Last oder integriert im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung. Dazu wird ein regional aufgelöstes Modell des deutschen Gebäudebestandes mittels RC-Ersatzschaltbildern nachgebildet und anschließend auf idealtypische Gebäudetypen aggregiert. Der Einsatz nichtflexibler PtH-Anlagen folgt unmittelbar dem Wärmebedarf des entsprechenden Gebäudetyps. Die Flexibilität aus PtH-Anlagen in der Gebäudeversorgung kann entweder durch die Ausnutzung der thermischen Speicherfähigkeit der Bausubstanz oder durch die Integration zusätzlicher dezentraler Wärmespeicher ermöglicht werden. Die Modellierung erfolgt mithilfe der thermischen Zustandsgleichungen der Gebäudetypen und durch Vorgabe eines einzuhaltenden Temperaturbandes als zusätzliche Nebenbedingungen in der Kraftwerkseinsatzoptimierung

Zukünftige Weiterentwicklungen umfassen die Modellierung von Niedertemperaturwärmenetzen (Wärmenetze 5.0), in denen Verbraucher dem Netz mittels dezentraler Wärmepumpen Energie für Wärmezwecke entnehmen oder Energie aus Kühlzwecken zuführen.

MAPSEN – Analyse der Auswirkungen von dezentralen Prosumer- und Speicher-geschäftsmodellen auf Stromerzeugung und -verbrauch sowie die Netzbelastung

MAPSEN – Analysis of the effects of decentralised prosumer and storage business models on power generation and demand as well as grid utilisation

Nils Offermann

Aufgrund einer zunehmenden Dargebotsabhängigkeit der elektrischen Energieerzeugung kommt Energiespeichern im Hinblick auf den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage zukünftig eine zentrale Rolle zu. Private und institutionelle Akteure entwickeln sich vor diesem Hintergrund zu sogenannten Prosumern, indem sie selbst Strom erzeugen und diesen zur Deckung ihres eigenen Bedarfs nutzen. Im Projekt MAPSEN sollen daher die Auswirkungen dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auf die Belastung und Planung des Übertragungsnetzes analysiert werden.

Due to the increasing dependence of the electrical energy supply on intermittent renewable energy sources, energy storage systems will play a central role in terms of balancing supply and demand in the future. In this context, private and institutional players are developing into so-called prosumers by generating electricity themselves and using it to cover their demand. The MAPSEN project will therefore analyze the effects of decentralized generation and consumption technologies on the load and planning of the transmission network.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Kennzeichen 03EI1014B gefördert.

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung kann die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen einen signifikanten Beitrag leisten. Dabei können Prosumer einerseits als Verbraucher und andererseits auch als Erzeuger und Anbieter von Strom und Flexibilität aktiv in die Energiewende eingebunden werden. In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und dem Energieversorgungsunternehmen EnBW wird im Projekt MAPSEN untersucht, welchen Einfluss verschiedene Prosumer-Lösungen auf das deutsche Energiesystem haben. Zur Analyse der Belastung von Verteil- und Übertragungsnetz werden die Modelle der Verbundpartner weiterentwickelt und miteinander gekoppelt.

Neben der Definition der Modellschnittstellen fand im vergangenen Jahr insbesondere die Identifikation sogenannter Prosumer-Kundenwelten statt. Kundenwelten charakterisieren das künftige Kundenverhalten zunächst qualitativ. Aufbauend auf den Kundenwelten wurden anschließend unter Berücksichtigung des aktuellen zugrundeliegenden regulatorischen Rahmens und der technischen Parameter der dezentralen Anlagen Geschäftsmodelle entwickelt. Auf Grundlage der erarbeiteten Geschäftsmodelle wurden für zwei Stützjahre (2030 und 2050) jeweils drei divergente Szenarien mit unterschiedlichen Ausprä-

gungen im Hinblick auf lokale Erzeugung, Speicher(-kapazität) sowie den Grad der Flexibilitätsnutzung abgeleitet.

Zur Erweiterung der europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES um die zuvor definierten Prosumer-Geschäftsmodelle privater Haushalte wird derzeit in einem ersten Schritt ein bestehendes Modell zur Simulation von elektrischen Lastprofilen auf Haushaltsebene weiterentwickelt. Das Modell basiert auf einem Markow-Ketten-Ansatz und nutzt statistische Daten, um den Einsatz der technischen Geräte eines Haushaltes in viertelstündlicher Auflösung zu simulieren. Dabei ist die Ausstattung eines Gebäudes abhängig von der Struktur des betrachteten Haushalts. Das Geräteverhalten variiert in Abhängigkeit der Jahres- und Tageszeit.

Im kommenden Jahr sollen zunächst Szenarien zur potentiellen Marktdurchdringung und regionalen Verteilung der Prosumer-Kundenwelten entwickelt werden. Auf Grundlage der synthetischen Haushalts-Lastprofile kann dann das Verhalten der einzelnen Prosumer detailliert modelliert werden. Auf diese Weise sollen in einem letzten Schritt die Auswirkungen ausgewählter Prosumer-Kundenwelten einerseits auf das Energiesystem mit dem Fokus auf Erzeugungsanlagen und andererseits auf das Netz untersucht werden.

KonVeEn - Integration realer Verkehrsdaten zur Simulation steuerbarer Ladevorgänge batterieelektrischer Fahrzeuge im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung

Integration of real traffic data for the simulation of controllable charging processes of battery-electric vehicles in the context of energy system analysis

Jan Peper

Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors lässt erhebliche Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem erwarten, was eine detaillierte Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen in Energiesystemmodellen erfordert. Vor diesem Hintergrund wurden auf realen Verkehrsdaten basierende Bewegungsprofile erstellt, welche sowohl die räumliche und zeitliche Verteilung des Energiebedarfes als auch die zugehörigen Standzeiten abbilden.

The increasing electrification of the transport sector is expected to have a significant impact on the power supply system, which requires a detailed consideration of electric vehicles in energy system models. In this context, motion profiles based on real traffic data were created, which represent both the spatial and temporal distribution of energy demand as well as the associated parking periods.

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

Zur Generierung möglichst realitätsnaher Bewegungsprofile batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) wurden verschiedene Datenquellen ausgewertet und miteinander verknüpft. Im ersten Schritt wurde der dem elektrifizierten motorisierten Individualverkehr zuzurechnende Energiebedarf räumlich und zeitlich aufgelöst modelliert.

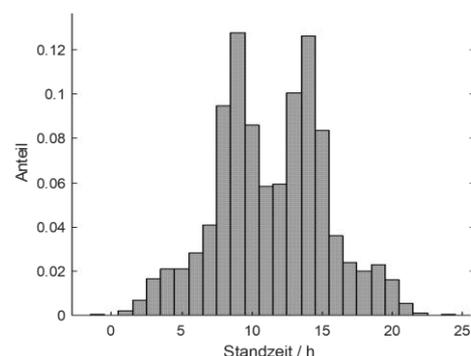
Integraler Bestandteil des Modells zur Bestimmung optimierter Ladevorgänge ist darüber hinaus die Nutzung des während der Standzeiten bestehenden Flexibilitätspotentials der BEV. In Abstimmung mit verschiedenen Praxis- und Projektpartnern wurde hierbei angenommen, dass flexibles Laden überwiegend zuhause und auf der Arbeit ermöglicht werden kann, während an anderen Standorten von einem höheren Schnellladebedarf auszugehen ist, welcher keine Flexibilität zur Lastverschiebung bietet.

Zur Berücksichtigung dieser Zusammenhänge wurden die vorliegenden umfragebasierten Verkehrsdaten dahingehend ausgewertet, dass sich Rückschlüsse auf die Ankunft- und Abfahrtszeiten an genannten Standorten ziehen lassen. Zentrale Herausforderung hierbei war, dass Verkehrsdaten in der Logistik üblicherweise lediglich die Zeiträume erfassen, in welchem die Fahrzeuge in Bewegung sind, wohingegen zum flexiblen Laden die Standzeiten zwischen den Fahrten von zentraler Bedeutung sind. Die Bestimmung dieser Zeiträume wird insbesondere dadurch, dass Einzelfahrten nicht über Tagesgrenzen erfasst werden, deutlich erschwert. So ist es beispielsweise auf Basis der Daten nicht direkt möglich, einem

Fahrzeug, welches abends zuhause ankommt, eine Abfahrtszeit am nächsten Tag zuzuordnen.

Um dennoch geeignete Bewegungsprofile abbilden zu können, wurden verschiedenen Typen von Fahrzeugnutzern definiert, wobei jeweils die Ankunft- und Abfahrtszeiten an den Standorten *zu Hause* und *Arbeit* zufällig, aber basierend auf den in zugrunde gelegten Umfragen erfassten Zeiten, kombiniert werden. Hierbei werden Einzelfahrten derart kombiniert, dass sich für jede betrachtete Verkehrszelle der vorgegebene Energiebedarf ergibt. Die Generierung der Profile erfolgt zudem unter Berücksichtigung der verschiedenen Wochentage, sodass das veränderte Mobilitätsverhalten an Wochenenden abgebildet ist.

Beispielsweise ergibt sich für berufstätige Fahrer die in untenstehender Abbildung dargestellte Verteilung von Standzeiten. Es ist ersichtlich, dass insbesondere Standzeiten von ca. 9 Stunden und ca. 14 Stunden verstärkt auftreten, welche jeweils dem Aufenthalt auf der Arbeit bzw. zuhause zuzuordnen sind.



Standzeiten Fahrt-Typ "berufstätig"

Datengesteuerter intelligenter EV-Ladebetrieb unter Berücksichtigung der Nachfrageprognose

Data-driven Intelligent EV Charging Operating Considering the Charging Demand Forecasting

Jiayan Liu

Eine koordinierte Ladeplanung mit Vorhersagen kann die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Ladestationen verbessern und die erforderliche Anzahl von Ladeeinrichtungen reduzieren. Um dieses Problem anzugehen, wird in diesem Promotionsvorhaben ein datengesteuerter intelligenter Algorithmus für die Planung von EV-Ladestationen vorgeschlagen, der die Planung in Abhängigkeit vom Strompreis zur Nutzungszeit, der verfügbaren Ladeeinrichtungen und dem detaillierten Verhalten der Ladesäule berücksichtigt.

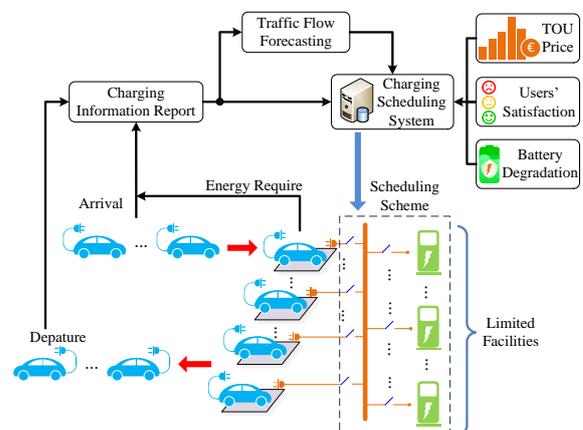
Coordinated charging scheduling with forecasting can improve the operating economics of charging stations and reduce the required amount of charging facilities. To tackle this issue, a data-driven intelligent EV charging scheduling algorithm is proposed in this paper, by scheduling in response to the time-of-use (TOU) electricity price, the limitation of charging facilities and the detailed charger operating process.

With the increasing demand for energy conservation and emission reduction, replacing internal combustion engine vehicles with electric vehicles (EVs) is a mainstream solution to cut down transportation sector's massive greenhouse gas emissions. In recent years, parking lots with fast and slow chargers have attracted large investment. However, one general problem is that improper coordinated management and under-utilization of chargers lead to disappointing profitability of charging stations. In addition, due to the high charging power, the scale of a constructed charging station is restricted by the power grid structure.

Scheduling charging power is an aspect of charging station operation that can improve charging resources utilization and users' satisfaction. In the time dimension, charging scheduling is used to allocate the corresponding power to an EV staying at the charging station at different times. Therefore, in the process of designing a power scheduling scheme, the problem of inefficiency scheduling caused by uncertain future traffic flow has to be considered.

Therefore, a data-driven intelligent EV charging scheduling method is proposed to guarantee different EV users' charging requirements and improve the charging station's profitability. First, an EV charging demand forecasting method based on neural network algorithm is proposed. For considering the special needs of limited charging facilities, the forecasting process predicts both of the number of subsequent EVs and their respective energy requirements, which is called imaginary EV information. The established imaginary

information contains the specific charging demand information of each predicted EV and can be used to guide the scheduling optimization process. Then, the charging scheduling model considering the limited charging facilities is designed. The optimization model contains both real and imaginary EV, and comprehensively minimizes charging cost, battery degradation and charging completion rate. After that, the corresponding solving technique based on a heuristic algorithm is introduced. The results show how to flexibly use the limited chargers to connect the appropriate EVs and provide corresponding charging power according to EVs' dwell time. Finally, a real-time charging scheduling system operation process is introduced. The forecasting results of subsequent EVs and the charging scheduling scheme for current EVs will be updated at each time slot, and the current traffic information will be adopted in training to improve the prediction accuracy.



Model of the data-based intelligent charging scheduling system

GreenVEgaS – Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung

GreenVEgaS – Overall System Analysis of Sector Coupling

Dennis Schmid, Milijana Teodosic, Anna Mindrup

Um die nationalen Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen, wird zukünftig ein hoher Anteil dezentraler dargebotsabhängiger Erzeuger und neuartiger Verbraucher im Energiesystem erwartet. Dieser fortwährende Trend wird langfristig auch ein wesentlicher Treiber für zunehmende Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sein. Daher wird im Forschungsprojekt GreenVEgaS gemeinsam mit Projektpartnern eine Werkzeugkette entwickelt, die die ganzheitliche Systemanalyse ermöglicht.

In order to achieve the national climate protection targets by 2050, a high proportion of decentralised, intermittent generation and new types of loads are expected in the system in the future. In the long term, this ongoing trend will also be a major driver of an increasing interaction between the electricity, heating and transport sectors. In the GreenVEgaS research project, a tool chain is therefore being developed together with the project partners to enable holistic system analysis.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWi (FKZ: 03EI1009A)

Das GreenVEgaS-Konsortium setzt sich aus universitären und außeruniversitären Forschungsinstituten aus den Bereichen der Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie der Energiewirtschaft zusammen. Das Ziel ist die ganzheitliche Analyse des Energieversorgungssystems aus volkswirtschaftlicher Perspektive unter Berücksichtigung der technischen Erzeugungs- und der erforderlichen Netzinfrastruktur. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Zur Identifikation der technischen Randbedingungen der spezifischen Netzinfrastrukturen werden detaillierte Modelle der Verbundpartner weiterentwickelt und gekoppelt, um das gesamte Energiesystem in einer iterativen sektorenübergreifenden Werkzeugkette abbilden zu können. In diesem Rahmen werden verschiedene energiewirtschaftliche Zukunftsszenarien im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Sektoren untersucht und die Kostentreiber und Ineffizienzen identifiziert um eine optimale Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zu bestimmen.

Im ersten Jahr des Projektes wurden die Randbedingungen und die Datenbasis für den zu untersuchenden Szenariorahmen weitestgehend abgestimmt. Die notwendigen Weiterentwicklungen der Schnittstellentechnologien wurden durch einen Vergleich der Modelle der Projektpartner identifiziert. Die Weiterentwicklungen des ie³ der TU Dortmund finden insbesondere in der Modellierung der markt- und netzdienlichen Flexibilitätsnutzung der sektorenkoppelnden Technologien statt. Um die Auswirkungen der Sektorenkopplung auf die netzebenenübergreifende Infrastruktur zu untersuchen, wird eine Verteilnetzmodellierung in die Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES integriert.

Im folgenden Jahr wird die Kopplung der Modelle vorangetrieben. Dafür werden die Prozesse zum Austausch der Daten harmonisiert und die Schnittstellen implementiert. Im Anschluss erfolgt die Durchführung der iterativen Optimierung der entwickelten Werkzeugkette zur ganzheitlichen Energiesystemanalyse.



Funktionsweise der sektorenübergreifenden Werkzeugkette

Erzeugung von Zufallsdaten unter Wahrung von Periodizität und Korrelation zur Abbildung wetterinduzierter Unsicherheiten in der Energiesystemanalyse

Random Weather Data Generation Preserving Periodicity and Correlation to represent weather-induced uncertainties in energy system analysis

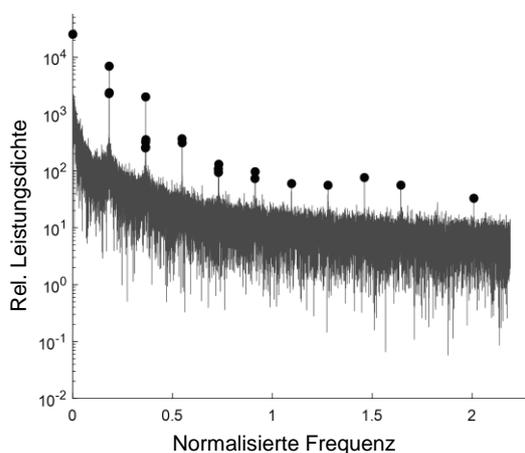
Jan Peper

Der zunehmende Ausbau dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien stellt die Energiesystemanalyse vor die Herausforderung der angemessenen Berücksichtigung von Unsicherheiten, die aus der steigenden Wetterabhängigkeit von Erzeugung und Last resultieren. In diesem Kontext wurde ein Verfahren entwickelt, welches basierend auf historischen Wetterjahren eine beliebige Anzahl zufälliger Wetterjahre generieren kann, wobei die grundlegende Struktur der Periodizität und Korrelationen zwischen Standorten und Parametern erhalten bleibt.

The increasing expansion of renewable energy sources raises the challenge of adequately addressing weather-induced uncertainties. In this context, a method was developed to generate an arbitrary number of random weather years based on historical weather years, while preserving the basic structure of periodicity and correlations between locations and parameters.

Das neu entwickelte Modell zur Abbildung wetterinduzierter Unsicherheiten wurde als Erweiterung der am ie^3 entwickelten europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES konzipiert. Zentraler Bestandteil von MILES ist die Generierung von Zeitreihen der Einspeisung Erneuerbarer Energien, welche von den zugrundeliegenden Wetterdaten abhängig sind.

Vor diesem Hintergrund wurde eine Methode zur Generation zufälliger Wetterdaten entwickelt. Grundlegender Ansatz ist hierbei die Transformation der Wetterdaten mit Hilfe der Fourier Transformation (FFT) in den Frequenzbereich, was die Identifikation charakteristischer periodischer Anteile ermöglicht. Diese periodischen Anteile (siehe Markierungen in untenstehender Abbildung) repräsentieren beispielsweise die saisonalen oder täglichen Schwankungen und werden bei der Erzeugung zufälliger Wetterdaten konstant gehalten.

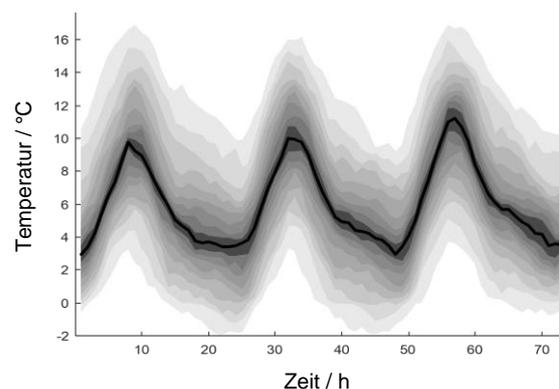


Frequenzspektrum von Temperaturdaten

Im nächsten Schritt wird der verbleibende nicht klar periodische Anteil aller betrachteten Standorte für jeden Parameter (Wind, Temperatur und Solarstrahlung) hinsichtlich der Korrelation in Betrag und Phase zueinander untersucht. Basierend auf den bestimmten (Ko-)Varianzen können nun beliebige Frequenzspektren erstellt werden, wobei jeweils die Korrelation der einzelnen spektralen Bestandteile zueinander erhalten bleibt. Eine Rücktransformation dieser zufällig generierten Frequenzspektren in den Zeitbereich ergibt schließlich die neu generierten Wetterzeitreihen, welche in MILES verwendet werden können.

Darüber hinaus lassen sich einzelne spektrale Bestandteile der Wetterdaten gezielt modifizieren, wodurch z.B. mögliche Auswirkungen des Klimawandels untersucht werden können.

Die untenstehende Abbildung zeigt exemplarisch den mittleren Verlauf sowie die Schwankungsbreite der Temperaturen an drei simulierten Tagen im März am Standort Dortmund basierend auf 100 zufällig generierten Wetterjahren.



Schwankungsbreite möglicher Temperaturen

MODEX-Net –Vergleich von Übertragungsnetzmodellen im europäischen Kontext

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

Björn Matthes

Die Systemintegration von erneuerbaren Energiequellen bei zeitgleichem Ausstieg aus der fossilen und nuklearen 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.

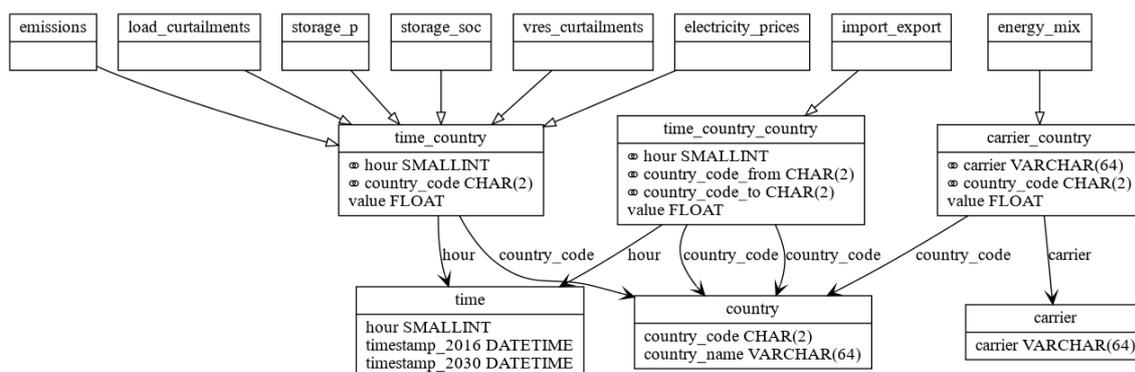
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET4074G

Übergeordnetes Ziel des Verbundvorhabens MODEX-Net ist ein Vergleich von bestehenden Übertragungsnetzmodellen (*EuroPower*, *eGo/eTraGo*, *ISAaR*, *PERSEUS*, *MarS/ZKNOT*, *ELMOD* und *MILES*). Anhand von Modellexperimenten sollen die zwischen den Modellen bestehenden Unterschiede identifiziert und analysiert werden. Dies umfasst u.a. einen Vergleich der grundlegenden Methoden zur Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz sowie der dazu genutzten Datenbasen der beteiligten Partner.

In den vergangenen drei Jahren wurde im Projekt ein Framework zum qualitativen und quantitativen Vergleich von Strommarkt- und Übertragungsnetzmodellen erarbeitet. Das Framework ist auf einem Linux-Server am Forschungszentrum Jülich (FZJ) implementiert, der eine PostgreSQL-Datenbank als Backend verwendet.

Die Datenbank besteht aus mehreren vordefinierten Tabellen, welche die räumliche und zeitliche Auflösung (z. B. Ländercodes und Zeitstempel) der ausgewählten Kennzahlen aus den quantitativen Modellergebnissen berücksichtigen. Die nachfolgende Abbildung zeigt exemplarisch die Struktur der Tabellen zur Verarbeitung von Strommarktsimulationsergebnissen.

Zum Datenaustausch mit dem Framework wurde maßgeblich am Öko-Institut ein Python-Client für die Kommunikation mit der API sowie zusätzliche Hilfsfunktionen zum Parsen von CSV-Dateien entwickelt. Die Anbindung des entwickelten Frameworks an die Open-Data-Community ist durch die Verwendung eines Klons der Open-Energy-Plattform als Middleware-Stack mit öffentlicher API für Daten-Upload und -Download gegeben, welche ebenfalls vom Öko-Institut implementiert wurde.



Vordefinierte Tabellen in der Datenbank zur Verarbeitung von Strommarktergebnissen

Das entwickelte Framework bietet Methoden zum strukturierten Vergleich der zentralen Ergebnisse verschiedener Strommarkt- und Übertragungsnetzmodelle. Insbesondere die Simulationsergebnisse der Modelle zur:

- Regionalisierung und Zeitreihengenerierung von Erzeugern sowie Verbrauchern,
- Bestimmung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes sowie des Stromhandels,
- Ermittlung der Netzbelastung unter Berücksichtigung von lastflussteuernenden Betriebsmitteln ohne Maßnahmen zur Auflösung von Netzüberlastungen,
- Identifikation von präventiven Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zur Behebung bestehender Netzüberlastungen,

wurden unter Anwendung des entwickelten Frameworks vergleichend analysiert, um Verbesserungs- und Weiterentwicklungspotentiale zu identifizieren.

Zudem wurden im Projekt harmonisierte Referenzdatensätze für das historische Jahr 2016 und für das Jahr 2030 als Zukunftsszenario erarbeitet, welche die Grundlage für die durchgeführten Modellexperimente bildeten. Die Referenzdatensätze beinhalten jeweils die wesentlichen Informationen für Deutschland und dessen Anrainerstaaten zur Durchführung der Marktmodellierung. Diese sind bereits öffentlich verfügbar und können auf der Projekthomepage (tinyurl.com/modex-net) heruntergeladen werden. Nach dem Ende des Projekts (12/2021) sollen das Framework quelloffen bereitgestellt werden sowie die Ergebnisse der Modellexperimente über einen Klon der Open-Energy-Plattform veröffentlicht werden.

Im Rahmen des *ie*³-Teilvorhabens wurden diverse Sensitivitäten berechnet und Methodenvergleiche im Bereich der Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation durchgeführt. Zur Regionalisierung dezentraler Anlagen und Verbraucher wurde ein bestehendes rein abstands-basiertes Verfahren einem neuentwickelten Voronoi-Ansatz vergleichend gegenübergestellt. Insbesondere in Regionen mit einer hohen Dichte an Schaltanlagen und Umspannwerken können rein abstands-basierte Verfahren zur Regionalisierung bei unvorteilhafter Parametrierung Ergebnisse liefern, die nicht immer plausibel sind. Als Beispiel sei hier die Verortung von Windenergieanlagen zu einer Schaltanlage in Berlin-Mitte angeführt. Zur Reduktion derartiger Zuweisungsfehler zeigte sich

die Verwendung eines Voronoi-Ansatzes als vorteilhaft. Dabei wurden ausgehend von den bekannten Umspannwerkstandorten Voronoi-Regionen abgeleitet, die eine adäquatere Zuordnung der dezentralen Anlagen und Verbraucher zu den Umspannwerkstandorten ermöglichten.

Im Bereich der Strommarktssimulation wurden verschiedene Parametrierungen einer rollierenden Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung untersucht, wobei die Länge des rollierenden Optimierungshorizonts und die Länge des Überlappungszeitraums (Reoptimierung) variiert wurden, um den Einfluss einer Optimierung unter perfekter Voraussicht bzw. mit beschränkter Voraussicht (Myopischer Ansatz) abzuschätzen. Darüber hinaus wurden vereinfachte rein lineare Problemformulierungen mit einer gemischt-ganzzahligen linearen Problemformulierung verglichen, um die Wechselwirkungen zwischen der Genauigkeit sowie der benötigten Zeit zum Auffinden einer optimalen Lösung zu bestimmen. Es zeigte sich, dass die jährlichen Bilanzen des grenzüberschreitenden Stromhandels sowie die landscharfen Erzeugungsstrukturen mit einem rein linearen Ansatz in guter Näherung abgeschätzt werden können.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung von netzseitigen Flexibilitätsoptionen wurde am *ie*³ einerseits der Einfluss von lastflussteuernenden Betriebsmitteln in Form von Phasenschiebertransformatoren (PST) und andererseits der Einfluss eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) auf die Netzbelastung sowie den Umfang der benötigten Engpassmanagement-Maßnahmen analysiert. Dazu wurde der Übertragungsnetzbetrieb sowie das interne Engpassmanagement unter Anwendung der MILES Simulationsumgebung jeweils mit und ohne PST bzw. WAFB simuliert. Eine detaillierte Diskussion der Ergebnisse findet sich im MILES-Hauptbeitrag in diesem Jahresbericht.

Die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse aus den in MODEX-Net gemeinschaftlich durchgeführten Modellexperimenten zur Übertragungsnetzmodellierung wurden in insgesamt drei Veröffentlichungen dokumentiert. Die Veröffentlichungen befinden sich derzeit in der Überprüfung und werden voraussichtlich in Kürze in der Zeitschrift *Renewable & Sustainable Energy Reviews* im Rahmen eines *Special Issue* zum gesamten MODEX-Themenverbund erscheinen. Preprints der eingereichten Beiträge sind bereits online verfügbar.

Identifikation maßgebender Einflussfaktoren in der langfristigen risikobasierten Netzplanung unter Verwendung der statistischen Versuchsplanung

Identification of decisive influencing factors in long-term risk-based grid planning by using the statistical design of experiments.

Tobias Patzwald

Im Rahmen einer effizienteren Modellierung des elektrischen Energiesystems im Zuge der langfristigen Netzplanung ist primär zu analysieren, welche Einflussfaktoren in besonderem Maße zu berücksichtigen sind und ob die grundsätzliche Option einer Reduktion an zu modellierenden Parametern oder des Detailgrades besteht. Durch die Vielzahl existenter verschieden gewichteter Faktoren in der Gesamtheit eines derartigen einheitlichen Modells stellt die statistische Versuchsplanung eine qualifizierte Methode für deren Identifikation und Analyse dar.

As part of a more efficient modeling of the electrical power system in the course of long-term grid planning, it is primarily essential to analyze which influencing factors have to be considered in a particular extent and whether the general option of a reduction of modelled parameters or the level of detail exists. Due to the multitude of existing differently weighted factors in the entirety of this kind of consistent model, the statistical experimental design represents a qualified method for their identification and analysis.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.

Im Hinblick auf die Modellierung des elektrischen Energiesystems im Zuge der langfristigen Netzplanung sind in der Gesamtheit eine Vielzahl unterschiedlicher, verschieden gewichteter Einflussfaktoren aus den Bereichen Regionalisierung, Energiemärkte sowie Netzmodellierung zu berücksichtigen. Um mittels einer effizienteren Ausgestaltung der Modellierung des Energiesystems eine höhere Variation an zu betrachtenden Szenarien zu erlauben, bedarf es, bedingt durch eine dementsprechende Anzahl von teils korrelierenden oder unsicheren Einflussfaktoren, folglich für eine potentielle Reduktion des hochaufgelösten Detailgrades des Gesamtmodells eines Verfahrens zur Identifikation und Untersuchung des Einflusses einzelner Parameter oder Parametergruppen auf das Gesamtsystem.

Als Methode zur Darstellung und Analyse derartiger signifikanter Faktoren im Zuge einer Modellierung mit reduziertem Detailgrad wird die statistische Versuchsplanung als adäquates Instrument herangezogen. Im Rahmen der Durchführung dieses Prozesses ist es, bedingt durch die hohe Parameteranzahl, im Hinblick auf eine möglichst ressourcenschonende Anwendung nicht zweckdienlich, einen vollfaktoriellen Versuchsplan über das Gesamtmodell aufzustellen, sondern stattdessen mehrere, in ein Mehrebenensystem eingebettete, teilfaktorielle Versuchspläne zu generieren.

Zu diesem Zweck wird vorausgehend eine Unterteilung des Energiesystemmodells vorgenommen, sodass für jede einzelne Ebene wie Regionalisierung, Energiemärkte und dem Netzmodell

ein autonomer, erweiterter teilfaktorieller Versuchsplan mit zugehörigen Einflussparametern erstellt werden kann. So zählen beispielsweise zu den Parametern der Regionalisierung die Standortfaktoren von Erneuerbaren Energien und konventionellen Erzeugungsanlagen, während das Einspeise- und Lastverhalten als auch die sich daraus ergebenden Leistungsflüsse und Parameter zur Aufstellung des Übertragungssystems auf Seiten des Netzmodells relevant sind.

Mittels dieser realisierten Versuchspläne ist es in einem nachgelagerten Schritt möglich, die finalen relevanten Einflussfaktoren der übergeordneten Ebene und somit als Rückschluss auf die Gesamtmodellierung zu identifizieren. Dies resultiert in der Analyse des Einflusses einzelner Parameter im Hinblick auf seine Auswirkung auf die einzelnen Unterebenen. Dieser finale Prozessschritt erlaubt eine Aussage darüber, welche Parameter in einer langfristigen Modellierung des elektrischen Energiesystems grundsätzlich oder in welchem Detailgrad zu berücksichtigen sind.

Um eine Verifikation der Methodik vorzunehmen, werden die Ergebnisse zurückgeführt in der Art, dass eine Variation von Haupt- und weniger signifikanten Einflussparametern vorgenommen wird, um einen Vergleich der Modellierungsergebnisse des Gesamtsystems zu ermöglichen. Dabei ist zu erwarten, dass die Modifikation von weniger signifikanten Parametern einen vernachlässigbaren Einfluss auf das Ergebnis im Gegensatz zu den identifizierten Haupteinflussparametern aufweist.

4.3 Verteilnetzplanung- und betrieb

TRANSENSE - Transferlernen für KI Geschäftsmodellinnovationen in digitalisierten, transparenten Verteilnetzen

TRANSENSE - Transfer learning for AI business model innovations in digitized, transparent distribution networks

Thomas Oberließen, Johannes Hiry, Chris Kittl

Bedingt durch den Ausbau erneuerbarer Energien wird ein höheres Maß an Transparenz in den Verteilnetzen notwendig. Klassische Zustandsschätzungsverfahren aus dem Transportnetz lassen sich jedoch aufgrund mangelnder Sensorik nicht auf die Verteilnetze übertragen. Das Projekt TRANSENSE zielt auf die Entwicklung einer Verteilnetzstatusschätzung mittels künstlicher neuronaler Netze ab. Ansätze des Transferlernens ermöglichen es die angelernten Modelle auf neue Netzstrukturen anzuwenden.

In the context of the expansion of renewable energies, a higher degree of transparency within the distribution grids is necessary. However, classical state estimation methods of the transmission grids cannot be transferred to the distribution grids due to a lack of sensor technology. The TRANSENSE project aims at developing a distribution system state estimation using artificial neural networks. Transfer learning approaches will be used to utilize already trained models across different electricity grids.

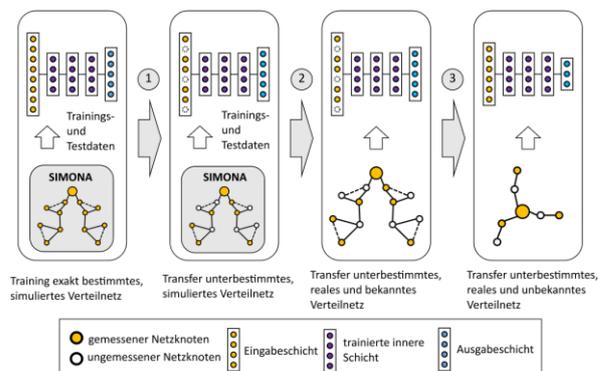
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Kennzeichen 03EI6044B.

Der Wandel der Erzeugungsstruktur hin zu erneuerbaren Energien verschiebt den Fokus der Erzeugung auf die Verteilnetze. Um langfristig einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten ist eine Erfassung der momentanen Belastungssituation erforderlich. Verfahren der Netzstatusschätzung aus den Transportnetzen bedingen eine vollumfängliche Ausstattung des Netzes mit Sensorik. Da die Verteilnetze kaum mit entsprechenden Messinstrumenten ausgestattet sind und eine vollumfängliche Nachrüstung ökonomisch nicht tragbar wäre, lassen sich klassische Verfahren nicht ohne Weiteres übertragen. Demzufolge beschäftigen sich Forschung und Praxis im Allgemeinen und das Projekt TRANSENSE im Speziellen mit der Entwicklung neuartiger Ansätze zur Umsetzung einer Verteilnetzstatusschätzung (engl.: distribution system state estimation, kurz: DSSE).

In den letzten Jahren haben sich künstliche neuronale Netze (engl.: artificial neural networks, kurz: ANN) für die Zustandsschätzung in Verteilnetzen als wirksames Werkzeug herauskristallisiert. Dabei ergeben sich zwei wesentliche Herausforderungen. Zunächst besteht ein hoher Bedarf an netzspezifischen Daten für den Trainingsprozess des ANNs. Darüber hinaus ist die Anwendbarkeit eines entsprechend trainierten ANN auf die individuelle Netzstruktur des Trainingsdatensatzes beschränkt, sodass eine Übertragung des ANN auf andere Netzstrukturen nicht ohne weiteres möglich ist.

Hier soll das Vorhaben des Projekts TRANSENSE Abhilfe schaffen. Der Trainingsprozess des ANN im Projektkontext wird über die am ie^3 entwickelte quasi-dynamische Energienetzsimulation SIMONA umgesetzt. Unter der Verwendung einer zu entwickelnden "Simulation as a Service"-Schnittstelle werden auf Basis des aktuellen Trainingserfolges Trainingsdatensätze für das ANN angefordert. Hierbei sollen zielgerichtet Trainingsdaten für besondere Belastungssituationen des Netzes generiert werden, um so den Trainingsprozess zu optimieren.

Darüber hinaus sollen schrittweise Methoden des Transferlernens eingesetzt werden. Das trainierte ANN wird, beginnend bei einer Anwendung in exakt bestimmten simulierten Verteilnetzen, schlussendlich in unterbestimmten realen Verteilnetzen angewendet.



Transitive neuronale DSSE

SIMONA – Validierung der Leistungsflussrechnung anhand von SimBench-Modellen

SIMONA – Validation of power flow calculation utilizing SimBench models

Chris Kittl, Johannes Hiry

Inwiefern Modellierung und Simulation ein reales System abbilden, wird durch Validierung bestimmt. Die Leistungsflussrechnung des ereignisdiskreten und agentenbasierten Verteilnetzsimulationsmodells SIMONA, wird mit der Methode der Vergleichstestung gegenüber den renommierten Simulatoren DlgSILENT PowerFactory sowie pandapower und mit Hilfe von SimBench-Modellen validiert.

The extent to which modeling and simulation represent a real system is determined by validation. The power flow calculation of the discrete-event and agent-based distribution system simulation model SIMONA, is validated with the method of comparison testing against the renowned simulators DlgSILENT PowerFactory as well as pandapower and with the help of SimBench models.

Modellierung und Simulation sind häufig verwendete Methoden, um Experimente an einem virtuellen Abbild eines realen Systems durchzuführen. Sie sind insbesondere für das elektrische Verteilnetz hilfreich: Häufig beziehen sich Fragestellungen auf die Zukunft und reale Experimente würden die Systemsicherheit gefährden. Deshalb wird das ereignisdiskrete und agentenbasierte Verteilnetzsimulationsmodell SIMONA fortwährend weiterentwickelt. Es erfasst und simuliert die Komplexität des Verteilnetzes durch seine große Anzahl individueller Einheiten.

Mit steigender Komplexität der elektrischen Verteilnetze steigt auch die Modellkomplexität. Um diese zu adressieren und eine effiziente Simulation zu ermöglichen, wurde ein spezieller, verteilter Leistungsflussalgorithmus entwickelt. Hierzu wird das gesamte Systemmodell entlang der Grenzen von galvanisch abgeschlossenen Teilnetzen aufgetrennt und einzelnen Teilnetzagenten zugeordnet. Jeder Teilnetzagent wiederum hat zugeordnete Systemteilnehmeragenten. Sie bilden die einzelnen Systemteilnehmer, wie Haushalte, Wärmepumpen und Einspeiseanlagen ab.

Das Ergebnis einer solch komplexen und detaillierten Simulation gewinnt aber erst dann an Wert, wenn sie Rückschlüsse auf die Realität zulässt. Schlüsselfaktoren sind die Validierung und Akkreditierung eines Modells. Die Validierung bestimmt den Grad, zu dem das Modell die Realität abbildet. Wird es für eine Fragestellung akkreditiert, so können die Ergebnisse nicht von realen Beobachtungen des Systems unterschieden werden. Es bildet das reale System korrekt ab.

Um genau diesen Prozess zu unterstützen, wurde mit dem gleichnamigen Forschungsprojekt die Simulationsmodelldatenbank SimBench aufgebaut. Sie umfasst Energiesystemmodelle von der Nie-

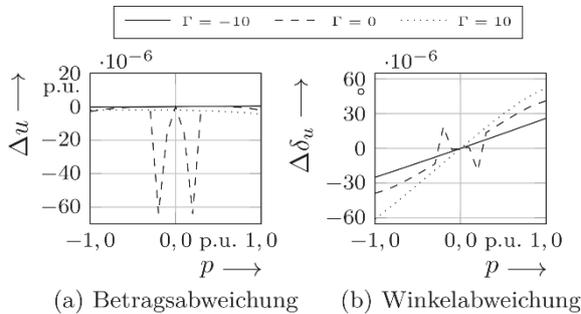
der- bis zur Höchstspannungsebene sowie weitere Daten, wie Zeitreihen von Last- und Einspeiseanlagen. Besonders wertvoll ist das bereitgestellte Spannungsprofil für den unskalierten Urzustand der Netzdaten. Sie wurden mit einem anerkannten Simulator erzeugt und erlauben damit die Validierung eines eigenen Simulators. Dies wird genutzt, um die Leistungsflussrechnung von SIMONA zu validieren.

Die Validierung betrifft unterschiedlichste Aspekte von SIMONA: Zuvorderst den speziell entwickelte Leistungsflussalgorithmus und hier im Besonderen die Kommunikation und Koordination der Netzagenten im Backward-Forward Sweep-Verfahren. Hierbei spielt auch die Teilmodellkopplung über Transformatormodelle eine entscheidende Rolle für eine valide Simulation. Ebenso wird die Durchführung der Newton-Raphson-Leistungsflussrechnung innerhalb der einzelnen Teilnetzagenten geprüft. Als Nebenerscheinung wird auch die Kommunikation der Teilnetzagenten mit den einzelnen Systemteilnehmeragenten abgebildet.

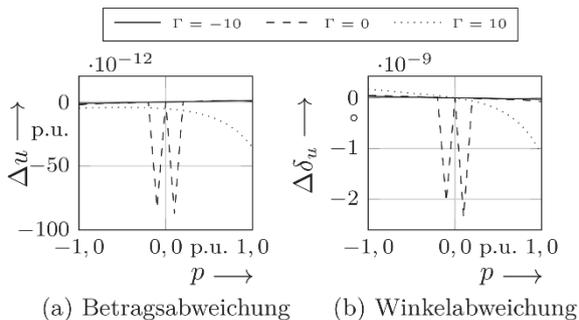
Die Validierung findet in zwei Schritten statt. Zunächst wird gezielt die Teilmodellkopplung durch Transformatormodelle und Kommunikation zwischen Teilnetzagenten validiert und anschließend das Gesamtkonzept des verteilten Leistungsflussalgorithmus. In beiden Fällen wird die Methode der Vergleichstestung gewählt. Hierbei werden ausschließlich Simulationsergebnisse verglichen, wobei die Referenz mit einem bereits validierten oder als solches angenommen Modell / Simulator-Pärchen bestimmt wird.

Für den ersten Validierungsschritt werden die Transformatormodelle unterschiedlichen Belastungssituationen ausgesetzt und die Transformatorstufe variiert. Hierfür liegen noch keine Referenzdaten von validierten Simulationen oder

Messreihen vor. Zur Erzeugung der Referenzergebnisse werden dieselben Modelle in den anerkannten Simulationsprogrammen DlgSILENT PowerFactory sowie pandapower umgesetzt. Beide Produkte werden sowohl in Unternehmen, als auch in der Forschung breit eingesetzt, sodass ihre Ergebnisse als valide angesehen werden.



Vergleich zwischen SIMONA und PowerFactory
(Γ : Stufenstellerposition)



Vergleich zwischen SIMONA und pandapower

Insgesamt ist eine hohe Übereinstimmung der erzielten Ergebnisse zu sehen. Die Ergebnisabweichung ist nur schwach von der Stufenstellerposition und der Belastungssituation abhängig. Die vorgefundenen Abweichungen deuten darauf hin, dass die Modelle in den einzelnen Programmen leicht abweichend parametrieren wurden. Eine Ursache liegt vermutlich in den unterschiedlichen Eingabeschemata. Die Modelle werden in allen Programmen durch unterschiedliche Daten beschrieben, sodass Umrechnungen untereinander notwendig sind. Hierdurch entstehen Ungenauigkeiten. Die gefundenen Abweichungen in Abhängigkeit der Belastungssituation deuten darauf hin, dass leichte Abweichungen in den Admittanzen der Ersatzschaltbilder vorliegen. Grundsätzlich kann die Funktionsweise der Transformatormodelle sowie der Kommunikation unter Teilnetzmodellen aber als validiert angesehen werden.

Um die Gesamtheit der Leistungsflussrechnung zu überprüfen, wurden zudem 78 SimBench-Modelle aus der Nieder- und Mittelspannungsebene

für die Simulation mit SIMONA aufbereitet. Es wurde der unskalierte Urzustand der Netzdaten ohne jegliche Spannungsregelung simuliert und die Ergebnisse mit dem Referenzspannungsprofil verglichen. Hierbei handelt es sich um einen einzelnen Betriebspunkt, bei dem die angeschlossenen Anlagen Leistung mit dem Netz gemäß ihres nominellen Betriebspunkts austauschen. Die 78 Modelle ergeben sich dabei aus insgesamt 26 unterschiedlichen Netzstrukturen, die in den drei Zukunftsszenarien „0 – Heute“, „1 – Morgen“ und „2 – Übermorgen“ vorliegen.

Die Ergebnisse der Validierung zeigen auch hier eine erfreulich hohe Übereinstimmung der durch SIMONA erzielten Ergebnisse mit dem Referenzspannungsprofil. Im Szenario „0 – Heute“ liegen die größten betragsmäßigen Abweichungen des Spannungsbetrags im Bereich von $10 \cdot 10^{-6}$ p.u., was der Genauigkeit des angegebenen Referenzspannungsprofils entspricht. Die Spannungswinkel weichen maximal um $0,618^\circ$ von den Referenzergebnissen ab, was ebenfalls als sehr gering eingestuft werden kann. Die Leistungsflussrechnung von SIMONA kann somit als grundsätzlich validiert angesehen werden.

Bei der Validierung für die Zukunftsszenarien „1 – Morgen“ und „2 – Übermorgen“ treten größere Spannungsbetragsabweichungen bis zu $10 \cdot 10^{-3}$ p.u. auf. Diese paaren sich mit leicht unterschätzten Spannungswinkeln. Hieraus lässt sich ableiten, dass die Lastsituation in den simulierten Netzmodellen vermutlich unterschätzt wird. Der Grund für diese Abweichungen liegt also in der Modellparametrierung und nicht im Zusammenspiel aus Modell und Simulator.

Der SimBench-Datensatz lässt leider keine detaillierten Rückschlüsse zu, wie der Basiszustand zu parametrieren ist. Somit kann eine Ursache in für die Validierung getätigten Annahmen liegen. Insbesondere hinsichtlich der Speichermodelle ist unklar, mit welchem Betriebspunkt sie angenommen werden sollen. Eine weitere Ursache kann in leichten Rundungsungenauigkeiten bei der Überführung vom SimBench-Datenmodell in das PowerSystemDataModel von SIMONA liegen.

Zukünftig sollen weitere Teile von SIMONA validiert werden. Dies betrifft etwa die detaillierte Abbildung der unterschiedlichen Systemteilnehmer sowie deren Zusammenwirken mit der Leistungsflussrechnung. Wichtig ist hierbei, dass sowohl Einzelkomponenten, als auch das Gesamtsystem validiert werden müssen.

SIMONA – Bedeutung von Software Design und Simulationstheorie für die Forschung

SIMONA – Importance of software design and simulation theory for research

Chris Kittl, Johannes Hiry, Debopama Sen Sarma

Erkenntnisse zurückliegender Forschungsprojekte regen zur Weiterentwicklung der agentenbasierten Simulationsumgebung SIMONA an. Dieser Artikel stellt die Bedeutung von Software Design sowie von Theorie der Modellierung und Simulation anhand der neusten Entwicklungen von SIMONA heraus.

Findings of concluded research projects motivate for further development of the agent-based simulation environment SIMONA. With this article we highlight the importance and impact of software design and theory of modelling and simulation in research, depicted with the help of SIMONA's recent advancements.

Die dargestellte Forschung entstand in Promotionsvorhaben sowie in den Projekten Agent.GridPlan, NOVAgent (beide gefördert von EFRE; Förderkennzeichen EFRE-0800100 bzw. EFRE-0801553) sowie MoMeEnT (gefördert durch die DFG; Förderkennzeichen RE 2930/25-1).

Eine wichtige Säule für gesellschaftliches Zusammenleben ist die Versorgung der Menschen mit Energie für Wärme, Mobilität oder Elektrizität. Die immer schnellere Veränderung der Lebensrealität spiegelt sich auch in den Anforderungen an die Energiebereitstellung wieder – etwa durch den Wunsch nach klima- und umweltfreundlicher Energiewandlung, effiziente Kopplung der bislang eigenständigen Domänen, landschaftsverträgliche Infrastruktur und individuelle Partizipation am Marktgeschehen – weitere Anforderungen werden in Zukunft gewiss hinzukommen.

Das wirft zwei Fragen auf: Wie sieht das Energiesystem langfristig aus und mit welchen Schritten kann dieses Ziel erreicht werden? Bereits vor rund einer Dekade hat das *ie³* die Notwendigkeit eines flexiblen und detaillierten Simulationstools erkannt, mit dem „Was wäre wenn“-Fragen zur langfristigen Zukunft des Energiesystems beantwortet werden können. So entstand *SIMONA* – zunächst mit Fokus auf die Ausbauplanung von elektrischen Verteilnetzen. *SIMONA* zielt dabei auf ein bewegliches Ziel – und die Entwicklung ist auch nach rund zehn Jahren intensiver, akademischer Entwicklung nicht abgeschlossen. Dieser Artikel stellt die aktuellen Entwicklungen in *SIMONA* dar.

Im Forschungsprojekt *Agent.GridPlan* wurde *SIMONA* in Verbindung mit einem genetischen Algorithmus zur optimierten Netzausbauplanung eingesetzt. Eine Vielzahl von Simulationen mit einem großen Netzmodell und viele Netzteilnehmern waren nötig. Das Projekt lieferte einen Proof-of-Concept, allerdings wurde deutlich, dass Verbesserungen der Berechnungseffizienz nötig waren. Daraus erwuchs die Erkenntnis, dass ein solches Vorhaben nicht nur fundierten Kenntnissen in der eigenen Domäne, sondern vor allem

auch im Bereich von Software Design und effizienter Implementierung sowie in der Theorie von Modellierung und Simulation bedarf.



Schlüsselaspekte der Weiterentwicklung

Für die Überarbeitung von *SIMONA* wurden vier Hauptkriterien definiert:

1. Parallelisierte Ausführbarkeit zur verbesserten simulatorischen Effizienz
2. Modularisierung der Ein- und Ausgabeschicht zur Nutzung verschiedener Quellen und Senken
3. Co-Simulationsfähigkeit zur Beantwortung von Fragen der Sektorkopplung
4. Verbesserte Modell- und Simulationsformulierung, die den o.g. Zielen dient

Initial basierte *SIMONA* auf dem Java-Framework *JADE*, welches eine gute Parallelisierbarkeit auf vielen kleinen Geräten bietet, jedoch an seine Grenzen stößt, wenn viele Einheiten auf einer leistungsstarken Simulationshardware oder High-Performance-Cloud-Clustern ausgeführt werden sollen. Zur Verbesserung der Skalierbarkeit wurde *JADE* deshalb durch das Aktoren-Framework *Akka* (akka.io) ersetzt. In diesem Zusammenhang wurde außerdem die Java-kompatible Programmiersprache *Scala* (scala-lang.org) eingeführt, welche bereits nativ für hochskalierbare

Anwendungen entwickelt wurde. Der damit verbundene transparente Nachrichtenversand sowie die Unveränderlichkeit von einmal generierten Objekten (engl. immutability) sind wesentliche Vorteile für die Anwendung in SIMONA. Bei der Re-Implementierung wurde außerdem großer Wert auf Code Quality, effiziente Bündelung von Programmteilen sowie möglichst hohe Flexibilität durch ausgiebige Schnittstellenbildung gelegt.

Die neue Konzeption der Ein- und Ausgabeschicht bringt deutliche Vorteile bei der flexiblen Nutzung von SIMONA: Die Entkopplung von Simulation und Ergebnisverarbeitung durch das „publish / subscribe pattern“ ermöglicht die effiziente Veröffentlichung neuer Ergebnisse. Module, die sich für sie interessieren, registrieren sich dafür und verarbeiten sie weiter ohne die Simulation zu blockieren. Bereits bei der Ergebniserzeugung kann nach Interesse gefiltert werden, sodass uninteressante Ergebnisdaten erst gar nicht nach außen gereicht werden. Besonderen inhaltlichen Mehrwert bietet die Eingabeschicht. Nunmehr ist es möglich Teildatenströme aus verschiedenen Quellen zu beziehen – etwa das Netzmodell aus statischen Dateien und Wetter aus optimierten Datenbankformaten wie bspw. InfluxDB. Gleichzeitig ist es möglich Simulationsergebnisse einzelner Netzteilnehmer direkt von außen in die Simulation einzuschleusen – so können bspw. reale Messungen einer PV-Anlage in einen größeren Kontext integriert werden. Die Änderungen an Ein- und Ausgabeschicht eröffnen grundsätzlich neue Möglichkeiten zur Einbindung von SIMONA in eine Co-Simulation: Teilergebnisse mehrerer Simulatoren können nun modular, zielgerichtet und effizient zur Laufzeit ausgetauscht werden.



Beispielhafte Anwendung innerhalb einer Co-Simulationsumgebung

Um diese Co-Simulationsfähigkeit weiter zu unterstützen, wurde beim Re-Design eine Idee des Akteurenparadigmas angewendet: Eine Berechnungseinheit (Akteur) bekommt eine Aufgabe und erstellt dann weitere Akteure, sofern dies hilfreich für die Aufgabenbewältigung ist. Nunmehr ist es

möglich on-demand eine SIMONA-Instanz mit einem spezifizierten Simulationsszenario zu erstellen und sich für die Ergebnisse zu registrieren – beliebig viele zur selben Zeit und beliebig häufig.

Schlussendlich müssen aber auch die Modellformulierung und die Auswahl des Simulationsparadigmas all diese Aspekte ermöglichen. Die Entwicklungen in diesem Bereich wurden durch das Konzept des „Discrete Event System Specification Bus“ inspiriert. Hierbei werden differentielle oder zeitdiskrete Modellformulierungen in solche mit diskreten Ereignissen „verpackt“, wodurch Simulatoren mit eigentlich unvereinbaren Modellformulierungen miteinander interagieren können. Damit verbunden ist die Abkehr von äquidistanter zeitdiskreter Simulation, wodurch Teile der Simulation unterschiedlicher zeitlicher Auflösung unterliegen dürfen und sogar unterschiedliche Auflösungen von mehreren Datenquellen für ein und dasselbe Modell möglich sind.

Der erzielte Funktionszugewinn eröffnet für das ie^3 neue Forschungsfelder, die teilweise bereits jetzt in Projekten adressiert werden, aber auch die zukünftige Forschung gestalten: In *NOVAgent* (siehe Seite 39) wird die Co-Simulationsfähigkeit zur Berücksichtigung des Mobilitätsverhaltens genutzt, in *MoMeEnT* (siehe Seite 40) finden soziotechnologische Effekte Berücksichtigung in der Verteilnetzsimulation. Im November 2020 fiel der Startschuss für *TRANSENSE*, in dem gemeinsam mit OFFIS e.V., der PSI Software AG sowie der Netze BW GmbH der Einsatz von künstlichen neuronalen Netzen für die State Estimation von Verteilnetzen erforscht wird – SIMONA liefert hier die Trainingsdaten, um unterschiedlich herausfordernde Trainingssituationen darstellen zu können. Weitere Forschungsfragen rund um Sektorenkopplung warten bereits darauf ebenfalls beantwortet zu werden.

Die aktuellen Entwicklungen unterstreichen die Interdisziplinarität der simulativen Energiesystemforschung und die Wichtigkeit von soliden Kenntnissen im Bereich des Software Designs sowie der Theorie von Modellierung und Simulation, um effiziente Werkzeuge zur Erforschung von Herausforderungen der Zukunft zu erstellen – sowie deren fortwährende Anpassung.

NOVAgent – „Quo vehis?“, Simulation individueller Mobilität zur räumlichen und zeitlichen Abbildung von Elektrofahrzeugladevorgängen

NOVAgent – „Quo vehis?“, Simulating individual mobility for a spatial and temporal representation of vehicle charging

Chris Kittl, Johannes Hiry, Thomas Oberließen

Die Interaktion von Elektrofahrzeugen und Ladeinfrastruktur mit dem Verteilnetz ist stark von lokalen und zeitlichen Zusammenhängen geprägt. Dieser Beitrag stellt deshalb einen detaillierten Co-Simulationsansatz vor, um individuelle Mobilität in einem Untersuchungsgebiet abbilden und den daraus resultierenden räumlich und zeitlich aufgelösten Ladebedarf bestimmen zu können.

The interaction of electric vehicles and charging infrastructure with the distribution grid is strongly characterized by local and temporal relationships. This report therefore presents a detailed co-simulation approach to represent individual mobility in a study area and to determine the resulting spatially and temporally resolved charging demand.

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

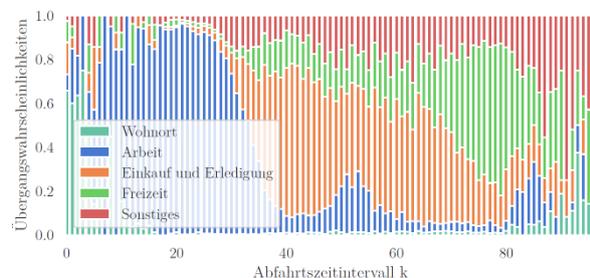
Im Forschungsprojekt NOVAgent wird untersucht, welchen Einfluss Elektromobilität auf das elektrische Verteilnetz ausübt und welche raumplanerischen Handlungsoptionen zur Verbesserung der Situation beitragen können. Das Ziel ist die Erweiterung der Handlungsoptionen, um das „NOVA“-Prinzip bestmöglich zu nutzen. Diese Fragestellung wird durch die Projektpartner mit unterschiedlichen Modellansätzen bearbeitet, sodass auch auf der Metaebene eine Bewertung unterschiedlicher Modellierungs- und Simulationsansätze getroffen werden kann.

Das ie³ verfolgt dabei – wie auch in anderen Forschungsvorhaben – einen konsequent detaillierten und datengetriebenen Weg. Wir glauben, dass sich der Einfluss weitgehend unbekannter Technologien am besten untersuchen lässt, wenn diese räumlich und zeitlich verortet werden. Diesen Weg haben wir schon bei der Bestimmung der Elektrofahrzeuginvestitionen beschritten, der im letzten Jahresbericht vorgestellt wurde.

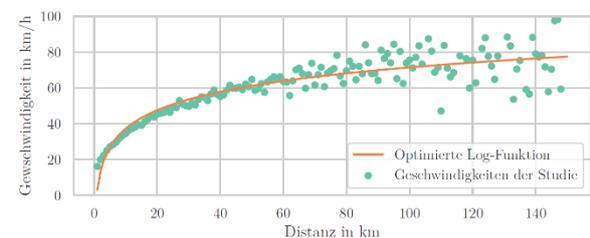
Der konsequente nächste Schritt ist die Beantwortung der Frage, wie sich die vorhandenen Elektrofahrzeuge innerhalb des Untersuchungsgebiets bewegen. Ein erster Ansatzpunkt kann eine detaillierte Mikro-Mobilitätssimulation aus der Verkehrsforschung sein. Ein entsprechendes Verkehrsmodell für eine Untersuchungsregion zu erstellen ist allerdings alles andere als trivial. Darüber hinaus wäre dieses Modell nicht einfach auf andere Untersuchungsregionen übertragbar.

Um diese Nachteile zu umgehen, wird in NOVAgent ein Wahrscheinlichkeitsbasierter Ansatz gewählt. Hierzu werden die Fahrtentgebücher der

neuesten „Mobilität in Deutschland“-Studie umfassend ausgewertet und in zeitaufgelöste Wahrscheinlichkeiten überführt. Die unterschiedlichen stochastischen Bewertungen decken die verschiedensten Aspekte individueller Fahrten ab. So ist es möglich Abfahrtszeiten, Wegzwecke bzw. kategorische Ziele, Fahrtstrecken, durchschnittliche Geschwindigkeiten und Aufenthaltsdauern zu bestimmen. Hierbei werden die besonderen Einflüsse der aktuellen Tageszeit berücksichtigt.



Tageszeitabhängige Zielortwahrscheinlichkeiten

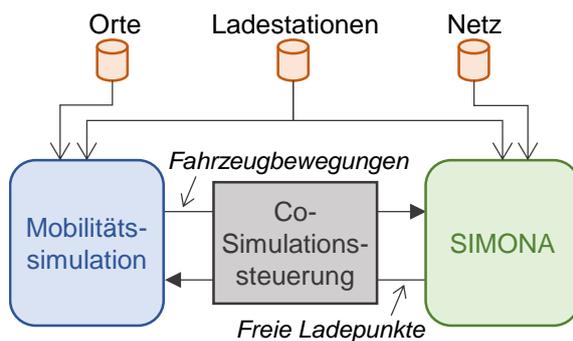


Distanzabhängige Durchschnittsgeschwindigkeit

Basierend auf diesen stochastischen Auswertungen ist ein Modell entstanden, mit dem individuelle Wegetagebücher für fiktive Fahrzeuge bestimmt werden können. Eine entsprechend große Kohorte bildet dann das in der Studie erfasste Mobilitätsverhalten statistisch korrekt ab. Die simu-

lierten Wegetagebücher enthalten alle Informationen, um den Energiebedarf der anfallenden Fahrstrecken und damit auch den anfallenden Ladebedarf von Elektrofahrzeugen zu bestimmen. Die Fahrtziele sind dabei zunächst „nur“ kategorisch und noch nicht geographisch verortet. Mit Blick auf ein einzelnes Elektrofahrzeug entsteht also beispielsweise die Aussage, dass es um 18:06 Uhr an einem Supermarkt ankommt und für die Strecke dorthin 4 kWh Energie verbraucht hat. Der Vorteil dieses Mobilitätsmodells ist, dass es auf unterschiedliche Untersuchungsregionen angewendet werden kann.

Im Rahmen von *NOVAgent* werden die Mobilitätssimulation und die detaillierte Verteilnetzsimulation mit *SIMONA* in einem Co-Simulationskontext miteinander gekoppelt. Der Vorteil von getrennten Simulatoren ist, dass der jeweilige Simulator ausschließlich mit den für ihn relevanten Daten versorgt werden muss und die nötige Mobilitätslogik nicht die Funktionalität von *SIMONA* überfrachtet. Das geteilte Wissen in diesem Fall ist die Gesamtheit der Ladesäulen. Zur Verbindung der beiden Simulatoren wurde eine Schnittstellendefinition (engl.: application programming interface, API) entworfen. Sie ist *SIMONA*-seitig sehr spezifisch, auf der Seite der Mobilitätssimulation aber entsprechend allgemein ausgestaltet. So ist es etwa möglich in Zukunft auch detaillierte Mikro-Simulationen anzubinden, solange diese die geforderten Informationen bereitstellen können.



Co-Simulationskopplung von Mobilitätssimulation und Verteilnetzsimulation *SIMONA*

Während der Simulation übt der Mobilitätssimulator die Hoheit über die Fahrzeugbewegungen und *SIMONA* über die Lagevorgänge aus. Hierzu tauschen sich die beiden Module regelmäßig sowohl über die freien Ladepunkte, als auch die anstehenden Fahrzeugbewegungen aus.

Die Mobilitätssimulation erzeugt für eine gegebene Anzahl von Elektrofahrzeugen im Untersuchungsgebiet fiktive Wegetagebücher. Die kategorischen Fahrtziele werden dabei konkreten Orten im Untersuchungsgebiet zugeordnet, sodass aus den allgemeingültigen Fahrprofilen geographisch verortete Fahrprofile werden. In Abhängigkeit der Verfügbarkeit werden die Fahrzeuge dann freien Ladepunkten in der Nähe der gewählten Zielorte zugeordnet und diese Information an die Verteilnetzsimulation in *SIMONA* weitergegeben.

Diese ist dann in der Lage den Ladeprozess detailliert zu simulieren. Hierbei können unterschiedliche Strategien, wie etwa ein gesteuerter Zeitplan zur Minimierung der Netzzrückwirkungen, abgebildet werden. Durch die gekoppelte, gemeinsame Simulation von individueller Mobilität und Verteilnetzinteraktion wird es möglich, verschiedene Ladestrategien und deren Rückwirkung auf beide Domänen, also das Mobilitätsverhalten sowie den Verteilnetzzustand zu untersuchen.

Zur gleichen Zeit wird es möglich raumplanerische Eingriffe, etwa Ausweisung von Konzentrationsflächen für Ladeinfrastruktur oder einen dezentralen Ansatz, zu bewerten. Somit legt die hier präsentierte gemeinsame Simulation von Mobilität und Verteilnetzzustand einen wesentlichen Grundstein zu Beantwortung der in *NOVAgent* aufgeworfenen Forschungsfragen.

Als nächste Schritte im Projekt werden konkrete Orte für die Zielortkategorien der Mobilitätssimulation im Untersuchungsgebiet bestimmt und die durch die Projektpartner bereitgestellten Orte der Ladeinfrastruktur für die Co-Simulation aufbereitet. Mit diesem konkreten Modell können dann Berechnungen durchgeführt und entsprechende Ableitungen für die zukünftige Ausgestaltung der Elektromobilität gemacht werden.

DFG MoMeEnT – Modellierung des sozio-technischen Mehrebenen-systems der Energieversorgung und dessen Transformation

DFG MoMeEnT – Modeling the socio-technical multi-level architecture of the energy system and its transformation

Debopama Sen Sarma

Der übergeordnete, gemeinsam verfolgte Ansatz des Forschungsprojektes besteht darin, die einzelnen Module des komplexen sozio-technischen Systems der Energieversorgung mittels Multi-Agenten-Ansätzen zu modellieren – und zwar derart, dass die dynamischen Interdependenzen und nichtlinearen Interaktionen innerhalb sowie zwischen den technischen und sozialen Modulen abgebildet, erfasst und analysiert werden können. Auf diese Weise sollen Aussagen über mögliche Szenarien und Pfade der Transformation des Energiesystems zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem System getroffen werden und Ansatzpunkte für dessen Gestaltung und ggf. Optimierung identifiziert werden.

The goal of this project is to model a multi-agent simulation platform that brings together both social and technical aspects affecting the energy system in the form of technical agents in order to record and analyse the dynamic interdependencies and nonlinear interactions between these social and technical modules. The results will bring forth possible scenarios that pave the way towards the transformation of the energy system into a full renewable based system, identify primary steps of implementing such scenarios and also optimise the same, if necessary.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

Climate change has driven the energy industry to find more sustainable solutions and integrate renewable energy resources to replace fossil fuel based electricity generation. Most importantly, the role of energy consumers, both residential and industrial have taken an active route. Optimal interaction between such prosumers and the electricity grid is crucial to achieve climate change goals in the future.

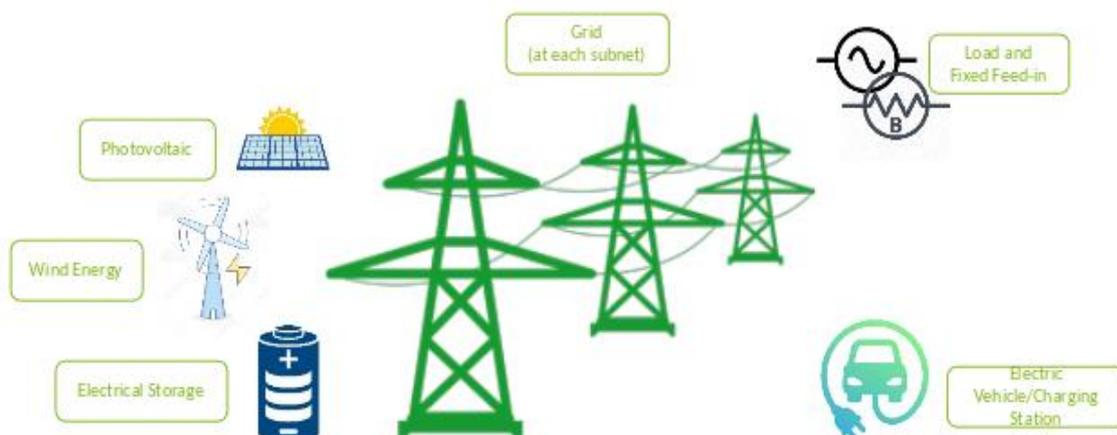
To this purpose, the main goal of this project is to build and integrate relevant social (prosumer) as well as technical (energy grid) modules operating on different time scales as separate multi-agent systems into one simulation platform, with the help of a co-simulator MOSAIK. The energy grid is represented by SIMONA, the agent based grid simulation software developed in ie3. As shown in Fig 1. SIMONA consists of agents representing

grid components such as load, fixed feed-in, renewable resources of generation and controllable loads such as electric vehicles.

In this project, several hypotheses are being developed that need to be answered in order to facilitate optimal planning and operation of the energy grid in congress with connected prosumers. Three main general aims are proposed. These general aims are tied to both social and technical evaluation criteria to help with the assessment.

- General Aim 1:** Assess the combined and mutual impact of adopting low-carbon technologies and flexibility programs on low/medium voltage grid

Evaluation Criteria: Congestion Risk (technical), Behavioural and Normative Acceptance, Flexibility Willingness Index (social)



Relevant Agents in SIMONA

2. General Aim 2: Assess the impact of governmental interventions and policies on the overall energy transition that includes the electricity grid behaviour, industrial technology acquisition and industrial and residential prosumer flexibility

Evaluation Criteria: Power Flow Stability (technical), Energy Production Efficiency (social)

3. General Aim 3: Analyze the effect of increasing flexibility provided from residential and industrial prosumers connected to the low/medium voltage grid

Evaluation Criteria: Energy market Cost Benefits (social and technical)

The idea is to choose different simulation scenarios following the general aims and change associated variables. The resultant effect on the corresponding evaluation criteria will provide useful insight on optimal ways to integrate renewable resources and prosumers in the energy grid. That is to say if a percentage of DERs present in the grid leads to congestion, we have to reduce the number of distributed resources capable of injecting power into the grid or expand the grid to accommodate these resources. However, such decisions should also take economic benefits and governance policies into account.

Each general aim has corresponding hypotheses as shown in the figure. Every hypotheses is connected to four different kinds of variables:

1. Fixed Variables:

These are constant throughout the simulation run. For example: *Electricity Grid Model for the year 2025*

2. Moderating Variables:

These are changed to create multiple sub-scenarios and check their corresponding effect on the associated evaluation criteria. For example: *Shares of controllable loads and DERs associated with a grid.*

3. Independent Variables:

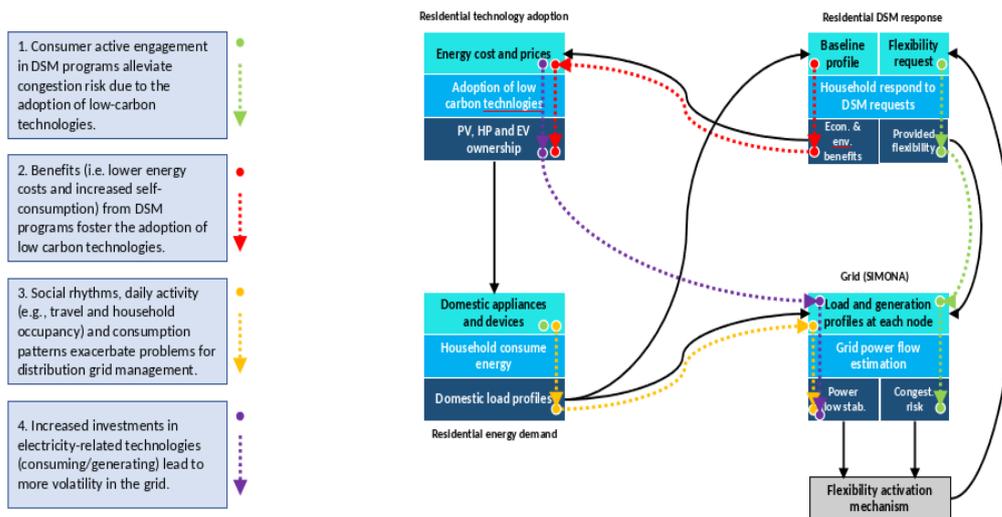
These are not subject to change during the simulation run and are given arbitrary values at the beginning: For example: *Composition of the social population*

4. Dependent Variables:

Associated dependent variables are the main evaluation criteria that will help assess the hypotheses. For example: *Congestion Risk*

During such simulation runs, it will be interesting to observe the emergence of behavior in the individual multi-agent systems and their capabilities to resolve conflicting interests and achieve the same objective in the overall simulation.

Assess the combined and mutual impact of adopting low-carbon technologies and flexibility programs on low-voltage grid.



Hypotheses Related to General Aim 1

DESIGNETZ – von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft

DESIGNETZ – from individual solutions to efficient systems of the future

Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid

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 Simulationswerkzeugs der Nutzen eines koordinierten Abrufs von Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs bestimmt.

The research project Designetz aims to offer comprehensive design solutions for sustainable future energy systems by blending various approaches such as integrating renewable energies. At institute ie³, a System-Cockpit is developed to coordinate activation of flexibilities. In addition, with the help of simulation tools, benefit analysis on future grid expansion is developed.

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

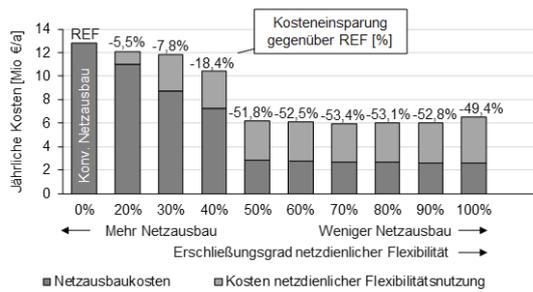
Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) wurden im Projekt DESIGNETZ durch die Zusammenarbeit von 48 Partnern Lösungen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Energieversorgungssystem entwickelt und erprobt. Demonstrationsanlagen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

In einem Arbeitspaket bestand die Zielstellung darin, die Auswirkungen einer netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung zu untersuchen. Diese kann einerseits zur Folge haben, dass Netzausbaumaßnahmen eingespart werden können, aber andererseits auch mit steigenden Systemgesamtkosten einhergehen, da die netzdienlich genutzte Flexibilität dem Markt und somit dem Gesamtsystem nur eingeschränkt zur Verfügung steht. Daher wurde gemeinsam mit Partnerinstituten eine Methode entwickelt, um ein Optimum aus netzdienlicher Flexibilitätsnutzung und Netzausbau für die Modellregion zu identifizieren.

Am ie³ wurde dazu ein Algorithmus entwickelt, der auf Basis von Zeitreihen aus einer Marktsimulation notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen identifiziert. Über einen Parameter kann dabei vorgegeben werden, in welchem Maße Flexibilität netzdienlich eingesetzt werden kann. Dieser Parameter wurde im Rahmen des Projektes als Faktor definiert, der die maximal erlaubte Änderung des Betriebswertes einer Flexibilität im Vergleich zum marktdienlichen Einsatz angibt. Wenn für

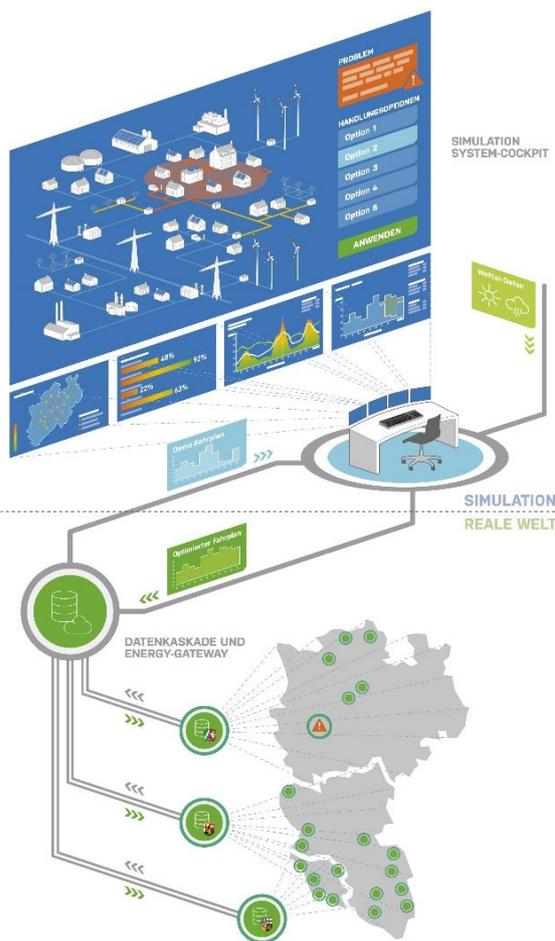
diesen Flexibilitätsfaktor beispielsweise ein Wert von 30 % angenommen wird, darf eine Windenergieanlage die eine Einspeisung von 1000 kW aufweist, auf eine Einspeisung von 700 kW reduziert werden. Analog kann dieser Faktor auf flexible Lasten angewendet werden. Durch die Definition auf den aktuellen Betriebswert einer Anlage soll sichergestellt werden, dass die angenommene Flexibilität auch in den weiteren Untersuchungsschritten verfügbar ist und die Netzverstärkungsmaßnahmen ausreichend sind, um eine Lösbarkeit zu gewährleisten. Für die durch Variation des Faktors erstellten Netzausbauvarianten werden nach Abschluss der Ausbausimulation Netzrestriktionen bestimmt. Diese Netzrestriktionen dienen in einer nachgelagerten Marktsimulation als Nebenbedingungen, sodass durch einen Vergleich der Systemgesamtkosten mit und ohne netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung die Mehrkosten durch die netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung bestimmt werden können.

Angewendet wurde diese Methode an ausgewählten repräsentativen Verteilnetzen der Modellregion für ein Zukunftsszenario für das Jahr 2035. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung bis zu einem gewissen Maße kostensenkend wirkt. Es wird allerdings auch deutlich, dass ein übermäßiger netzdienlicher Betrieb von Flexibilität mit höheren Gesamtsystemkosten einhergeht und diese Mehrkosten die Ersparnis durch eingesparte Netzausbaumaßnahmen übersteigen können.



Vergleich der Netzausbaukosten und Kosten für netzdienliche Flexibilitätsnutzung (nur Modellrechnung); Pacco et al., IEWT 2021

Im Live-Betrieb des Projekts konnte von 14 verschiedenen Demonstrations-Projekten, welche aus einer Vielzahl an einzelnen technischen Einheiten bestehen, Flexibilität abgerufen und die Auswirkungen untersucht werden.



System-Cockpit als Bindeglied zwischen Simulation und realen Anlagen, E.ON SE, Abschlussbericht Designetz

Für die Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs eines zukünftigen Energiesystems wurde am ie³ zusammen mit Projektpartnern das sogenannte System-Cockpit entwickelt. Es ermöglicht die Simulation eines zukünftigen Verteilnetzes, in welchem die

realen Demonstrations-Projekte an ausgewählten Knoten angeschlossen sind. Im Betrieb liefern die Demonstrations-Projekte Prognosen über den geplanten Strombezug bzw. Stromerzeugung und das entsprechende Flexibilitätspotenzial als Fahrpläne für sechs Stunden in 15-minütiger Auflösung. In einem zweistufigen Prozess integriert die Simulation diese Leistungswerte und bestimmt die Nutzung des verfügbaren Flexibilitätspotenzials zum einen im Hinblick auf die Nachfrage im gesamten Stromsystem (marktdienlich) und zum anderen bezüglich der lokalen Beschränkungen des Verteilnetzes (netzdienlich). Die Ergebnisse dieser Optimierungen werden den Demonstrations-Projekte im Feld als Flexibilitätsanforderungen mitgeteilt. Anschließend wird die tatsächliche Leistungsänderung dieser realen Flexibilitäten in der Simulation berücksichtigt, was zu einem veränderten Leistungsfluss und damit zu einer veränderten Auslastung des simulierten Verteilnetzes führt.

Anhand der Simulationen konnte gezeigt werden, dass der marktdienliche Einsatz der Flexibilitätsoptionen dazu beiträgt, die Residuallast in Deutschland zu minimieren und dementsprechend die volatile Erzeugung Erneuerbarer Energien auszugleichen. Der marktdienliche Einsatz der Flexibilität führte während des Betriebs zu einer erhöhten Belastung der untersuchten Verteilnetze. Für die unteren Spannungsebenen konnten der Großteil der resultierenden Spannungsbandverletzungen durch die Stufung von regelbaren Ortsnetztransformatoren gelöst werden. Für die höheren Spannungsebenen konnten mit Hilfe der verfügbaren Flexibilität Grenzwertverletzungen gelöst werden.

Im Projekt wurde einerseits gezeigt, dass netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung zu einer Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber einem konventionellen Netzausbau führt. Andererseits konnte gezeigt werden, dass ein solches Netz mit realen Flexibilitätsoptionen sicher betrieben werden kann. Zur Umsetzung werden zum einen Anreize an den entsprechenden Märkten sowie eine stärkere Digitalisierung von Netzen und Anlagen und zum anderen eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig sein. Eine geeignete Durchmischung von Flexibilitätsoptionen und damit der zur Verfügung stehenden Flexibilitätsprodukte wird zukünftig zum Gelingen der Energiewende beitragen

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

DYNAFLEX® Center of Excellence – Dynamic, adaptive and flexible processes and technologies for the energy and raw material transition

Lukas Maaß, Dennis Schmid

Der stetige Ausbau neuer Energiewandlungsanlagen erfordert eine Anpassung des jetzigen Energiesystems. Aus diesem Grund stellen das Identifizieren neuer Rollen für Akteure mit bestehendem Flexibilitätspotential sowie das Entwickeln von Strategien zur Integration von Flexibilitätspotentialen, wichtige Forschungsschwerpunkte dar. Diese werden durch das Leistungszentrum DYNAFLEX® bearbeitet.

The constant expansion of new energy conversion plants requires an adaptation of the current energy system. For this reason, the identification of new roles for actors with existing flexibility potential as well as the development of strategies for the integration of flexibility potentials are important research priorities. These are processed within the DYNAFLEX® performance center.

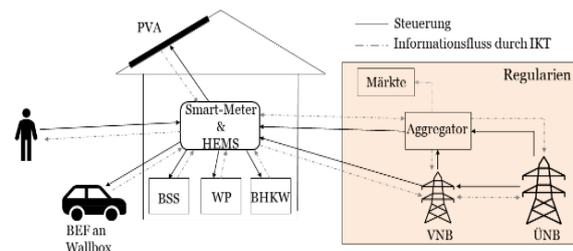
Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MKW NRW) unter dem Kennzeichen 314-FhG-002-19 gefördert.

Innerhalb des Leistungszentrums DYNAFLEX® wird das Wissen von Experten aus verschiedenen Fachbereichen im Rahmen der Energiewende gebündelt und Dritten zugänglich gemacht. Die Aufgabenbereiche des Leistungszentrums lassen sich in die Kategorien Methodenentwicklung und Wissenschaftsvernetzung, Systemkopplung von Energiewirtschaft und Produktion sowie Simulationskonzepte für skalenübergreifende Energietechnologien und -systeme unterteilen. Die genannten Bereiche verfolgen das Ziel einer erfolgreichen und wirtschaftlichen Lösung der Energiewende.

Während der ersten Projektphase des Leistungszentrums DYNAFLEX® wurden durch die beteiligten Universitäten in Zusammenarbeit mit den Wirtschaftspartnern umfassende Ergebnisse generiert. Zu diesen zählen mitunter verschiedene Betriebs- und Geschäftsmodelle für Industrieprozesse sowie die Entwicklung von technologischen Lösungen und Systemvorschlägen zur Einbindung neuartiger Anlagen. Die Ergebnisse wurden in Modellumgebungen implementiert und durch Versuche im Labor validiert.

Die zweite Projektphase dient dazu, das Leistungszentrum DYNAFLEX® zu der führenden Plattform für Prozessdynamik und -adaptivität in der Energie- und Rohstoffwende der Metropolregion Ruhrgebiet auszubauen. In dieser Forschungsphase beschäftigt sich das ie³ maßgeblich mit drei konkreten Fragestellungen sowie der Entwicklung einer Schnittstelle zwischen den Simulationsumgebungen des Fraunhofer UMSICHT und des ie³. Während der Bearbeitung wurden Rollen für potentielle Akteure des zukünftigen

Energiesystems mit bestehenden Flexibilitätspotentialen identifiziert sowie analysiert.



Informations-, kommunikations- und steuerungstechnische Zusammenhänge der Akteure

Für die Akteure wurden Strategien sowie notwendige operative Maßnahmen zum Heben des Flexibilitätspotentials bestimmt. Die entwickelten Strategien beschreiben notwendige technische Lösungen, Marktanreize für den Anbieter durch bspw. eine selbstgesteuerte Optimierung (direkte Teilnahme an einem Flexibilitätsmarkt) bis zu Lösungen durch einen Aggregator. Im Anschluss wurden die passenden operativen Maßnahmen für die möglichen Strategien identifiziert. Hierzu zählen Regularien, die eingehalten werden müssen, passende IKT-Verbindungen sowie die Möglichkeit von modernen Abrechnungssystemen über Smart Meter Gateways auf Basis von Distributed Ledger Technologies. Darauf aufbauend wurden umfangreiche Handlungsempfehlungen aus den bestehenden Ergebnissen für spezifische Flexibilitätskombinationen von Akteuren abgeleitet. Zusätzlich wurde die erste Verknüpfung der Simulationsumgebungen vorgenommen, sodass zunächst eine optimierte Fahrweise der flexiblen Anlagen in einem Beispielnetz gewährleistet ist.

INFLAME – Entwicklung innovativer Technologien und Werkzeuge zur Flexibilitätsbewertung und Verbesserung zukünftiger Energiesysteme

INFLAME – Development of Innovative Technologies and Tools for Flexibility Assessment and Enhancement of Future Power Systems

Lukas Maaß

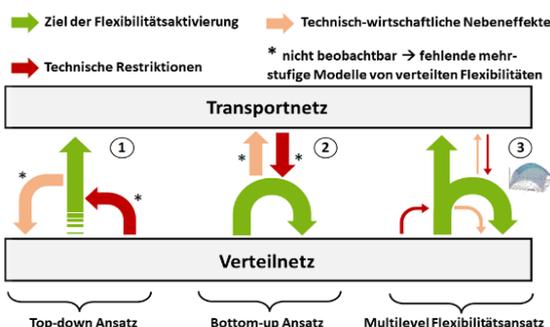
Innerhalb des Forschungsprojektes INFLAME werden verschiedene Ansätze für die Ermittlung von aggregierten Flexibilitätspotentialen im Energiesystem untersucht. Das Forschungsvorhaben wird im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit durch die Projektpartner der TU Dortmund und dem russischen Melentiev Energy Systems Institut in Irkutsk bearbeitet.

Within the research project INFLAME different approaches for the determination of aggregated flexibility potentials in the energy system are investigated. The project partners of the TU Dortmund University and the Russian Melentiev Energy Systems Institute in Irkutsk carry out the research project in the framework of international cooperation.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter der Projektnummer 405813701 gefördert.

Die Ermittlung des aggregierten Flexibilitätspotenzials stellt eine wesentliche Problemstellung der Energiewende dar. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im großskalierten Maßstab, im Rahmen von Wind- und PV-Parks, spielen dabei eine zentrale Rolle. Jedoch ist auch die Anzahl von privaten Kleinanlagen in Haushalten und Gewerbebetrieben nicht zu vernachlässigen. Zu diesen gehören beispielsweise PV-Anlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Batteriespeichersysteme sowie batterieelektrische Fahrzeuge. Alle Anlagentypen sind bereits heute im Energiesystem vorzufinden und ihre Anzahl wird in den kommenden Jahren voraussichtlich zunehmen.

Aufgrund der un stetigen Betriebsweise, verursacht durch die Nutzungs- und Wetterabhängigkeit dieser Anlagentypen, gilt es einen geeigneten Ansatz zu finden, welcher das aggregierte Flexibilitätspotential beschreiben kann. Dafür sind zudem die jeweiligen Restriktionen in Abhängigkeit des Ziels der Flexibilitätsaktivierung erforderlich.



Ziele und Restriktionen der verschiedenen Simulationsansätze für Flexibilität

Hierfür werden innerhalb des Projekts die einzelnen Anlagentypen, gemäß ihrem technischen

Aufbau, möglichst detailliert mit dem Bottom-up Ansatz (2) programmiert. Nach der individuellen Programmierung der jeweiligen Technologien wird die notwendige Anzahl der Einzelanlagen berechnet, um ein repräsentatives und Standardlastprofil zu erhalten. Dies ermöglicht anschließend eine Skalierung auf einen gewünschten Anlagenbestand eines Landes oder einer betrachteten Region. Aus diesen Ergebnissen lassen sich durch weitere Berechnungen zunächst die aggregierten Flexibilitätspotenziale ermitteln. Um einen Mehrebenen-Ansatz nach (3) zu realisieren, der eine Flexibilitätsbereitstellung in beide betrachteten Netzebenen zulässt, sind aufgrund von Rückkopplungseffekten technische und wirtschaftliche Restriktionen zu berücksichtigen.

Derzeitig lassen sich die Flexibilitätspotenziale von verschiedenen Technologien unter Beachtung differenzierter Zielausrichtungen berechnen. Weiterhin können die wetter- bzw. jahreszeitigen Unterschiede, im Dargebot der Flexibilität, herausgestellt und analysiert werden. Zudem ist der Abruf des Flexibilitätspotenzials einer Anlage bzw. Anlagenschar implementiert, wobei das entwickelte Werkzeug resultierende Verschiebungseffekte zukünftiger Flexibilität sichtbar macht.

Perspektivisch sollen weitere Anlagentypen und die notwendigen netztechnischen und wirtschaftlichen Restriktionen ergänzt werden. Weiterhin werden sozioökonomische Randbedingungen einzelner Akteure integriert, um Auswirkungen auf das aggregierte Flexibilitätspotential abzubilden. Aus diesen Ergebnissen soll ein volkswirtschaftliches Optimum für die Einsatzreihenfolge von flexiblen Akteuren abgeleitet werden.

EnGym – Virtual AI Gym for energy efficient smart factory planning

EnGym – Virtuelle KI-Trainingsumgebung für energieeffiziente, intelligente Fabrikplanung

Bharathwajanprabu Ravisankar

The development of factory production based on energy efficiency is imminent owing to increased need for integrating more renewable energy resources to the factory infrastructure. Challenges in implementing such tight integration are manifold due to dynamics involved at both ends of the infrastructure, namely the electrical grid side and factory production side. EnGym, a collection of factory energy planning toolkit envisages providing solutions based on artificial intelligence for efficient energy management of smart factories.

Die Entwicklung einer energieeffizienten Fabrikproduktion steht aufgrund der steigenden Notwendigkeit mehr erneuerbare Energiequellen in die Fabrikinfrastruktur zu integrieren unmittelbar bevor. Die Herausforderungen bei der Umsetzung einer solchen engen Integration sind aufgrund der Dynamik an beiden Enden der Infrastruktur, d. h. auf der Seite des Stromnetzes und auf der Seite der Fabrikproduktion, vielfältig. EnGym, eine Sammlung von Werkzeugen für die Energieplanung in Fabriken, bietet auf KI-basierte Lösungen für ein effizientes Energiemanagement von intelligenten Fabriken.

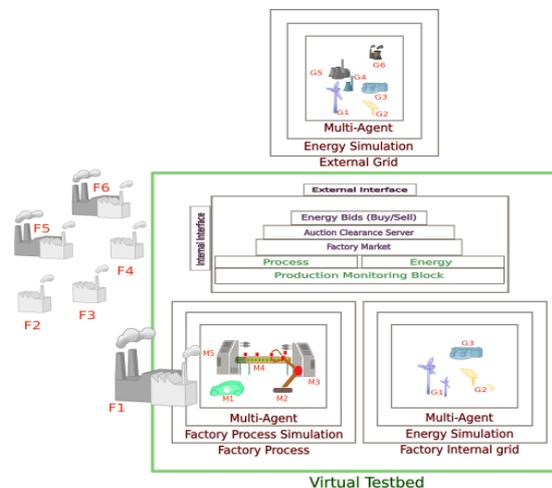
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter dem Förderkennzeichen 276879186/GRK2193.

The dynamics involved within the factory production coupled with energy transformation has necessitated a relook on how energy demands of the factories are met by the electrical grid. In addition, with increasing economic benefits of installing more renewable energy resources on-site, the factories are moving towards self-sufficient energy production. This leads to more decentralized energy resources (DERs) requiring optimal control scenarios where balance between demand and supply within operational limits and the stability of the electrical grid. On the other hand, factories of the future are leaning towards complete autonomous operation, thereby increasing their dependence on intelligent planning and adaption techniques. Hence, a comprehensive toolkit that assists with planning factory production based on energy requirements of the involved agents like machines, DERs or storage systems is required to ensure energy efficient production.

EnGym is such planning toolkit, which envisages efficient energy management through pre-planning of factory production sequences and DER availabilities through artificial intelligence supported energy auction clearance (EAC). Process and energy simulations performed concurrently at various levels of factory processes and internal factory DERs within a factory zone generates energy data at each level for all involved agents. Detailed energy demands and supply availabilities of these agents obtained at regular intervals (e.g., 24/12 hours-ahead) form the basis for energy

bids. EAC server then acts as an intermediary, which executes the energy bids on-behalf of the agents and ensures fair bidding operation. The cleared bids form the boundaries for smart contracts of each agents and ensures automated operability. Internal and external interfaces of EAC enables the agents of factories within a factory zone as well as DERs outside factory zone to participate in the bidding process under smart contract agreement.

Furthermore, parallel simulations of dynamic scenarios such as process simulation of individual agents, weather-based energy forecast, transactions status or communication management are planned by respective *EnGym* blocks for better energy monitoring and management.



Overview of *EnGym* showing multi-agent energy bidding block within a factory

Open Energy Meter Data – Die Open Data- und Analyse-Plattform für Energiemessdaten

Open Energy Meter Data – Open data and analysis platform for energy metering data

Džanan Sarajlić, Jawana Gabrielski

Im Forschungsprojekt „Open Energy Meter Data“ (kurz „openMeter“) wird eine digitale Open Data-Plattform für Energieverbrauchsdaten entwickelt. Ergänzt wird sie durch eine web-basierte Analyse-Plattform zur Umsetzung von transdisziplinären, datenbasierten Anwendungsfällen.

Within the research project "Open Energy Meter Data" (in short "openMeter") a digital open data platform for energy consumption data is being developed. It is enhanced by a web-based analysis platform for the implementation of transdisciplinary, data-based use cases.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03EI6033A gefördert.

Die nachhaltige Digitalisierung der Energiebranche führt zu einer steigenden Datenerfassung, aber auch zu einem erhöhten Bedarf an Messdaten aus dem Energiesystem. Während für Erzeugungsanlagen aufgrund von Transparenzverpflichtungen eine gute öffentliche Datenlage besteht, gibt es einen Mangel an öffentlich zugänglichen, realen Messdaten von Energieverbrauchern. Für Innovationen im Zuge der Energiewende und im Kontext von Energiesystemen sind diese Verbrauchsdaten jedoch notwendig.

Mit dem Ziel, eine zentrale Open Data-Plattform für Energieverbrauchsdaten zu entwickeln und zu betreiben, startete im Mai 2020 das Projekt openMeter. Die auf der Plattform bereitgestellten Energieverbrauchsdaten umfassen nicht-personenbezogene Daten für Verbräuche aus den Bereichen Strom, Wärme und Kälte und können mit geringem Aufwand abgerufen werden, was z.B. durch Programmierschnittstellen ermöglicht wird.

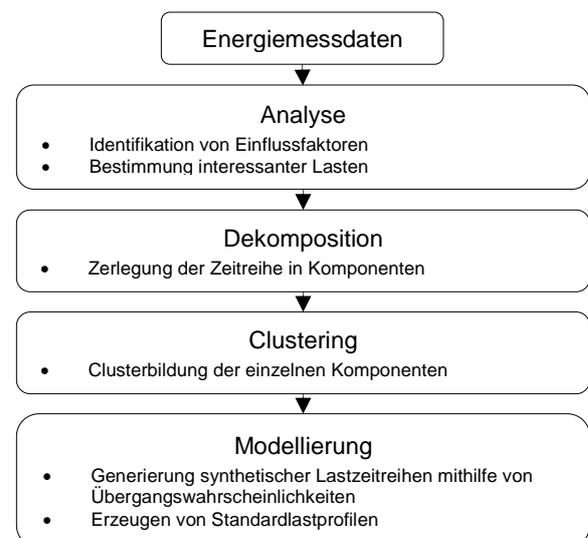
Der potentielle Nutzen einer solchen Open Data-Plattform für Energieverbrauchsdaten ist vielfältig, dazu gehören z.B.:

- Einfacher Zugriff auf eine breite Datenbasis für Forschungsprojekte
- Ermittlung ähnlicher Verbrauchsprofile mittels Clustering
- Generierung synthetischer Lastprofile, z.B. für realitätsnahe Simulationen
- Aktualisierung von Standardlastprofilen, basierend auf den vorhandenen Daten
- Generierung und Verifikation von energetischen Baselines

Im Oktober 2021 ist ein Prototyp der Datenplattform online gestellt worden, welcher über die Homepage von openMeter (www.openmeter.de)

zu erreichen ist. Zur bedarfsgerechten und anwenderbezogenen Entwicklung der Plattform sind vorher Diskussionen mit Stakeholdern zu Aufbau, Schnittstellen und Analysen der Plattform durchgeführt worden. Ein weiterer essentieller Aspekt für den Plattformbetrieb ist ein rechtlich abgesichertes Fundament. Hierfür ist eine juristische Beratung erfolgt, um rechtliche Fragestellungen zur Datenakquise und zum Betrieb der Plattform zu klären und entsprechende Anforderungen zu erfüllen.

Parallel zur Open Data-Plattform werden transdisziplinäre, datenbasierte Analysen zu Anwendungsfällen umgesetzt. Aufbauend auf den Daten der Plattform ist am ie³ die abgebildete Methode zur Modellierung synthetischer Lastzeitreihen entwickelt worden. Diese und weitere, u. a. durch Projektpartner entwickelte, Analysen werden zukünftig, ergänzend zur Datenplattform, auf einer web-basierte Analyse-Plattform bereitgestellt.



Methode zur Modellierung synthetischer Lastzeitreihen

Blaupause für eine leistungsfähige Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW

Blue-print for a powerful charging infrastructure for battery-electric trucks

Chris Kittl, Johannes Hiry, Dr.-Ing. Ulf Häger

Batterie-elektrische LKW können den Gütertransport lokal CO₂-frei gestalten. Das Laden der Fahrzeuge stellt dabei eine Herausforderung dar: Um den Logistikprozess möglichst wenig zu stören, muss in den vorhandenen Fahrpausen eine vergleichsweise große Energiemenge geladen werden. Wie eine Ladeinfrastruktur aussehen kann, die das leistet, erforscht ein Konsortium aus 13 Partnern und weiteren assoziierten Partnern. Hierzu wird eine erste Ladeinfrastruktur entlang der Autobahn A2 aufgebaut.

Battery-electric trucks can make freight transport locally CO₂-free. Charging the vehicles poses a challenge in this respect: In order to disrupt the logistics process as little as possible, a comparatively large amount of energy must be charged during the available breaks in driving. A consortium of 13 partners and other associated partners is researching how a charging infrastructure can be designed to meet this challenge. Hence, a first charging infrastructure is being built along the A2 highway.

Für dieses Forschungsvorhaben wurde eine Förderung durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur unverbindlich in Aussicht gestellt.

Mobilität ist einer der großen Sektoren, in denen CO₂-Einsparungen umgesetzt werden müssen. Dies betrifft sowohl den Individualverkehr, vor allem aber auch den Güterverkehr. Eine Möglichkeit ist die Nutzung batterie-elektrischer LKW, die einen lokal CO₂-freien Transport von Waren ermöglichen. Zusammen mit einem „grünen“ Stromportfolio ergeben sich somit positive Effekte für den Klimaschutz.

Um den Logistikprozess so wenig wie möglich zu stören, müssen sich die Ladevorgänge in die Fahrpausen von LKW integrieren lassen. In dieser limitierten Zeit wird eine vergleichsweise große Energiemenge geladen. Entsprechend ist eine effiziente Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur inklusive begleitender Prozesse wichtig. Die benötigte große Leistung stellt dabei eine besondere Herausforderung für die Netzintegration dar.

Im Forschungsprojekt „HoLa – Hochleistungsladen Lkw-Fernverkehr“ erforschen 13 Partner und weitere 8 assoziierte Partner, wie eine solche Ladeinfrastruktur ausgestaltet werden muss. Hierzu wird in den nächsten Jahren entlang der Bundesautobahn A2 zwischen Berlin und Dortmund eine erste Infrastruktur aufgebaut und im realen Betrieb erprobt. Die akademischen Partner evaluieren die Erkenntnisse und projizieren sie auf eine großflächige Umsetzung. Am 27. September fiel mit einem gemeinsamen Auftakttreffen der Startschuss für dieses ambitionierte Projekt.

Das ie³ entwickelt zwei Modelle, mit denen die Auswirkungen einer solchen Ladeinfrastruktur auf die lokalen Verteilnetze bereits in einer frühen Projektphase untersucht werden können. Erster

Baustein ist ein realistisches Modell der lokalen Verteilnetze der Mittelspannungsebene. Diese kommen als Netzanschlusspunkt in Betracht, um die hohen Leistungsanforderungen der einzelnen Ladestationen zu erfüllen. Um Untersuchungen auch in Regionen durchführen zu können, in denen keine realen Netzmodelle zur Verfügung stehen, werden Ersatzmodelle basierend auf frei zugänglichen Daten erzeugt. Hierzu wird das Werkzeug *OSMoGrid* als Teil der ie³-GridPlanning-Toolchain erweitert.



Hochleistungsladen Lkw-Fernverkehr

Logo des Projekts

Der zweite Baustein ist ein allgemeingültiges Modell, das die Wechselwirkungen der Ladeinfrastruktur mit dem Netz realistisch abbildet. Basierend auf der Annahme, dass sich die Ladevorgänge zu spezifischen Zeiten zukünftig häufen, wird das Modell zeitaufgelöst und datengetrieben entwickelt. Dies erlaubt eine detaillierte, gemeinsame Betrachtung von Technologien – etwa wie sich das Zusammenspiel von LKW-Ladeinfrastruktur mit individueller Mobilität und elektrischer Wärmebereitstellung auf das Verteilnetz auswirkt.

Details und aktuelle Informationen: <https://hochleistungsladen-lkw.de/>

4.4 Smart Grid Technologien

i-Autonomous – Standardization and integration of modular and autonomous components in intelligent local substations

Sebastian Raczka, Rajkumar Palaniappan, Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt

Driven by the electrical energy turnaround in Germany and Europe, there is also an increasing need for automation in medium and low-voltage networks. This automation is intended to increase the electrical grids' capacity to absorb decentralized energy generation systems and delay the grid expansion required for this purpose. While some automation functions already exist in the higher voltage levels, the requirements for these functions to be deployed in the distribution grids vary significantly. A large number of protection and automation functions in the distribution grids require the combination of all functions on a standardized system. In addition, the individual functions must be able to operate semi-autonomously, be fail-safe and robust, and without having to run every piece of hardware redundantly. This project focuses on the separation of software and hardware and the implementation of an engineering concept for the overall system.

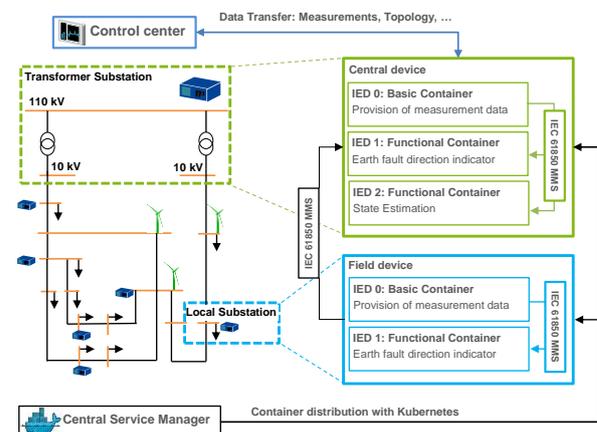
This research project is funded by the Federal Ministry of Economics and Energy under the number 03EI6001A.

It can be assumed that in the future the distribution grids will be automated, at least in part. However, there are no standardized, cross-grid installation concepts that manufacturers can use as a guide till date. As a result, existing solutions are usually specialized solutions adapted to the respective field conditions. Given the large number of components and the various challenges that arise during grid operation, a complete standardization is not easy to implement. Such a standardization does not exist so far, and it is not currently defined how such standardization should or can look like – especially for components with adaptive behavior. In the project *i-Autonomous*, an overall concept for standardizing the integration process of smart grid procedures is being researched. The goal is to develop a template that enables a standardized integration of smart grid functionalities in medium and low voltage grids.

A standardized protection and automation system for use in medium and low-voltage electrical grids is being designed and applied as an example in the *i-Autonomous* project. For this purpose, the requirements, particularly for automated local substations, are developed in close cooperation with the distribution system operators (DSOs) within this project, taking into account all aspects such as hardware, software, communication, functionality and security. The system specifications are then derived and documented in an integration guide. The required protection and automation functions, interface adaptations, a suitable engineering process and automated test procedures are implemented in hardware and software. The aim is to check whether the functions can run

on previously specified hardware in their own containers and communicate with each other, as shown in the figure below. Subsequently, the prototype protection and automation system will be deployed and validated in a selected grid area using the specified processes. To test the versatility of the implementation, containers with various other automation functions are currently being acquired from independent developers to test their performance in the implemented strategy.

Thus, the aim is to create a template for an industry standard for the in-field deployment of smart grid automation systems. It is also to minimize the effort and costs involved and reduce the risk for manufacturers in developing automation systems and the hurdles for the DSOs in setting up smart grids. The focus is on the standardization of the system and the processes. Finally, the project results are planned to be presented to relevant standardization bodies in the form of a draft and thus find their way into future industry standards.



Overall integration process

Optimized grid reduction for state estimation calculations in under-determined distribution grids

Dominik Hilbrich, Sebastian Raczka

Due to increasing loads such as electric vehicles or heat pumps on the one hand and infeed from renewable energy resources (RES) on the other, the monitoring of distribution grids gains extra significance. Generally, the number of measured local substations is not sufficient to monitor the distribution grid area, which means that the required observability for grid calculation algorithms such as state estimation is not given. This research work describes a grid reduction algorithm which is able to reduce an electrical grid model in order to run a state estimation for an under-determined distribution grid. For this purpose, an optimization algorithm was developed which, based on different operating points, enables an optimized grid reduction. The aim of this optimization is to reduce the size of the grid by selecting a suitable replacement node without influencing the state of the remaining grid. The grid reduction algorithm is embedded in a comprehensive tool for a complete analysis and preparation of grid areas for topology-based algorithms. Based on this grid reduction algorithm, an adaptive approach is planned which selects, depending on the operating point, the most optimal grid model.

The electrical distribution grids were designed for unidirectional power flows and peak load scenario. However, a design for both peaks in load and feed in is expensive and not very efficient. A more cost-efficient alternative is the automation of the grid operation down to medium and low voltage levels. As a result, intelligent grids (also known as smart grids) are emerging, where algorithms are able to monitor and control the grid operation. For monitoring of the whole grid area, an observability is needed, which mostly is not given due to technical or cost-related reasons. For this purpose, an algorithm was designed that determines a grid reduction based on the solution of an optimization problem and enables the application of grid calculation algorithms.

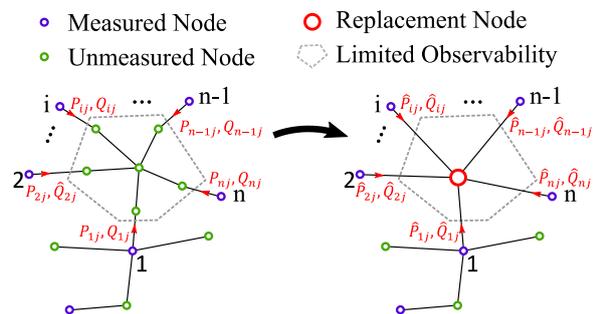
An overall unified tool was developed for the integration of the optimized grid reduction. First, a prioritization of local grid stations and the definition of measuring nodes is carried out within this environment. Depending on metadata and grid analyses, taking into account technical and cost-related limits, measurement nodes are determined. Then, an observability analysis is performed to identify unobservable grid areas of the considered grid. Based on this, the unobservable branches and grid nodes are passed to the optimized grid reduction.

The proposed grid reduction algorithm is based on the unreduced node-branch-topology and the electrical grid parameters. The grid reduction is achieved by substituting all nodes in the unobservable area by a single replacement node. The optimization problem is formulated in such a way that the deviations between the power flows from

the measured nodes to the replacement node are minimized. The objective function is formulated below and determines the RSS value, which represents the deviations between apparent power of power flows from a power flow calculation and the optimized power flows from the optimization calculation.

$$\min RSS = \sum_{j=1}^n \sqrt{(P_{ij} - \hat{P}_{ij})^2 + (Q_{ij} - \hat{Q}_{ij})^2}$$

In this formulation P_{ij} and Q_{ij} are the measured power flows from a load flow calculation whereas \hat{P}_{ij} and \hat{Q}_{ij} are the calculated power flows resulting from the optimization. An exemplary representation of a grid reduction of n measurement nodes bordering an unobservable area is shown in the figure below.



Optimized grid reduction of a grid area

In further research works, an adaptive approach will be pursued, which selects the grid model that is most suitable, depending on measured power flows. A subsequent back-calculation to the unreduced grid should allow a more accurate estimation of the states in the unobservable grid areas.

Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze (ULN)

Universal Load Management for Low-Voltage Grids

Dominik Hilbrich, Thomas Schwierz, Mara Holt

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-orientated operation of low-voltage grids using the example of a pilot distribution grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung

Im Rahmen der Energiewende kommt es zu einer vollständigen Veränderung der deutschen Energielandschaft. Einerseits wird das Verteilnetz durch die volatile Stromspeisung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen herausgefordert, die zu einem bidirektionalen Stromfluss führt, andererseits wird es durch eine verstärkte Anbindung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit hohem Energiebedarf und hoher Gleichzeitigkeit belastet. Diese Entwicklung führt zu einem noch nie dagewesenen Delta zwischen minimalem und maximalem Leistungsbedarf. Trotz dieser Herausforderungen müssen die Anforderungen der Spannungsgrenzen und des Netzmanagements erfüllt werden, ohne den Ausbau der dezentralen Energieerzeugungsanlagen und der Ladestationen zu verlangsamen. Um die Effizienz der elektrischen Netze zu erhöhen, gewinnen neben den konventionellen Netzverstärkungen intelligente Lösungen an Bedeutung.

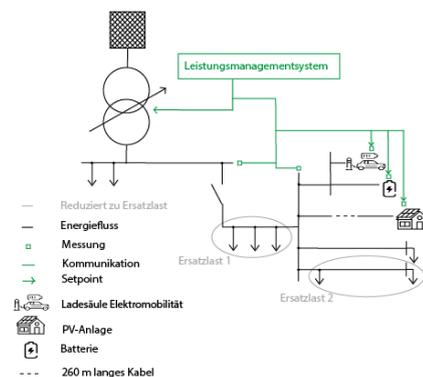
In diesem Zusammenhang werden im ULN Projekt mehrere dezentrale Energieerzeugungsanlagen und Verbraucher in das Netz integriert, ohne dessen betriebliche Grenzen zu verletzen. Konventioneller Netzausbau wird durch den Einsatz eines Leistungsmanagementsystems und der Integration von Steuerungs- und Kommunikationstechnik vermieden. Darüber hinaus soll durch ein Monitoringsystem der Verteilnetzbetreiber über den Netzstatus des Verteilnetzausschnitts allgemein informiert werden.

Das Leistungsmanagementsystem wird durch ein am ie3 entwickeltes und in Echtzeitsimulationen getestetes Smart-Grid-Automatisierungssystem realisiert. Neben der Datenerfassung und Verarbeitung stehen dem System weitere Funktionen zur Verfügung. Dazu zählen beispielsweise Algorithmen zur State Estimation, zur Berechnung des optimalen Leistungsflusses und zur modellprädik-

tiven Regelung. Diese Funktionen finden ihre Anwendung üblicherweise in den höheren Spannungsebenen und wurden für die Anwendung in der Niederspannung adaptiert. Dabei sollen die Regelungsalgorithmen über den Rahmen einer einfachen Schlechtpunktregelung hinausgehen, indem die verfügbaren Flexibilitäten im Netz mittels einer quadratischen Optimierung ideal ausgenutzt werden. Bei der modellprädiktiven Regelung werden über einen Prädiktionshorizont von einigen Stunden unter Ausnutzung geeigneter Prognoseverfahren Engpässe vorhergesehen und Gegenmaßnahmen eingeleitet.

Das autonome Leistungsflussmanagementsystem wird im Pilotnetz wie unten dargestellt mit aktuellen Messungen der Sammelschienen und der Photovoltaikanlage, des Batteriespeichers und der Ladesäulen für die Elektromobilität versorgt. Die soeben genannten Komponenten sind bereits im Pilotnetz installiert und an das Leistungsmanagementsystem über eine Modbus-Kommunikation angeschlossen.

Um in Simulationen kritische Netzzustände erzeugen zu können, erfolgt der Anschluss der PV-Anlage über einen 260 Meter langen Netzstrang. Die realisierte Gesamtanordnung des Pilotnetzes ist in der folgenden Abbildung zu erkennen.



Übersichtsplan des Pilotnetzes

Smart Grid Automation System (SGAS)

Smart Grid Automation System (SGAS)

Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt

Im Rahmen des Förderprogramms Start-up Transfer.NRW ist die Gründungsidee eines flexiblen Automatisierungssystems im Bereich der Verteilnetzautomatisierung zur Förderung bewilligt worden. Ziel ist es, die in den vergangenen Jahren vorangetriebene Idee eines flexiblen Systems zur Überwachung, Steuerung und Regelung der elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetze aus dem Stadium eines Funktionsmusters zur prototypischen Marktreife weiterzuführen und zum Ende der Projektlaufzeit mit einem marktreifen System in die Ausgründung zu starten.

The idea for a flexible automation system in the field of distribution network automation has been approved for funding as part of the Start-up Transfer.NRW program. The objective is to advance the idea of a flexible system for monitoring and control of medium and low-voltage electrical grids, which has been advanced in recent years, from the stage of a functional pilot system to prototypical market readiness and to start the spin-off with a market-ready system at the end of the project duration.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung

Im Projekt Smart Grid Automation System wird die Idee eines modularen Automatisierungssystems für die Verteilnetze weiterverfolgt. Das System basiert auf einer etablierten Hardware eines Herstellers für Messtechnik. Die Standardsoftware wird durch eine eigene, selbst entwickelte Applikation ersetzt. Diese ist modular aufgebaut und flexibel nutz-, erweiter- und updatebar. Die Konfiguration der Anwendung basiert auf einem eigenen Engineering- und Konfigurationsprozess, der eine Datenmodellierung nach IEC 61850-6 nutzt.

Das Automatisierungssystem versteht sich dabei sowohl als Logikeinheit als auch als System zur Messwerterfassung innerhalb von Ortsnetzstationen und an Abgängen von Umspannanlagen. Dabei werden sowohl Messwerte der Mittelspannungsebene als auch der Niederspannungsebene erfasst, so dass ein umfangreiches Abbild des Netzzustandes in beiden Spannungsebenen zur Verfügung steht.

Die Auslegung des Gesamtsystems befindet sich noch in der Spezifikationsphase. Nach aktuellem Stand sind sechs dreiphasige analoge Messungen vorgesehen. Bei diesen Messungen handelt es sich um hochaufgelöste Messungen mit einer Abtastrate von 20 kHz. Damit ist nicht nur die Bestimmung des Netzzustandes möglich, sondern auch weitergehende Verfahren sind realisierbar.

Bei den bereits implementierten und in der Entwicklung befindlichen Algorithmen handelt es sich um die State Estimation zur Berechnung des Netzzustandes, Spannungsregelung, Optimal Power Flow, modellprädiktive Regelung, Fehler-

richtungserkennung und -lokalisierung, Netzumschaltung und Wiederversorgung sowie Schutzfunktionen. Weitere Algorithmen werden nach Bedarf realisiert.

Die Verwendung von Standards hat bei der Umsetzung höchste Priorität. So werden einerseits standardisierte Kommunikationsprotokolle und -kanäle genutzt. Andererseits wird für die Datenmodellierung und Datenhaltung sowie für die Konfiguration und Parametrierung der Funktionen auf die Normenreihe IEC 61850 aufgesetzt. Außerdem werden die Netzdaten für topologieabhängige Algorithmen zukünftig in Form des CGMES-Datenmodells bereitgestellt.

Im SGAS-Projekt ist das Gründungsvorhaben für insgesamt 18 Monate finanziert. In dieser Zeit wird das System weiterentwickelt, Technologiepartner werden angesprochen und erste Pilot-Anwendungen werden vorbereitet und nach Möglichkeit auch bereits deren Realisierung geplant. Ziel ist es dabei, das bereits erfolgte Proof-of-Concept in den abgeschlossenen Forschungsprojekten zu vertiefen und Erfahrungen mit dem System im produktiven Einsatz zu sammeln.

Mit ersten interessierten Partnern wurden bereits Gespräche geführt, weitere werden gesucht. Insbesondere im Bereich des Smart-Meter-Rollouts und der Anbindung von steuerbaren Lasten und Erzeugungsanlagen werden weitere Entwicklungen vorangetrieben. Hierfür sind erste Pilotanwendungen und reale Anwendungsfälle zu diskutieren, um den Bedarf von Netzbetreibern zu identifizieren und zielgerichtet das System weiterzuentwickeln.

High Power Charging - Umweltfreundlich, kundenfreundlich und flächendeckend

High Power Charging - Environmentally friendly, customer friendly and comprehensive

Mara Holt, Marcel Esser

Ziel des Projektes ist die Entwicklung innovativer Hochleistungsladesysteme (HPC-Systeme) für Elektrofahrzeuge, die einen umweltfreundlich, kundenfreundlich und flächendeckend Anschluss an die Niederspannungsebene ermöglichen.

The objective of this project is the development of innovative high-power charging (HPC) systems for electric vehicles that enable an environmentally friendly, customer friendly and comprehensive connection to the low-voltage level.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

Um die Elektrifizierung des Transport- und Verkehrssektors zu beschleunigen, ist es notwendig innovative Ladelösungen für Elektrofahrzeuge zu entwickeln und das bestehende Ladeinfrastrukturnetz flächendeckend auszubauen. Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wird daher ein neues Hochleistungsladesystem (HPC-System) entwickelt, das einen Anschluss an die Niederspannungsebene ermöglicht.

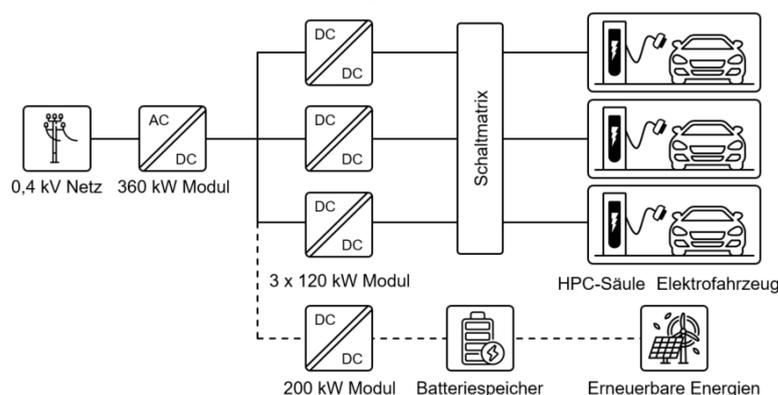
Innerhalb der ersten Arbeitspakete ist eine Stakeholder Umfrage erfolgt, die eine umfassende Befragung von Ladesäulen- und Netzbetreibern umfasst. Das Umfrageergebnis zeigt, dass die Stakeholder einen deutlichen Bedarf von HPC Systemen in der Niederspannung sehen. So ergibt sich aus einem flächendeckenden Bedarf, dass ein Mittelspannungsanschluss nicht immer die optimale Lösung darstellt. Neben einem dauerhaften Anschluss an die Niederspannung kann das Konzept jedoch auch als Brückenlösung angewandt werden um die Herausforderung des akuten HPC-Bedarfs schnellstmöglich zu lösen.

Die Einbindung eines HPC Systems in Niederspannungsnetze wird zunächst simulationstechnisch erforscht. Aus der Ergebnissen geht hervor, dass im Allgemeinen ein transformatorferner Anschluss des HPC Systems in der Niederspannung

nur mit Batteriespeicher realisierbar ist. Der Batteriespeicher dient als Puffer, damit das Netz durch den HPC Ladebedarf nicht überlastet wird. Weiterhin zeigt sich, dass durch geeignete Aufladestrategien, die z.B. eine Spitzenkappung von dezentralen Erzeugern ermöglichen, das HPC System mit Batteriespeicher einen netzdienlichen Einsatz erzielen kann. Darüber hinaus kann der Batteriespeicher auch direkt über dezentrale und erneuerbare Erzeuger gefüllt werden, wie in der untenstehenden Abbildung dargestellt wird.

Zudem wird ein Versuchstand im Labor errichtet, der es ermöglicht das HPC System unter Testbedingungen zu erforschen. Der Versuchstand beinhaltet neben der zentralen Kommunikationseinheit auch ein System zur Nachbildung eines Elektrofahrzeuges im AC- oder DC-Modus. Damit ist ein Test des Ladesäulenprototyps auch ohne schnellladefähiges Auto möglich.

Für den weiteren Verlauf des Projektes ist geplant, die vorhandenen physischen Komponenten, wie Batteriespeicher und PV-Wechselrichter zu integrieren. Dies erlaubt die Testung verschiedener Szenarien unter möglichst realitätsnahen Bedingungen.



Darstellung des Hochleistungsladesystems

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

Fabian Erlemeyer, Mara Holt

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 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 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.

Eine Möglichkeit zur Reduktion der NOX-Belastung in Ballungszentren besteht in der verstärkten Integration von Elektro-Mobilität. Daher wird in dem Projekt Nox-Block eine flächendeckende Low-Cost-Ladeinfrastruktur in den Städten Dortmund, Schwerte und Iserlohn aufgebaut. Im öffentlichen Raum fokussiert sich das Projekt auf die Möglichkeit für Berufspendler und Privatpersonen die keine Möglichkeit zum Laden auf dem eigenen Grundstück haben und bei denen die Verfügbarkeit der maßgebliche Anlass für die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs ist. Dabei wird auf die Integration der Ladeinfrastruktur in die kommunale Straßenbeleuchtung realisiert.



© Stadt Dortmund

Im privaten und halböffentlichen Bereich fokussiert sich das Projekt auf den Aufbau von Ladeinfrastruktur insbesondere für Dienstwagen, Flotten

und Fuhrparks, die auf die Allokation der Kosten für das jeweilige Fahrzeug angewiesen sind.

Das ie³ bringt in dem Projekt seine wissenschaftliche Expertise hinsichtlich bestehender Stromnetz-Infrastrukturen und der gegebenen Netzrestriktionen ein. Darüber hinaus wird eine mögliche netzdienliche Betriebsweise der aufzubauenden Ladeinfrastruktur und zukünftig einzubindender Lastmanagementsysteme sowie Ladesteuerungssysteme untersucht, um ein koordiniertes Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladestation und Netz zu gewährleisten.

So wurden anhand von globalen Elektromobilitätsszenarien, lokale Szenarien für die zu untersuchenden Stadtteile der beteiligten Kommunen generiert. Daraufhin wurde ein Ladeprognose-Tool zur Untersuchung der zukünftigen Netzbelastung in den jeweiligen Stadtteilen erstellt. Daraufhin wurden aktuelle sowie alternative Ladekonzepte identifiziert und Anforderungen an die alternativen Ladekonzepte aufgestellt. Die ermittelte Netzbelastung, und insbesondere mögliche Grenzwertverletzungen, dienen als Grundlage für die Entwicklung eines markt- und netzorientierten Betreibermodells, welches einen geeigneten Lademanagement-Algorithmus integriert. Anhand der im Projekt aufgezeichneten Ladedaten der aufgebauten Ladeinfrastruktur werden die theoretischen Untersuchungen validiert, sodass ein geeignetes Betreibermodell für die aufgebaute Ladeinfrastruktur erstellt werden kann.

Ein flexibles Simulationsprogramm zur Durchführung genauer Analysen zum Laden von Elektrofahrzeugen

A flexible simulation tool to carry out accurate studies on electric vehicle charging

Kalle Rauma

Es wird ein Simulationsprogramm entwickelt, das flexiblere und detailliertere Studien über Ladealgorithmen ermöglicht. Das Programm wird auf mehrere reale Fallstudien und Probleme angewandt, wie zum Beispiel die Entwicklung kapazitätseffizienter Ladealgorithmen.

A simulation tool to enables more flexible and detailed studies on charging algorithms, is developed. The tool is applied to several real-world case studies and problems, such as developing capacity-efficient charging algorithms.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.

Within the project PuLS – Parken und Laden in der Stadt, a new simulation tool was developed that is used to simulate charging behaviour of a charging site, based on given charging data. It can be used in offline-mode or in online mode in hardware-in-the-loop simulations. The tool includes extensive charging measurements of real electric vehicle models as well as several options to test the most common smart charging algorithms.

In [1], the tool is used to analyse the problematic of so-called non-ideal charging and to demonstrate that a significant amount of charging capacity in the feeding low voltage network can be wasted if non-ideal charging is not considered by the charging algorithm that operates the charging site. In [1] also, a novel algorithm to consider non-idealities in practical applications is provided. In [2], the study of non-ideal charging and the charging algorithm is continued by studying the impacts non-ideal charging and to provide solutions to it at large charging sites, including tens of charging stations. Both, offline and online simulations are carried out in several case studies. In [3], the charging algorithm against idle charging capacity is developed further. In addition, a prioritized fast charging station is included in the algorithm. As a conclusion, the algorithm can reduce idle charging capacity significantly in certain locations. In a case study from Dortmund shows that the earnings of charging operators can be increased on average 0.6€ per charging point. In [4], the developed simulation tool is helps to forecast the charging loads of large commercial charging sites from 2020 to 2040. The study is based on large amount of real charging data as well as sophisticated forecast of the electric vehicle fleet during the time period. Other applications of the developed simulation

tool include an optimized control of charging under peak power-based electricity prices at household customers [5] and customer prioritization through a pricing-based method [6]. In addition to the tool development, data analysis of commercial charging data at different types of charging sites are carried out [7] and [8], supporting the future development of PuLS-project. Also, the possibility to use load forecasting for smart charging at large charging sites within PuLS project is studied [8].

[1] Rauma, K.; Simolin, T.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: "Overcoming non-idealities in electric vehicle charging management", IET Electrical Systems in Transportation, 6 September 2021.

[2] Simolin, T.; Rauma, K.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: "Foundation for adaptive charging solutions: Optimised use of electric vehicle charging capacity", IET Smart Grid, 1 September 2021.

[3] Rauma, K.; Simolin, T.; Järventausta, P.; Rautiainen, A.; Rehtanz, C.: "Network-adaptive and capacity-efficient electric vehicle charging site", IET Generation, Transmission & Distribution, 19 September 2021.

[4] Simolin, T.; Rauma, K.; Viri, R.; Mäkinen, J.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.: "Charging powers of the electric vehicle fleet: Evolution and implications at commercial charging sites", Applied Energy, 1 December 2021.

[5] Simolin, T.; Rauma, K.; Järventausta, P.; Rautiainen, A.: "Optimized controlled charging of electric vehicles under peak power-based electricity pricing", IET Smart Grid, 11 November 2020.

[6] Simolin, T.; Rauma, K.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.: "Realistic QoS optimization potential in commercial EV charging sites through pricing-based prioritization", CIREN, Geneva, 20 September 2021.

[7] Rauma, K.; Funke, A.; Simolin, T.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: "Electric Vehicles as a Flexibility Provider: Optimal Charging Schedules to Improve the Quality of Charging Service", Electricity, 24 June 2021.

[8] Unterluggauer, T.; Rauma, K.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: "Short-term load forecasting at electric vehicle charging sites using a multivariate multi-step long short-term memory: A case study from Finland", IET Electrical Systems in Transportation, 11 June 2021.

5Gain – Infrastrukturen für zellulare Energiesystem unter Nutzung künstlicher Intelligenz

5Gain – Infrastructures for cellular energy systems using artificial intelligence

Robert Jahn

Bedingt durch den Ausbau dezentraler, erneuerbarer Energiequellen sowie steuerbarer Lasten und Speicher gewinnt die Kontrolle von Energiesystemen zunehmend an Komplexität. Ein Lösungsansatz für die Bewältigung dieser Herausforderung ist die Einteilung des Energienetzes in Zellen. Das 5Gain Projekt verfolgt diesen zellularen Ansatz mit dem Ziel der autonomen Koordination von flexiblen Erzeugern und Lasten unter Verwendung einer Modellprädiktiven Regelung (MPC). Für die Gewährleistung einer zuverlässigen Kommunikationsverbindung der einzelnen Teilnehmer wird dabei das 5G Regional Network Slicing verwendet. Das erarbeitete Konzept soll zunächst in einem Campuslabor erprobt und anschließend in das Reallabor in der Dortmunder Innenstadt übertragen werden.

Due to the expansion of decentralized, renewable energy sources as well as controllable loads and storage devices, the control of energy systems is becoming increasingly complex. One approach to meet this challenge is to divide the energy grid into cells. The 5Gain project pursues this cellular approach with the goal of autonomous coordination of flexible generators and loads using a MPC method. Besides that, 5G Regional Network Slicing is used to ensure a reliable communication link between the individual participants. The concept developed will first be tested in a campus laboratory and then transferred to the real laboratory in downtown Dortmund.

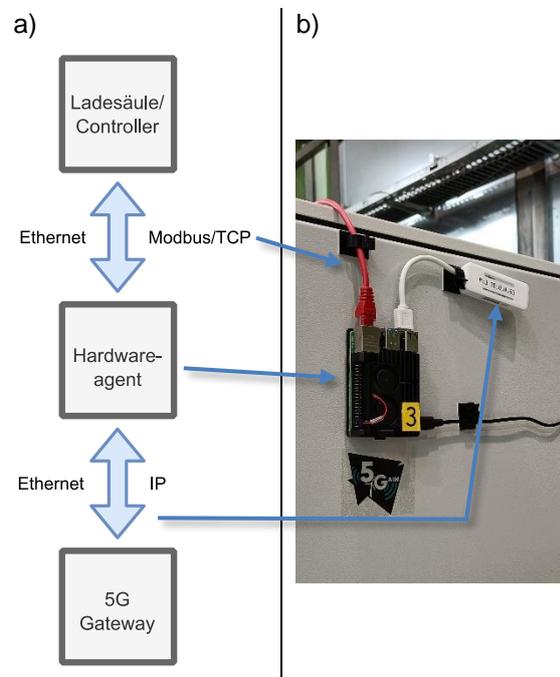
Dieses Forschungsvorhaben wird durch Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03EI6018C gefördert.

Die Realisierung des Campuslabors im Rahmen des 5Gain Projektes ist im zweiten Projektjahr weiter vorangetrieben worden. Hierbei wurden insbesondere die verteilten Hardwareagenten an den entsprechenden Anlagen installiert. Bei den Anlagen handelt es sich um zwei EV-Ladesäulen, ein Redox-Flow-Speicher, ein PV-Wechselrichter und ein Opal-RT Echtzeitsimulator. Die Hardwareagenten sollen eine zentrale autonome Steuerung (MPC - Controller), sowie eine dezentrale autonome Steuerung (DLT/Smart Contracts) ermöglichen. Die Kommunikation des Systems erfolgt dabei, wie in der Abbildung ersichtlich, über Modbus/TCP und einer Ethernet Anbindung zwischen Anlage und Agent. Die einzelnen Agenten kommunizieren untereinander über eine 5G Network Slicing Lösung.

Es erfolgten bereits erste erfolgreiche Integrationstest der 5G Lösungen zusammen mit den Projektpartnern vom CNI-Lehrstuhl im Campuslabor. Hierbei wurde ein Echtzeit Monitoring durchgeführt, über 5G mit dem MQTT Netzwerkprotokoll übertragen und mittels Node-Red Dashboard visualisiert.

Im voranschreitenden Projektverlauf ist eine simulationstechnische Erweiterung des Labors unter Verwendung des Opal-RT Systems geplant.

Dabei können zusätzliche flexible Lasten und Erzeuger simuliert und mit realen Hardwareagenten koordiniert werden.



a) Modulare Architektur der Hardwareagenten
am Beispiel einer EV-Ladesäule
b) Realer Aufbau

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.

Der für die Evaluation der neuartigen Systemdienstleistungen verwendete Laboraufbau, besteht aus einer AC-Quelle, einer Mittelspannungsleitungsnachbildung mit variablen Leitungslängen, einer bidirektionalen Last, sowie einem multifunktionalen 4-Quadrantenumrichter und einer daran angeschlossenen DC-Quelle-Senke. Die parallele Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie der $\cos(\phi)$ Regelung, der Symmetrierung der Netzströme, der Wirkleistungseinspeisung und der harmonischen Kompensation wurden erfolgreich getestet.

Darüber hinaus konnten die neuartigen Systemdienstleistungen zur Erdschlusskompensation harmonischer Ströme im einpoligen Erdfehlerstrom einerseits sowie der einpoligen präzisen Erdfehlerlokalisierung andererseits sowohl simulativ als auch experimentell verifiziert und evaluiert werden.

Der HYBKomp-Feldaufbau ist ebenfalls in Betrieb genommen und an die Mittelspannung in Haßfurt angeschlossen worden. Die beiden Forschungscontainer enthalten ein Schwungrad und einen Redox-Flow-Speicher, sowie ein PV-System zur Eigenbedarfsdeckung. Darüber hinaus sind Steuer- und Messequipment, ein Netzumrichter und ein Transformator Teil der Forschungsanlage. Es wurde mit der Test- und Messreihe begonnen. Durch mehrere Power-Quality-Messgeräte in der Nieder- und Mittelspannung wird die Effizienz der Forschungsanlage unter Berücksichtigung verschiedener Netzbetriebszustände, sowie unterschiedlichen Einspeise und Lastszenarien untersucht und bewertet. Bei den Lade- und Entladevorgängen der Speicher werden Wetterprognosen berücksichtigt und anhand von Messungen in der Mittelspannung werden die Systemdienstleistungen berechnet und bereitgestellt.



HYBKomp Laboraufbau



HYBKomp Feldversuch

FuP-Rotate: Forschungs- und Prüfumgebung für Regelungsalgorithmen in Netzen mit reduzierter Schwungmasse

FuP-Rotate: research and test environment for control algorithms in networks with reduced inertia

Felix Goeke, Dominik Hilbrich

Im Rahmen von FuP-Rotate ist in den Laboren für Schutz- und Leittechnik des Instituts ie³ ein Forschungsstand speziell zur Analyse des Verhaltens von Netzen mit geringen rotierenden Massen entstanden. Damit können in Zukunft Regelungsalgorithmen zur Unterstützung des weiteren Ausbaus mit erneuerbaren Energien entwickelt und optimiert werden.

The result of FuP-Rotate is a test bench in the protection and control technology laboratories of the institute ie³, which is specifically designed for analyzing the behavior of grids with low inertia. In the future, this will allow development and optimization of control algorithms to support further expansion with renewable energies.

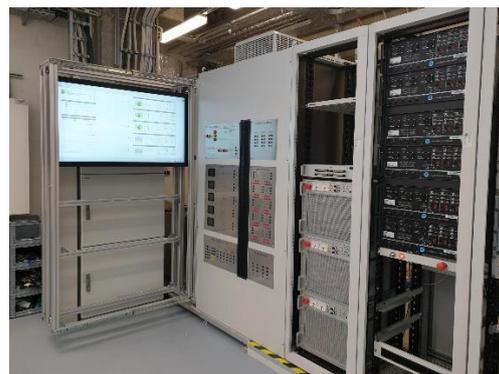
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch PROGRES.NRW

Konventionelle Kraftwerke übernehmen neben der reinen Stromerzeugung eine weitere signifikante Aufgabe im Netz. Die großen rotierenden Massen der zur Energiewandlung eingesetzten Synchrongeneratoren sind mit Ihrer Drehzahl starr an die Netzfrequenz gekoppelt. Die Auswirkungen von Störungen im Netz, beispielsweise durch Kraftwerksausfälle, Einspeise- sowie Lastschwankungen oder allgemein durch Differenzen zwischen eingespeister und abgenommener Leistung im Netz zeigen sich zunächst in Abweichungen der Netzfrequenz. Die Trägheit der rotierenden Synchrongeneratoren dämpft die Änderung der Netzfrequenz und wirkt damit stabilisierend auf das elektrische Übertragungsnetz. Mit dem steigenden Ausbau der vorwiegend umrichterbasierten erneuerbaren Energien und der gleichzeitigen Abschaltung konventioneller Kraftwerke sinkt der Anteil der Synchrongeneratoren an der Stromerzeugung. Für einen stabilen Betrieb des elektrischen Energieübertragungssystems mit geringen rotierenden Massen muss die Netzdyamik sowie das Verhalten von Regelungsalgorithmen in diesen Netzen nicht nur simulativ, sondern auch mithilfe von analogen Netzmodellen untersucht werden. Das damit gewonnene Verständnis der Besonderheiten von Netzen mit geringen rotierenden Massen kann dazu genutzt werden, Regelungsalgorithmen zu entwickeln, welche den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen und die Versorgungssicherheit bei zunehmend volatilen Netzen sicherstellen können.

Um das Verhalten des Netzes möglichst umfassend abdecken zu können, besteht der Forschungsstand FuP-Rotate aus drei Teilen.

Kraftwerksnachbildung

Mit drei Maschinensträngen bestehend aus einer Antriebsmaschine, einer Antriebswelle mit Schwungmasse und einem Generator sind drei konventionelle Kraftwerke nachgebildet. Damit können unterschiedliche Anteile synchron rotierender Masse durch Abschaltung einzelner Kraftwerksblöcke emuliert werden. Die Antriebsmaschine simuliert dabei das Verhalten einer realen Turbine, wie sie innerhalb eines Kraftwerks zum Einsatz käme. Durch die Synchrongeneratoren ist es möglich, ein Inselnetz, welches vom öffentlichen Netz entkoppelt ist, aufzubauen. Damit können realistische Frequenzverläufe, wie sie auch im realen Energiesystem bei Kraftwerksausfällen auftreten würden, erzeugt werden.



Versuchsstand FuP-Rotate

Netznachbildung

Die obere Abbildung des Versuchsstandes zeigt die analoge Nachbildung einzelner Freileitungselemente. Diese Leitungsmodelle sind in unterschiedlichen Längen realisiert. Durch die Kombination verschiedener Leitungssegmente ist eine

flexible Gestaltung von Netztopologien, z. B. als Ring- oder Strangtopologie, möglich. Die umrichterbasierten Einspeisungen in das Inselnetz, die Integration von verschiedenen Lasten und Messsystemen können mittels Laborstecker beliebig in der Netztopologie angeschlossen werden.

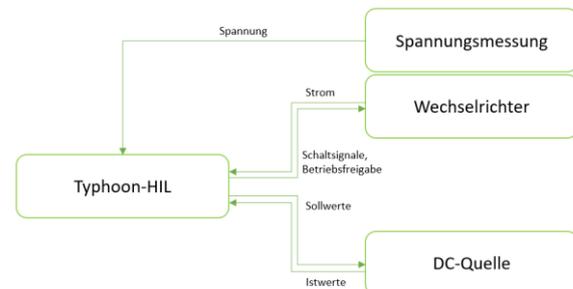
Nachbildung erneuerbarer Energiequellen

Eine große Rolle im zukünftigen Netz spielt das Verhalten erneuerbarer Energiequellen. Diese sind anders als Synchrongeneratoren nicht starr mit dem Netz, sondern über Leistungselektronik mit ebendiesem gekoppelt. Damit ist das Verhalten im Störfall anders als bei Synchrongeneratoren nicht physikalisch durch die Art der Netz-anbindung bedingt, sondern wird hauptsächlich von der Regelung des Umrichters bestimmt. Diese reagiert in einem deutlich kleineren Zeitrahmen als die Regelung von Synchronmaschinen und bietet damit eine Vielzahl von Möglichkeiten, auf die Dynamik der Energiequelle Einfluss zu nehmen. In Zukunft werden Dienstleistungen zur Gewährleistung der Systemstabilität, welche heute von Synchrongeneratoren übernommen werden, verstärkt von Umrichtern erbracht werden müssen. Neben den erwähnten Möglichkeiten, die die schnelle Regelung der umrichterbasierten Einspeisung mit sich bringt, bildet insbesondere die geringe Überstromtragfähigkeit, sowie der praktisch nicht vorhandene Energiespeicher der Umrichter eine große Herausforderung.

Im Falle eines Leistungsungleichgewichts können Synchrongeneratoren eine Leistung, welche bis zum sechsfachen ihrer Nennleistung beträgt, in das Netz einspeisen. Die dafür notwendige Energie entnehmen sie dabei ihrer rotierenden Masse. Speist ein Umrichter oberhalb seiner Nennleistung ein, werden die Halbleiter zerstört. Außerdem existiert keine Leistungsreserve, die zur Bereitstellung der erforderlichen Energie ausgenutzt werden könnte.

Zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Momentanreserve bzw. schneller Primärregelleistung müssen demnach innovative Algorithmen sowie Hardware-Prototypen entwickelt werden, welche sowohl stabilisierend auf das Netz wirken, als auch den Betrieb innerhalb der physikalischen Grenzen der Umrichter-Hardware gewährleisten können. Bislang werden solche Konzepte nur theoretisch betrachtet und in Simulationen erprobt. Eine realistische Erprobung unter physikalisch

akkuraten Bedingungen ist aber unabdingbar. Für solch eine Erprobung ist in FuP-Rotate eine leistungselektronische Entwicklungsumgebung implementiert. Diese besteht, wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, aus verschiedenen Teilen.



Entwicklungsumgebung in FuP-Rotate

Zunächst bildet der *Wechselrichter* das Kernstück der leistungselektronischen Entwicklungsumgebung. In diesen sind neben der zur Energiewandlung notwendigen, dreiphasigen, Vollbrücke auch Strommessshunts sowie verschiedene Schutzbeschaltungen vorgesehen, um die Hardware auch im Forschungs- und Entwicklungsbetrieb vor Überlastungen zu schützen. Die Ansteuerung der sechs Halbleiter erfolgt mithilfe von sechs digitalen Schaltimpulsen. Bereitgestellt werden diese von der Regelung des Wechselrichters, welche auf dem Echtzeitsimulator *Typhoon-HIL* implementiert ist. Die Entwicklung der Regelung in der grafischen Oberfläche des Echtzeitsimulators ermöglicht das schnelle Optimieren oder Entwickeln neuer Algorithmen, ohne direkt die üblicherweise eingesetzten Mikrocontroller-Einheiten programmieren zu müssen. Die Umwandlung von Primärenergie in DC-Strom wird durch eine bidirektionale DC-Quelle simuliert. Das hat vor allem den Vorteil, dass die Verfügbarkeit von Primärenergie, wie bspw. die Stärke der Sonneneinstrahlung, variiert werden kann. Diese wäre in einem realen Aufbau als exogene Größe nicht beeinflussbar und schränkte damit die möglichen Simulationsszenarien ein.

FuP-Rotate bietet mit der Kraftwerksnachbildung, der Nachbildung von Freileitungselementen sowie der Nachbildung erneuerbarer Energiequellen die Möglichkeit innovative Regelalgorithmen nah an der Realität zu entwickeln und zu validieren, um so einen wichtigen Beitrag zu einer erfolgreichen Energiewende zu leisten.

IQ Dortmund: Konzeptionierung eines integrierten Wärmenetzes zur sektorenübergreifenden Quartiersversorgung in Dortmund

IQ Dortmund: Concept design of an integrated heating network for cross-sector district energy supply in Dortmund

Alfio Spina

Ziel des Projektes IQ Dortmund ist es, das Gesamtsystem der Fernwärme in Dortmund zu optimieren. Die Konzeption eines multivalenten Wärmenetzes zeigt die Potenziale der Flexibilität und CO₂-Reduktion der dezentralen Energieversorgung auf. Hauptziel ist die Verknüpfung der Wärmeversorgung mit dem Stromnetz und dem Mobilitätssektor, um wettbewerbsfähige Wärmeerzeugungskosten zu gewährleisten.

The aim of the project IQ Dortmund is to optimize the overall system for district heating in Dortmund. The conception of a multivalent heat grid points out the potential of flexibility and CO₂ reduction of local energy supply. Main aim is to link the heat supply with the electricity grid and the mobility sector, ensuring competitive heat production costs.

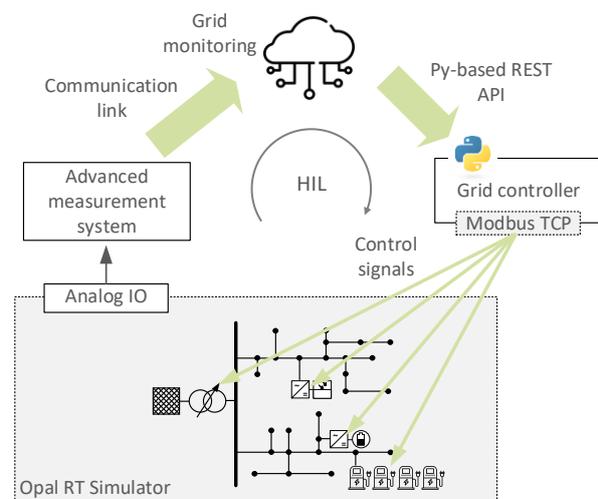
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET1633D gefördert

Ziel des Projekts ist die Optimierung des Gesamtsystems zur Fernwärmeversorgung in Dortmund durch multiple Maßnahmen. Durch die Entwicklung eines multivalenten Wärmenetzes sollen die Flexibilitäts- und CO₂-Minderungspotenziale der lokalen Energieversorgung erschlossen werden. Die energetische Kopplung der Wärmeversorgung mit dem Stromnetz und dem Mobilitätssektor bei Sicherung konkurrenzfähiger Wärmeerzeugungskosten ist daher wesentlicher Bestandteil der Konzeptionierung.

Ein wesentliches Ziel des Projektes ist daher die Konzeptionierung, Simulation und Optimierung eines komplexen Netzverbundes bestehend aus dem Wärmenetz und Stromnetz. Die Gesamtsystemsimulation, das Monitoring auf Netz- und Verbraucherebene und die Entwicklung einer zustands-orientierten Netzführung unter Einbindung von Smart-Metern stellen hierbei wesentliche Maßnahmen dar.

Die Aufgabe des ie³ der TU Dortmund ist es, wissenschaftliche Fragestellungen mithilfe von Laborversuchen im Forschungslabor Smart Grid Technology Lab zu beantworten, umso Voruntersuchungen für zukünftige Realbetriebe durchzuführen und offene Fragestellungen zu beantworten. In dem Sinne, wird ein Laborsetup konzeptioniert indem sowohl die simulierten Elemente als auch die Hardware Komponenten durch einen Hardware-in-the-loop Verfahren interagieren.

Das gesamte Setup mit den verschiedenen Komponenten ist in der folgenden Abbildung gezeigt. Ein Monitoring Tool führt das State Estimation eines simulierten Netzes durch, das auf einem Echtzeitsimulator läuft. Das Netz wird entsprechend den realen Netzdaten modelliert. Hardware-Messgeräte werden an die Simulation angeschlossen, um wichtige Größen des simulierten Netzes zu messen. Die Messwerte werden über eine Modbus-basierte Kommunikationsverbindung an das Monitoring Tool gesendet. Die Ergebnisse des State Estimation werden an eine Steuerungsplattform gesendet, die die für den Betrieb des simulierten Netzes erforderlichen Steuerungsmaßnahmen durchführt.



Darstellung des Hardware-in-the-loop Setup

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

Alfio Spina

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.

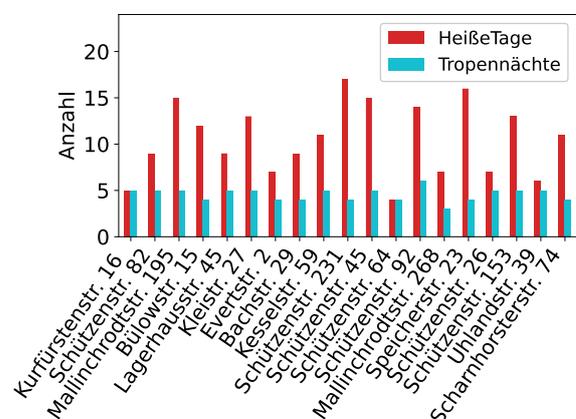
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Forschung und Bildung unter dem Förderkennzeichen 01LR1701B1 gefördert.

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. Hier sind in Zukunft auch die 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 darin, den Prozess zwischen digitalem System und Mensch bidirektional zu gestalten. Wo in der Vergangenheit üblicherweise eine unidirektionale Kommunikation existierte, sollen zukünftig nicht nur Sensordaten erhoben werden; es 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.

Die gemessenen Sensordaten werden aufbereitet und die Tage werden auf Basis der Definitionen des Deutschen Wetterdienstes in Kategorien eingeteilt, beispielsweise „Heiße Tage“, an denen die Maximaltemperatur mindestens 30 °C beträgt, und „Tropennächte“, bei denen die Minimaltemperatur zwischen 18 und 6 Uhr nie unter 20 °C

sinkt. Der Monat Juni 2021 ist besonders interessant, weil dort die Anzahl in diesen Kategorien am höchsten ist. Nun werden die verschiedenen Straßen miteinander verglichen. So lassen sich die für das Projekt relevanten Ergebnisse herausfiltern. Die Anzahl der heißen Tage und Tropennächte unterscheidet sich von Sensor zu Sensor. Signifikante Unterschiede in den Temperaturverläufen der einzelnen Sensoren sind zu erkennen. Außerdem ist die Rangfolge der Maximaltemperaturen in den verschiedenen Straßen an den heißen Tagen ähnlich. Daraus lässt sich schließen, dass die Messungen für eine dynamische Verkehrssteuerung genutzt werden können. Sie können zum Beispiel mit den von den Menschen empfundenen Temperaturen in eine App integriert werden.



Anzahl heiße Tage und Tropennächte pro Sensor im Juni 2021

4.5 Energieeffizienz, Optimierung und Regelung

Timm Faulwasser

Die Gruppe Optimierung und Regelung konnte in diesem Jahr trotz der andauernden Pandemie diverse wissenschaftliche Aktivitäten mit nationalen und internationalen Partnern realisieren.

Zu den Höhepunkten gehörte dabei die Organisation des ersten virtuellen Seminars des Technical Committee Optimal Control der International Federation of Automatic Control (IFAC). Dieses Seminar fokussierte sich auf daten-getriebene Verfahren zur Regelung komplexer Systeme; es wurde in Kooperation mit Thulasi Mylvaganam (Imperial College London, UK) sowie Karl Worthmann (TU Ilmenau) organisiert. Die Gruppe Optimierung und Regelung war zudem auf zahlreichen Konferenzen mit Publikationen präsent. Unter anderem wurde in diesem Kontext auf der 7th IFAC Konferenz on Nonlinear Model Predictive Control (IFAC-NMPC) eine Podiumsdiskussion zur Vermittlung prädiktiver Regelungskonzepte in der Lehre mit renommierten internationalen Teilnehmern organisiert.

Weiterhin wurden die Forschungsarbeiten von Dr.-Ing. Alexander Engelmann zur Optimierung cyber-physischer Systeme mit dem Rudolf Chaudoire-Preis der TU Dortmund prämiert. Dieser Preis wird einen längeren Forschungsaufenthalt der University of Wisconsin Madison ermöglichen und soll den nachhaltigen Aufbau einer Kooperation katalysieren.

Ein weiterer Höhepunkt des vergangenen Jahres war es den Stipendiaten der Alexander-von-Humboldt Stiftung Prof. Alejandro Garces (Universidad Tecnológica de Pereira), welcher im Rahmen eines Georg-Forster Fellowships einen Forschungsaufenthalt am ie3 absolviert, zu begrüßen. Wir hoffen das trotz anhaltender Pandemie Prof. Garces möglichst bald aus dem virtuellen Gastaufenthalt in einen physischen Aufenthalt wechseln kann.

Darüber hinaus beteiligte sich die Gruppe aktiv an einem Miniworkshop zu Mathematics of Dissipation am Mathematischen Forschungsinstitut Oberwolfach. Eine von Gruppenmitgliedern mitverfasste Arbeit erreichte die Endrunde des Best-Student-Paper Awards der European Control Conference.

Neben der Entwicklung optimierungsbasierter Verfahren zu Regelung und Automation vernetzter Multi-Energiesysteme treten in aktuell im Anlauf befindlichen Projekten auch zunehmend neue Themenkomplexe in den Vordergrund. Dazu gehören unter anderem die Verschränkung von Kommunikation und Automation in 5G und 6G Netzen, die Modellierung und Regelung mittels port-Hamilton'scher Ansätze sowie daten-getriebene Ansätze und maschinelle Lernverfahren.

Abschließend sei noch erwähnt, dass die Gruppe mit Ruchuan Ou und Jens Püttschneider sowie der externen Doktorandin Deborah Bilgic neue motivierte Mitarbeiter gewinnen konnte.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Simolin, T.; Rauma, K.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.: „Optimised controlled charging of electric vehicles under peak power-based electricity pricing“, IET Smart Grid, vol. 3, iss. 6, 2020, Januar 2021

Rautiainen, A.; Rauma, K.; Rohde, L.; Supponen, A.; Raulf, F.; Rehtanz, C.; Järventausta, P.: „Anatomy of electric vehicle fast charging: Peak shaving through a battery energy storage—A case study from Oslo“, IET Electrical Systems in Transportation, vol. 11, iss. 1, 2020, Januar 2021

Chen, Q.; Yang, D.; Wang, Y.; Rehtanz, C.; Pandžić, H.: „Robust state estimation of electricity-gas-heat integrated energy system based on the bilinear transformations“, IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 15, No. 1, pp. 149-163, , Januar 2021

Faulwasser, T.; Grüne, L.: „Turnpike properties in optimal control: an overview of discrete-time and continuous-time results“, Handbook of Numerical Analysis. Ed. by E. Zuazua and E. Trelat. arxiv: 2011.13670. In press. Elsevier, Januar 2021

Faulwasser, T.; Gross, M.; Semmler, W.; Loungani, P.: „Unconventional monetary policy in a nonlinear quadratic model“, Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics 24:5 (2020), p. 20190099. 001: 10.1515/sn-de-2019-0099, Januar 2021

Zhou, Y.; Rehtanz, C.; Dalhues, S.; Luo, P.; Liu, J.; Li, Y.; Chen, H.: „A strategy for access points selection and capacity configuration for the VSC-HVDC system considering overload scenarios alleviation“, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 124, Januar 2021

Fokken, E.; Mühlpfordt, T.; Faulwasser, T.; Göttlich, S.; Kolb, O.: „Modeling and simulation of sector-coupled networks: a gas-power benchmark“, Mathematical MSO for Power Engineering and Management. arxiv 2002.02416. Springer, Feb. 3, 2021, pp. 263–284. 001: 10.1007/978-3-030-62732-4_12, Februar 2021

Migliavacca, G.; Rossi, M.; Siface, D.; Marzoli, M.; Ergun, H.; Rodriguez, R.; Leclercq, G.; Amaro, N.; Egorov, A.; Matthes, B.; Gabrielski, J.; Morch, A.: „The Innovative FlexPlan Grid-Planning Methodology: How Storage and Flexible Resources

Could Help in De-Bottlenecking the European System“, Energies, vol 14, iss. 4, 2021, Februar 2021

Faulwasser, T.; Kellett, C.: „Infinite-horizon optimal control - Asymptotics and dissipativity“, Proceedings in Applied Mathematics and Mechanics (PAMM) (2021). 001: 10.1002/pamm.202100253, März 2021

Faulwasser, T.; Kellett, C.: „On continuous-time infinite horizon optimal control – Dissipativity, stability and transversality“, Automatica 134 (2021), p. 109907. 001: 10.1016/j.automatica.2021109907, März 2021

Pohl, O.; Hito, L.; Ibrahim, H.; Al Samman, O.; Häger, U.; Kentchim Tamgue, R.; Kubis, A.; Heine, M.: „Integrating an autonomous agent-based power flow control system into control center software“, ETG Kongress 2021, März 2021

Schaller, M.; Philipp, F.; Faulwasser, T.; Worthmann, K.; Maschke, B.: „Control of port-Hamiltonian systems with minimal energy supply“, European Journal of Control (2021). 001: 10.1016/j.ejcon.2021.06.017, April 2021

Appino, R.R.; Hagenmeyer, V.; Faulwasser, T.: „Towards optimality preserving aggregation for scheduling distributed energy resources“, IEEE Trans. Netw. Contr. Sys. 8 (3 2021), pp. 1477–1488. 001: 10.1109/TCNS.2021.3070664, April 2021

Faulwasser, T.; Mehrez, M.; Worthmann, K.: „Predictive path-following without terminal constraints.“, Recent Advances in Model Predictive Control: Theory, Algorithms, and Applications. Ed. by T. Faulwasser, M.A. Müller, K. Worthmann., April 2021

Faulwasser, T.; Zanon, M.: „Primal or dual terminal constraints in economic MPC? Comparison and insights“, Recent Advances in Model Predictive Control: Theory, Algorithms, and Applications. Ed. by T. Faulwasser, M.A. Müller, K. Worthmann. Lecture Notes in Control and Information Sciences 485. Springer, Apr. 18, 2021. Chap. 3, pp. 45–64. 001: 10.1007/978-3-030-63281-6_3, April 2021

Faulwasser, T.; Müller, M.A.; Worthmann, K.: „Recent Advances in Model Predictive Control: Theory, Algorithms, and Applications.“, Lecture Notes in Control and Information Sciences 485. Springer, Apr. 18, 2021. 001: 10.1007/978-3-030-63281-6, April 2021

Caro, L.M.; Ramos, G.; Rauma, K.; Rodriguez, D.F.C.; Martinez, D.M.; Rehtanz, C.: „State of Charge Influence on the Harmonic Distortion From Electric Vehicle Charging“, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 57, no. 3, pp. 2077-2088, doi: 10.1109/TIA.2021.3057350, Mai 2021

Ortiz, G.; Rehtanz, C.; Colomé, G.: „Monitoring of power system dynamics under incomplete PMU observability condition“, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 15, Iss. 9, pp. 1435-1450, May 2021, Mai 2021

Xu, D.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.; Houska, B.: „Online power system parameter estimation and optimal operation“, American Control Conference (ACC), 2021, pp. 3126–3131. 001: 10.23919/ACC50511.2021.9482814, Mai 2021

González-Inostroza, P.; Rahmann, C.; Álvarez, R.; Haas, J.; Nowak, W.; Rehtanz, C.: „The role of fast frequency response of energy storage systems and renewables for ensuring frequency stability in future low-inertia power systems“, MDPI Sustainability (Switzerland), Vol. 13, No. 10, Mai 2021

Ravisankar, B.; Jaeger, E.; Meißner, M.; Wirtz, A.; Wiederkehr, P.; Rehtanz, C.: „Investigation of electrical power consumption of an additive process chain and empirical modelling as feature selection for machine learning algorithms“, 14th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering, Procedia-CIRP, vol.99, 2021, Mai 2021

Jaeger, E.; Ravisankar, B.; Wirtz, A.; Meißner, M.; Rehtanz, C.; Wiederkehr, P.: „Simulation-based analysis of the energy demand within an additive subtractive process chain“, 14th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering, Procedia-CIRP, vol.99, 2021, Mai 2021

Hiry, J.; Peper, J.; Peter, S.; Kittl, C.; Rehtanz, C.: „Regional Spatial Distribution of Electric Vehicles – A Data-Driven Approach for Distribution Grid Impact Case Studies“, ETG Kongress 2021, Mai 2021

Kröger, D.; Peper, J.; Rehtanz, C.: „Large-Scale Thermal Building Stock Model for Generating Electric Load Profiles of Heating and Cooling Systems“, ETG Kongress 2021, Mai 2021

Peper, J.; Kröger, D.; Rehtanz, C.: „Pan-European Unit Commitment Considering Large Scale Integration of Controllable Electric Vehicle Charging“, ETG Kongress 2021, Mai 2021

Mühlpfordt, T.; Dai, X.; Engelmann, A.; Hagenmeyer, V.: „Distributed power flow and distributed optimization—Formulation, solution, and open source implementation“, Sustainable Energy, Grids and Networks, 26, 100471, Juni 2021

Stomberg, G.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.: „A distributed active set method for model predictive control“, IFAC-PapersOnLine 54:3 (2021). 16th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes ADCHEM 2021, pp. 263–268. 001: 10.1016/j.ifacol.2021.08.252, Juni 2021

Ou, R.; Baumann, M.H.; Grüne, L.; Faulwasser, T.: „A simulation study on turnpikes in stochastic lq optimal control“, IFAC-PapersOnLine 54:3 (2021). 16th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes ADCHEM 2021, pp. 516–521. 001: 10.1016/j.ifacol.2021.08.294, Juni 2021

Unterluggauer, T.; Rauma, K.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: „Short-term load forecasting at electric vehicle charging sites using a multivariate multi-step long short-term memory: A case study from Finland“, IET Electrical Systems in Transportation, doi: 10.1049/els2.12028, Juni 2021

Rauma, K.; Funke, A.; Simolin, T.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: „Electric Vehicles as a Flexibility Provider: Optimal Charging Schedules to Improve the Quality of Charging Service“, Electricity, vol. 2, iss. 3, 2021, Juni 2021

Hassan, B.H.; Narayan, A.; Babazadeh, D.; Klaes, M.; Lehnhoff, S.: „Performance Assessment of State Estimation in Cyber-Physical Energy Systems“, IEEE PowerTech 2021, Juni 2021

Berndt, A.; Dalhues, S.; Häger, U.; Horenkamp, W.; Ipfelkofer, F.; Jörke, P.; Kentchim, R.; Kirsten, D.; Kubis, A.; Löhnert, L.; Pohl, O.; Rewald, F.; Scheel, B.; Schneider, C.; Wietfeld, C.: „Abschlussbericht zum Projekt IDEAL“, BMWi, Juni 2021

- Raczka, S.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.: „Identification of Relevant Local Grid Stations for a Smart Grid Automation System“, ETG Kongress 2021, Juli 2021
- Sarajlić, D.; Kuznetsova, E.; Rehtanz, C.: „Overview of key indicators for the categorisation and characterisation of distribution grids“, IEEE PowerTech 2021, Juli 2021
- Faulwasser, T.: „Towards necessary and sufficient stability conditions for NMPC“, IFAC-PapersOnLine 54:6 (2021). 7th IFAC Conference on Nonlinear Model Predictive Control NMPC 2021, pp. 139–146. 001: 10.1016/j.ifacol.2021.08.536, Juli 2021
- Pan, G.; Stomberg, G.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.: „First results on turnpike bounds for stabilizing horizons in NMPC“, IFAC-PapersOnLine 54:6 (2021). 7th IFAC Conference on Nonlinear Model Predictive Control NMPC 2021, pp. 153–158. 001: 10.1016/j.ifacol.2021.08.538, Juli 2021
- Faulwasser, T.; Lucia, S.; Schulze, M.; Darup, M.; Mönnigmann, M.: „Teaching mpc: which way to the promised land?“, IFAC-PapersOnLine 54:6 (2021). 7th IFAC Conference on Nonlinear Model Predictive Control NMPC 2021, pp. 238–243. 001: 10.1016/j.ifacol.2021.08.551, Juli 2021
- Kraft, O.; Pohl, O.; Rewald, F.: „HONOR Deliverable D3.2 System Architecture“, www.honor-project.eu, Juli 2021
- Jahn, R.; Holt, M.; Rehtanz, C.: „Mitigation of Voltage Unbalances using a Line Voltage Regulator“, IEEE Madrid PowerTech 2021, Juli 2021
- Liemann, S.; Rehtanz, C.: „Dynamic Power Electronic Load Model for Transient Stability Analyses“, IEEE Madrid PowerTech 2021, Juli 2021
- Dalhues, S.; Pohl, O.; Lüttecken, B.; Schwierz, T.; Häger, U.; Müller, S.C.: „Optimal Positioning and Sizing of Power Flow Controllers Using a Scenario Based SCOPF Approach“, IEEE Madrid PowerTech 2021, Juli 2021
- Liemann, S.; Strenge, L.; Schultz, P.; Hinnert, H.; Porst, J.; Sarstedt, M.; Hellmann, F.: „Probabilistic Stability Assessment for Dynamic Active Distribution Grids“, IEEE Madrid PowerTech 2021, Juli 2021
- Palaniappan, R.; Raczka, S.; Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.: „i-Autonomous: Standardization and integration of modular and autonomous components in intelligent local substations“, IEEE PES General Society Meeting, Juli 2021
- Faulwasser, T.; Flaßkamp, K.; Ober-Blöbaum, S.; Worthmann, K.: „A dissipativity characterization of velocity turnpikes in optimal control problems for mechanical systems“, IFAC-PapersOnLine 54:9 (2021). 24th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems MTNS 2020, pp. 624–629. 001: 10.1016/j.ifacol.2021.06.125, August 2021
- Rauma, K.; Simolin, T.; Järventausta, P.; Rautiainen, A.; Rehtanz, C.: „Network-adaptive and capacity-efficient electric vehicle charging site“, IET Generation, Transmission & Distribution, early view, August 2021
- Syraniidou, C.; Koch, M.; Matthes, B.; Winger, C.; Linßen, J.; Rehtanz, C.; Stolten, D.: „Development of an Open Framework for a Qualitative and Quantitative Comparison of Power System and Electricity Grid Models for Europe“, hal-03330471 (Preprint), August 2021
- Lin, G.; Ma, J.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Liu, J.; Wang, Z.; Wang, P.; Sheet, F.: „A Virtual Inertia and Damping Control to Suppress Voltage Oscillation in Islanded DC Microgrid“, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 36, no. 3, pp. 1711-1721, doi: 10.1109/TEC.2020.3039364, September 2021
- Liu, J.; Lin, G.; Huang, S.; Zhou, Y.; Li, Y.; Rehtanz, C.: „Optimal EV Charging Scheduling by Considering the Limited Number of Chargers“, IEEE Transactions on Transportation Electrification, vol. 7, no. 3, pp. 1112-1122, doi: 10.1109/TTE.2020.3033995, September 2021
- Simolin, T.; Rauma, K.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: „Foundation for adaptive charging solutions: Optimised use of electric vehicle charging capacity“, IET Smart Grid, doi.org/10.1049/stg2.12043, September 2021
- Rauma, K.; Simolin, T.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.; Rehtanz, C.: „Overcoming non-idealities in electric vehicle charging management“, IET Electrical Systems in Transportation, September 2021

- Pacco, K.; Fehler, A.; Schmid, D.; Rehtanz, C.; Moser, A.*: „Einsatz netzdienlicher Flexibilität zur Vermeidung konventionellen Netzausbaus auf Verteilnetzebene“, IEWT 2021, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, September 2021
- Schwarz, T. M.; Maasmann, J.; Hiry, J.; Rehtanz, C.*: „Load Prediction Tool for EV Charging Infrastructure“, CIRED 2021, Geneva, September 2021
- Simolin, T.; Rauma, K.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.*: „Realistic QoS optimization potential in commercial EV charging sites through pricing-based prioritization“, CIRED 2021, Geneva, September 2021
- Palaniappan, R.; Molodchyk, O.; Rehtanz, C.*: „A hierarchical optimal power flow method for smart grids with field measurements“, CIRED 26th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, September 2021
- Philipp, F.; Schaller, M.; Faulwasser, T.; Maschke, B.; Worthmann, K.*: „Minimizing the energy supply of infinite-dimensional linear port-Hamiltonian systems“, 7th IFAC Workshop on Lagrangian and Hamiltonian Methods for Nonlinear Control (LHMNC 2021). arXiv:2105.03873., Oktober 2021
- Siepermann, M.; Rehtanz, C.; Liebenau, V.; Lackes, R.; Gebauer, M.*: „The potential of shifting residential energy consumption for the energy transition“, International Journal of Energy Sector Management, Vol. ahead-of-print, No. ahead-of-print, 2021, doi.org/10.1108/IJESM-01-2020-0006, Oktober 2021
- Engelmann, A.; Jiang, Y.; Benner, H.; Ou, R.; Houska, B.; Faulwasser, T.*: „Aladin- α : an open-source matlab toolbox for distributed non-convex optimization“, Optimal Control Application and Methods (2021). arXiv:2006.01866. In press. 001: 10.1002/oca.2811, Oktober 2021
- Sarajlić, D.; Uhlenbrock, S.; Strunck, C.; Rehtanz, C.*: „Modelling of Microgrid Benchmark Networks Based on the SimBench Data Set“, IEEE PES ISGT Europe 2021, Oktober 2021
- Balduin, S.; Veith, E.; Berezin, A.; Lehnhoff, S.; Oberließen, T.; Kittl, C.; Hiry, J.; Rehtanz, C.; Torres-Villareal, G.; Leksawat, S.; Kubis, A.; Frankenbach, Marc-Aureli:* „Towards a Universally Applicable Neural State Estimation through Transfer Learning“, IEEE PES ISGT Europe 2021, Oktober 2021
- Kraft, O.; Schmid, D.; Rehtanz, C.*: „Development of an Automated Grid Expansion Algorithm with Flexibility Consideration in Interlinked High Voltage Grids“, IEEE PES ISGT Europe 2021, Oktober 2021
- Narayan, A.; Klaes, M.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.*: „Analyzing the Propagation of Disturbances in CPES Considering the States of ICT-Enabled Grid Services“, IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC) 2021, Oktober 2021
- Gonzalez-Ordiano, A.; Mühlpfordt, T.; Braun, E.; Liu, J.; Cakmak, H.; Kühnapfel, U.; et al.*: „Probabilistic forecasts of the distribution grid state using data-driven forecasts and probabilistic power flow“, Applied Energy 302:15 (2021), p. 117498. 001: 10.1016/j.apenergy.2021.117498, November 2021
- Erlemeyer, F.; Rehtanz, C.; Hermanns, A.; Lüers, B.; Nebel-Wenner, M.; Eilers, R.*: „Live Testing of Flexibilities on Distribution Grid Level – Simulation Setup and Lessons Learned“, IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC) 2021, November 2021
- Botkin-Levy, M.; Engelmann, A.; Mühlpfordt, T.; Faulwasser, T.; Almassalkhi, M.*: „Distributed control of charging for electric vehicle fleets under dynamic transformer ratings“, IEEE Transactions on Control Systems Technology, November 2021
- Puhe, F.*: „Ein Verfahren zur Risikoabschätzung von Teilnetzbildungen in Mittelspannungsnetzen unter Verwendung von Python und PowerFactory“, ETG-CIRED Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, Hans-Seidel-Stiftung München, November 2021
- Tomin, N.; Kurbatsky, V.; Barakhtenko E.; Maass, L.; Yang, D.*: „Distributed Multienergy System Flexibility Management using Advanced Optimization Techniques“, 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems, November 2021
- Simolin, T.; Rauma, K.; Viri, R.; Mäkinen, J.; Rautiainen, A.; Järventausta, P.*: „Charging powers of the electric vehicle fleet: Evolution and implications at commercial charging sites“, Applied Energy, vol. 303, 2021, Dezember 2021

Lin, G.; Liu, J.; Rehtanz, C.; Li, Y.; Zuo, W.; Wang, P.: „Analysis of instability causes in the bi-dc converter and enhancing its performance by improving the damping in the IDA-PBC control“, IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 15, No. 17, pp. 2411-2421, Dezember 2021

Faulwasser, T.; Grüne, L.; Humaloja, J.-P.; Schaller, M.: „Inferring the adjoint turnpike property from the primal turnpike property“, 60th IEEE Conference on Decision and Control (IEEE CDC), Dezember 2021

Engelmann, A.; Stomberg, G.; Faulwasser, T.: „Toward decentralized interior point methods for control“, 60th IEEE Conference on Decision and Control (IEEE CDC). arXiv:2107.04664, Dezember 2021

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. D. Mayorga González: “The Smart Power Cell Concept - A Novel System Architecture and Operational Concept for the Efficient, Secure and Stable Operation of Future Power Systems, TU Dortmund, 22.02.2021

Dr.-Ing. M. Albrecht: „Konzeptionierung und Erprobung von dezentralen Frequenzhaltungsmaßnahmen und leistungsflussorientierten Lastabwurfverfahren im Verteilnetz“, TU Dortmund, 12.04.2021

Dr.-Ing. G. Ortiz: “Monitoring of Power System Dynamics Using a Hybrid State Estimator“, TU Dortmund, 09.06.2021

Dr.-Ing. Y. Zhou: “Operation Optimization and Control or Security Enhancement of Power Systems integrated with HVDC Systems“, TU Dortmund, 24.06.2021

Dr.-Ing. Florian Rewald: “Engpassmanagement mit Flexibilitäten in Mittel- und *Nieder-spannungsnetzen* bei unsicheren Netz-zuständen“, TU Dortmund, 22.07.2021

Dr.-Ing. D. Hidalgo Rodriguez: “Toward Optimal Operation of Multienergy Home-Microgrids for Power Balancing in Distribution Networks: A Model Predictive Control Approach“, TU Dortmund, 02.09.2021

Dr.-Ing. A. Spina: “Advanced laboratory testing of smart grid applications with power hardware-in – the-loop approach“, TU Dortmund, 09.09.2021

Dr.-Ing. D. Hilbrich: „Universelles Prüfsystem für innovative Schutz- und Automatisierungssysteme in Smart Grids, TU Dortmund, 05.10.2021

Dr.-Ing. M. Steglich: „Regelung eines multifunktionalen Umrichters und hybriden Speichersystems zur Erbringung neuartiger Systemdienstleistungen“, TU Dortmund, 09.11.2021

Dr.-Ing. C. Kittl: „Entwurf und Validierung eines individualitätszentrierten, interdisziplinären Energiesystemsensors basierend auf ereignisdiskreter Simulation und Agententheorie“, TU Dortmund, 22.12.2021

Dr.-Ing. J. Hiry: „Agent based Discrete Event Simulation Environment for Electric Power Distribution System Analysis“, TU Dortmund, 22.12.2021

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „Herausforderungen und Innovationen für internationale Energieübertragungsnetze“, 19.11.2021

Dr.-Ing. Sven Christian Müller, logarithmo GmbH & Co KG, CEO, Dortmund: „KI für Energie – Wo das ie³-Spin-Off logarithmo im europäischen Stromnetz seine Finger im Spiel hat“

Dr.-Ing. Jan Kays, Amprion GmbH, Leiter Datenmanagement und zentrale Infrastruktur, Dortmund: „Schatzsuche bei Amprion – Datenwerte bei einem TSO“

Dr.-Ing. Marc Bahlo, Elia Grid International GmbH, Senior Consultant, Berlin: „Die Rolle des ÜNB in der globalen Energiewende: Praxisbeispiele aus dem Projektgeschäft von Elia Grid International“

Doktoranden-Seminar des ie³

M. Sc. Oliver Pohl, M. Sc. Chris Kittl, M. Sc. Johannes Hiry, Institut ie³, TU Dortmund: „Git Workflows –How to work on the same code base with multiple people and not screw it up“, 15.01.2021

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund: "European System-Split (Major incident on January 8th)", 22.01.2021

M. Sc. Oliver Pohl, Institut ie³, TU Dortmund: "Integrating an autonomous agent-based power flow control system into control center software" 12.02.2021

M. Sc. Rakjumar Palniappan, Institut ie³, TU Dortmund: "Voltage control in smart grids using decentralized field measurements", 26.02.2021

M. Sc. Sebastian Raczka, Institut ie³, TU Dortmund: "iAutonomous", 12.03.2021

M. Sc. Dominik Hilbrich, Institut ie³, TU Dortmund: „Gruppen - Zusammenfassung Automate/ iAutonomous Plattform“, 19.03.2021

M. Sc. Johannes Hiry, Institut ie³, TU Dortmund: „Where are the electric vehicles? - Generating Scenarios for spatial BEV appearance as part of the Distribution Grid Planning Toolchain“, 26.03.2021

M. Sc. Jiayan Liu, Institut ie³, TU Dortmund: "Optimal EV Charging Scheduling by Considering the Limited Charging Facilities", 26.03.2021

M. Sc. Jan Peper, Institut ie³, TU Dortmund: „Modelling Battery Electric Vehicles in the context of Energy System Analysis“, 09.04.2021

Dr.-Ing. Kalle Rauma, Institut ie³, TU Dortmund: „Adaptive charging algorithms for electric vehicles“, 16.04.2021

eMob Group, Institut ie³, TU Dortmund: "Group Summary", 23.04.2021

Leo Hirsch, NextKraftwerke, Köln: "VPPs - View on the energy System of a market aggregator", 30.04.2021

Dr.-Ing. Ulf Häger, Oberingenieur, Institut ie³, TU Dortmund: „Forschungen und Trends zur Zuverlässigkeit und Resilienz von Stromnetzen“

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser, Institut ie³, TU Dortmund: „ie³ Instituts-Strategie“, 07.05.2021

Dr.-Ing. Marco Greve, ef. Ruhr GmbH: „Vorstellung der ef. Ruhr“, 11.06.2021

M. Sc. Felix Goeke, M. Sc. Diana Racines, Institut ie³, TU Dortmund: "Island Grids with Low Inertia", 18.06.2021

M. Sc. Christoph Strunck, Institut ie³, TU Dortmund: "Island Grid Operation and Potential Use Cases", 25.06.2021

Dr.-Ing. Ulf Häger, Institut ie³, TU Dortmund: „Digitaler Zwilling in der Netz- und Energiewirtschaft“, 02.07.2021

Andrés Cortes Borray, Universidad de País Vasco, Spain: "Optimisation-based approaches for evaluating the aggregation of EVs and PVs in unbalanced low-voltage networks", 02.07.2021

M. Sc. Bharatwajanprabu Ravinsankar, Institut ie³, TU Dortmund: "Smart factory energy flexibility", 13.08.2021

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund: "Project Overview and Strategy", 27.08.2021

M. Sc. Dennis Schmid, Institut ie³, TU Dortmund: "Flexibility is great - ain't it?", 08.10.2021

M. Sc. Fabian Erlemeyer, Institut ie³, TU Dortmund: "Live Testing of Flexibilities on Distribution Grid Level - Simulation Setup and Lessons Learned", 08.10.2021

M. Sc. David Kröger, M. Sc. Nils Offermann, Institut ie³, TU Dortmund: "Flexibilities in MILES", 15.10.2021

Prof. Dr. Alejandro Garcés, Universidad Tecnológica de Pereira, Kolumbien: "Optimal operation of active distribution networks: beyond the optimal power flow problem", 22.10.2021

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

Rehtanz, C.: „Modular-autonome Automatisierungs- und Schutzkomponenten in intelligenten Verteilnetzen“, VDE ETG Fachtagung Hochautomatisierter Netzbetrieb, virtuelle Veranstaltung, 28.01.2021

Rehtanz, C.: „The Cellular Concept for Integration of Distributed Generation, Flexibility and Sector Coupling in Electrical Energy Systems“, SERC, Universidad de Chile, Chile, 29.01.2021

Faulwasser, T.: „An Optimal Control Perspective on Deep Learning“, GAMM Fachausschuss Dynamische Regelungstheorie, virtuelle Veranstaltung, 01.02.2021

Rehtanz, C.: „Systemsplit des Europäischen Verbundsystems - Was lernen wir daraus für die Energiesystemtransformation?“, VDE Young Net virtuelle Veranstaltung, 11.02.2021

Stomberg, G.: „Conjugate Gradient Methods for Distributed Optimization and Control“, GMA FA1.50 Grundlagen vernetzter Systeme, virtuelle Veranstaltung, 03.03.2021

Stomberg, G.: „A Distributed Active Set Method for Model Predictive Control“, 11th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes (ADCHEM), virtuelle Veranstaltung, 13.03.2021

Matthes, B.: „Flexibility to support grid planning: An ambitious set of energy and grid scenarios at 2030-40-50“, Enlit Europe Podcast, Mailand, Italien (virtuell), 22.04.2021

Rehtanz, C.: „Netze als Grundgerüst der Energiewende“, Online-Vortragsreihe zur Energiewende, Konrad-Adenauer-Stiftung, virtuelle Veranstaltung, 29.04.2021

Faulwasser, T.: „Optimization-based Control of Energy Grids and Dissipativity? Ideas and Open Problems“, Mini-Workshop: Mathematics of Dissipation: Dynamics, Data and Control, Mathematisches Forschungsinstitut Oberwolfach, Oberwolfach, Deutschland, 14.05.2021

Matthes, B.: „MILES – Model of International Energy Systems: Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung“, Jahrestreffen Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse (FNE), Jülich, Deutschland (virtuell), 18.05.2021

Pohl, O.: „Integrating an autonomous agent-based power flow control system into control center software“, ETG Kongress 2021, virtuelle Veranstaltung, 18.05.2021

Raczka, S.: „Identification of Relevant Local Grid Stations for a Smart Grid Automation System“, ETG Kongress 2021, virtuelle Veranstaltung, 19.05.2021

Rehtanz, C.: „The Cellular Concept for Integration of Distributed Generation, Flexibility and Sector Coupling in Electrical Energy Systems“, IET Wiley, Online-Seminar, 25.05.2021

Faulwasser, T.: „A Simulation Study on Turnpikes in Stochastic LQ Optimal Control“, 11th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes (ADCHEM), virtuelle Veranstaltung, 13.06.2021

Rehtanz, C.: „Digital.EST - Digital systems and services for energy system transformation“, GIZ Diskussion Deutschland- Chile, virtuelle Veranstaltung, 22.06.2021

Faulwasser, T.: „MPC from the Optimal Control Point of View: What is Necessary and Sufficient“, National Centre of Competence in Research "Dependable, ubiquitous automation" (NCCR Automation), ETH Zürich & EPF Lausanne, Schweiz, 01.07.2021

Liemann, S.: „Investigation on the Suitability of Equivalent Models of Subtransmission Level for Security Analyses at Transmission Level“, Power System Computation Conference (PSCC) 2020, virtuelle Veranstaltung, 02.07.2021

Rehtanz, C.: „Die Netze regeln alles“, Jahrestagung "Energiesystem der Zukunft: Das Ziel ist klar! Der Weg auch?“, NRW Netzwerk Kraftwerkstechnik, Essen, 25.08.2021

Hilbrich, D.: „Sdsmart Grid Systeme für eine umweltverträgliche Energieversorgung“, Greentech.Ruhr Jahrestreffen 2021, Mülheim a.d. Ruhr, Deutschland, 06.09.2021

Puhe, F.: „Method for adaptive Identification of Medium-Voltage Subnets and practical Demonstration with a real Field Test“, 6th Annual Global Outage Management Forum for Distribution System Operators 9-10 September 2021, virtuelle Veranstaltung, 13.09.2021

Palaniappan, R.: „A hierarchical optimal power flow method for smart grids with field measurements“, CIRED 26th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, virtuelle Veranstaltung, 22.09.2021

Engelmann, A.: „An essentially decentralized interior point method for distributed non-convex optimization“, Invited Seminar Talk, Automatic Control Laboratory - École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz, 24.09.2021

Raczka, S.: „Implementation of Control Algorithms for Distribution Grids and its Validation on a Real-Time Simulator“, RT 21, virtuelle Veranstaltung, 26.09.2021

Rehtanz, C.: „The Cellular Concept for Integration of Distributed Generation, Flexibility and Sector Coupling“, Energy Mission 2021, Thor Central, Genk, Belgien, 21.10.2021

Ravisankar, B.: „Future Energy Systems and its Machine Learning Prospects“, Indo-German Symposium on Machine Learning and Control for Energy Systems, virtuelle Veranstaltung, 25.10.2021

Rehtanz, C.: „Grundlagen Energie- und Ressourceneffizienz“, IHK Energy Scouts, Dortmund, Deutschland, 29.10.2021

Erlemeyer, F.: „Live Testing of Flexibilities on Distribution Grid Level – Simulation Setup and Lessons Learned“, 2021 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC), Toronto, Kanada (virtuell), 30.10.2021

Faulwasser, T.: „Towards Necessary and Sufficient Stability Conditions for NMPC (IFAC NMPC)“, 7th IFAC Conference on Nonlinear Model Predictive control (IFAC NMPC), virtuelle Veranstaltung, 01.11.2021

Pan, G.: „First results on turnpike bounds for stabilizing horizons in NMPC“, 7th IFAC Conference on Nonlinear Model Predictive control (IFAC NMPC), virtuelle Veranstaltung, 01.11.2021

Rehtanz, C.: „Gesamtsystemansatz für die Energiewende - Was machen wir während der Dunkelflaute und weitere Fragen“, VDE Dresden, Dresden, Deutschland, 03.11.2021

Puhe, F.: „Fachvortrag ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Steigerung der Resilienz in Verteilernetzen durch Identifikation und Verinselung von Mittelspannungsteilnetzen“, ETG-CIRED Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilernetz, Hans-Seidel-Stiftung München, München, Deutschland, 03.11.2021

Rehtanz, C.: „Digitalisierung als Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende“, NRW Jahrestagung Netze und Speicher, Energieagentur NRW, Deutschland, 05.11.2021

Rehtanz, C.: „H2-Forschungsroadmap - Die Do's and Don'ts für Wasserstoff im Energiesystem“, EST-Tagung Wasserstoff als Chance für das Ruhrgebiet, Bochum, Deutschland, 08.11.2021

Engelmann, A.: „Dezentrale Optimierung für die nächste Generation cyberphysischer Systeme“, Rudolf Chaudoire Preisverleihung, TU Dortmund, Deutschland, 10.11.2021

Rehtanz, C.: „Hybride und Multimodale Energiesysteme“, TU Dortmund im Gespräch, Dortmund, Deutschland, 11.11.2021

Rehtanz, C.: „Herausforderungen der Energiewende“, Sozialwissenschaftlicher Arbeitskreis der Kommende Dortmund, Paderborn, Deutschland, 13.11.2021

Peper, J.: „Simulation europäischer Elektrizitätsmärkte und -netze im Kontext der Energiewende“, WE-Heraeus-Arbeitstreffen für Lehramtsstudierende, Studienreferendare und Lehrkräfte, Bad Honnef, Deutschland, 23.11.2021

Engelmann, A.: „An essentially decentralized interior point method for distributed non-convex optimization“, 60th IEEE Conference on Decision and Control, virtuelle Veranstaltung, 14.12.2021

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Funke, A.: „Electric vehicles in subaggregation: the impact on the quality of charging“, Januar 2021

Fakhruddin, H.: „Development and Assessment of an Integrated Multi-Sector Cost Benefit Analysis of Future Energy Systems“, Januar 2021

Hakeemuddin, F.: „Development and Assessment of an Integrated Multi-Sector Cost Benefit Analysis Method for Future Energy Systems“, Januar 2021

Soennecken, A.: „Entwicklung von Fallback-Strategien für ein autonomes, agentenbasiertes Leistungsflussregelungssystem“, Januar 2021

Golonka, M.: „Entwicklung einer adaptiven spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung zur Systemdienstleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz“, März 2021

Shinde, A.D.: „Investment modeling of private households in power and head supply technologies“, April 2021

Kuhn, F.: „Implementation and validation of control strategies for the flexible operation of distribution networks with energy sector coupling approach“, April 2021

Stabenau, V.: „Prototypische Umsetzung einer automatisierten Objekterkennung von Mittelspannungsisolatoren mit Deep Learning“, April 2021

Schwierz, T.: „Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur automatisierten Topologieerkennung von elektrischen Netzen“, April 2021

Rathje, E.: „Entwicklung einer quantitativen Methode zur Generierung konsistenter energiewirtschaftlicher Szenarien im Rahmen der Systementwicklungsplanung“, Mai 2021

Kuznetsova, E.: „Entwicklung und Implementierung einer messdatenbasierten Methodik zur Modellierung von Verbraucherverhalten in Verteilnetzen“, Mai 2021

Kartaun, L.: „Entwicklung einer Methodik zur Lösung von Netzengpässen in der Nieder- und Mittelspannungsebene durch den Einsatz von Flexibilitäten“, Mai 2021

Spinneken, J.: „Technisch-wirtschaftliche Betrachtung einer Spannungsumstellung im Mittelspannungsnetz zur Behebung von Netzengpässen“, Mai 2021

Zafar, S.: „Investigation of Smart Grid Control Sensitivities to ICT Performance Validated by Hardware-in-the-loop Simulations“, Mai 2021

Robin, D.: „Untersuchung des Einflusses der Strombegrenzung von netzbildenden Umrichtern auf die Langzeit-Spannungsstabilität“, Juli 2021

Straka, N.C.: „Determination of the measurement uncertainty analysis of a gravimetric flow standard measuring system for flow rates up to 300 m³/h for water at ambient conditions“, August 2021

Kückelhaus, L.: „Implementierung netzdienlicher Steuerungs- und energiemangement-Funktionen des Verteilnetzbetreibers über die Smart Meter Gateway Architektur nach BSI TR-03109“, September 2021

Schwarz, T. M.: „High-Power-Charging: Integrationsstrategien für Niederspannungsnetze“, Oktober 2021

Steffan, N.: „Development and Implementation of an Agent-Based Model to Evaluate Approaches to Efficiently Account for Stochastic Charging Needs of Battery-Electric Vehicles“, Oktober 2021

Peter, S.: „Development and Implementation of a Distributed Scheduling Strategy for a Discrete-Event Distribution Grid Simulation“, Oktober 2021

Neumann, T.: „Entwicklung und Anwendung eines Verfahrens zur Positionierung von Messtechnik unter Berücksichtigung intelligenter Messeinrichtungen im Verteilnetzbetrieb“, Oktober 2021

Linnemann, R.: „Bestimmung eines optimalen Portfolios von Speichertechnologien zur saisonalen Residuallastglättung im europäischen Verbundsystem“, November 2021

6.2 Bachelorarbeiten

Kiso, J.: „Modellierung, Simulation und Bewertung verschiedener Photovoltaik-Nachführungskonzepte“, Januar 2021

Bung, V.: „Analyse möglicher Entwicklungspfade verschiedener Technologien hinsichtlich des Flexibilitätspotentials im Energiesystem“, Januar 2021

Abbes, M. H.: „Entwicklung einer Methodik zur Visualisierung und graphischen Analyse des mehrdimensionalen Lösungsraums des lastflussbasierten Kapazitätsmodells“, Januar 2021

Szwed, R.: „Entwicklung und Parametrierung eines Modells zur Bestimmung des optimalen Portfolios von Wärmeerzeugungstechnologien in Wärmenetzen“, Februar 2021

Klindworth, J.: „Analyse und Implementierung von Bewegungsprofilen des Güternahverkehrs in ein Modell zur Energiesystemanalyse“, März 2021

Cramer, T.: „Entwicklung eines Modells zur Abbildung von Elektrofahrzeugen als mobiler Energiespeicher sowie deren Auswirkung auf den zeitlichen Verlauf der Haushaltslast“, April 2021

Holtrup, L.: „Mehrwert von Distributed Ledger Technologies für den Energiemarkt“, April 2021

Foet, M.: „Entwicklung und Bewertung einer Regionalisierungsmethodik für Windenergie an Land zur Anwendung in der Übertragungsnetzplanung“, April 2021

Mitulla, M.: „Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Bestimmung erforderlicher Marktpreise zur Deckung von Flexibilitätsoptionen in regionalen Energiemärkten“, Mai 2021

Lewna, H.A.: „Entwicklung einer Methodik zur Identifikation geeigneter Trassenverläufe unter Berücksichtigung geographischer Bedingungen“, Mai 2021

Dean, J.A.: „Analyse und Modellierung des technoökonomischen Potentials von Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme auf nationaler Ebene“, Juni 2021

Gausemeier, A.: „Analyse regulatorischer und normativer Randbedingungen zur Grenzwertbestimmung für Netzplanung und -betrieb“, Juli 2021

Al Samman, O.: „Bestimmung des Betriebsbereichs einer Power Hardware-in-the-Loop Testumgebung“, Juli 2021

Bröckling, A.: „Erweiterung der Sensitivitätsberechnung für Impedanzregler mit Hilfe zusätzlicher Informationen über den Netzbetriebszustand“, August 2021

Nickel, N.: „Regionalisierung von Netznutzungsentgelten zur Optimierung der Batteriespeicherkapazität von BEV-Schnellladestationen an Autobahnen“, August 2021

Zachopoulos, V.: „Konzeptionierung und Implementierung einer Kommunikationsplattform zum Einsatz von SIMONA als "Simulation as a Service"“, September 2021

6.3 Projektarbeiten

Jendernalik, M.: „Modellierung und Monitoring von quasi-dynamischen Häuserlasten“, Oktober 2021

Ahmadi, I.; Basic, E.; Doerr, H.; Egener, T.; Khan, M. I.; Haj Satouf, H.; Spies, L.; Splittgerber, L.: „Modelling of Flexibilities and Integration into a Smart-Grid-System“, Oktober 2021

Pieczkowski, N.: „Abschätzung von CO₂-Vermeidungspotentialen durch den Einsatz von Wasserstoff in Deutschland auf regionaler Ebene“, November 2021

7. Promotionen

The Smart Power Cell Concept - A Novel System Architecture and Operational Concept for the Efficient, Secure and Stable Operation of Future Power Systems

Dr.-Ing. Daniel Mayorga González

Supervisor: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Co-supervisor: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Examination date: 22.02.2021

The dissertation describes a novel architecture and operational concept for a future electric power system. The architecture and operational concept were developed as a solution to the technical challenges which result from the ongoing decommissioning of conventional power plants and the mass scale integration of distributed and renewable energy sources. In particular, the architecture aims at ensuring the efficient, secure and stable operation of a future power system by enabling the coordinated operation of its distribution and transmission grids. To this, in the first part of the dissertation, the Smart Power Cell concept is introduced. A Smart Power Cell is a subsection of the distribution domain of a future power system which is supervised and controlled by an ICT-based monitoring and control system. A Smart Power Cell can be controlled to adapt its dynamic

behaviour on demand and thus be integrated into the operation of the transmission network. The dissertation then deals with the modelling and simulation of a power system organized according to the developed concept. Besides, methods for the description of the flexibility of Smart Power Cells to support the operation of a transmission network are described. In addition, a control scheme for controlling the power which a Smart Power Cell exchanges with the transmission network is presented. Finally, the developed methods are tested by means of steady-state and dynamic simulations using a combined transmission-distribution test system designed for this purpose. The dissertation closes with a summary of the main contributions and a discussion of the research efforts required to bring the Smart Power Cell concept into life.

Konzeptionierung und Erprobung von dezentralen Frequenzhaltungsmaßnahmen und leistungsflussorientierten Lastabwurfverfahren im Verteilnetz

Dr.-Ing. Marvin Albrecht

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 12.04.2021

Aufgrund der erhöhten Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen in Verteilnetzen und der Abschaltung konventioneller Kraftwerke ändern sich die bisherigen Netzstrukturen grundlegend. In diesem Kontext müssen dezentrale Anlagen in Zukunft zwingend Systemdienstleistungen übernehmen. Eine besondere Rolle spielen hierbei die Bereitstellung von Primärregelleistung, insbesondere durch Batteriespeichersysteme, aber auch innovative unterfrequenzabhängige Lastabwurfkonzepte, welche sicherstellen, dass ebendiese dezentralen Anlagen nicht vom Netz

getrennt werden. In der Arbeit wird untersucht, inwieweit umrichter-basierte dezentrale Anlagen über möglichst bestehende Kommunikationsinfrastrukturen, wie Smart Metering Systeme, geregelt werden können. Zudem wird ein selektives Lastabwurfkonzept entwickelt, welches sicherstellt, dass Last optimal abgeworfen wird. Im Fokus steht dabei die Verknüpfung einer dezentralen Entscheidungslogik mit einer zentralen Parametrierung. Durch dynamische Simulationsrechnungen wird untersucht, inwieweit die vorgestellten Konzepte die Netzfrequenz in kritischen Situationen effektiv stützen können. Abgerundet wird

die Arbeit mit der Entwicklung von Prototypen eines Speichercontrollers zur dezentralen Regelleistungsbereitstellung und eines selektiven Unterfrequenzrelais zur Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs. Diese Prototypen wurden im Labor in Hardware-in-the-Loop Simulationen getestet, sodass Aussagen über die Robustheit und Reaktionsfähigkeit der Prüflinge getroffen werden können. In einem mehrmonatigen Feldversuch in einem deutschen Verteilnetz wurden die Prototypen

zudem unter realen Bedingungen mit einer Kommunikationsanbindung zur Leitstelle des verantwortlichen Netzbetreibers getestet. Sowohl in den dynamischen Simulationsrechnungen als auch in den praktischen Untersuchungen konnte nachgewiesen werden, dass die genannten Regelsätze einen nennenswerten Beitrag zur Beherrschung zukünftiger frequenzkritischer Situationen beitragen können.

Monitoring of Power System Dynamics Using a Hybrid State Estimator

Dr.-Ing. Gabriel Ortiz

Supervisor: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Co-supervisor: Prof. Dr.-Ing. Graciela Colomé

Examination date: 09.06.2021

Modern power systems are undergoing a transformation process where distributed energy resources together with complex load technologies are increasingly integrated. This, in addition to a sustained growth in electricity consumption and a lack of significant investment in transmission infrastructure, leads power systems to face with new stochastic operating behavior and dynamics and to operate under stressed conditions. Under such operating conditions, the occurrence of a potential disturbance may cause a partial or a total collapse. Therefore, in order to minimize the risk of collapses and their impact, new monitoring tools must be adopted, capable of providing the right conditions for dynamic wide-area monitoring. The thesis presents a hybrid state estimator that is a monitoring tool that combines fast synchronized phasor measurements with traditional measurements into a single scheme.

It has the ability to estimate at high speed power system dynamics associated to slow and fast transient phenomena considering a reduced amount of phasor measurement units (PMUs). The developed scheme consists of two phases depending

on the power system operating regime. In phase one the system is in stationary regime and bus voltages (magnitude and angle) together with related variables like power flows, current through lines, etc. are estimated by a static estimator at a low speed, which is determined by the supervisory control and data acquisition (SCADA) system. When a physical disturbance happens and the system is in transient regime phase two comes into operation. This time, two estimators work in sequence at high speed. First, a static state estimator is used to estimate bus voltages as soon as the synchronized phasor measurement set arrives. Then, a dynamic state estimator is in charge of estimating dynamic states of all generators and motors in the system, even if the unit is not observed by a PMU. Full observability is restored through a novel data-mining based methodology, which defines, first, a PMU topology that allows monitoring the post-contingency bus voltage dynamics of the entire power system and, second, generates a number of bus voltage pseudo-measurements to extend the observability to the whole system.

Operation Optimization and Control for Security Enhancement of Power Systems Integrated with HVDC Systems

Dr.-Ing. Yang Zhou

Supervisor: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Co-supervisor: Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Examination date: 24.06.2021

Decarbonization targets in the energy transition and growing environmental awareness drive the integration of renewable energy, which requires increased flexibility and fast control equipment such as voltage source converter-based high voltage direct current (VSC-HVDC) in the power grid. The resulting new layout of the hybrid AC/DC power system also poses new challenges to power system operators. Therefore, this dissertation focuses on how to take the controllable advantages of the HVDC system to enhance the operation security of the hybrid AC/DC power system. One long-term solution is selecting the appropriate access scheme of the VSC-HVDC system for better utilization of controllability and flexibility provided by VSC-HVDC. Another clue is the adjustment of the active power set-point for the VSC-HVDC system during the operation process. First, the optimal access scheme for the VSC-HVDC system in the power system is investigated in detail. A method of access point selection and capacity configuration (APSCC) for the VSC-HVDC system is proposed from the perspectives of actual feasibility, security, and economy. With the design of a comprehensive sensitivity factor and the establishment of a multi-objective optimization model, the APSCC method can not only reduce the investment and operation costs but also support the secure operation of power systems.

Then, a joint corrective measure (JCM) by collaborative optimization of the VSC-HVDC and DES devices for improving the power system security is presented. Post-contingency power flow violations in the hybrid AC/DC power system can be cured by the proposed JCM method. Numerical simulations are implemented which prove that the JCM method can efficiently coordinate the VSC-HVDC and DES, eliminate overload, and reduce decision-making time. Additionally, a voltage angle droop (VAD) control for the VSC-HVDC system is investigated to participate in the optimization operation of the power system for mitigating the overall loading of the hybrid AC/DC system. Both the static calculation and dynamic characteristic analysis are carried out to verify the effectiveness of the VAD-controlled HVDC system for transmission congestion alleviation. Finally, a dynamic corrective control (DCC) method which takes the advantage of the HVDC system to regulate power flow distribution is developed. Different from the existing open-loop control methods, the DCC method with the feedback of system congestion can achieve fast and reliable control efficacy. Validation of the developed method with time-domain simulations indicates that the method can effectively alleviate the AC system congestion within the control range of the HVDC system, and hence significantly enhancing the dynamic security of the hybrid AC/DC power system.

Engpassmanagement mit Flexibilitäten in Mittel- und Niederspannungsnetzen bei unsicheren Netzzuständen

Dr.-Ing. Florian Rewald

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

Mündl. Prüfung: 22.07.2021

Die Substitution von Großkraftwerken durch dezentrale Erzeugungsanlagen und lastferne Windparks führt zunehmend zu Netzengpässen in der Höchst- und Hochspannungsebene. Die Behebung dieser Netzengpässe erfolgt aktuell meist durch Großkraftwerke, die im Rahmen der Energiewende abgeschaltet werden. Zukünftig werden daher auch Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden müssen, die an die Mittel- oder Niederspannungsnetze angeschlossen sind.

In dieser Arbeit wird praxisnah gezeigt, wie die Flexibilität von Erzeugungsanlagen, die an die Mittel- und Niederspannungsnetzen zur Behebung dieser Netzengpässe genutzt werden können. Dabei wird in dieser Arbeit berücksichtigt, dass der Netzzustand in der Mittel- und Niederspannungsnetze meistens nicht bekannt und mit einer gewissen Unsicherheit behaftet, bestimmt werden muss.

Zunächst wird daher ein Engpassmanagementsystem zur Behebung von Netzengpässen in der Hochspannungsebene mit flexiblen Erzeugungsanlagen aus der nachgelagerten Mittel- und Niederspannungsebene vorgestellt. Der Fokus dieser Arbeit liegt dabei auf der Schnittstelle zwi-

schen der Hoch- und Mittelspannungsebene sowie der Aggregation der flexiblen Leistung der Erzeugungsanlagen, die an die Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen sind.

Anschließend wird ein mathematisches Verfahren beschrieben, mit dem die flexible Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen zu einem Flexibilitätspotential für die gesamte Netzebene aggregiert werden kann. Dieses Verfahren basiert auf dem Optimal Power Flow. Dessen Funktionsweise wird anhand von Benchmark-Netzen mit bekanntem Netzzustand demonstriert.

Die Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotentials wurde abschließend im Rahmen eines Feldtests in einem realen Mittelspannungsnetz getestet. Für eine praxisnahe Anwendung kann der Netzzustand nicht als bekannt vorausgesetzt werden, sondern wird mit einer Netzzustandschätzung bestimmt. Für diese Netzzustandschätzung werden zunächst die Eingangsdaten analysiert, darauf aufbauend der Netzzustand geschätzt und auf Basis dessen das Flexibilitätspotential bestimmt. Abschließend wird geprüft, inwiefern die Ergebnisse dieses Feldtests auf andere Netze übertragbar sind.

Toward Optimal Operation of Multienergy Home-Microgrids for Power Balancing in Distribution Networks: A Model Predictive Control Approach

Dr.-Ing. Diego Hidalgo Rodríguez

Supervisor: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Co-Supervisor: Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Examination date: 02.09.2021

The energy policy objectives of the German government regarding renewable energy sources and energy efficiency will lead to a significantly increase in the share of photovoltaics, storage systems, combined heat and power plants, and heat pumps, especially at the distribution grid level. Consequently, end-users in energy systems are becoming heterogeneous, i.e., they can behave as electricity consumers, as electricity producers, as energy storage units, or they can be just self-sufficient. This heterogeneity implies that the energy system is undergoing several paradigm changes.

In the future, a household with distributed energy resources must be coordinated in such a way that it can react to variable network conditions as a single flexible unit. This work defines home-microgrid as a household with integrated distributed energy resources and it suggests the optimal operation of home-microgrids as a backbone for the operation of future distribution power systems. The work follows a bottom-up approach, based on the cellular approach, which aims at improving local balancing in low-voltage grids by using the flexibilities of home-microgrids.

Therefore, the work presents an optimal and scalable operation strategy for home-microgrids. The proposed strategy can coordinate the operation of a single home-microgrid or the operation of a group of interconnected home-microgrids. As the research paid particular attention to multienergy home-microgrids, the dissertation shows optimization-based strategies for the coordination of such home-microgrids, focusing on the use of

model-predictive control. It, consequently, provides a detailed description of the modeling of a photovoltaic-heat pump home-microgrid and a photovoltaic-combined heat and power home-microgrid. One core of the work is the formulation of the underlying optimization problems and the investigation of coordination strategies for interconnected home-microgrids, namely, decentralized, centralized, and hierarchical-distributed coordination strategies. In this context, the work presents the use of the dual decomposition and the alternating direction method of multipliers for hierarchical-distributed coordination strategies.

Finally, the dissertation introduces a framework for the co-simulation of electrical networks with penetration of home-microgrids. The simulation results show the functionality of the framework and enable the evaluation of the effects of the coordination of home-microgrids on a generic low-voltage grid.

Through simulation experiments, the work concluded that using the l_2 -norm in the objective function enables an improvement in local power balancing for home-microgrids. Moreover, the work showed the use of model predictive control for storage sizing purposes. The research also concluded that the sharing problem formulation of the alternating direction method of multipliers could handle binary variables within a hierarchical-distributed operation strategy for interconnected home-microgrids. In the end, with the co-simulation framework's help, the work showed that a local power balancing results in a reduction of network power losses.

Advanced laboratory testing of smart grid applications with power hardware-in-the-loop approach

Dr.-Ing. Alfio Spina

Supervisor: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Co-supervisor: Prof. Dr.-Ing. Gianfranco Chicco

Examination date: 09.09.2021

Power system innovation promoted by the smart grid vision provides large opportunities for the development of a sustainable energy supply infrastructure. However, the increase in system complexity arises the need for innovative planning and operation paradigms to guarantee the optimal and secure grid management. Nonetheless, suitable testing approaches are also required to ensure reliability, safety and proper system integration of innovative smart grid solutions and technologies before deployment.

Besides conventional methods, advanced laboratory testing procedures based on the hardware-in-the-loop approach can be applied to enhance testing and validation at the component and at the system level. This aims to overcome the limitations of full simulation tests and full hardware setups by merging these two approaches. Particularly, by means of dedicated supply systems, also power components can be interfaced with a software simulation, thus enabling the so known Power hardware-in-the-loop (PHIL) approach.

This work assesses practical issues in the design and operation of advanced smart grid test infrastructures. Both aspects are analyzed with particular emphasis on test facilities including PHIL systems. The minimal requirements along with an architectural classification of the elemental laboratory equipment are suggested for the suitable facility design and effective operation. A set of operational use-cases are formulated for the straightforward applicability of advanced testing approaches especially based on PHIL approach.

The assessed operational aspects are applied on an existing smart grid laboratory equipped with a PHIL system together with typical full-scale smart grid components. Particularly, a number of representative test-cases are selected and performed by operating the existing PHIL system according to the suggested operational use-cases. These test-cases are used to derive implementation solutions and recommendations to perform advanced PHIL testing for practical research applications in the area of smart grids.

Universelles Prüfsystem für innovative Schutz- und Automatisierungssysteme in Smart Grids

Dr.-Ing. Dominik Hilbrich

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger

Mündl. Prüfung: 05.10.2021

Bei der Entwicklung von Anwendungen in Smart Grids stellt sich die Frage, wie sich komplexe Schutz- und Automatisierungsfunktionen zukünftig effektiv prüfen lassen. Insbesondere die hohe Anzahl an Systemen und deren gegenseitige Beeinflussung stellt eine Herausforderung dar. Die konventionelle Prüfung von intelligenten elektronischen Geräten in den elektrischen Verteilnetzen basiert auf Ansätzen der Open-Loop-Prüfung im Sinne einer Funktionsprüfung. Im wissenschaftlichen Kontext sind Closed-Loop-Prüfungen unter Verwendung von Echtzeitsimulatoren für Schutz- und Automatisierungssysteme oft diskutiert, kommen aufgrund des Aufwandes bei der Durchführung der Prüfung in der Praxis aber nicht oder nur sehr selten zum Einsatz. In der vorliegenden Arbeit wurde ein Prüfsystem entwickelt, welches Closed-Loop-Prüfungen ermöglicht. Dabei wurde das System so aufgebaut, dass es neben der konventionellen Typprüfung für Schutzgeräte ebenso die sogenannte anwendungsorientierte Prüfung ermöglicht. Bei der anwendungsorientierten Prüfung werden Netzmodelle von realen Netzen modelliert und auf einem Echtzeitsimulator ausgeführt. Innerhalb dieser Hardware-in-the-Loop-Simulation ist es möglich, Smart-Grid-Automatisierungssysteme für genau den Anwendungsfall zu

prüfen, in dem sie tatsächlich zum Einsatz kommen. Ziel ist es, voneinander abhängige Funktionen in einer ganzheitlichen Systemprüfung evaluieren zu können. Bei der Durchführung solcher Prüfungen zeigt sich ein sehr hoher Aufwand sowohl bei der Modellbildung als auch bei der Durchführung der Prüfung. Die Effizienz solcher Prüfungen leidet darunter und stellt eine Hürde für die Nutzung dieses Ansatzes dar. Zur Reduktion des Aufwandes bei der Durchführung der Prüfung wurde ein Konzept zur automatischen Netzmodellerstellung implementiert und der Prüfablauf teilautomatisiert. Dabei wurde auf standardisierte Datenmodelle gemäß der Standards IEC 61970-301 (Common Information Model) und IEC 61850-6 (Substation Configuration Language) zurückgegriffen, um eine möglichst standardisierte Schnittstelle zu verfügbaren Netzmodellen in verschiedenen Netzberechnungsprogrammen nutzen zu können. Für die Durchführung der automatisiert ablaufenden Prüfungen wurde eine modulare Benutzerschnittstelle in Python geschaffen. Die automatische Netzmodellerstellung des Prüfsystems wurde verifiziert und die anwendungsorientierte Prüfung für Beispielanwendungen durchgeführt.

Regelung eines multifunktionalen Umrichters und hybriden Speichersystems zur Erbringung neuartiger Systemdienstleistungen

Dr.-Ing. Michael Steglich

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Detlef Schulz

Mündl. Prüfung: 09.11.2021

Im Zuge der Energiewende kommt es zu weitreichenden und substanziellen Veränderungen in den Bereichen der elektrischen Energieerzeugung, Versorgungssicherheit und des Leistungsflusses. Im Zentrum dieser Transformation steht zum einen der dezidierte Ausbau und die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichersysteme im Stromnetz und zum anderen die sukzessive Reduktion konventioneller Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke. Sowohl dezentrale Erzeugungsanlagen als auch Energiespeicher sind häufig mittels Umrichter an das Netz angeschlossen. Daher muss sichergestellt sein, dass Umrichter im symmetrischen, unsymmetrischen und fehlerhaften Netzbetrieb leistungsfähig und zuverlässig weiterbetrieben werden können, damit die Netzstabilität nicht gefährdet wird und die Spannungsqualität gewährleistet werden kann. Motiviert durch diese zahlreichen Veränderungen und Anforderungen an zukünftige Stromnetze wird in dieser Arbeit ein hybrides Kompensationssystem, bestehend aus einem multifunktionalen Umrichter, einer Redox-Flussbatterie und einem Schwungradspeicher, simulativ abgebildet und evaluiert. Dabei wird eine erweiterte Regelstruktur in der Steuerung eines netzgekoppelten Umrichters implementiert und das Verhalten bei verschiedenen Netzbetriebszuständen analysiert und bewertet. Unter Verwendung der Regelstruktur kann das System selbst bei tiefen Spannungseinbrüchen Wirk- und Blindleistung bereitstellen sowie Strom- und Spannungsspitzen auf am

Gleichstromzwischenkreis angeschlossene elektrische Bauelemente maßgeblich reduzieren und die Energiespeicher vor Überlastung oder Beschädigung schützen. Weiterführend werden zwei Konzepte für ein Speicher- und Leistungsmanagement präsentiert. Das erste Konzept zum Speichermanagement berücksichtigt die aktuellen Ladezustände und Wirkungsgrade der Energiespeicher und steigert auf dieser Grundlage den Gesamtwirkungsgrad des Systems. Das zweite Konzept zum Leistungsmanagement beschreibt eine gewichtete Scheinleistungsaufteilung des Umrichters auf einzelne Systemdienstleistungen in Abhängigkeit von im Netz gemessenen Spannungsqualitätsparametern und verbessert dadurch die Einhaltung normativer Grenzwerte. Abschließend werden zwei neuartige Systemdienstleistungen des Umrichters eruiert und sowohl simulativ als auch experimentell in Laborversuchen verifiziert. Zum einen wird ein Verfahren zur Kompensation harmonischer Ströme im einpoligen Erdfehlerstrom entwickelt. Ein wesentliches Merkmal dieses Verfahrens ist die Unterstützung zur Einhaltung der Löschgrenze am Fehlerort. Zum anderen wird ein Verfahren entworfen, welches es mit Hilfe vom Umrichter eingespeister Ströme ermöglicht, die Entfernung zu einpoligen Erdfehlern auf dem Strang zu bestimmen. Dadurch kann der Leitwarte die korrekte Fehlerentfernung übermittelt und folglich die Netzbetriebsfähigkeit verbessert werden, da eine aufwendige Lokalisierung des Fehlers durch den Netzbetreiber entfällt.

Entwurf und Validierung eines individualitätszentrierten, interdisziplinären Energiesystemsensors basierend auf ereignisdiskreter Simulation und Agententheorie

Dr.-Ing. Chris Kittl

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff

Mündl. Prüfung: 22.12.2021

Das Energiesystem gewinnt seit einiger Zeit an Komplexität. Wesentlicher Treiber ist der immer wichtigere Wunsch nach ökologischer und ökonomischer Effizienz. Insbesondere durch das großskalige Verfügbarwerden von Informations- und Kommunikationstechnik für Mensch und Maschine werden neue Optionen für die Systemführung, aber auch für die individuelle Nutzung des Energiesystems z.B. als Prosumer geschaffen.

Diese Entwicklungen werden vor allem in den elektrischen Verteilnetzen spürbar. Sie sind die typische Anschlussebene für eine Vielzahl, vergleichsweise kleiner Anlagen, die den Wandel des Energiesystems treiben und damit Ursache für die steigende Komplexität sind: Das Verhalten der Einspeiseanlagen ist durch das Angebot erneuerbarer, meist wetterabhängiger Energie bestimmt. Darüber hinaus sind Verbrauchsanlagen zunehmend interdisziplinär beeinflusst und rational gesteuert, etwa durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen.

Die große Anzahl individueller Systemteilnehmer entwickelt dabei ein gemeinsames, kollektives Verhalten. Es entsteht entweder durch passive oder aktive Kopplung: Passiv, indem verschiedene Systemteilnehmer über externe Zusammenhänge, etwa Wetter, gekoppelt sind oder aktiv, indem sie kooperativ oder kompetitiv wechselwirken. Die Zusammenhänge und damit das resultierende kollektive Verhalten sind in der Regel nicht offensichtlich. Das gilt insbesondere, wenn die Auswirkungen neuer, noch nicht realisierter Technologien bewerten werden sollen.

Methoden der Modellierung und Simulation erlauben das Experimentieren mit einer virtuellen Nachbildung eines realen Systems und sind daher geeignet, dieses kollektive Verhalten zu untersuchen. Die steigende Komplexität des realen

Energiesystems führt aber auch zu einer gesteigerten Komplexität in den Modellen und Simulationen. Darüber hinaus müssen sie eine große Anzahl von Teilnehmern umfassen, damit das kollektive Verhalten sichtbar wird.

Im Rahmen dieser Dissertation wird untersucht, wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und vor allem valide abgebildet werden kann. Hierbei wird besonderer Fokus auf die Modellierung einer Vielzahl individueller und rationaler Systemteilnehmer gelegt. Das Ziel ist die Reduktion der Komplexität im Modellierungsprozess und in der Simulationdurchführung. Hierzu wird das Simulationsframework *SIMONA* erweitert und angepasst.

Im Zuge dessen werden drei Komplexitätsklassen abgeleitet, die eine den Anforderungen angepasste Modellkomplexität erlauben. Sie werden durch Software-Agenten realisiert, die eine konsequente Fokussierung auf die individuelle Einheit erlauben. Darüber hinaus wird eine allgemeingültige Agentenhülle formuliert, die gemeinsame Modellbestandteile bündelt, konkrete physikalische Verhaltensmodelle aufnimmt und damit die Komplexitätsklassen realisiert. Beides trägt zur Reduktion der Komplexität im Modellierungsprozess bei. Die Teilnehmermodelle fügen sich in die ereignisdiskrete Logik von *SIMONA* ein, durch welche nur solche Zeitpunkte simuliert werden, in denen für das Modell relevante Ereignisse eintreten. Somit wird gleichzeitig die Komplexität in der Simulationdurchführung reduziert.

Erste Vergleichstestungen einzelner Komponenten und des Gesamtsystems an den anerkannten *SimBench*-Modellen leisten Beiträge zur Validierung von *SIMONA*. Sie zeigen eine hohe Ergebnisgüte und damit Praxisrelevanz des Ansatzes.

Agent-based Discrete-Event Simulation Environment for Electric Power Distribution System Analysis

Dr.-Ing. Johannes Hiry

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff

Mündl. Prüfung: 22.12.2021

Im Zuge der Transformation des gesamten Energiesystems gewinnt das elektrische Verteilnetz seit einigen Jahren zunehmend an Bedeutung. In der ersten Phase der Energiewende wurden insbesondere neue Einspeiser wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf den unterschiedlichen Spannungsebenen des Verteilnetzes angeschlossen. In den letzten Jahren ist nun eine deutliche Zunahme neuer Lasten in Form von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und weiterer, sektorkopplender Anlagen wie Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplungs- oder Biomasseanlagen sowie thermische Speicher zu beobachten. Somit entstehen neue Abhängigkeiten zwischen den bisher getrennten Sektoren Strom, Gas, Wärme und Mobilität. Fortschritte im Bereich der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, ermöglichen zusätzlich die Umsetzung von *SmartGrid*- und *SmartMarket*-Mechanismen im Verteilnetz.

Die skizzierten Entwicklungen stellen die Energieinfrastruktur auf der Verteilnetzebene vor neue Herausforderungen. Aufgrund ihrer wichtigen Bedeutung für das gesamtgesellschaftliche Leben ist ihre sorgfältige Planung und ihr stabiler, sicherer Betrieb jedoch unerlässlich. Die Einführung innovativer betrieblicher Konzepte oder die Erprobung neuer Planungsansätze kann also nicht im realen System erfolgen.

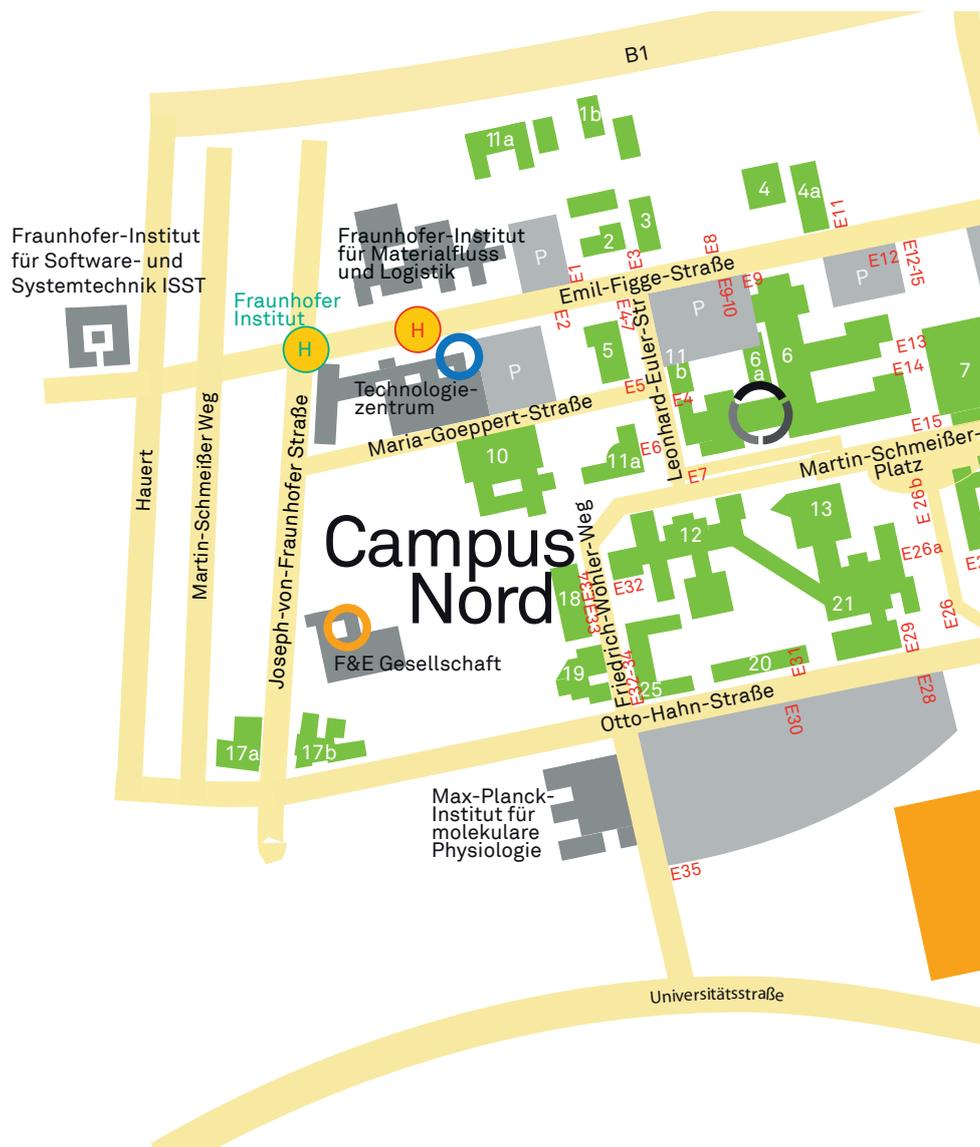
Eine Möglichkeit zur Entwicklung und Erprobung entsprechender Methoden ohne Gefährdung des realen Systems ist die Durchführung von Simulationen. Die Komplexität der elektrischen Infrastruktur auf der Verteilnetzebene, die große Anzahl heterogener Anlagen sowie deren Beeinflussung durch individuelles, menschliches Verhalten stellt bestehende Simulationsansätze jedoch vor eine Reihe von Herausforderungen. Diese reichen von der Abbildung individuellen Verhaltens vieler Netzteilnehmer über die Berücksichtigung von Interdependenzen zwischen Netzteilnehmern und gekoppelten Sektoren, bis hin zur Skalierbarkeit zur Simulation großer Netzstrukturen.

Vor dem Hintergrund der genannten Herausforderungen wird im Rahmen dieser Dissertation ein agentenbasierter Modellierungsansatz mit einem ereignisdiskreten Simulationsansatz zum Simulationsmodell *SIMONA* kombiniert. Die Arbeit fokussiert sich dabei auf mehrere essenzielle Kernkomponenten. Diese umfassen unter anderem die Entwicklung eines mathematisch beschreibbaren Ansatzes zur Kombination eines agentenbasierten Modells mit ereignisdiskreter Simulationslogik, ein neu entwickelter, verteilter Rückwärts-Vorwärts-Leistungsflussalgorithmus (DBFS), sowie die Entwicklung eines detaillierten Photovoltaikanlagenmodells.

Die Implementierung jedes Agenten des entwickelten Gesamtmodells als Akteur ermöglicht die Durchführung großskaliger, nebenläufiger und performanter Simulationen. Die Matrizenzerlegungen im Rahmen des entwickelten DBFS ermöglichen darüber hinaus eine partiell parallele, nebenläufige Leistungsflussberechnung, was die Skalierbarkeit des Systems und seine Performanz zusätzlich erhöht.

Die korrekte Funktionsweise von *SIMONA* sowie des PV-Modells wird zusätzlich im Rahmen von umfassenden Vergleichstestungen verifiziert und validiert. In beiden Fällen belegen die Ergebnisse die Validität und hohe Ergebnisqualität der Einzelkomponente PV-Modell bzw. des Gesamtsystems *SIMONA*.

Zusammenfassend ermöglicht das entwickelte Simulationsmodell die Durchführung großskaliger Simulationen des elektrischen Verteilnetzes bei gleichzeitiger Berücksichtigung individuellen Verhaltens der einzelnen Netzteilnehmer, innovativer Netzbetriebskonzepte und flexiblen Anlagenverhaltens. Die erzeugten umfangreichen und detaillierten Zeitreihen können im Anschluss für Netzplanung, -betrieb und -analyse genutzt werden.



Emil-Figge-Straße 70, Gebäude BCI G2

- 2. Etage: Smart Grid Technologien (Schutz und Automatisierung)
- 4. Etage: Institutsleitung
 - Verteilnetzplanung und -betrieb
 - Netzdynamik und -stabilität
 - Energieeffizienz, Optimierung und Regelung



Emil-Figge-Straße 76, Technologiezentrum

- Smart Grid Technologien (Smart Grid Technology Lab)



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

- Energiesystemdesign und Übertragungsnetze

Gestaltung ie³ 2021, 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