

2025

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
44227 Dortmund

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

Redaktion: Simon Uhlenbrock

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Nach einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien, der auch künftig weiter voranschreiten muss, und den hohen Anforderungen an Netzentwicklung und Netzausbau rückt nun die Optimierung des Transformationspfades mit allen Fragen zur Umweltfreundlichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit besonders in den Fokus.

Der Blackout in Spanien bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien in einem deutlich erweiterten europäischen Verbundsystem verdeutlicht, wie wichtig detaillierte Analysen zur Systemstabilität sind. Dynamische Untersuchungen bei einer Vielzahl dezentraler Komponenten sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus umrichterbasierten Systemen eröffnen spannende Forschungsfragen.

Die effiziente und resiliente Planung von Netzen auf allen Ebenen unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung sowie der Einsatz smarter Technologien, einer vernetzten Digitalisierung und IKT stellen eine große Herausforderung dar. Dabei spielen auch Fragen der Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen und einer zukunftsorientierten Netzentwicklungsplanung eine wichtige Rolle.

Der mittlerweile gut etablierte Masterstudiengang „Sustainable Energy Systems“ stößt weiterhin auf großes internationales Interesse. Er trägt aktiv dazu bei, dem Fachkräftemangel in der Elektrotechnik zu begegnen, da die meisten internationalen Studierenden nach ihrem Abschluss in Deutschland bleiben möchten. Durch unser Engagement in diesem Studiengang, ergänzt durch die klassischen Studiengänge Elektrotechnik und Informationstechnik sowie Wirtschaftsingenieurwesen mit Schwerpunkt „Management elektrischer Netze“, konnte das Team exzellenter Doktorandinnen und Doktoranden erneut hervorragend besetzt werden. Besonders erfreulich ist dabei der Frauenanteil von knapp 30 Prozent, der für das Fachgebiet ein ausgewogenes Verhältnis widerspiegelt.

Ein besonderer Höhepunkt war die Verleihung des Professorentitels an Dr. Ulf Häger als außerplanmäßiger Professor in Anerkennung seiner herausragenden Leistungen in Forschung und Lehre. Sobald auch die Professur „Nachhaltige Energiesysteme (Energieeffizienz)“ wieder besetzt ist, wird das ie³-Team vollständig komplettiert sein.

Für das kommende Jahr freuen wir uns auf zahlreiche Möglichkeiten, gemeinsam mit Partnern aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Verwaltung – sowohl international als auch in Deutschland und NRW, insbesondere entlang der Ruhrschiene im Kompetenzfeld EST – an der Gestaltung des Energiesystems der Zukunft mitzuwirken.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger

Inhaltsverzeichnis

1.	Personal	3
2.	Kooperationen	5
3.	Ausgründungen.....	7
4.	Lehre.....	9
4.1	Vorlesungen	9
4.2	Exkursionen	11
4.3	Seminare	11
5.	Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	12
5.1	Power System Stability & Operation	16
5.2	Distribution Grid Planning & Operation	22
5.3	Energy System Design & Transmission Grids	32
5.4	Smart Grid Technologies	39
5.5	Optimization and Control.....	46
6.	Veröffentlichungen und Vorträge	47
6.1	Publikationen.....	47
6.2	Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	49
6.3	Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	49
6.4	Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	50
7.	Studentische Arbeiten	52
7.1	Masterarbeiten	52
7.2	Bachelorarbeiten	53
7.3	Projektgruppen	53
7.4	Fachwissenschaftliche Projektarbeiten.....	53
8.	Promotionen	54

1. Personal

Institutsleitung und Management

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser
Univ.-Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin
Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger (Vertretungsprofessor EEF)
Dr.-Ing. Rajkumar Palaniappan
Dr.-Ing. Alfio Spina (Vertretungsprofessor DS)

Honorarprofessor

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

Sekretariat

Nicole Funke

Administration und Technik

Emily Elvermann
Nina Ganser
Tobias Loidl
Samira Al Safarini

Akademische Gäste

Sajjad Dehkordi Fattaheian, Ph.D., Aalto Universität, Finland
Prof. Claudio A. Cañizares, Ph.D., University of Waterloo, Kanada
Iván Cristóbal Pérez Lagos, M.Sc., Universidad de Chile
Prof. Sergio Rivera, Ph.D., Universidad Nacional de Colombia
Roberto Cometa, M.Sc., Politecnico di Bari, Italien
Junfeng Duan, M.Sc., Hunan University, Changsha, China
Leipeng Zhang, M.Sc., Hunan University, Changsha, China
Siddharth Urankar, University of Cincinnati, gefördert über das Ruhr Fellowship Programm, USA

Externe Doktoranden

Jonas Claus, M.Sc., AVU Netz GmbH
Alexander Harding, M.Sc., Robert Bosch GmbH
Sebastian Rehr, M.Sc., HS Hamm-Lippstadt
Mahyar Garmaband, M.Sc., Compleo Charging Solutions GmbH & Co. KG
Richard Schmid, M.Sc., WILO SE
Katrin Schulte, M.Sc., FH Bielefeld
Emrah Oztürk, FH Vorarlberg
Razieh Balouchi Anaraki, M.Sc., ZEDO e.V.

Wissenschaftliches Personal

Johannes Yu Bao, M.Sc.
Maísa Beraldo Bandeira, M.Sc.
Charlotte Biele, M.Sc.
Kiran Nirutti Borse, M.Sc.
Stefan Bühner, M.Sc.
Fanrui Chang, M.Sc.
Aaron Eicker, M.Sc.
Marcel Esser, M.Sc.
Daniel Feismann, M.Sc.
Jawana Gabrielski, M.Sc.
Leon Marcel Gerigk, M.Sc.
Felix Goeke, M.Sc.
Julian Golembiewski, M.Sc.
Julian Hohmann, M.Sc.
Robert Jahn, M.Sc.
Madeleine Jendernalik, M.Sc.
Svenja Joseph, M.Sc.
Simon Kammerer, M.Sc.
Stefan Kraft, M.Sc.
Kim Krawiec, M.Sc.
René Krüßmann, M.Sc.
Marius Masuch, M.Sc.
Christian Holger Nerowski, M.Sc.
Dr.-Ing. Thomas Oberließen
Nils Offermann, M.Sc.
Sebastian Peter, M.Sc.
Jens Pütschneider, M.Sc.
Maurice Raetsch, M.Sc.
Dr.-Ing. Sebastian Raczka
Bharathwajanprabu Ravisankar, M.Sc.

Julia Schmeing, M.Sc.
Thomas Schwierz, M.Sc.
Marius Staudt, M.Sc.
Gösta Stomberg, M.Sc.
Milijana Teodosic, M.Sc.

Simon Uhlenbrock, M.Sc.
Mandy Wältermann, M.Sc.
Felix Wedding, M.Sc.
Florian Weißberg, M.Sc.

2. Kooperationen

Partnerschaften, Kooperationen und Netzwerke mit Universitäten, Forschungseinrichtungen, Netzbetreibern und Herstellern bilden vielfach die Basis für unsere Forschungsprojekte. Diese Kooperationen umfassen Projekte, Auftragsforschungen, Gutachten, Studien und Gastvorlesungen sowie den Austausch von Studierenden und wissenschaftlichen Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen. Darüber hinaus erfolgt die Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien (VDE, IEEE, CIRED, CIGRE) sowie die Organisation von Konferenzen.

Das Institut ist sowohl an projektbezogenen Konsortien als auch an strukturellen Clusterorganisationen beteiligt. Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Internationale akademische Kooperationen

Die aufgeführten internationalen akademischen Kooperationen bestehen teilweise seit vielen Jahren. Einige wurden erst letztlich neu durch den gegenseitigen Austausch von Wissenschaftlern etabliert. Häufig konnten die Ergebnisse gemeinsam veröffentlicht werden.

- Department of Engineering & Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, USA
- University of Vermont, Burlington, USA
- University of Waterloo, Waterloo, Kanada
- Universidad de Chile, Santiago, Chile
- Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile
- Instituto de Energía Electrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- China Agricultural University, Beijing, V. R. China
- École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz
- Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETHZ), Zürich, Schweiz
- Danmarks Tekniske Universitet (DTU), Kopenhagen, Dänemark
- École Centrale de Lille, Frankreich

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 gesamttheitliche 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

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 waren neben Stadt und IHK auch die am ie³ etablierte Leitstelle Energiewende Dortmund sowie CISCO, einer der Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich 1100 Mitwirkende in 45 Projekten engagiert. 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-ev.de

3. Ausgründungen

ef.Ruhr – Die Energiedenkfabrik

Die ef.Ruhr GmbH ist ein Beratungsunternehmen mit Schwerpunkt Energiesysteme mit Sitz in Dortmund. Sie steht als Energiedenkfabrik an der Schnittstelle zwischen neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen und 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
Emil-Figge-Straße 76
44227 Dortmund

www.energieforschung.ruhr

logarithmo

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

Die 2016 ausgegründete Firma logarithmo ist Softwarepartner für die Bereitstellung und Umsetzung datenbasierter Services für den Energiesektor und produzierende Unternehmen. Die Datenanalysten aus den Bereichen Energie und Logistik nutzen das eigens entwickeltes Softwareframework, mit welchem Ideen schnell und effizient in eine produktive Anwendung überführt werden können. 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.

logarithmo GmbH & Co.KG
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund

www.logarithmo.de

HYPERSYS

Die in 2022 gegründete Firma Hypersys GmbH bietet modulare Speicher- und Energiewandlungssysteme für multifunktionale Systemdienstleistungen im Zusammenspiel mit einer erneuerbaren Energieversorgung. Die Wirkleistungsbereitstellung kann für eine Reihe von Anwendungen wie Spitzenlastglättung, Pufferung erneuerbarer Energien, Sektorenkopplung H2 / Wärme, Erhöhung der Eigenerzeugungsnutzung, Virtuelle Kraftwerksbewirtschaftung bis hin zur unterbrechungsfreien Stromversorgung genutzt werden. Zusätzlich kann die Versorgungsqualität für die Blindleistungs-Spannungsregelung, Kompensation harmonischer Ströme, Symmetrierung der Netzströme oder der Kompensation von Erdfehlerströmen genutzt werden.

Hypersys GmbH
Heidestraße 11
42579 Heiligenhaus

www.hypersys.de

volterica

Volterica's Szenario-basiertes Planungstool schafft Klarheit für Energie-Investitionen. Die 2024 ausgegründete Firma macht komplexe Werkzeuge & Simulationen für Entscheidungsfindung und Investitionen zugänglich und handhabbar - somit können in der Planung & Systemauslegung bis zu 80% Zeit gespart werden. Das Software-Modell basiert auf einem flexiblen Knoten-Kanten-Ansatz: Erzeuger, Speicher, Verbraucher und Netzknoten werden als parametrierbare Drag-and-Drop-Bausteine dargestellt und zu einem vollständigen System verknüpft. Alle energetischen und stofflichen Ströme - von Strom über Wärme bis Wasserstoff - lassen sich so integriert simulieren und analysieren. Die Ergebnisse werden in interaktiven, digitalen Dashboards erlebbar - mit umfassenden Szenarien-Vergleichen, wirtschaftlichen Kennzahlen wie ROI und Amortisation sowie allen relevanten technischen Daten aus den Betriebssimulationen.

Volterica GmbH
Heinz-Fangman-Str. 2-6
42287 Wuppertal

www.volterica.com

smart4grid

Der immense Ausbau der elektrischen Verteilnetze kann durch digitalisierte Überwachung und Automatisierung effizient reduziert werden. Dezentrale Einspeiser und neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos belasten die Verteilnetze. Das Erkennen von Überlastungszuständen und das zielgerichtete Warnen oder automatisierte Eingreifen bei kritischen Situationen kann den Ausbaubedarf um Jahre hinauszögern. Die hierzu notwendige Ausstattung der Mittel- und Niederspannungsnetze mit digitaler Messtechnik und Auswertung muss hierzu waltungseffizient und zukunftsfähig erfolgen.

Hierzu bietet smart4grid eine der leistungsfähigsten Hardware-Plattformen am Markt, die nach der Installation mit Softwareapplikationen flexible softwarebasiert erweitert werden kann. Der Funktionsumfang reicht von der Netzüberwachung, Netzsteuerung, Fehlererkennung bis hin zu

Schutzfunktionen. Das Konzept entspricht quasi einem Smartphone für Ihr Netz.

Die einmalige Hardwareinstallation und der flexibel erweiterbare Funktionsumfang ermöglichen somit ein effizientes, zukunftsstabile und intelligentes Netz bei steigendem Anschlussbedarf dezentraler Einspeiser und Lasten. Hierdurch wird ein effizienterer und wirtschaftlicherer Betrieb der elektrischen Netze möglich.

Die Gründungsidee ist im Rahmen von Forschungsprojekten am ie³ entstanden, wurde durch das Land NRW im Rahmen des Start-Up Transfer.NRW Förderrahmens unter dem Projektnamen "Smart Grid Automation System" gefördert. Die Gründung ist in Vorbereitung.

smart4grid
c/o KoCoS Messtechnik AG
Südring 42
34497 Korbach
Germany

www.smart4grid.com

4. Lehre

4.1 Vorlesungen

Wir bieten Vorlesungen in den Studiengängen „Elektrotechnik und Informationstechnik“, „Wirtschaftsingenieurwesen“, „Automation and Robotics“ sowie in den neu eingerichteten Studiengängen „Nachhaltige Energiesysteme (Bachelor)“ und „Sustainable Energy Systems (Master)“ an.

Einführung in die elektrische Energietechnik (Grundlagen der Elektrotechnik III)

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, sowie der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Drehstromsysteme als Basis für nachhaltige elektrische Energiesysteme, Grundlagen von Transformatoren und Leitungen, Modellierung von Lasten, Einspeisern und Energiespeichern, sowie innovativer Netzkomponenten.

Einführung in die elektrische Energietechnik (Grundlagen der Elektrotechnik II)

Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger

Vorlesung für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Drehstromsysteme als Basis für nachhaltige elektrische Energiesysteme, Grundlagen von Transformatoren und Leitungen, Modellierung von Lasten, Einspeisern und Energiespeichern sowie innovativer Netzkomponenten.

Elektrische Energietechnik

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Inhalt: Grundlagen der elektrischen Energieversorgung und Transformation zu nachhaltigen Energiesystemen, Grundlagen der Thermodynamik zur nachhaltigen Energiewandlung und erneuerbare Energien, Leistungsflussrechnung elektrischer Energienetze, Berechnung von Kurzschlussströmen und Kurzschlussleistung, Berechnung unsymmetrischer Drehstromsysteme, Grundlagen der Planung nachhaltiger elektrischer Energienetze und zur Einbindung erneuerbarer Energien.

Einführung in die Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Inhalt: Ökonomische Grundlagen, Organisation der deutschen Elektrizitätsversorgung und deren Transformation zu nachhaltigen Energiesystemen, Rechtliche Rahmenbedingung, Stromhandel, Systemdienstleistungen, Bilanzkreismanagement, Netzentgelte und Marktintegration erneuerbarer Energien, Optimierungsverfahren, Investitionsrechnung.

Betrieb und Aufbau von Netzen

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens, der Logistik, sowie der Nachhaltigen Energiesysteme

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

Power System Operation and Stability

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Englischsprachiges Modul für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens und der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Part 1: Power System Supervision, Operation and Protection: Introduction into electrical power systems and its operational tasks, system architecture of power system control centers, algorithms for power system calculation, supervision and operation, substation automation and protection architecture, power system protection functions and algorithms for short circuit and fault calculation, future trends in control centres

Part 2: Power System Stability, Dynamics and Control: Stability in electrical power systems, dynamic power system modelling and simulation, small signal and transient rotor angle stability, frequency stability, voltage stability and voltage control, measures to improve stability.

Smart Grids

Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Nachhaltigen Energiesysteme und Automation and Robotics

Inhalt: Energy transition towards sustainability, new distribution grid users (renewable energy sources, loads and energy storage), electromobility, conventional distribution grids and their transformation for massive renewable integration, state estimation, congestion management, protection and control functions, time series based planning of renewable dominated distribution grids, grid automation and future trends.

Power System Economics

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Regulation of the power system economics, Optimal Power Flow, Grid charges and transmission rights, Simulation of European electricity markets and grid expansion planning, Cross-border electricity trading, Grid congestion management, Portfolio optimization, Investment in generation and capacity.

Planning and Operation of Distributed Energy Resources

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Dr.-Ing. Dominik Hilbrich, M.Sc. Christoph Strunck

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Introduction to the implementation of distributed energy systems, technologies of distributed energy conversion and storage, grid connection guidelines and protection of distributed en-

ergy conversion systems in low and medium voltage grids, power grid influences and control strategies of converter-based energy conversion, design and evaluation of the economic efficiency of distributed energy conversion systems.

Simulation and Testing Methods for Modern Power Systems

Dr.-Ing. Alfio Spina

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, der Nachhaltigen Energiesysteme und Automation and Robotics

Inhalt: Real-time simulation of power systems, Hardware-in-the-loop (HIL) simulation and testing; Controller hardware-in-the-loop (CHIL), Power hardware-in-the-loop (PHIL), Electrical design of low-voltage laboratory testbeds, Practical applications of modern testing.

Principles of Sustainability

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik

Englischsprachige Vorlesung für Masterstudierende der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Definitions of sustainability, reporting and monitoring, CO2 footprint, circular economy in the context of energy supply, sustainable solutions for energy systems, social responsibility.

Folgende Vorlesungen wurden im Jahr 2025 letztmalig von Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser hier am ie³ angeboten:

Optimal Power Flow Problems

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik

Inhalt: Formulierung und Lösung von Lastflussproblemen und optimalen Lastflussproblemen für Verteil- und Transportnetze unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Problemformulierungen, Kron-Reduktion, konvexen Approximationen und Relaxation sowie stochastischen Unsicherheiten.

4.2 Exkursionen

15. Mai 2025

Die Studierenden haben im Rahmen der Vorlesung „Diagnose und Zustandsanalyse in der elektrischen Energieversorgung“ eine Exkursion zur Horstmann GmbH durchgeführt. Im Rahmen der Führung wurde die Produktion bei Horstmann gezeigt, sowie verschiedene Abteilungen innerhalb der Entwicklung.

07.Juli 2025

Die Studierenden und Mitarbeitenden des Instituts haben an einer Exkursion der VDE Hochschulgruppe zur Westnetz GmbH teilgenommen. Anschließend haben die Teilnehmenden Einblicke in die Schaltleitung erhalten.

4.3 Seminare

„Planning a sustainable and resilient grid“, Oberseminar für Masterstudierende des Studiengangs Sustainable Energy Systems im SS 2025

„Virtualisierungstechnologien in der Energietechnik“, Oberseminar für Masterstudierende des Studiengangs Elektrotechnik und Informationstechnik im SS 2025

5. 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 und deren Digitalisierung,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- Automation, Regelung und Optimierung von Energiesystemen,
- Energieeffizienz in Anwendungen und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien und Methoden aus den Bereichen Netz- und Systemanalyse, Leittechnik, IKT/Digitalisierung, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher bis hin zu allen Arten von Sektorenkopplung für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht.

Die Lösungen werden in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Elektrizitätsmärkte integriert. Hieraus wird die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur abgeleitet. Berücksichtigt werden elektrizitätswirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deren Weiterentwicklung. Effiziente Anwendungen elektrischer Energie und Sektorenkopplung 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 und seine Arbeitsgruppen fokussiert sich bei seiner Forschung auf die nachfolgend beschriebenen Forschungsgebiete.

Power System Stability & Control

Das Energiesystem der Zukunft wird deutlich komplexer: Eine steigende Zahl von Akteuren auf Markt- und Netzseite, eine höhere Dynamik durch volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie immer schneller agierende leistungselektronische Systeme prägen das elektrische Energiesystem von morgen. Gleichzeitig nimmt der Anteil konventioneller, synchron drehender Erzeuger weiter ab. Dies führt zu einer veränderten Systemdynamik und neuen Herausforderungen für Stabilität, Regelung und Betrieb von Energieübertragungs- und Verteilnetzen.

Das Forschungsgebiet „Power System Stability & Control“ adressiert diese Herausforderungen durch die Entwicklung neuer Konzepte, Modelle und Technologien zur Sicherstellung der Stabilität zukünftiger Energiesysteme. Unsere Forschung kombiniert methodische und simulationsbasierte Ansätze mit umfangreichen experimentellen Untersuchungen im Labor sowie Validierungen im Feld in enger Zusammenarbeit mit Netzbetreibern und Industriepartnern.

Unsere Arbeitsschwerpunkte umfassen:

- Integration erneuerbarer Energieanlagen unter Berücksichtigung der veränderten Systemdynamik,
- Entwicklung und Erforschung neuer leistungselektronischer Topologien zur effizienten und robusten Anbindung erneuerbarer Erzeuger,
- Entwicklung innovativer Regelungsalgorithmen für Umrichtersysteme, insbesondere netzbildender Regelungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen,
- Analyse und Verbesserung der Frequenzstabilität zukünftiger Energiesysteme sowie Entwicklung neuer Konzepte und Regelungsalgorithmen zur Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Erzeuger,

- Entwicklung von Regelungs- und Automatisierungskonzepten für einen stabilen und flexiblen Netzbetrieb,
- Praxisorientierte Validierung der entwickelten Konzepte im Labor und im Feld,
- Betrachtung von Resilienz und Nachhaltigkeit in zukünftigen Energiesystemen.

Energy System Design & Transmission Grids

Das Forschungsgebiet „Energy System Design & Transmission Grids“ 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. Dies sind 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 leistungsflussteuernden 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,
- die technisch-wirtschaftliche Bewertung und Priorisierung solcher Maßnahmen mittels Multikriterien Kosten-Nutzen-Analysen sowie
- die Analyse der Wechselwirkungen des Gesamtsystems mit den unterlagerten Verteilnetzen.

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.

Distribution Grid Planning & Operation

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. Zusammengefasst werden folgende Forschungsschwerpunkte betrachtet:

- die Entwicklung prädiktiver Prognose-, Steuer- und Regelungskonzepte z.B. für den Einsatz in prognosebasierten Engpassmanagementsystemen in intelligenten Verteilnetzen;

- die agentenbasierte Netz- und Energiesystemmodellierung und -simulation SIMONA zur Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen in Planungs- und Betriebsabläufen;
- die automatisierte Ausbauplanung von Verteilnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung innovativer Planungsansätze und Technologien durch Anwendung innovativer Methoden;
- 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);
- der optimierte Betrieb und die 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 simultan untersucht und bewertet. Dadurch ist sichergestellt, dass die umfangreichen Anforderungen an ein zukunftsfähiges elektrisches Verteilnetz und seine Schnittstellen ganzheitlich und wissenschaftlich fundiert adressiert werden.

Smart Grid Technologies

Das Forschungsgebiet „Smart Grid Technologies“ 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 in diesem Forschungsgebiet 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 zwei Labore innerhalb des Forschungsgebiets verfolgen unterschiedliche Schwerpunkte, arbeiten jedoch eng vernetzt an gemeinsamen Forschungsthemen.

Das **Smart Grid Technologie Lab** beschäftigt sich mit der Netzintegration neuer, intelligenter Komponenten und deren Interoperabilität. Es bie-

tet 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 Blockchain-Technologie inklusive Smart Contracts oder auch Technologien zur Sektorenkopplung. Dieser Forschungsansatz ermöglicht eine gesamtsystemische Betrachtung von aktuellen und zukünftigen Smart Grid Technologien.

Im **Labor für Schutz- und Automatisierungs-technik** 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, in realen Edge-Devices verschiedener Hersteller implementiert und in diversen Feldversuchen erprobt. Dabei kommen neben klassischen Algorithmen zur Netzzustandsschätzung oder zur Spannungsregelung auch innovative Ansätze wie Optimal Power Flow Implementierungen zur Netzzustandsschätzung, Regelung des Netzbetriebs oder zur Topologieerkennung zum Einsatz. Zusätzlich werden 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 effiziente Integration von Smart-Grid-Systemen werden eigens entwickelte Engineeringwerkzeuge verwendet, die die Prototypenentwicklung und die damit einhergehende Verifikation und Validierung von Automatisierungs- und Schutzfunktionen beschleunigen. Die Erprobung der Funktionen erfolgt unter Berücksichtigung von Edge-Computing und Virtualisierungstechniken, die mithilfe eines standardisierten Engineering-Prozesses eine automatische Konfiguration und Parametrierung des Gesamtsystems ermöglichen. Zur Vorbereitung der Funktionserprobung in den Feldversuchen steht eine Forschungsinfrastruktur zur Verfügung, mit der die Prototypen mittels Hardware-in-the-Loop-Simulation vorab geprüft werden können.

Zusammengefasst werden folgende Forschungsthemen gemeinsam bedient:

- Smart-Grid-Anwendungen,
- Schutz- und Leittechnik für intelligente Stromnetze,
- Spannungshaltung sowie kuratives und präventives Engpassmanagement,
- Netzintegration von Elektrofahrzeugen,
- (Power) Hardware-in-the-Loop Tests sowie Tests in dem realen Niederspannungsnetz des Smart Grid Technologie Labors,
- Automatisierte Energieanwendungen mittels Blockchaintechnologie und
- Standardisierte Engineering- und Integrationswerkzeuge sowie Edge-Computing-Anwendungen und Virtualisierungstechniken für Smart Grids.

Optimization and Control

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

- Regelung und Optimierung unter stochastischen Unsicherheiten
- Daten-getriebene und Machine Learning Verfahren in Automation und Regelung
- Regelung und Optimierung von Multi-Energie-Systemen
- Systemtheoretische Methoden für die Klimaökonomie
- Energieeffizienz und Wechselwirkung von Regelungen und Kommunikation in 5G- und 6G-basierten Kommunikationsnetzen

Die verbindenden Elemente zwischen diesen Themen sind zum einen system-theoretische Ansätze, welche 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. Daten-getriebene prädiktive Regelungsverfahren sind ein weiterer Forschungsbereich. Diese Verfahren finden gemeinsam mit dem Einsatz maschineller Lernverfahren für optimierungsbasierte Regelung zunehmend Bedeutung in unserer Forschung und Lehre.

5.1 Power System Stability & Operation

OpPoDyn – Performante Open-Source-Software Suite für die Forschung zur Dynamik von Stromnetzen

OpPoDyn – High-performance open source software suite for research into the dynamics of power grids

Mandy Wältermann

Im Forschungsprojekt OpPoDyn wird die PowerDynamics Suite in Julia weiterentwickelt, um eine Software zur dynamischen Analyse und Resilienz von Stromnetzen bereitzustellen, die methodische und simulative Forschung unterstützt und den Transfer neuer Methoden in die Praxis ermöglicht.

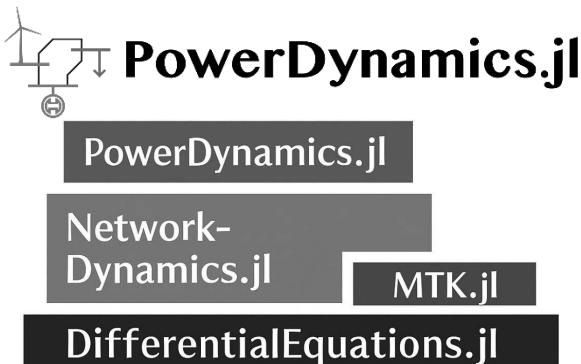
Within the OpPoDyn research project, the PowerDynamics Suite in Julia is being further developed to provide software for the dynamic analysis and resilience of power grids, supporting methodical and simulative research and enabling the transfer of new methods into practice.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03EI1071B gefördert.

Angesichts der Herausforderungen der Energiewende, insbesondere durch die komplexere Dynamik leistungselektronischer Umrichter und deren Wechselwirkungen, gewinnt die Forschung zur Dynamik von Stromnetzen stark an Bedeutung. Bestehende Simulationsumgebungen sind oft technisch veraltet, was sowohl die numerischen Methoden als auch den Einsatz von Hochleistungsrechnern und GPUs betrifft. Daher sind sie kaum geeignet für umfangreiche Stichprobstenstudien, wie sie etwa für Machine Learning erforderlich sind. Zudem lassen sich methodische Fortschritte häufig nur schwer in bestehender Software umsetzen, was ihre Validierung auf realistischen Modellen und letztlich den Praxistransfer verhindert.

Das Ziel des Projekts OpPoDyn ist es, diese Lücke zu schließen, indem die Software-Suite PowerDynamics für Julia entwickelt wird. Diese Suite ist darauf ausgelegt, methodische Innovationen schnell und effektiv zu integrieren und gleichzeitig realistische dynamische Modelle des Stromnetzes zu simulieren. Sie soll hochperformante Simulationen auf Großrechnern und GPUs ermöglichen und durch die Unterstützung von Differentiable Programming eine präzise, vollständig differenzierbare Modellierung bereitstellen.

Der Projektpartner, das Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK), hat bereits erste Prototypen entwickelt und zum Einsatz gebracht. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk darauf gelegt, alle Komponenten so zu entwickeln, dass am Schluss ein ganzheitliches System möglich wird. Die Bereitstellung der gesamten Suite ist somit nun Teil des Projektes.



Übersicht der verwendeten Julia Pakete

Die Hauptaufgabe des ie³ besteht darin, den für die Anwender*innen sichtbaren Teil der Suite auszugestalten. Dazu zählt auch die Implementierung eines Lastflussalgorithmus, der Aufbau einer umfangreichen Modellbibliothek sowie die Möglichkeit, bestehende dynamische Modelle zu importieren. Im Rahmen des Projekts wird die Software durch Workshops und enge Zusammenarbeit mit der Forschungsgemeinschaft spezifiziert, um Anforderungen zu ermitteln und die Nutzerfreundlichkeit zu gewährleisten.

Bereits jetzt wird PowerDynamics.jl zur Erzeugung umfangreicher Netzdaten in anderen Projekten produktiv eingesetzt. Im Rahmen von OpPoDyn freuen wir uns, neue Nutzerinnen und Nutzer zu gewinnen und mehr über deren spezifische Anwendungsfälle zu erfahren, um die Software gezielt weiterzuentwickeln. Durch die im Projekt vorhandenen Kapazitäten können wir Interessierte aktiv beim Einstieg in PowerDynamics.jl unterstützen und bei der Umsetzung ihrer eigenen Simulationsvorhaben begleiten.

eKI4DS – Erklärbare KI für Dynamische Stabilität

eKI4DS – Explainable AI for Dynamic Stability

Simon Uhlenbrock

Das Forschungsprojekt eKI4DS nutzt Methoden der erklärbaren Künstlichen Intelligenz für Dynamische Stabilitätsanalysen, um schnell und transparent die Sicherheit des Betriebs elektrischer Netze zu beurteilen. Die Methoden werden unter Open Source Lizenzen veröffentlicht.

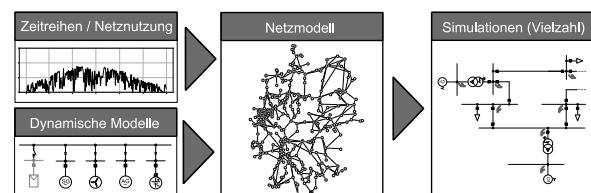
The research project eKI4DS applies explainable Artificial Intelligence methods to perform a Dynamic Security Assessment and evaluate safety of grid operation in a fast and transparent manner. The methods will be published under open source licenses.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI1092B.

Für die Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs werden in Zukunft vermehrt dynamische Simulationen notwendig, um die Einhaltung von Stabilitätsgrenzwerten zu überprüfen. Dies wird als Dynamic Security Assessment bezeichnet und ist notwendig, um kostspielige Stabilitätsreserven zu minimieren und trotz einer hohen Volatilität, bedingt durch die Einspeisung erneuerbarer Energien, sowie der hohen Dynamik leistungselektronischer Systeme, die Systemstabilität zu gewährleisten. Gleichwohl bedeuten diese dynamischen Simulationen einen erheblichen Mehraufwand an Rechenleistung gegenüber den herkömmlichen statischen Rechenmethoden zur Systemstabilität, da diese für zahlreiche Fehlerszenarien und idealerweise alle Netznutzungsfälle durchgeführt werden sollten. Zusätzlich ist aufgrund der Vielzahl der Simulationen eine manuelle Sichtung aller Simulationsergebnisse nicht möglich.

Auch für die Verwendung von Methoden der erklärbaren künstlichen Intelligenz (XAI) sind vorerst dynamische Simulationen notwendig, um jene XAI Modelle zu trainieren. Im Fokus des Projekts stehen XAI Modelle der Kategorie Graph Neural Networks. Dies wird im Projekt mit einer performanten Simulationsumgebung auf Basis der Programmiersprache Julia umgesetzt. Die Trainingsdatensätze für XAI benötigen eine ausreichende Größe, um genaue Vorhersagen zu ermöglichen. Um diese Datenmenge zu erzeugen, werden detaillierte Netzmodelle benötigt, die möglichst alle Netznutzungsfälle eines Übertragungsnetzes im Jahresverlauf abbilden können. Eine Herausforderung im Hinblick auf die Open Source Anforderung des Projekts ist, dass umfangreiche und detaillierte Netzmodelle oft nicht frei veröffentlicht sind. Das Ziel in der Netzmodellierung ist es folglich, die Ergebnisse aus solchen Netzmodellen für die Entwicklung von Open

Source XAI Methoden nutzbar zu machen. Dazu müssen die statischen Netzmodelle auch mit geeigneten dynamischen Modellen ausgestattet und getestet werden.



Komponenten zur Trainingsdatengenerierung

Mögliche Methoden zur Netzmodellierung für die Trainingsdatengenerierung sind daher:

- die Weiterbearbeitung und Dynamisierung bestehender statischer Open Source Benchmark Netzmodelle,
- die Anonymisierung und Teilexport aus vorhandenen umfangreichen Datensätzen, oder
- ein Hybridansatz, um die Netznutzungsfälle aus detaillierten Datensätzen in öffentlich verfügbare Netzmodelle mit dynamischen Komponenten zu importieren.

Im Anschluss müssen dynamische Simulationen (RMS-Zeitbereich) ausgeführt werden. Mit den damit erzeugten Trainingsdaten können die XAI Modelle auf einem High Performance Computing Cluster trainiert und verbessert werden. Zur Auswertung müssen Stabilitätsindizes verwendet werden, um die Datenmenge der XAI Ergebnisse zu komprimieren. Die Ergebnisse müssen dann in Stichproben simulativ verifiziert und ausgewertet werden. Im Anschluss werden die Erklärbarkeitsansätze von XAI für Elektroenergiesysteme angepasst und beurteilt, um perspektivisch Gegenmaßnahmen abzuleiten.

Systemdienstleistungserbringung mittels Flexibilitäten aus dem Verteilnetz

Provision of Ancillary Services through Flexibilities of the Distribution Grid

Christian Nerowski, Kiran Borse

In Anbetracht der sukzessiven Abschaltung fossiler Großkraftwerke wird es künftig erforderlich sein, Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz zu erbringen. In den Laboren des ie³ werden vor diesem Hintergrund neue Regelungskonzepte entwickelt und erprobt.

In the view of the gradual shutdown of large fossil fuel power plants, it will be necessary in the future to provide ancillary services from the distribution grid. Given this background, new control concepts are being developed and tested in the laboratories of ie³.

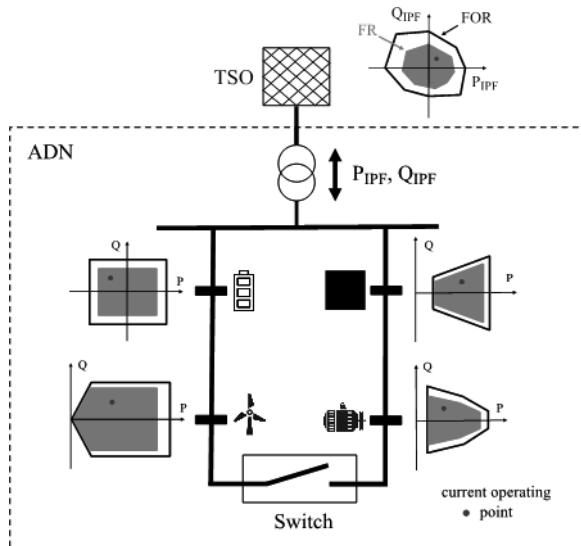
Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE III „Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende“ gefördert. FKZ: 03SFK1V0-3.

Die Stabilität und Engpassfreiheit unseres elektrischen Energieversorgungssystems wird gegenwärtig durch die Nutzung von Flexibilitätspotentialen konventioneller Kraftwerke auf der Übertragungsnetzebene sichergestellt. Der stetigen Zunahme dezentraler Energiewandlungsanlagen im Verteilnetz geschuldet, und wegen des gleichzeitigen Wegfalls systemrelevanter konventioneller Kraftwerkskapazitäten, wird sich dies zunehmend ändern. In Zukunft müssen Systemdienstleistungen immer häufiger auch spannungsebenenübergreifend erbracht werden. Hier rücken die Schnittstellen zwischen den Verteil- und Übertragungsnetzen in den Fokus.

Ein gangbarer Weg zur Systemdienstleistungserbringung aus dem Verteilnetz ist die Zusammenfassung von kleineren Anlagen zu größeren Clustern. So können beispielsweise die Leistungsflüsse einer Spannungsebene durch einen zentralen Regelalgorithmen an der Schnittstelle zur übergeordneten Netzebene im Bedarfsfall angepasst werden. In kritischen Situationen können Verteilnetze so ein Teil von automatisierten Sicherheitsmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Gesamtsystemstabilität werden.

Bereits in der Vergangenheit fanden am ie³ Forschungsarbeiten zum Verhalten derartiger spannungsebenenübergreifender Leistungsflussregelungen statt. Zuletzt wurden jene Regelalgorithmen um Module zur Analyse von Flexibilitätspotentialen erweitert. Jener Ansatz nutzt die sog. *Flexibility Regions (FXORs)*, um ein Spektrum an Kombinationen von Wirk- und Blindleistungen zu definieren. Die Anwendungsfälle reichen hier von einzelnen Assets bis hin zu vollständigen Netzbereichen. Ziel ist es immer, den Leistungsfluss an der Schnittstelle zwischen den Spannungsebenen quantifizieren und anpassen zu können

(siehe Abbildung). Dabei werden unterschiedliche Betriebsmittel und Netzkonfigurationen betrachtet. Ein besonderes Augenmerk wird außerdem auf die Berechnungsduer der hier verwendeten Algorithmen gelegt, um eine möglichst realitätsnahe Betrachtung vornehmen zu können.



Schematische FXOR - Darstellung.

In der dritten Phase des Forschungsvorhabens ENSURE ist das erklärte Ziel, mögliche Anforderungen an die Ausgestaltung eines lokalen Automatisierungssystems im Zusammenspiel mit einer Leistungsflussregelung zu definieren. Hierzu wurden funktionale und nicht-funktionale Anforderungen beschrieben. Darüber hinaus wurden zwei beispielhafte Betriebskonzepte identifiziert, die vom Einsatz jener Algorithmen profitieren. Einer dieser Anwendungsfälle ist das Engpassmanagement, ein anderer die Spannungsregelung. Am Ende der Projektlaufzeit sollen die Konzepte zusätzlich mittels einer partnerübergreifenden Co-Demonstration untersucht werden.

EcoGridPlan – Erfolgreiche Integration von Umweltaspekten in die Planung von nachhaltigen Energienetzen zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende

EcoGridPlan – Successful integration of environmental aspects in the planning of sustainable energy grids for the successful implementation of the energy transition

Madeleine Jendernalik

Im Forschungsprojekt EcoGridPlan werden Kriterien in den Bereichen Nachhaltigkeit und Resilienz für eine zukunftsfähige Netzplanung von Verteilnetzbetreiber entwickelt.

The EcoGridPlan research project is developing criteria in the areas of sustainability and resilience for future-proof grid planning by distribution grid operators.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Westnetz GmbH gefördert.

Die Energiewende und damit die Erreichung eines klimaneutralen Energiesystems erfordert einen weitreichenden Ausbau der Stromnetze. Ein Netzausbau ist einerseits notwendig, um den steigenden Anteil erneuerbarer Energien zu integrieren, und andererseits um erhöhte Bedarfe durch die Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und weiterer Industrie versorgungssicher bedienen zu können. Die Erweiterung des Strom-Verteilnetzes benötigt eine große Anzahl neuer Netzkomponenten, für deren Herstellung ebenfalls Energie und Rohstoffe benötigt werden. Zur Erreichung von Klimaneutralität müssen daher nicht nur Emissionen der Stromerzeugung, sondern auch aus der Herstellung von Netzkomponenten reduziert werden. Die aktuellen Planungsprozesse berücksichtigen die gesetzlichen Anforderungen zum Beispiel nach §14d des EnWG. Hier sind allerdings keine Nachhaltigkeitskriterien enthalten. Mit dem Projekt EcoGridPlan soll die erforderliche gesamtheitliche Betrachtung von Nachhaltigkeitskriterien im Planungsprozess erarbeitet werden und diese Lücke geschlossen werden. Zu diesem Zweck werden Nachhaltigkeitskriterien (mit Fokus auf Treibhausgasemissionen und Resilienz) in bestehende Planungs- und Steuerungsmodelle für den Netzausbau eingebracht. Dieser neu erarbeitete Planungsprozess kann als dringend benötigte Blaupause für alle Netzbetreiber verwendet werden.

Im bisherigen Projektverlauf wurde ein erweitertes Planungsmodell entwickelt, das Resilienz und Nachhaltigkeit systematisch in die Netzplanung integriert. Die bisherigen Analysen zeigen, dass beide Konzepte nicht im Widerspruch zueinanderstehen, sondern sich komplementär ergänzen können. Auf Ebene der Betriebsmittel und der

Netzstruktur wurden Kriterien identifiziert, die sowohl ökologische als auch technische Anforderungen berücksichtigen. Dazu zählen die Verwendung langlebiger und hochwasserresistenter Materialien, der Einsatz von SF₆-freien Schaltanlagen, sowie die Erweiterung technologischer Redundanzen und digitaler Überwachungssysteme.

Darüber hinaus wurde ein Bewertungsrahmen auf Basis von Key Performance Indicators entwickelt, der Resilienz und Nachhaltigkeit in einem einheitlichen Modell vergleichbar macht. Die Indikatoren erfassen unter anderem die Ausfallhäufigkeit, die Wiederherstellungszeit, den Grad an Redundanz, die Lebenszykluskosten, die CO₂-Intensität und die Materialeffizienz. Die Zusammenführung dieser Indikatoren erfolgt in einem mehrdimensionalen Bewertungsmodell, das eine transparente und nachvollziehbare Abwägung zwischen technischer Robustheit, ökologischer Wirkung und wirtschaftlicher Effizienz ermöglicht.

Für die ökonomische Bewertung wurde eine Kosten-Nutzen-Analyse angewendet, die die Investitions- und Betriebskosten Resilienz steigernder Maßnahmen mit den vermiedenen Schadens- und Wiederherstellungskosten in Beziehung setzt. Die Ergebnisse zeigen, dass präventive Investitionen langfristig zu einer Reduzierung der Gesamtkosten und zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit führen.

Das Projekt liefert damit eine methodisch fundierte Grundlage für einen Planungsprozess, der Nachhaltigkeit und Resilienz als gleichwertige Zielgrößen integriert und einen Beitrag zur Entwicklung zukunftsfähiger und klimaanpassungsfähiger Stromnetze leistet.

HYBKomp2 – Entwicklung eines hybriden Speichersystems zur gebündelten Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus einem SiC-MOSFET basierten, netzbildenden Mittelspannungsumrichter

HYBKomp2 – Development of a hybrid storage system for the bundled provision of system services from a SiC-MOSFET based, grid-forming medium-voltage converter

Felix Goeke, Julian Hohmann, Stefan Kraft

Mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien steigt auch der Bedarf an innovativen Betriebsmitteln zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie der Versorgungssicherheit. Im Rahmen des Projekts entstehen mehrere Demonstrationsanlage, mit dem Ziel, verschiedene Betriebsmittel optimiert an eine gemeinsame DC-Sammelschiene anzubinden. Dieses Vorhaben wird ergänzt durch die Entwicklung eines netzbildenden, transformatorlosen Multilevel-Umrichters zur Erbringung von Systemdienstleistungen auf Mittelspannungsebene.

The ongoing expansion of renewable energies also increases the need for innovative operating resources to ensure grid stability and security of supply. As part of the project, demonstration systems are built with the aim of optimally connecting various operating resources to a common DC busbar. This undertaking is complemented by the development of a grid-forming, transformerless multilevel converter to provide system services at medium-voltage level.

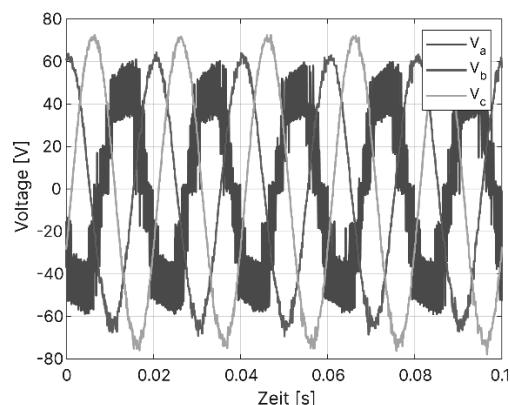
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) unter dem Förderkennzeichen 03EI6110A.

Der steigende Anteil umrichterbasierter Einspeisung führt zu neuen Herausforderungen bei der Sicherstellung der Stabilität der Übertragungsnetze. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bedarf es in der Zukunft hybrider Speicheranlagen, die vielfältige Aufgaben erfüllen sollen. Dazu gehören die Anbindung erneuerbarer Energiequellen an das Wechselstromnetz, die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung sowie die Kompensation harmonischer Ströme.

Im Rahmen des Projekts werden zwei solcher Demonstrationsanlagen für die Netze des Stadtwerke Haßfurt und Wunsiedel entwickelt und an den Zielstandorten installiert. Das Ziel dabei ist dabei neben der optimierten Einbindung verschiedener Betriebsmittel an eine gemeinsame DC-Sammelschiene auch die netzdienliche Integration des hybriden Speichersystems in das Netz der Stadtwerke.

Das 1 MW System in Haßfurt bestehend aus Batteriespeichern und Schwungrad ist bereits mit einer und ersten grundlegenden Funktionen im Betrieb. Im weiteren Projektverlauf werden diese sukzessive ergänzt. Dabei spielt die Integration der leistungselektronischen Einheiten, insbesondere des Umrichters, eine zentrale Rolle. Im Fokus steht hier die netzbildende Regelung des Gesamtsystems. Der Einfluss des netzstabilisierenden, netzbildenden Betriebs auf die wirtschaftlich optimale Betriebsführung kann in den nächsten Projektmonaten eingehend untersucht werden.

Parallel dazu erfolgt die Entwicklung eines transformatorlosen Multilevel-Umrichters (MMC) auf Mittelspannungsniveau. Dieser besteht in jeder Phase aus mehreren in Reihe geschalteten Submodulen, welche als Vollbrücke mit eigenem DC-Zwischenkreis ausgeführt sind. Eine besondere Herausforderung an die Regelung stellt dabei das Balancing der verschiedenen Zwischenkreisspannungen dar.



MMC-Phasenspannungen (HiL-Simulation)

Mithilfe einer Hardware-in-the-Loop Simulation konnte bereits ein Strang von drei Submodulen unter realitätsnahen Bedingungen getestet (siehe Abb. Phase A) und die implementierte Regelung validiert werden. Im Fokus stand dabei außerdem die Entwicklung einer geeigneten Ladeschaltung zum Vor- und Entladen der einzelnen Zwischenkreiskapazitäten.

Coordinated Power Control for Output Smoothing of Grid-Following Wind Turbines and Grid-Forming Battery Energy Storage Systems

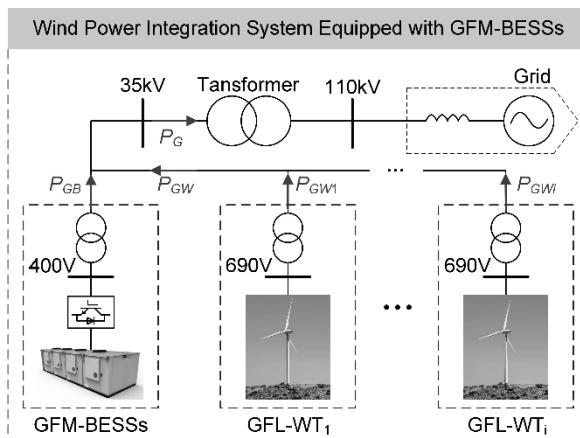
Fanrui Chang

Mit dem zunehmenden Anteil der netzfolgenden Windkraftanlagen (GFL-WTs) an der Stromerzeugung können die Schwankungen der Windenergie sowohl für die Anlagen selbst als auch für das Netz zu Stabilitätsproblemen führen. Um das Potential der Windenergie voll auszuschöpfen, ist es notwendig, eine koordinierte Leistungsregelung von GFL-WTs und netzbildenden Batterie-Energiespeichersystemen (GFM-BESSs) zu entwickeln, um Leistungsschwankungen auszugleichen.

With the increasing share of grid-following wind turbines (GFL-WTs) integration to the grid, wind power fluctuations can cause stability issues for both themselves and the grid. To make full use of the energy in the wind power integration system, it is necessary to design a coordinated power control of GFL-WTs and grid-forming battery energy storage systems (GFM-BESSs) for smoothing output power fluctuations.

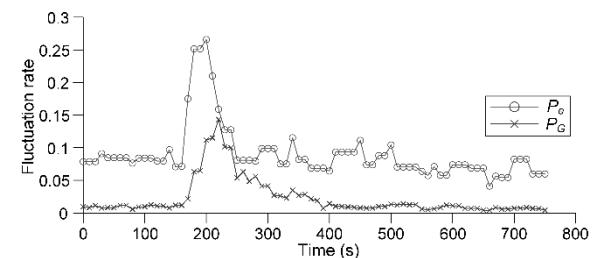
This project is supported by the China Scholarship Council under Grant 202406130007.

Driven by global decarbonization targets, the integration of GFL-WTs into power systems has experienced continuous growth. In order to maximize wind energy utilization, GFL-WTs tend to operate in maximum power point tracking mode. This means that the output powers of GFL-WTs fluctuate with the random and intermittent wind speeds. However, the wind power fluctuations can cause serious stability issues for both GFL-WTs and the grid. Traditionally, smoothing is achieved using either: Internal flexibility of wind turbines (rotor inertia, DC-link energy), or External devices such as battery energy storage systems (BESSs). However, both approaches alone are limited: GFL-WT inertia is small, and BESS operation suffers from frequent charge/discharge cycling. Therefore, a coordinated control framework that combines both sources of flexibility is essential for stable and efficient wind power integration.



Topology of the wind power integration system equipped with GFM-BESSs

This paper proposes a coordinated power control strategy between GFL-WTs and grid-forming BESSs (GFM-BESSs) to achieve multi-frequency wind power smoothing. Both systems are modeled using the Laplace transfer function of active power control loops, capturing their dynamic behavior. The control strategy decomposes the original wind power signal into: High-frequency components, regulated by GFL-WTs through kinetic energy modulation (virtual filter concept) and Medium-frequency components, compensated by GFM-BESSs through controlled charging/discharging. The decomposition is realized via two low-pass filters (LPFs), whose time constants are adaptively selected using power spectral density (PSD) analysis of measured wind power data.



Comparison of wind power fluctuation rates before and after smoothing

The coordinated control has been validated in a realistic wind farm (23×2.2 MW DFIGs + 5 MW GFM-BESS) modeled in DIgSILENT/PowerFactory. The results indicate that the total output power fluctuation rate is significantly reduced, the GFL-WTs rotor speed remains stable without excessive kinetic energy release, and the GFM-BESS charging and discharging frequency is lowered, thereby extending its service life.

5.2 Distribution Grid Planning & Operation

TwinEU – Digital Twin For Europe

Jawana Gabrielski, Ulf Häger

Im Forschungsprojekt ‚Digital Twin for Europe‘ („TwinEU“) wird ein Pan-Europäischer digitaler Zwilling für das Energiesystem entwickelt. Der Fokus liegt auf der Verbesserung der Interoperabilität des Datenaustauschs, wozu lokale digitale Zwillinge zu einem föderalen Ökosystem digitaler Zwillinge kombiniert werden. Dabei bleibt jeder Betreiber flexibel bezüglich eigener Implementierungsentscheidungen, während die Entstehung isolierter Instanzen verhindert wird.

The research project ‚Digital Twin for Europe‘ (‘TwinEU’) is developing a pan-European digital twin for the energy system. The project aims to enhance the interoperability of data exchange by combining local digital twins into a federated ecosystem of digital twins in which each operator retains the flexibility to make its own implementation decisions, while preventing the emergence of isolated instances.

This project receives funding from the Horizon Europe by the European Commission under the *Grant Agreement 101136119*.

The current global landscape makes the energy transition more crucial for Europe than ever. Accelerating the adoption of renewable energy sources is essential, while ensuring that the energy infrastructure becomes more resilient and cost-efficient. In this context, digital twins provide a powerful means to support business and operational coordination among system operators and market participants.

To address these challenges, the TwinEU project aims to implement eight demonstrators across 11 European countries. Especially the German energy system contains a significant share of decentralized renewable energy sources leading to a transition from a system, where electricity is produced by a small number of larger power plants, towards a system with many small and medium sized power plants such as photovoltaic systems and wind turbines. To control this system, transmission system operator as well as distribution system operator need detailed and up-to-date information and information exchanges between both of them are required. To tackle this problem the German demonstrator seeks to enhance the availability of information as well as data exchanges.

As part of this demonstrator, ie³ develops a household-level digital twin concept that enables the digital representation of individual households based on smart meter data. The goal is to bridge the gap between raw measurement data and actionable insights for grid operation. While traditional metering data is primarily used for billing or short-term monitoring, the proposed approach uti-

lizes information-engineering techniques to extract additional knowledge from time series. Using a combination of statistical and machine learning methods, the digital twin identifies the presence and operation of behind-the-meter (BTM) technologies such as photovoltaic systems, heat pumps, and electric vehicles.

This household digital twin aggregates and validates information from multiple data sources, such as metering data, master data, and derived features, providing a consistent and up-to-date representation of each household’s technical configuration and flexibility potential. The concept also introduces mechanisms for uncertainty assessment and data validation, allowing operators to distinguish between verified and inferred information.

A key advantage of this approach is that it enables a privacy-preserving and scalable way of improving grid observability. Since only aggregated or feature-based data is used, sensitive consumption data remains protected while still supporting essential grid analytics. Furthermore, by representing households as modular digital objects with attributes such as installed technologies, consumption behavior, and flexibility characteristics, the framework aligns with the object-oriented architecture commonly used in digital twin systems.

The approach complements the broader goals of the TwinEU German demonstrator by improving the observability of the distribution grid and supporting data-based coordination with transmission system operation.

Redispatch 3.0 – Demonstrationsprojekt

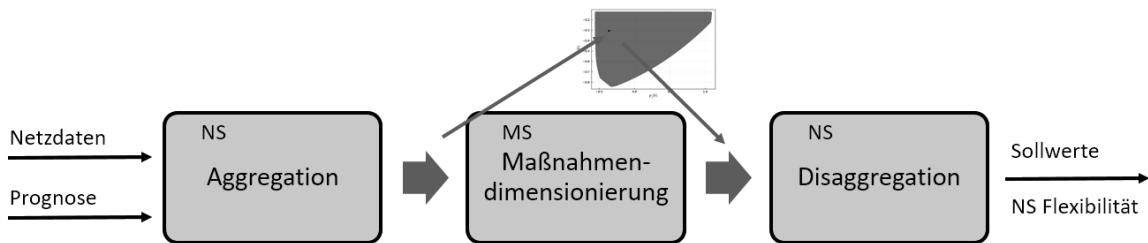
Redispatch 3.0 – Demonstration Project

Maísa Beraldo Bandeira, Daniel Feismann

Das Forschungs-Leitprojekt Redispatch 3.0 untersuchte die Potentiale der zunehmenden Verbreitung von Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität im Kontext des Engpassmanagements. Im Projekt wurde SIMONA um Funktionalitäten des Energiemanagements weiterentwickelt. Des Weiteren wurde ein aggregationsbasierter, hierarchischer Optimierungsansatz entwickelt, um Einheiten im Niederspannungsnetz mit Flexibilitätspotential für das Engpassmanagement nutzbar zu machen. Das Projekt wurde im Juni 2025 erfolgreich abgeschlossen.

The Redispatch 3.0 research project investigates the potential of the increasing spread of photovoltaics, heat pumps and electric mobility in the context of congestion management. Within the project, energy management functionalities were integrated into SIMONA and a heuristic method was developed to efficiently consider batteries in the process through aggregation. The project finished successfully in June 2025.

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen 03EI4043A - 03EI4043K) gefördert. Ergebnisse des Projektes wurden gemeinschaftlich mit den Projektpartnern erzielt.

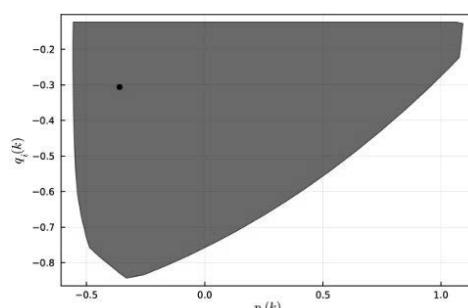


Schematischer Ablauf der Aggregation von Flexibilitätsoptionen und deren Abruf als Maßnahme

Steuerbare Ressourcen wie Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität können Flexibilität in ihrem Betriebsverhalten anbieten. Ein Ziel des Projektes war diese Flexibilität auch für das Engpassmanagement in den oberen Spannungsebenen nutzbar zu machen. Dazu wurden in zwei Feldtestgebieten u.a. über Smart Meter verschiedene Einheiten im Niederspannungsnetz mit Flexibilitätspotential sowie Sensoren im Netz erfasst. Unter Ergänzung von Prognosetechnologien erfolgte seitens des ie³ eine Optimierung der Betriebsplanung im Rahmen des Engpassmanagements.

Der obige Ablauf stellt den Prozess schematisch dar. Hierzu wurden zunächst Flexibilitätsmengen in allen unterlagerten Verteilnetzen berechnet, welche die möglichen Leistungstransfers am Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetzt beschreiben (Aggregation). Dies erfolgte mittels Optimierungsverfahren unter Berücksichtigung von Engpässen im Verteilnetz.

Anschließend wurden die Flexibilitätsmengen im überlagerten Netz in einer Optimierung zur optimalen Lösung des Engpasses verwendet. Im letzten Schritt wurde ein Optimierungsproblem im unterlagerten Netz gelöst, um Sollwerte für alle steuerbaren Ressourcen zu finden (Disaggregation). Dabei ist der zuvor vom überlagerten Netz berechnete optimale Leistungswert am Verknüpfungspunkt als Randbedingung vorgegeben.



Flexibilitätsmenge für einen Zeitschritt

SIMONA – Aktuelle Entwicklungen

SIMONA – Current developments

Sebastian Peter, Marius Staudt, Daniel Feismann, Thomas Oberließen

Der Einsatz von SIMONA in spezifischen Forschungsprojekten erfordert ebenso wie die voranschreitende Energiewende laufende Erweiterungen und Anpassungen der Simulationsumgebung. Die neuesten Entwicklungen bei SIMONA werden hier vorgestellt.

The use of SIMONA in specific research projects, as well as the ongoing energy transition, requires continuous expansion and adaptation of the simulation environment. The latest developments within SIMONA are presented here.

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 Verteilnetzsimsulationsmodell SIMONA fortwährend weiterentwickelt.

Der Einsatz von SIMONA in spezifischen Forschungsprojekten erfordert ebenso wie die voranschreitende Energiewende laufende Erweiterungen und Anpassungen der Simulationsumgebung.

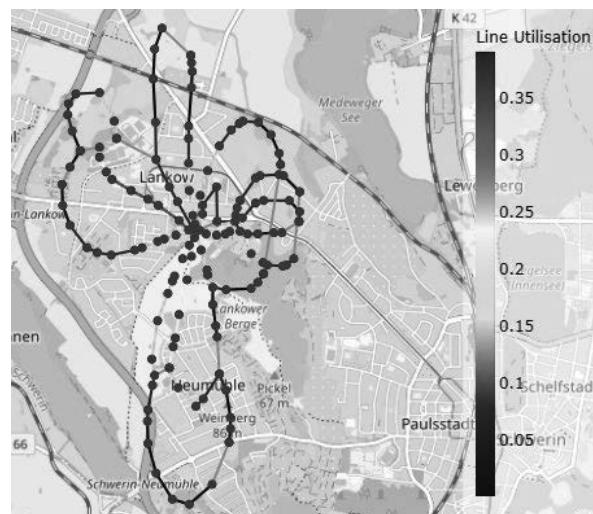
Optimierungsbasiertes Energiemanagement

Nachdem die Implementierung der Systemteilnehmer letztes Jahr grundlegend überarbeitet und an die Schnittstelle der Energiemanagement-Agenten angepasst wurde, ist nun eine optimierende Energiemanagementstrategie in Arbeit. Ware bisher die Entscheidungsfindung der Agenten auf die Datenlage des aktuellen Zeitpunkts beschränkt, wird jetzt ein fester Zeithorizont in die Zukunft mit einbezogen. Hierzu wird der Energiebedarf der angeschlossenen Systemteilnehmer für die nächsten Zeitschritte prognostiziert, um eine optimale Flexibilitätsnutzung hinsichtlich verschiedener Ziele zu erreichen. Durch eine neuartige Formulierung als lineares Optimierungsproblem wird eine schnelle Lösungsfindung und somit eine hohe Skalierbarkeit des Algorithmus im Rahmen der Simulationsumgebung erreicht.

Auswertungsmöglichkeiten

Die Ergebnisse der Energiesystemsimulation liegen in hochauflösenden ereignisdiskreten Zeitreihen vor. Um Erkenntnisse aus den Simulationsergebnissen zu gewinnen, müssen diese ausgewertet und dargestellt werden. Zur Vereinfachung dieses Vorgangs, wurde das Tool *pypsdm* entwickelt und Open Source veröffentlicht. Dieses wurde

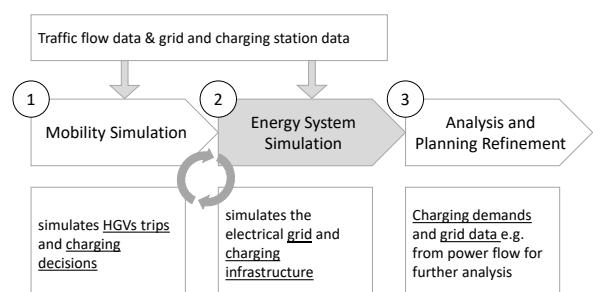
nun ebenfalls um graphische Visualisierungen, beispielsweise um Netzdaten in Kartenform darstellen zu können, erweitert.



Plotting-Funktionalitäten zur Auswertung im Tool *pypsdm*

Co-Simulationsansatz Mobilität

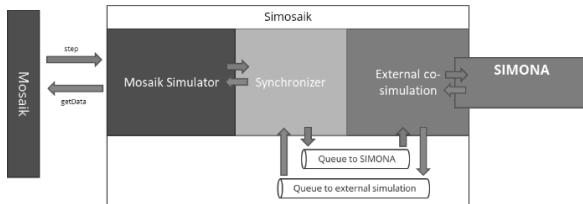
Die Integration von verschiedenen Mobilitätssimulationen für Elektrofahrzeuge (PKW und LKW) wurde fortgeführt und ermöglicht den flexiblen Einsatz von SIMONA in verschiedenen Szenarien für Netzanalysen wie zum Beispiel Belastungen von Rastplätzen mit Megawatt Charging Systems.



Überblick über den Co-Simulationsansatz mit dem TruckSimulator

Nutzung von Co-Simulationsframeworks

Im vergangenen Jahr wurden eine erste Implementierung von Schnittstellen zu dem Co-Simulationsframeworks *Mosaik* (*Offis*) und *OpSim* (*Fraunhofer IEE*) erstellt. Innerhalb dieses Jahres wurden diese Implementierungen grundlegend überarbeitet und erweitert. Die Überarbeitung der Schnittstelle mit *Mosaik* beinhaltet eine Vereinfachung der Konfiguration der Co-Simulation sowie die Ergänzung um einen dedizierten Synchronizer, der vor allem für die externe Simulation der Kommunikation der Energiemanagementagenten benötigt wird.



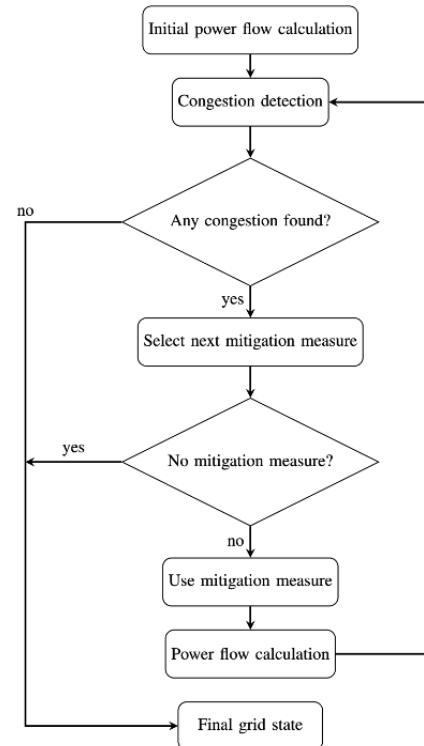
Erweiterte Schnittstelle zwischen Mosaik und SIMONA

Die Schnittstelle mit *OpSim* wurde ebenfalls vereinfacht, sodass Co-Simulationen mit *OpSim* nun leichter aufzusetzen sind.

Netzengpassbehandlung

Im letzten Jahr wurde SIMONA um eine Netzengpassbehandlung erweitert. In diesem Jahr wurde die bestehende Implementierung an einigen Stel-

len überarbeitet. Zudem wurden erste Schritte unternommen, um eine Netzengpassbehandlung mittels Flexibilitäten zu ermöglichen. Da hierbei auch neuronale Netze genutzt werden sollen, für die es bereits gute Implementierungen in Python gibt, wird auf die Schnittstelle zu *Mosaik* zurückgegriffen, die die Nutzung von Python-Code mit SIMONA ermöglicht.



Ablauf des Engpassmanagements in SIMONA

MobilitySimulator für EV-Ladebedarfsanalysen

MobilitySimulator – Analysis of EV charging demands

Daniel Feismann, Sebastian Peter, Thomas Oberließen

Um großflächig stochastische Simulationen von Fahrten von Elektrofahrzeugen (EVs) durchzuführen wurde am Institut vor einigen Jahren mit der Entwicklung eines MobilitySimulators gestartet. Ziel ist es, realistische Mobilitäts- und Ladebedarfszeitreihen zu generieren, um die Herausforderungen der EV-Integration, insbesondere in Verteilnetzen, zu analysieren. Dieser wurde in diesem Jahr nochmals in Bezug auf die Integration weiterer Daten aus OpenStreetMap (OSM) weiterentwickelt. Der Simulator ist als Open-Source-Code öffentlich zugänglich.

In order to perform large-scale stochastic simulations of electric vehicle (EV) journeys, the institute began developing a mobility simulator several years ago. The aim is to generate realistic mobility and charging demand time series in order to analyse the challenges of EV -integration, particularly in distribution networks. This year, the simulator was further developed to integrate additional data from OpenStreetMap (OSM). The simulator is publicly available as open source code.

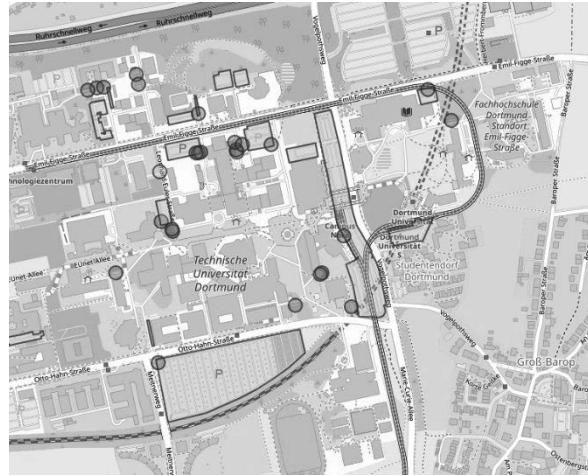
Kernidee und Methodik

Der Simulator nutzt eine Kombination aus Monte-Carlo-Simulationen, Markov-Ketten-Konzepten und Trip Chaining (Ketten von Fahrten) zur Modellierung realistischer Fahrprofile. Dazu wird im Rahmen einer Fahrtenbuch-Generierung für jedes simulierte Fahrzeug wird ein tägliches Fahrtenbuch erstellt. Dieses enthält die wesentlichen Fahrtparameter wie Abfahrtszeit, Zielzustand, Fahrstrecke und durchschnittliche Geschwindigkeit, die basierend auf empirischen Wahrscheinlichkeitsverteilungen (z. B. aus der Studie "Mobilität in Deutschland - MiD") stochastisch gezogen werden.

Der nächste Zielort (Wohnort, Arbeitsplatz, Supermarkt, Freizeit, Sonstiges) wird über zeitabhängige Übergangswahrscheinlichkeiten mit Hilfe von Markov-Ketten bestimmt. Während der Parkdauer an den Zielorten (die auch aus Wahrscheinlichkeitsverteilungen bestimmt wird) werden die Fahrzeuge als für Ladevorgänge verfügbar betrachtet und an SIMONA für den Ladevorgang übergeben.

Räumliche Modellierung

Zur räumlichen Modellierung der Simulation werden OSM-Daten verwendet. Dabei wird der Typ eines Standorts (Points of Interest, POIs) über OSM identifiziert und einer räumlichen Kategorie zugeordnet, um die Kategorie des Ladestandorts mit der realen Geographie zusammenzuführen.



Parkflächenanalyse im Bereich der TU Dortmund

Erweiterungen

Um Szenariodata ohne Medienbrüche einfach zu modellieren wurde eine automatische Parkflächenanalyse integriert welche Parkflächen im Untersuchungsgebiet über OSM identifiziert, unter Berücksichtigung der Parkplatzgeometrie und von Wegeflächen die Anzahl der Stellplätze errechnet und über eine Umfeldanalyse mögliche POIs identifiziert, aus deren Grund, z.B. Fahrt zur Arbeit, die Parkfläche angesteuert wird. Dieses ermöglicht eine deutliche realitätsgerechte Simulation und zugleich eine vereinfachte Nutzung des MobilitySimulators. Die Abbildung zeigt die identifizierten Parkflächen aus OSM im Bereich des Nordcampus der TU Dortmund. Ebenso erlaubt es Informationen über bestehende Ladeinfrastruktur einzulesen.

Simulation des Ladebedarfs von Schwerlastverkehrs (LKWs) an Rasthöfen

TruckSimulator – Analysis of HGV charging demands

Daniel Feismann

Im Rahmen des HoLa-Projektes wird die Entwicklung von Ladeinfrastruktur für den Schwerlastverkehr (LKWs) mit Ladeleistungen von bis zu 1 MW erforscht. Um die Auswirkungen der Ladevorgänge einer größeren Anzahl von LKWs an Rasthöfen entlang der Autobahnen zu simulieren, wurde am Institut eine entsprechende Simulationssoftware entwickelt. Die Basis dafür lieferte dazu der bestehende Mobility-Simulator, der jedoch wesentlich verändert werden musste, um Daten von Transportbewegungen in Europa entsprechend zu berücksichtigen.

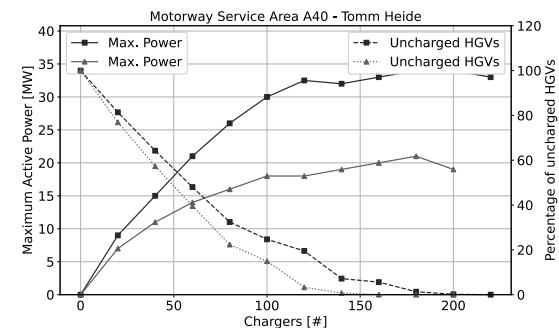
The HoLa project is researching the development of charging infrastructure for heavy goods vehicles (HGVs) with charging capacities of up to 1 MW. In order to simulate the effects of charging a large number of HGVs at motorway service stations, the institute developed a simulation software. The existing MobilitySimulator provided the basis for this, but it had to be significantly modified to consider data from transport movements in Europe.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Verkehr aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen 03EMF0404C) gefördert.

Wie der MobilitySimulator verfolgt auch die entwickelte Erweiterung den Co-Simulationsansatz, der die Simulation des LKW-Verkehrs mit der Simulation des Energiesystems in das Open-Source-Energiesystem-Simulations-Framework SIMONA kombiniert.

Die LKW-Bewegungen werden dazu aus einem synthetischen Datensatz aus Transportflüssen zwischen verschiedenen europäischen Regionen und weiteren Güterverkehrsinformationen abgebildet. Diese werden um Verkehrszähldaten entlang der Autobahnen ergänzt, um die zeitliche Komponente darzustellen. Entsprechend definierbarer Haltekriterien, z. B. weniger als 15 Minuten Restfahrzeit zur Lenkzeitbeschränkung oder einem Batterieladezustand von z. B. unter 10 %, wird ermittelt, ob das Fahrzeug an der Raststätte im Untersuchungsgebiet anhält. Der sich anschließende Ladevorgang wird dann in SIMONA simuliert, bis die erforderliche Ruhezeit erreicht oder die Batterie vollständig geladen ist.

Die ermittelten Ladevorgänge werden an SIMONA übergeben, um die Interaktion mit dem Stromnetz zu simulieren. Dies liefert Zeitreihen des Leistungsbedarfs für die Netzplanung und ermöglicht die Analyse verschiedener Szenarien.



Darstellung des Spitzenleistungsbedarfs sowie der nicht geladenen LKWs in Abhängigkeit der installierten Ladeplätze

Erste Ergebnisse an ausgewählten Rasthöfen entlang der Autobahnen zeigen, dass Gleichzeitigkeit faktoren von unter 50 % zu erwarten sind, da die Ladeplätze aufgrund der Lenkzeiteinschränkungen deutlich länger belegt sind, als für den eigentlichen Ladevorgang erforderlich wäre. Die Abbildung zeigt den Spitzenleistungsbedarf für den Rastplatz Tomm Heide an der A40 für unterschiedliche Elektrifizierungsgrade an. Die Simulation erlaubt gleichzeitig auch den Anteil der nicht geladenen LKWs zu bestimmen, die keinen freien Ladeplatz vorfinden konnten.

ReCoDE – Referenzplattform Co-Simulation Digitalisierter Energiesysteme

ReCoDE – Reference platform co-simulation for digitised energy systems

Marius Staudt

Im Forschungsvorhaben „ReCoDE“ wird eine Co-Simulationsplattform zur ganzheitlichen Analyse von gegenwärtigen und zukünftigen Fragestellungen in digitalisierten Energiesystemen entwickelt. Ergänzt wird dies durch die Entwicklung von Referenzszenarien, die sowohl die Energienetz-Perspektive als die Kommunikationsnetz-Perspektive, enthalten.

In the "ReCoDE" research project, a co-simulation platform is being developed for the holistic analysis of current and future issues in digitised energy systems. This is complemented by the development of reference scenarios which include both the energy network perspective and the communication network perspective.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter dem Förderkennzeichen 03EI6093B.

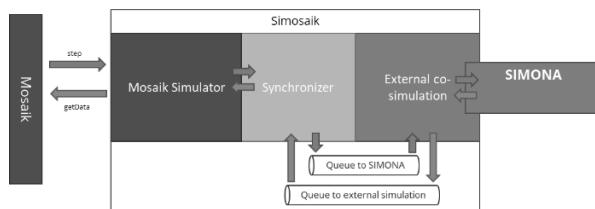
Die Energiewende erfordert eine zunehmende Bedeutung der Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Netzbetreibern, Spannungsebenen und Akteuren im Energiesystem, um eine zuverlässige und wirtschaftliche Stromversorgung zu gewährleisten. Durch die Berücksichtigung von Energiesystemen und Kommunikationsnetzen in der Netzplanung können die Wechselwirkungen von unterschiedlichen Akteuren in digitalisierten Energiesystemen schärfer dargestellt und ausgenutzt werden.

Im Projekt „ReCoDE“ wird angestrebt, eine Co-Simulationsplattform zu entwickeln, die es ermöglicht, aktuelle und zukünftige Anwendungsfälle in digitalisierten Energiesystemen umfassend zu analysieren. Hierzu werden die Energiesystem-Simulatoren SIMONA und pandapower sowie der Kommunikationssimulator OMNeT++ durch die Anbindung an die Co-Simulationstools Mosaik und OpSim miteinander verknüpft.

Die Gestaltung der ReCoDE-Plattform wird gezielt auf die Untersuchung von relevanten Anwendungsfällen ausgerichtet. Aus kommunikationstechnischer Sicht werden neue Technologien wie der Einsatz von Network-Slicing zur effizienteren Ausnutzung von Kommunikationsnetzen betrachtet. Außerdem werden die Wechselwirkungen von Kommunikationsnetz und Energiesystem untersucht. Hierbei werden vor allem die Auswirkungen von Kommunikationsverzögerungen sowie -ausfällen auf die Nutzung von Flexibilitäten untersucht.

Die Konzeption der Tool-Kopplungen erfolgte mit der Prämisse die bestehenden Schnittstellen der Simulationstools zu erweitern. Für die Kopplung mit Omnet++ wurde die Schnittstelle zu Mosaik um einen dedizierten Synchronisierer erweitert, der das Verhalten von Mosaik und SIMONA miteinander verknüpft und Zeitauflösungen ineinander umwandelt. Die Implementierung wurde modular gestaltet, um zukünftige Anwendungsfälle untersuchen zu können. Zudem wurde SIMONA erweitert, um mit Kommunikationsnachrichten zwischen Energiemanagementagenten, die mit großer Verzögerung ankommen, umzugehen. Im Anschluss soll auch die Handhabung von Kommunikationsausfällen ergänzt werden.

Im nächsten Schritt werden Co-Simulationen zwischen elektrischen Netzen und Kommunikationsnetzen durchgeführt, um die Auswirkungen von verschiedener Kommunikationstechnologien sowie Fallback-Strategien im Falle eines Kommunikationsausfalls auf die Energiemanagement-Systeme zu untersuchen.



Erweiterte Schnittstelle zwischen Mosaik und SIMONA

TRR391 – Raum-zeitliche Statistik für die Energie- und Transportwende

TRR391 – Spatio-temporal Statistics for the Transition of Energy and Transport

Johannes Bao

Im interdisziplinären Forschungszentrum / Transregio TRR391 werden technisch- und wirtschaftlich relevante räumlich-zeitliche statistische Prozesse modelliert, geschätzt und vorhergesagt. Für die Netzzustandsermittlung in Verteilnetzen werden neue Methoden entwickelt, die neben der räumlichen Verteilung von Messwerten auch die zeitliche Entwicklung berücksichtigen.

The interdisciplinary research center / Transregio TRR391 models, estimates and predicts technically and economically relevant spatio-temporal statistical processes. New methods are being developed for determining the grid status in distribution grids that take into account not only the spatial distribution of measured values but also the temporal development.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Transregio TRR391.

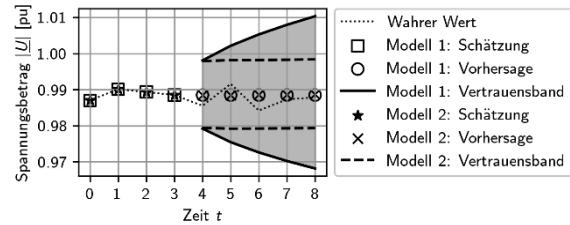
Die Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und neuen Lasten u.a. durch den Heiz- und Verkehrssektor, stellen neue Herausforderungen in der Planung und Betriebsführung von Verteilnetzen dar. Eine wichtige Funktionalität ist hierbei die Schätzung und Vorhersage der Netzzustände, um in der Betriebsführung geeignet auf Engpässe reagieren zu können. Aufgrund der geringeren Ausstattung mit Messinfrastruktur sind klassische Netzzustandsermittlungsverfahren nicht ohne Weiteres auf Verteilnetze anwendbar.

Im Projekt „Statistische Modellierung und Analyse für eine Netzzustandsermittlung in elektrischen Verteilnetzen“ werden räumlich-zeitliche Verfahren zur Schätzung von Spannungswerten an allen Knoten, einschließlich ihrer Unsicherheiten, entwickelt. Die geschätzten und prognostizierten Netzzustände sowie ihre Vertrauensbänder können in der Netzbetriebsführung genutzt werden.

Im ersten Arbeitsschritt wird eine zeit-diskrete Zustandsschätzung auf Basis des Extended Kalman Filters (EKF) entwickelt. Dieses Verfahren ermöglicht neben einer Punktschätzung auch die Berechnung eines Vertrauensbandes, innerhalb dessen sich ein prognostizierter Wert mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit befindet. Um die Vertrauensbänder möglichst klein zu halten, werden die Parameter des zeitdiskreten Prozessmodells im EKF sowie dessen Fehler-Varianzen unter Verwendung des Expectation-Maximization-Algorithmus optimiert. Die Abbildung zeigt beispielhaft die Vertrauensbänder zweier Modelle.

Die Schätzgüte ist maßgeblich von der Genauigkeit der Eingangsdaten abhängig. Durch die geringe Ausstattung mit Messgeräten im Verteilnetz

müssen für die mathematische Bestimmung des Netzzustands Pseudo-Messwerte für nicht-gemessenen Knoten erzeugt werden. Hierzu werden auf Grundlage historischer Daten Last- und Erzeugungsmodelle bestimmt, bei deren Entwicklung die Minimierung der Modellunsicherheit ebenfalls eine zentrale Rolle spielt.



Schätzung, Vorhersage und Vertrauensband des Spannungsbetrags im zeitlichen Verlauf für zwei Modelle

Pseudo-Messwerte sind aufgrund ihrer synthetischen Generierung grundsätzlich mit höheren Unsicherheiten behaftet als Echtzeitmessungen. Eine vollständige Ausstattung der Verteilnetze mit Messinfrastruktur ist jedoch wirtschaftlich und technisch nicht realistisch. Daher werden im weiteren Verlauf das optimale Verhältnis von Messungen und generierten Pseudo-Messwerten sowie die optimale Positionierung von Messgeräten im Verteilnetz bestimmt.

Begleitend wird eine Evaluationsumgebung für Netzzustandsermittlungsalgorithmen entwickelt. In dieser können die Verfahren sowohl anhand von Simulationen als auch unter Verwendung realer Datensätze validiert und iterativ verbessert werden. Darüber hinaus dient die Umgebung der Validierung von Netzmodellen sowie der Erkennung und Berücksichtigung möglicher Topologieänderungen im Verteilnetz.

HoLa – Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr

HoLa – High performance charging for long-haul trucking

Daniel Feismann, Thomas Oberließen

Das Ziel des Projektes „Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr“ ist die Planung, die Errichtung und der Betrieb von ausgewählter Hochleistungs-Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW an einer Demonstrationsstrecke zwischen Berlin und dem Ruhrgebiet. In diesem Kontext sollen außerdem Forschungsfragen rund um den späteren flächendeckenden Ausbau von Hochleistungs-LKW-Ladeparks in Deutschland beantwortet werden.

The goal of the project „High performance charging for long-haul trucking“ is the planning, installation and operation of selected high-power charging infrastructure for battery-electric trucks on a demonstration route between Berlin and the Ruhr region. In this context, the project also seeks to answer research questions concerning the subsequent nationwide expansion of high-performance truck charging parks in Germany.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr (BMV) unter dem Förderkennzeichen 03EMF0404C.

Im Rahmen des Projekts "Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr" untersucht das Institut ie³ die Auswirkungen der Integration von Hochleistungsladepunkten für elektrische Lastkraftwagen auf die elektrischen Verteilnetze.

Als Grundlage der Untersuchungen wurden die SimBench-Referenznetze verwendet. SimBench stellt dabei einen umfassenden Datensatz von Benchmark-Netzmodellen zur Verfügung, die folgende Komponenten beinhalten:

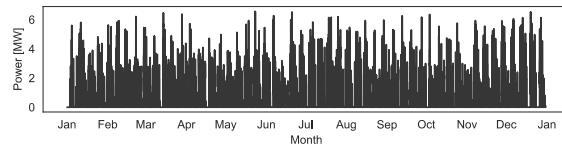
- Detaillierte Netzstrukturen
- Zeit- und lastabhängige Verbrauchs- und Erzeugungsprofile
- Abdeckung aller Spannungsebenen (von Höchstspannung bis Niederspannung)

Die Untersuchungen wurden in verschiedenen Szenarien auf Mittelspannungsebene durchgeführt, wobei drei unterschiedliche Grundszenarien mit variierender Anzahl neuartiger Erzeuger und Verbraucher betrachtet wurden. Durch die Berücksichtigung verschiedener Netzstrukturen und unterschiedlicher Positionierungen der Ladeanschlüsse ergaben sich insgesamt 36 Untersuchungsszenarien.

Die Analysen wurden mittels der Energiesystem-simulationssoftware SIMONA unter Einbindung einer simulierten LKW-Ladeleistungszeitreihe durchgeführt. Dabei wurden Jahressimulationen erstellt, die eine umfassende Bewertung der Netzauswirkungen ermöglichen. Diese detaillierte Be-trachtung über einen längeren Zeitraum erlaubt es, saisonale Effekte und verschiedene Lastsituationen zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der technischen Machbarkeit zeigt sich, dass ein direkter Anschluss der Hochleistungsladepunkte an MS-Ortsnetzstationen aus Sicht der Transformatorauslastung grundsätzlich möglich ist.

Kritisch stellt sich jedoch die Integration von Ladepunkten dar, die in größerer Entfernung von den Transformatortationen positioniert sind. Hier zeigt sich eine überhöhte Leitungsauslastung sowie große Spannungsabfälle. In diesen Fällen wären erhebliche Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten.



Simulierte LKW-Ladeleistungszeitreihe

In Zeiten starker PV-Einspeisung zeigt sich ein Potential zur Netzentlastung durch die Ladepunkte. Dies wird durch negative Transformatorauslastungsdifferenzen in den entsprechenden Zeiträumen deutlich und könnte durch intelligentes Lademanagement gezielt genutzt werden.

Diese Erkenntnisse unterstreichen die Bedeutung einer sorgfältigen Standortwahl für Hochleistungsladepunkte unter Berücksichtigung der lokalen Netzkapazitäten und möglicher Synergieeffekte mit erneuerbaren Energien.

GridCloud – Simulation-as-a-Service für Digitale Zwillinge von Energiesystemen

GridCloud – Simulation-as-a-Service for energy systems Digital Twins

Sebastian Peter, Bharathwajanprabu Ravisankar

Die Digitalisierung der Energiesysteme insgesamt hat nicht nur wegen der Benutzerfreundlichkeit, sondern auch wegen des Zugangs und der Datenverwaltung auf verschiedenen Ebenen oberste Priorität. Da Netzdaten meist in verschiedenen Formaten vorliegen, ist es notwendig, die Verarbeitung solcher Datenformate zu koordinieren, damit sie in Digitalen Zwillingen (DTs) genutzt werden können. Das ie³ trägt in dem multinationalen Projekt GridCloud dazu bei, unterschiedliche Datenformate in ein homogenes Format zu überführen und Simulation-as-a-Service in DTs bereitzustellen.

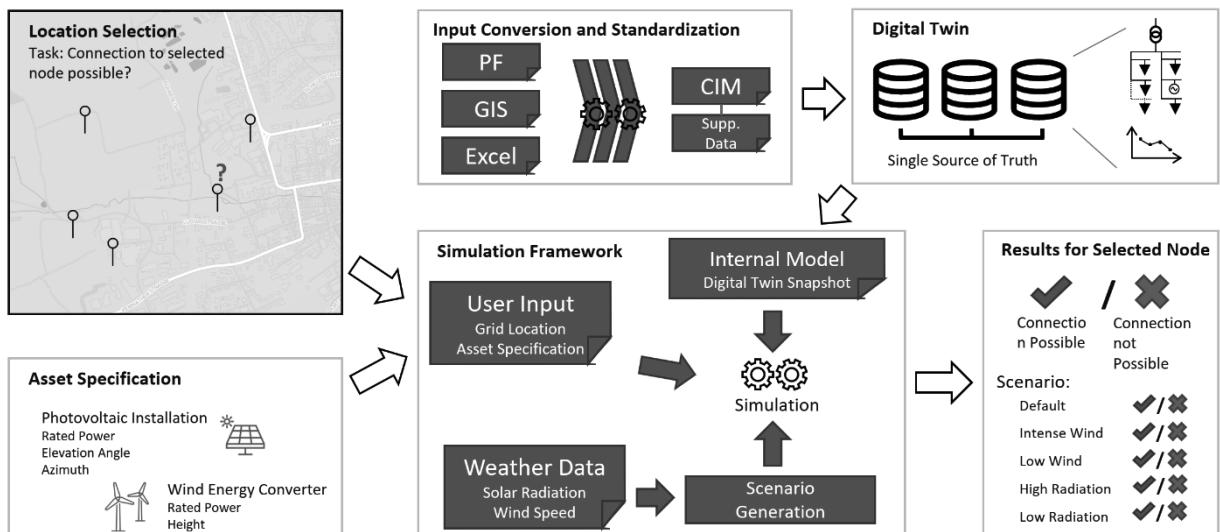
Digitalisation of energy systems at large has gained utmost priority not only for its ease of use but also for its access and data management at various levels. Since grid data is often available in various formats, it is necessary to coordinate the processing of such data formats to be used by Digital Twins (DTs). ie³ contributes, within the multinational project, to combine distinct data formats into a homogeneous format and to provide simulation-as-a-service within DTs.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch ERA-Net Smart Energy Systems.

The GridCloud project focuses on developing Digital Twins (DTs) of energy systems and related applications. Primarily, the project is oriented towards Distribution Systems Operators (DSOs) to digitalise grid planning, operation and management processes. DTs, an emerging digital solution, act as a bridge between the physical real world and the digital virtual world. Several planning and operational scenarios as well as simulations can be facilitated through virtual scenarios without affecting real world operation. This serves as a helpful feature to DSOs, as energy systems are complex and highly sensitive to changes. As an example, new installation of renewable energy infrastructures requires careful planning and operational decisions. Before digitalisation efforts, the current approach involves manual planning followed by simulations and then stepwise analy-

sis of results. This process is not only time consuming due to its non-automated nature, but also prone to errors due to synchronisation issues within DSOs.

The integration of SIMONA, the agent-based simulation framework developed at the institute, as the automated simulation-as-a-service platform has now been completed. Therefore, the central use case of analysing the feasibility of connection requests can now be performed on sample benchmark grids. Data of a real grid, supplied by a partner of the project, is now in the process of conversion to standardised data formats, in preparation of utilisation within the DT. Furthermore, enhancements of the DT infrastructure are planned, allowing for life cycle considerations of grid assets. An overview of the simulation architecture is shown in the diagram below.



Overview of simulation-as-a-service infrastructure for connection request analysis

5.3 Energy System Design & Transmission Grids

Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES

European Market and Transmission Grid Simulation Framework MILES

N. Offermann, C. Biele, S. Kammerer, R. Krüßmann, M. Masuch, M. Teodosic und F. Wedding

Für technoeconomische Analysen des elektrischen Energieversorgungssystems wird am ie³ die Markt- und Netzsimsulationsumgebung 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.

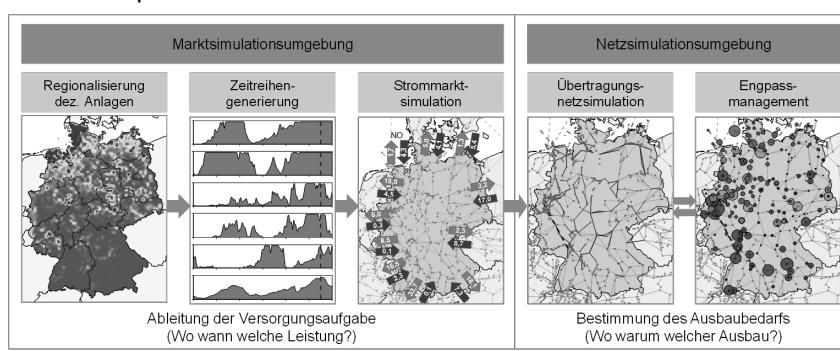
Aufgrund der vermehrten Integration erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Koppelung der Elektrizitätsmärkte und -netze ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die strategische Netzentwicklung analysieren zu können, wird die am ie³ eingesetzte Markt- und Netzsimsulationsumgebung 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 Änderung der Betriebspunkte von HGÜ-Verbindungen und Querreglern, die Anpassung 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

PREDICT – Robuste Übertragungsnetzplanung unter Berücksichtigung des Klimawandels: Hochauflösende Modelle und effiziente Optimierungsmethoden

PREDICT – Robust transmission grid planning under a changing climate: high-resolution models and efficient optimization methods

Felix Wedding

Die Integration erneuerbarer Energien stellt neue Anforderungen an die Planung von Übertragungsnetzen. Ihre wetterabhängige Einspeisung erzeugt Unsicherheiten, die kurzfristig durch Extremwetterereignisse und langfristig durch klimatische Veränderungen geprägt sind. Im Projekt PREDICT wird eine mehrskalige Unsicherheitsmodellierung entwickelt, die diese Einflüsse quantifiziert und in ein stochastisches Optimierungsmodell integriert, um anpassungsfähige Netzausbaustrategien zu entwickeln.

The integration of renewable energies poses new challenges for transmission grid planning. Their weather-dependent feed-in creates uncertainties that are characterized by extreme events in the short term and climate change in the long term. The PREDICT project is developing a multi-scale uncertainty model that quantifies these influences and integrates them into a stochastic optimization model in order to develop adaptable grid expansion strategies.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter der Projektnummer 527339595 gefördert.

Die Notwendigkeit des Ausbaus des Übertragungsnetzes hängt maßgeblich von zukünftigen Last- und Erzeugungssituationen ab. Auf der Nachfrageseite ist insbesondere unsicher, wie stark die zusätzliche Stromnachfrage durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren im Rahmen der Sektorenkopplung ansteigen wird. Auf der Erzeugungsseite bestehen Unsicherheiten sowohl hinsichtlich der künftig installierten Erzeugungskapazitäten als auch der Wettersituationen, die sich infolge des Klimawandels verändern können.

Im Jahr 2025 lag der Schwerpunkt im Projekt PREDICT auf der Entwicklung einer Methodik zur Modellierung von Unsicherheiten in der Übertragungsnetzplanung. Ziel ist es, Unsicherheiten systematisch in langfristige Planungsentscheidungen einzubeziehen. Dabei werden sowohl kurzzeitige Schwankungen als auch langfristige Entwicklungen berücksichtigt, um ein realistisches Abbild der zukünftigen Systembedingungen zu ermöglichen.

Die Unsicherheitsmodellierung basiert auf Datensätzen aus der Klimamodellierung und energetischen Szenarien, um sowohl meteorologische Parameter als auch systemische Entwicklungen abzubilden. Dabei werden langfristige Trends, wie die Entwicklung der Stromnachfrage im Zuge der Sektorenkopplung oder der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, mit kurzfristigen Unsicherheiten aus Wettervariabilität und Extremereignissen kombiniert. So entsteht eine konsistente Beschreibung der Einflussgrößen, die

die Netzausbauplanung bestimmen. Die Kombination dieser Unsicherheiten erfolgt über einen mehrstufigen Szenariobaum, der eine konsistente Verknüpfung zwischen strukturellen langfristigen Entwicklungen und kurzfristigen Schwankungen ermöglicht. Dadurch kann die Entwicklung des Energiesystems unter variablen Bedingungen mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung analysiert und für die Optimierung genutzt werden.

Aufbauend auf der Unsicherheitsmodellierung wird im Projekt ein Modell zur Planung von Übertragungsnetzen entwickelt, das diese zukünftigen Szenarien berücksichtigt. Im Gegensatz zu herkömmlichen Ansätzen werden Netzausbauplanung und Betriebsoptimierung bestehender Anlagen hierbei gleichzeitig vorgenommen. Dafür werden Methoden aus der Simulationsumgebung MILES zu einem integrierten Planungsmodell weiterentwickelt, das auf stochastischer Optimierung basiert. Ziel dieses Verfahrens ist es, sowohl Investitions- als auch Betriebsentscheidungen in den Planungsprozess einfließen zu lassen.

Im weiteren Verlauf des Projekts soll von den Partnern der Universidad de Chile eine leistungsfähige Lösungsmethodik entwickelt werden, mit der stochastische Optimierungsprobleme erheblicher Größe effizient gelöst werden können.

Abschließend sollen die entwickelten Methoden in Fallstudien für das europäische und das chilenische Übertragungsnetz angewendet werden, um die Vorteile der Unsicherheitsberücksichtigung in der Netzplanung zu quantifizieren.

GRK2193 – Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexen Umfeld

GRK2193 – Adaption intelligence of factories in dynamic and complex environments

Simon Kammerer

Im Rahmen dieses Projektes wurde eine Simulationsumgebung zur Optimierung der Energieflexibilität industrieller Prozesse entwickelt. Ziel war es, unter Berücksichtigung aller technischen und internen Restriktionen, kostenoptimale Investitions- und Einsatzstrategien zu identifizieren.

Goal of this project was the development of a simulation environment to optimize the energy flexibility of industrial processes. It was targeted to identifying cost-optimal investment and operational strategies, taking into account all technical and internal constraints with a simulation based approach.

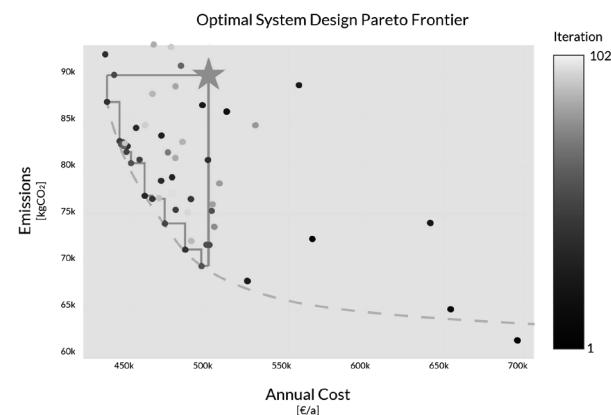
Dieses Forschungsvorhaben wurde gefördert durch die DFG im Zuge des GRK2193.

The objective of this research project was the development of a simulation-based optimization framework for industrial energy systems. The tool aims to identify cost-optimal investment and operational strategies under consideration of all technical, process-related, and external constraints. By representing complex factory energy systems as interconnected networks of components and energy carriers, the approach enables a detailed evaluation of operational flexibility and system interactions, supporting both investment planning and operational decision-making. In previous project stages, a comprehensive simulation environment was designed, implemented, and validated using real-world industrial case studies. The framework combines time-series-based cost optimization with detailed component modeling and was successfully applied to the decarbonization of steel production in collaboration with Carnegie Mellon University. In that study, the model was used to analyze how future direct reduction plants can leverage electricity market dynamics and operational flexibility to minimize both costs and CO₂ emissions.

Building on this foundation, the last development phase introduced an additional layer of system design optimization through the integration of black-box optimization techniques. This enhancement allows for runtime-efficient exploration of system configurations and infrastructure layouts, extending the tool's capabilities beyond operational scheduling toward optimal asset dimensioning under uncertainty. The nested optimization approach combines the tools simulation capabilities for operational decisions with a high-level hyperparameter optimization framework, which

treats the MILP simulation as a black-box function. By applying machine-learning based black-box optimization techniques, the system can efficiently identify Pareto-optimal trade-offs between costs and emissions, even in complex, multi-dimensional design spaces (see Figure).

This extended approach was demonstrated in a case study of a German waste processing company, where the model was used to determine the optimal sizing of photovoltaic installations, battery storage, and electric vehicle fleets under dynamic market conditions. The method successfully reduced computational effort while delivering actionable insights for infrastructure planning, revealing key sensitivities such as the dominant influence of grid connection capacity on both cost and emission outcomes. The study also highlighted how black-box optimization can yield surrogate models for rapid exploration of the solution space, enabling decision-makers to identify promising configurations without solving the full optimization problem for each case.



Resulting system investment scenarios identified by the blackbox optimization approach, visualized as pareto frontier

DriVe2X – Entwicklungen und Innovationen für die massenhafte Elektrifizierung von Fahrzeugen unter Einsatz von V2X Technologien

DriVe2X – Delivering Renewal and Innovation to mass Vehicle Electrification enabled by V2X Technologies

Marius Masuch, Marcel Esser

Bedingt durch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors ergibt sich in den Verteilnetzen eine steigende Anzahl neuer Verbraucher in Form von batterieelektrischen Fahrzeugen. Da die vorhandene Netzinfrastruktur allerdings nicht für eine derartige Belastung dimensioniert wurde, entstehen zunehmend Herausforderungen. Im Rahmen des EU-Projektes DriVe2X steht die Entwicklung innovativer Tools, Modelle und Technologien im Vordergrund, welche die technische Umsetzbarkeit der fortschreitenden Integration batterieelektrischer Fahrzeuge unter Berücksichtigung von Vehicle-to-X-Anwendungen ermöglichen.

Due to the increasing electrification of the transport sector, there is a rising number of new consumers in the distribution networks in the form of battery electric vehicles. However, since the existing grid infrastructure was not dimensioned for such a load, increasing challenges arise. The EU project DriVe2X focuses on the development of innovative tools, models and technologies, which enable the technical feasibility of the progressive integration of battery electric vehicles under consideration of Vehicle-to-X applications.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Horizon-Förderprogramm der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 101056934.

Im Rahmen des DriVe2X-Projektes liegt der Schwerpunkt auf der Entwicklung innovativer Tools, Modelle und Technologien die den zukünftigen großflächigen Einsatz batterieelektrischer Fahrzeuge (BEF) durch Vehicle-to-Everything (V2X) Anwendungen ermöglichen sollen. Die entwickelten Algorithmen werden sowohl in reinen Simulationsumgebungen als auch in praktischen Anwendungen an fünf europäischen Demonstratorstandorten getestet.

Im Jahr 2025 wurde zum einen die bestehende Simulationsumgebung zur Flexibilitätsoptimierung von in Verteilnetzen angeschlossenen steuerbaren Anlagen (einschließlich BEF) zur Reduktion auftretender Grenzwertverletzungen erweitert. Zum anderen wurden umfangreiche Vorbereitungen für die geplanten Hardware-in-the-Loop (HiL) Simulationen getroffen, welche nächstes Jahr im Smart Grid Technology Lab (SGTL) des ie³ durchgeführt werden.

Ein zentraler Schwerpunkt bei der Erweiterung der Simulationsumgebung lag auf der Integration von Vehicle-to-Grid (V2G) Anwendungen. Während die Flexibilitätsbereitstellung durch BEF zuvor lediglich durch Anpassungen der Ladeleistung berücksichtigt wurde (Smart Charging), ist es nun ebenfalls möglich, dass die Fahrzeuge unter Berücksichtigung definierter Nutzerrestriktionen elektrische Energie in das Netz zurückspeisen

und somit als dezentrale Speicher fungieren können. Die daraus resultierenden Auswirkungen und Potenziale zur Reduktion möglicher Netzüberlastungen wurden in repräsentativen Verteilnetzmodellen untersucht, welche zuvor im Rahmen des Projektes identifiziert wurden.

Darüber hinaus wurden im Zuge der Entwicklung einer Koordinationsschnittstelle zwischen Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Verfahren zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials erarbeitet. Das Flexibilitätspotenzial beschreibt hierbei die Gesamtheit aller realisierbarer Leistungsflüsse über einen Transformator, welcher zwei Spannungsebenen miteinander koppelt. Somit stellt es ein geeignetes Maß dar, um Informationen über die zur Verfügung stehende Flexibilität eines Netzes in aggregierter Form an die nächsthöhere Netzebene zu übermitteln.

Die HiL-Simulationen werden im nächsten Jahr für mehrere Demonstratorstandorte im SGTL durchgeführt. Zur Vorbereitung werden hierfür verschiedene Use Cases entwickelt und implementiert, welche Zukunftsszenarien für diese Standorte abbilden. Die Ergebnisse dieser Simulationen ergänzen die realen Messdaten der Demonstratoren und erlauben weiterführende Analysen, welche im Normalbetrieb der Anlagen nicht möglich wäre.

MOPPL – Integrierte Stromübertragungsnetzmodellierung unter Berücksichtigung eines gekoppelten Energiesystemmodells zur Bewertung von H2-Transformationspfaden

MOPPL – Integrated electricity transmission grid modelling considering a coupled energy system model to evaluate H2 transformation pathways

Nils Offermann, René Krüßmann

Im Vorhaben MOPPL wird ein Verfahren entwickelt, das eine integrierte Planung für die Erdgas-, Wasserstoff- und Stromnetzinfrastrukturen ermöglicht. Dieses dient dazu, langfristige Transformationspfade hin zu einer Wasserstoffwirtschaft zu bewerten. Mithilfe der Benders-Dekomposition wird das übergeordnete Ziel eines kostenoptimalen Ausbaus an Übertragungs- und Elektrolyseurskapazitäten in Teilprobleme für den Strom- und Gassektor zerlegt und gemeinsam optimiert.

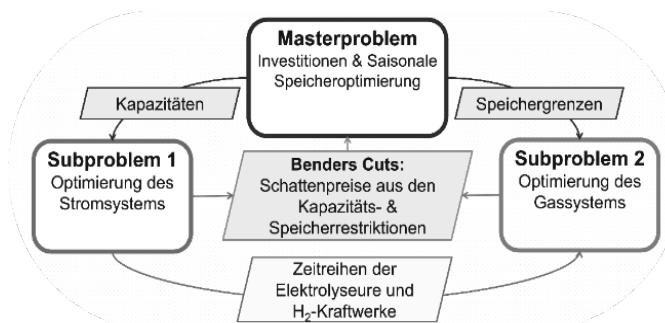
Within the MOPPL project, a methodology is being developed that allows for integrated planning of natural gas, hydrogen, and electricity network infrastructures. This is aimed at evaluating long-term transformation pathways towards a hydrogen-based economy. Utilizing the Benders decomposition, the overarching goal of cost-optimal expansion of transmission and electrolyzer capacities is decomposed into sub-problems for the electricity and gas sectors, which are jointly optimized.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR unter dem Kennzeichen 03SF0660C gefördert.

Die Abkehr von fossilen Energieträgern führt in Industrie, Verkehr und Wärme zu einem zunehmenden Elektrifizierungsgrad. Gleichzeitig werden derzeit die Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft samt nötiger Infrastruktur entwickelt. Als Bindeglied zwischen dem Strom- und dem Gassektor nehmen Elektrolyseure eine zentrale Rolle ein. Ziel des Projektes ist daher die Modellkopplung eines Energiesystemmodells mit Transportnetzmodellen für Strom und Gas auf Basis des Dekompensationsansatzes nach Benders zur integrierten Planung von Gas-, Wasserstoff- und Stromnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung internationaler Märkte.

In der abschließenden Phase des Projektes wurde das Erdgas- und Wasserstoffmodell erfolgreich in das Masterproblem integriert. Die Simulationen verlaufen nun stabil und erreichen stets eine Konvergenz, weshalb das Konvergenzkriterium weiter verschärft wurde. Im Zuge der Integration des Modells des Gas und Wärme-Instituts in Essen, wurde zudem eine neue Datenbankschnittstelle implementiert. Diese ermöglicht eine

effizientere und robustere Szenarienrechnung. Der Szenariorahmen sowie das zugrunde liegende Netzmodell wurden an den aktuell (30.04.2025) veröffentlichten Netzentwicklungsplan (NEP) für das Zieljahr 2045 angepasst. In den kommenden Arbeitsschritten ist vorgesehen, für jedes Szenario unterschiedliche Modellkopplungsparameter zu variieren, um die Wechselwirkungen zwischen Erdgas-, Wasserstoff- und Stromnetz detailliert zu analysieren. Dabei soll insbesondere der Einfluss des Wasserstoffpreises im Optimal-Power-Flow-Modell des Strommodells Aufschluss über mögliche Optimierungspotenziale geben. Zur Lösung des Subproblems Strom wurde die klassische MILES-Werkzeugkette angepasst. Dabei werden die Module der Strommarktsimulation, Lastflussberechnung und Redispatchsimulation in einen Optimal Power Flow überführt. Auf diese Weise können Arbeitspunkte von Einspeisern und Elektrolyseuren unter Berücksichtigung von Netznebenbedingungen berücksichtigt werden.



Kopplung von Master- und Subproblemen Gas und Strom

Dashboard Wärmewende - Systemanalyse und Visualisierung regionaler Auswirkungen

Dashboard Heat Transition - System Analysis and Visualization of Regional Effects

Milijana Teodosic, Leon Marcel Gerigk

Dashboard Wärmewende verbindet die partizipative Erarbeitung eines Modellierungsrahmens für die Untersuchung der Auswirkungen technischer Entwicklungen und regulatorischer Anpassungen des Wärme- und Kältesektors mit der Entwicklung einer interaktiven Plattform zur Visualisierung zentraler Daten und Ergebnisse. Damit unterstützt das Vorhaben unter anderem die kommunale Wärmeplanung als zentrales Element der Transformation des Sektors und trägt zu Transparenz und Akzeptanz für verschiedene Transformationspfade bei.

Dashboard Wärmewende combines the participatory development of a modelling framework for investigating the effects of technical developments and regulatory adjustments in the heating and cooling sector with the development of an interactive platform for visualizing key data and results. Among other things, the project thus supports municipal heating planning as a central element of the transformation of the sector and contributes to transparency and acceptance for different transformation paths.

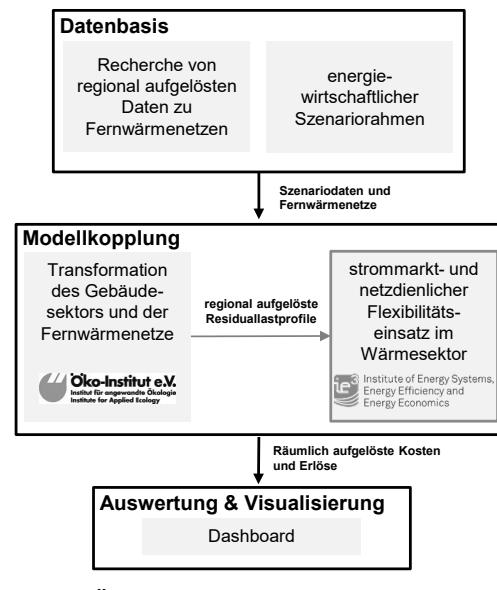
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWE (FKZ: 03EI1070B).

Das Konsortium des Forschungsprojektes Dashboard Wärmewende setzt sich aus dem Öko-Institut e.V., dem ie³ sowie assoziierten Partnern unter anderem aus den Bereichen Energiedienstleistungen, Verbraucher- und Klimaschutz sowie des Anlagenbaus zusammen. Ziel des Forschungsprojektes ist die partizipative Entwicklung eines webbasierten Dashboards für die Wärmewende, mit dem die Auswirkungen verschiedener Transformationspfade für die Wärmewende flächenauflöst dargestellt werden können. Dabei liegt der Schwerpunkt des ie³ auf der Modellierung und Analyse des strommarktdienlichen Flexibilitäts-einsatzes des Wärmesektors mit besonderem Fokus auf Industriewärmenetzen und Prozesswärme. Darauf aufbauend soll weiter der transportnetzdienliche Betrieb des Wärmesektors zur Verminderung von Netzengpässen im Stromsystem untersucht werden.

Im zweiten Projektjahr standen die Weiterentwicklung der Strommarkt- und Netzsimsimulationsumgebung MILES sowie die Integration relevanter Daten an. Aufbauend auf dem im Vorjahr entwickelten Szenariorahmen wurden die genehmigten Annahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (V25) systematisch aufbereitet und in Modellumgebung überführt. Damit konnte die Grundlage für eine konsistente Analyse zukünftiger Entwicklungen im Wärme- und Stromsektor geschaffen werden. Weiterhin wurde die Datenbasis zu Fernwärmennetzen weiter ausgebaut. Die im Vorjahr begonnene Recherche wurde abgeschlossen und die erhobenen Daten in MILES überführt. Damit ist eine detailliertere Abbildung von Netzen, Anlagen und relevanten Parametern

möglich. Auf methodischer Ebene wurden die Schnittstellen zwischen MILES und dem Gebäudemodell des Ökoinstituts entwickelt und integriert, um insbesondere die räumliche Verteilung von Gebäudewärmepumpen und der Fernwärmenachfrage abzubilden. Parallel dazu wurde die Modellierung der industriellen Prozesswärme gestartet, insbesondere mit Blick auf deren zunehmende Elektrifizierung.

Die im Projektjahr erzielten Fortschritte bilden eine wesentliche Grundlage für die bevorstehenden Analysen und die Ergebnisaufbereitung für das Dashboard Wärmewende.



QuaTraSys – Quartiers-Transformation im Systemkontext

QuaTraSys – Quarter transformation in the systemic context

Charlotte Biele, René Krüßmann

Die Anforderungen an den Anschluss zusätzlicher Lasten und Einspeiser in der Niederspannungsebene nimmt ständig zu. Um diesen dennoch gerecht zu werden, ist es das Ziel im Projekt QuaTraSys, das Stromnetz als Restriktion in die integrative Quartiersplanung zu integrieren.

The requirements for connecting additional loads and feeders at the low-voltage level are constantly increasing. In order to meet these requirements, the QuaTraSys project aims to integrate the power grid as a restriction into integrative quarter planning.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWE (FKZ: 03EN3124F).

Für das Gelingen der Energiewende geraten zunehmend der Wärme- und Verkehrssektor in den Fokus. Für Haushalte bedeutet dies den Umstieg auf Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Bei dem Netzanschluss der entsprechenden Lasten, kommt es jedoch zunehmend zu Problemen durch fehlende Kapazitäten, sodass die Energiewende verlangsamt wird. Ein Ansatz, der genutzt werden kann, um dieser Problematik entgegenzuwirken, ist die Berücksichtigung der Stromnetze in der integrativen Quartiersplanung.

Die integrative Quartiersplanung ermöglicht eine effiziente Modernisierung des Gebäudebestands, da etwa die Wärme- und Stromversorgung teilweise zentral für das Quartier durchgeführt werden können. Beispielsweise können große Wärmepumpen, Stromspeicher, KWK-Anlagen, Ladesäulen oder PV-Anlagen für das gesamte Quartier genutzt werden.

Dies birgt nicht nur finanzielle Vorteile für die Modernisierung des Quartiers, sondern auch das Potenzial, das Stromnetz zu entlasten. Dafür muss jedoch das Stromnetz im integrativen Quartiersplanungsprozess als Restriktion berücksichtigt werden. Die Umsetzung dieser Integration sowie die Simulation und praktische Untersuchung eines solchen Quartiersplanungsprozesses stehen im Fokus des Projekts QuaTraSys, das im September 2025 gestartet ist. Neben der Betrachtung der integrativen Quartiersplanung mit den direkten Wechselwirkungen mit dem Verteilnetz, soll

auch betrachtet werden, wie sich ein solches Vorgehen auf das überlagerte Transportnetz auswirkt. Dabei besteht das Konsortium neben dem ie³ noch aus dem Fraunhofer UMSICHT, welches sich mit der integralen Quartiersplanung beschäftigt. Das Fraunhofer IEE untersucht die Umsetzung im Verteilnetz, während das ie³ für die Transportnetzberechnungen verantwortlich ist. Zudem gibt es verschiedene Praxispartner in Form von Netzbetreibern und Baugesellschaften. Diese bringen ihre Bestandsquartiere als praktische Untersuchungsobjekte in das Projekt ein. Dabei wird jeweils ein Quartier in Nettetal und eines in Travemünde untersucht.

Für das ie³ ist dabei von besonderem Interesse, die entstehenden Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau der Quartiere und dem Transportnetz abzubilden und zu untersuchen. Dabei soll etwa die Frage betrachtet werden, inwiefern diese Vorgehensweise bei der Quartiersplanung genutzt werden kann, um Engpässe zu verhindern und somit die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verhindern. Zu diesem Zweck müssen die Quartiere im Netzmodell abgebildet werden. Als Basis für diese Berechnungen dient die Strommarkt- und Transportnetzsimsulationsumgebung MILES. Um die entstehenden Effekte und Wechselwirkungen in dieser abbilden zu können, müssen die entsprechenden Flexibilitäten über zu entwickelte Schnittstellen berücksichtigt werden.

5.4 Smart Grid Technologies

Entwicklungen im Smart Grid Technology Lab

Developments at the Smart Grid Technology Lab

Alfio Spina, Marcel Esser

In den vergangenen Jahren wurden im Smart Grid Technology Lab verschiedene Erweiterungen umgesetzt, um den unterschiedlichen Anforderungen von Projekten und experimentellen Untersuchungen gerecht zu werden. Der aktuelle Entwicklungsstand sowie die laufenden Initiativen zur Erweiterung der bestehenden Testkapazitäten für zukünftige Forschungsziele werden hier zusammengefasst.

Over the past few years, the Smart Grid Technology Lab has undergone several expansions to meet various project and experimentation requirements. This article summarizes the current state of development and ongoing initiative to further expand the overall testing capabilities and research objectives.

The Smart Grid Technology Lab (SGTL) provides a state-of-the-art testing environment for advanced research and experimentation in the operation of modern distribution grids. The laboratory comprises a physical low-voltage grid comprising a full-scale secondary substation equipped with on-load tap-changing transformers, along with multiple real cables that can be flexibly interconnected to form various grid configurations. Modern grid components, including inverter-based resources, electric vehicle charging systems, and other grid assets, can be connected to specific nodes for experimental purposes. Additional equipment, such as power amplifiers and controllable loads, is employed to emulate specific load and generation scenarios. The laboratory also incorporates DC applications, enabling the testing of DC microgrids and their interactions with the AC grid. Additionally, real-time simulators and power hardware-in-the-loop systems extend the lab capability for large-scale grid simulations.

Ongoing expansion projects focus on the digitalization of the laboratory's secondary substation, which serves as a flexible testbed for future research and industrial collaboration. In particular, advanced measurement systems are being integrated into the substation to enable high-resolution acquisition of feeder measurements. The primary objective of this upgraded laboratory setup is to establish an open and adaptable test platform for evaluating integration and interoperability between commercial solutions and research prototypes. Within this digital substation, secondary systems from diverse manufacturers and experimental prototypes can be jointly operated to assess communication interfaces, data models, and control functionalities under realistic operating conditions. This environment also supports the development and validation of innovative monitoring and control strategies, allowing researchers to investigate the interactions of multiple technologies under complex real-world grid scenarios.



Overview of the Smart Grid Technology Lab

GLocalFlex – Eine globale und lokale Flexibilitätsmarktplattform zur Demonstration von Netzausgleichsmechanismen durch sektorübergreifende, vernetzte und integrierte Energieökosysteme, die einen automatischen Flexibilitätshandel ermöglichen

GLocalFlex – A Global as well as Local Flexibility Marketplace to Demonstrate Grid Balancing Mechanisms through Cross-sectoral Interconnected and Integrated Energy Ecosystems enabling Automatic Flexibility Trading

Robert Jahn, Julia Schmeing, Ulf Häger

Das GLocalFlex-Projekt zielt darauf ab, eine Marktplattform für Energieflexibilität zu entwickeln, die in verschiedene lokale Energiesysteme im europäischen Kontext eingebunden ist. Automatisierte Handelsagenten integrieren flexible Anlagen in sechs Pilot Demonstratoren in die Marktplattform und ermöglichen die Flexibilitätserschließung in variierenden Geschäftsmodellen auf lokaler Ebene. Die entwickelten Flexibilitätsservices werden Pilot übergreifend repliziert, um co-existierende und nachhaltige Flexibilitätslösungen auf europäischer Ebene zu realisieren.

The GLocalFlex project aims to develop a market platform for energy flexibility that is deployed in different local energy systems in a European context. Automated trading agents integrate flexible assets in six demonstration pilots into the market platform and enable flexibility utilization for varying business models on a local level. The developed flexibility services will be replicated in cross-pilot studies to deliver co-existing and sustainable flexibility solutions on a European level.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Horizon 2022 Rahmenprogramm für Forschung und Innovation der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 101096399 gefördert.

Blockchain für Energieflexibilität

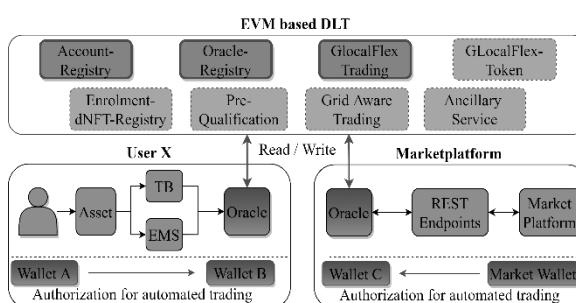
Ein zentraler Forschungsschwerpunkt im GLocalFlex-Projekt ist die Schaffung eines automatisierten, transparenten und vertrauenswürdigen Handelsplatzes für Energieflexibilität. Um die Integrität des Marktes zu gewährleisten und Prozesse zu automatisieren, setzt das Projekt auf die Integration von Distributed-Ledger-Technologien (DLT, oder Blockchain) und Smart Contracts (selbstausführende Verträge)

Die im Projekt entworfene Hybrid-Architektur ist das Kernstück dieser Innovation. Sie trennt klar zwischen den dezentralen On-Chain-Diensten (obere Ebene im Schaubild), die auf der Blockchain laufen, und den off-Chain-Akteuren (untere

Ebene), wie den physischen Assets (z.B. Speicher, Photovoltaik, Elektrofahrzeuge) der Nutzer.

Die größte Herausforderung bei der Verknüpfung von realen Energieflüssen mit digitalen Verträgen ist das "Oracle-Problem": Wie gelangen reale Messdaten manipulationssicher auf die Blockchain? Die Lösung in GLocalFlex sind die "Oracles" (mittlere Ebene der Abbildung). Dies sind vertrauenswürdige Software-Agenten, die als Brücke fungieren. Sie lesen die Verbrauchsdaten des Nutzers aus und übermitteln diese fälschungssicher an die Smart Contracts.

Vertrauen beginnt mit einer verifizierbaren Identität. Jeder Teilnehmer, ob Mensch oder Maschine, wird bei der Registrierung ("Enrollment") mit seiner digitalen Brieftasche (z.B. "Wallet A") im "Account-Registry" Smart Contract (siehe Abbildung, oben links) eingetragen. Parallel dazu wird für jeden Nutzer ein dediziertes "Client Oracle" provisioniert. Dieses Oracle erhält ebenfalls eine eigene, registrierte Identität im "Oracle-Registry" und eine eigene Wallet (z.B. "Wallet B") mit einem minimalen Guthaben zur Deckung von Transaktionsgebühren ("Gas Fees"). Damit ist die Verbindung zwischen dem physischen Asset des Nutzers und seinem digitalen Zwilling auf der Blockchain über



Übersicht der GLocalFlex DLT-Architektur. Sie zeigt die On-Chain-Dienste (wie Register und Handelslogik), die Off-Chain-Akteure (wie Nutzer und Markt-Plattform) und die "Oracles" als unverzichtbare Datenbrücke.

eine vertrauenswürdige Datenbrücke (das Oracle) hergestellt.

Der eigentliche Handel, repräsentiert durch das Modul "GlocalFlex-Trading", wird als transparenter, vierstufiger Prozess abgebildet: Erstellung, Lieferung, Verifizierung und autonome Reputationsupdates der handelnden Akteure. Für jeden Handel wird ein eigener Smart Contract erstellt.

Nach der physischen Lieferung der Flexibilität kommt das Markt-Oracle zum Einsatz: Es meldet die verifizierten Messdaten an den Smart Contract. Dieser Schritt ist entscheidend, da er eine unveränderliche Wahrheit über die Qualität und Quantität der Lieferung schafft.

Die innovativste Komponente ist das dynamische, On-Chain-basierte Reputationssystem, das direkt an das "Account-Registry" gekoppelt ist. Dieses System schafft einen messbaren Anreiz für zuverlässiges Verhalten:

1. **Bewertung der Qualität:** Statt einer reinen "Bestanden/Nicht bestanden"-Logik wird die Qualität der Lieferung bewertet. Das System misst die präzise Abweichung (Delta) zwischen der zugesagten und der tatsächlich gelieferten Energie.
2. **Anreiz und Strafe:** Geringe Abweichungen (z.B. 0-25%) werden mit einer Reputationssteigerung belohnt. Große Abweichungen (>25%), Lieferausfälle oder Zahlungsausfälle (erkennbar am Status der "Wallets") führen zu einem transparenten und automatisierten Reputationsabzug

Durch die entworfene DLT-Architektur schafft GLocalFlex ein Ökosystem des autonomen Vertrauens. Die Verknüpfung von On-Chain-Registern ("Account-Registry", "Oracle-Registry") mit realen Datenströmen aus vertrauenswürdigen Quellen ("Oracles"), der autonomen Überwachung von Handels-Lebenszyklen und einem intelligenten, auf Qualität basierenden Reputationsystem senkt die Markteintrittsbarrieren und fördert ein nachweislich faires und automatisiertes Handelsumfeld für die Energiewende.

Deutscher Flexibilitäts-Demonstrator

Im Rahmen des deutschen Pilot-Demonstrators wird das Ziel verfolgt, Flexibilitätslösungen unter realen Bedingungen zu testen. Der Demonstrator besteht aus zwei Standorten: Zum einen werden Labor-Anlagen aus dem Smart Grid Technology Lab (SGTL) genutzt, um Prognosemodelle und Informationsketten zu entwickeln und zu testen.

Zum anderen wird im bayrischen Wunsiedel, in Kooperation mit der SWW GmbH die praktische Anwendbarkeit der entwickelten Lösungen im Feldversuch abschließend überprüft.

Ein zentrales Element ist die Entwicklung eines Energiemanagement-Systems (EMS). Dieses System übernimmt mehrere Aufgaben, darunter die Bereitstellung von Baselines, die als Grundlage für die Bewertung und Überwachung der Flexibilitäten dienen. Zudem werden Prognosen zur Verfügbarkeit von Flexibilität erstellt und die Speicherung und Abwicklung von Flexibilitäts-Aufträgen ermöglicht. Eine weitere Aufgabe des EMS bildet die automatisierte Verifizierung der Flexibilitätserbringung, indem die tatsächliche Leistungserbringung in Echtzeit überwacht und mit den definierten Baselines abgeglichen wird.

Zur effizienten Abwicklung von Flexibilitätstransaktionen wurde ein intelligenter Handelsagent entwickelt, der mit dem GLocalFlex Markt kommuniziert. Dieser Agent ermöglicht den automatisierten Handel von Flexibilität und ist über ein API-Endpunkte mit dem EMS des Projektpartners SWW sowie dem eigens entwickelten EMS der Anlagen im SGTL verbunden. Dadurch können aktuelle Flexibilitätsdaten in Echtzeit verarbeitet und Handelsentscheidungen optimiert werden.

Im Rahmen des Projekts wurden umfassende Tests im SGTL durchgeführt, bei denen die gesamte Prozesskette vom Anlagenforecast, über den Handel auf dem GLocalFlex Markt, bis hin zur Verifizierung der Flexibilitätserbringung unter realen Bedingungen erprobt wurde. Diese Tests haben die Funktionsfähigkeit und Effizienz des Systems erfolgreich bestätigen können.

Zusammenfassend zeigt der deutsche Demonstrator, dass Flexibilitätstransaktionen im Energiemarkt erfolgreich realisiert werden können. Das Projekt bietet wichtige Erkenntnisse für die zukünftige Skalierung von Flexibilitätslösungen und deren Anwendung in weiteren Märkten. Im kommenden abschließenden Projektjahr werden realen Anlagentests zusammen mit SWW ausgeweitet und Lösungen auch außerhalb des deutschen Demonstrators an weiteren, internationalen Pilot-Standorten repliziert und validiert.

Weitere Informationen können in den öffentlichen Deliverables auf der Projekthomepage eingesehen werden.

FlexONet – Flexible virtuelle Nachbildung von OT-Netzwerken in der Energieversorgung: Virtuelle Laborinfrastruktur zur Verifikation zukünftiger Stationsfunktionen im Verteilnetz

Flexible virtual replication of OT networks in the energy supply: Virtual laboratory infrastructure for the verification of future station functions in the distribution grid

Svenja Joseph

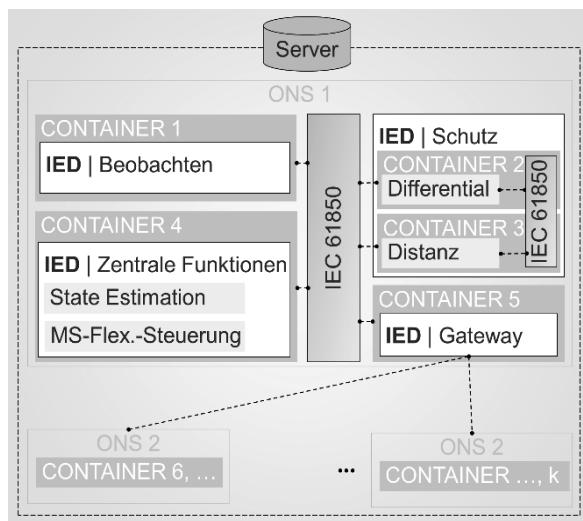
Im Zuge der Energiewende steigt die Notwendigkeit, Netze, insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene (MS/NS), mittels innovativer Funktionen zu überwachen und zu schützen. Ziel des Projektes FlexONet ist die Entwicklung einer virtuellen Testumgebung zur Abbildung von OT-Netzwerkinfrastruktur (Operational Technology) und IEDs (Intelligent Electronic Devices), um vollumfängliche Tests zur Validierung auf Labor- und Feldebene durchführen zu können. Der Bericht beschreibt die aktuellen Projektergebnisse und Arbeitsschritte des ie³, die zur Erreichung des übergeordneten Projektziels bis Ende 2025 umgesetzt wurden.

In the course of the energy transition, there is an increasing need to monitor and protect grids, particularly at medium and low voltage level (MV/LV), using innovative functions. The aim of the FlexONet project is to develop a virtual test environment for mapping OT (Operational Technology) network infrastructure and IEDs (Intelligent Electronic Devices) in order to be able to carry out comprehensive tests for validation at laboratory and field level. The report describes the current project results and work steps that have been implemented to achieve the overall project objective by the end of 2025.

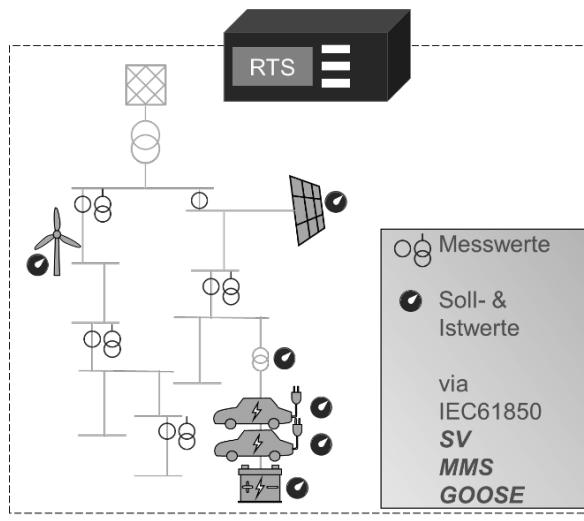
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (ehemals BMWK) unter dem Förderkennzeichen 03EI4069B.

Das Projekt [09.2023-08.2026] wird durch die Partnern Fraunhofer IOSB-AST, Hochschule Bielefeld ITES, H&S der Beimdick Gruppe, Sprecher Automation und Stadtwerke Bielefeld durchgeführt. Es wurden zunächst Anforderungsanalysen erstellt, Spezifika abgeleitet, Anwendungsfälle definiert, ein Vorgehensmodell erarbeitet und die Systeme ertüchtigt. Im Teilvorhaben des ie³ wurden die Server aufgesetzt und notwendige Software/Tools installiert und getestet. Mittels eines entwickelten SCD-Generators werden die Input-Dateien je Anwendungsfall erstellt.

Diese dienen den Funktionscontainern zur automatisierten Initialisierung und Parametrierung. Der Standard IEC61850 wurde als Kommunikationsstack umgesetzt und kommt ebenfalls in den Containern zum Einsatz. Dadurch wird der Austausch von Soll- und Istwerten, als auch von abgetasteten Strom- und Spannungswerten zwischen den Servern und dem Echtzeitsimulator ermöglicht. Im letzten Projektjahr liegt der Fokus auf dem finalen Aufbau der Testumgebung und Demonstration der definierten Anwendungsfälle mit anschließender Qualitätsbewertung.



Virtualisierungsumgebung



Echtzeitsimulation

PISA – Performance in Smart Meter Gateway Applications

PISA – Performance in Smart Meter Gateway Applications

Thomas Schwierz, Florian Weißberg

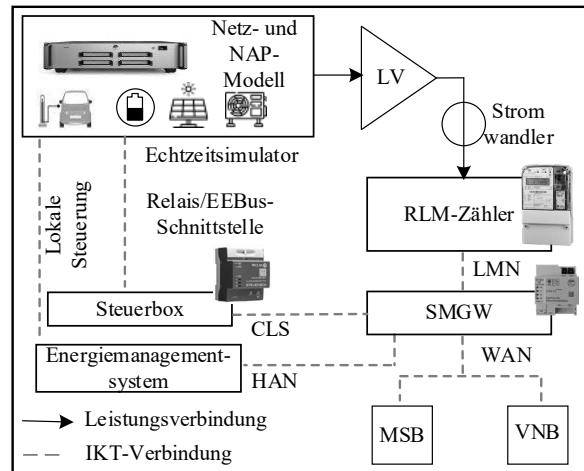
Eine erfolgreiche Energie- und Wärmewende bedingt die Digitalisierung der Verteilnetze. Dabei spielt insbesondere die standardisierte und bidirektionale informations- und kommunikationstechnische Anbindung (IKT-Anbindung) von registrierenden Lastgangzählern eine zentrale Rolle. Denn Einspeiser mit einer Leistung von mehr als 100 kW stellen mehr als 2/3 des deutschen Energiebedarfs bereit, werden jedoch von den Netzbetreibern nur teilweise überwacht oder aktiv geregelt. In diesem Forschungsprojekt werden die bereits existierenden intelligenten Messsysteme (iMSys) für Anforderungen von Netzbetreibern und Lieferanten im Bereich der registrierenden Leistungsmessung (RLM) erweitert und die Durchführung von Systemdienstleistungen mit Hilfe des iMSys (RLM) geprüft.

A successful energy transition requires the digitalization of distribution grids. In particular, the connection of industrial interval meters via standardized and bidirectional ICT interfaces plays a central role. For example, generators with an output of more than 100 kW provide more than 2/3 of Germany's energy requirements, but are only partially monitored and controlled by the grid operators. In this research project, the existing intelligent measurement systems (iMSys) are being expanded to meet the requirements of grid operators and aggregators in the area of registering load profile measurement (RLM) and the implementation of system services with the help of the iMSys (RLM) is being tested.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE).

Im Jahr 2025 wurde in PISA die IKT-Infrastruktur geschaffen, um die Prozesskette von der Berechnung eines Netzzustands zur Behebung möglicher Engpässe zu untersuchen. Nach der Verarbeitung netzzustandsrelevanter Daten der iMSys und der Durchführung einer Netzzustandsschätzung wird die Marktkommunikation angestoßen, mit der Sollwerte durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) an einen betroffenen Messstellenbetreiber (MSB) gesendet werden. Der MSB besitzt die Hoheit über die Messstellen und ist gemäß der aktuellen Regulatorik der einzige Akteur, der einen Steuerbefehl ausführen darf. Diesen kommuniziert er über IEC 61850 an die Steuerbox des iMSys. Diese Steuerbefehle sind konform mit dem VDE FNN Lastenheft zur Steuerbox. Als Steuerboxen stehen im Protection and Automation Labor sowohl konventionelle Relaisvarianten als auch digitale EEBUS-Schnittstellen zur Verfügung. Im Kontext der vom Regulator definierten energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle ist eine digitale Kommunikation zwischen dem VNB und den zu steuernden Anlagen essentiell. Die Simulation von Netzen und angeschlossener Erzeugungs-

und Verbrauchseinrichtungen erfolgt auf Echtzeit simulatoren. Der Laboraufbau besteht aus zwei Regelkreisen, einer mit der leistungsfähigen Hardware (Power-Hardware in the Loop) und einer mit der operativen Kommunikation (Controller Hardware in the Loop). Daher sprechen wir in diesem Kontext von der Realisierung.



Komponenten zur Realisierung energiewirtschaftlicher Anwendungsfälle

Innovative Fehlerrichtungsanzeiger für das Verteilnetz der Zukunft

Innovative fault direction indicators for the distribution grid of the future

Kim Krawiec

Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger sind ein elementarer Bestandteil zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit innerhalb der Verteilnetzebene, da sie eine schnelle Richtungsdetektion des Netze-felchers ermöglichen. Mit der Energiewende befindet sich die Verteilnetzebene in einem stetigen Wandel, welche neue Herausforderungen der Erd- und Kurzschlussortung mit sich bringt. Ziel der Forschung ist es, verschiedene Aspekte der Fehlerrichtungsanzeige innerhalb der Verteilnetzebene weiter zu optimieren, sowie Einflussfaktoren dezentraler Energieerzeugung in Bezug auf die Fehlerrichtungsalgorithmen weiter zu erforschen.

Short-circuit and earth fault direction indicators are an elementary component for ensuring the security of supply within the distribution grid level, as they enable a rapid directional detection of the grid fault. With the energy transition, the distribution grid level is in a constant state of change, which also brings in new challenges for earth fault and short-circuit detection. The aim of the research is to further optimise various aspects of fault direction indication within the distribution grid level as well as investigating the influencing factors of decentralised energy generation in relation to the fault direction algorithms.

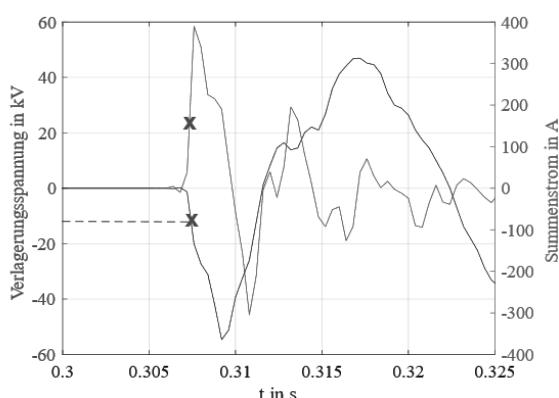
Erd- und Kurzschlüsse sind eine unvermeidbare Herausforderung in der elektrischen Energieversorgung. Als Folge eines Netzfehlers kann es zu Unterbrechungen der Stromversorgung kommen, wodurch die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet ist. Gleichzeitig ist jedoch die Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs ein elementarer Bestandteil der Energiewende.

Dementsprechend ist die Kenntnis des Fehlerortabschnittes ein wichtiger Bestandteil des Netzbetriebes, um eine schnelle Fehlerbehebung vor Ort und eine hohe Qualität der Energieversorgung zu ermöglichen. Zur Detektion des Fehlerortes können Fehlerrichtungsanzeiger eingesetzt werden, welche zusätzlich zur Richtungsanzeige auch für Monitoringzwecke dienen. Besonders einpolige Fehler in kompensierten Netzen stellen bezüglich der Erdschlussortung eine Herausforderung auf Grund der reduzierten Fehlerströme dar. Zur Detektion des Fehlers gibt es in Abhängigkeit von verschiedenen Netzparametern sowohl etablierte als auch neue Fehlerrichtungsalgorithmen wie beispielsweise das Wischer-Verfahren, die in Fehlerrichtungsanzeigern zur Anwendung kommen können.

Mit der Herausforderung der Energiewende werden neue Anforderungen an die Fehlerrichtungsanzeige in Bezug auf dezentrale Erzeugung und neue Netzstrukturen gestellt. So spielt die Fehlerrichtungsanzeige besonders in geschlossenen Ringnetzen eine wichtige Rolle zur Ermöglichung einer schnellen Fehlerbehebung. Mit der Förderung der regenerativen Energieversorgung wird sich in der Zukunft auch

die Anzahl an Umrichtern, welche über MS/NS-Transformatoren an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, erhöhen. Im Rahmen des Projektes werden unterschiedliche Einflussfaktoren in Bezug auf die Fehlerrichtungsanzeige analysiert. Neben den eingesetzten Algorithmen muss der Fehlerrichtungsanzeiger auch als Gesamtsystem betrachtet werden. Dabei spielen die Strom- und Spannungssensoren als „Sinnesorgane“ eine zentrale Rolle für die Funktionalität der Algorithmen und müssen bei der Analyse der Verfahren angemessen berücksichtigt werden.

Ebenso werden verschiedene Konzepte zur Optimierung von Fehlerrichtungsanzeigern und deren Parametern im Rahmen der Forschungsarbeiten analysiert. Die zu erforschenden Konzepte werden mittels Hardware-In-The-Loop-Tests in den Smart Grid Technology Labs (SGTL) des ie³ der TU Dortmund experimentell validiert.



Funktionalität des Wischer-Algorithmus

OptiQU – Optimierte Q-U-Regelung durch intelligente Steuerung von regelbaren Ortsnetztransformatoren und steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen

OptiQU – Optimized Q-U control through intelligent adjustment of local network transformers and controllable consumption and generation facilities in medium- and low-voltage networks

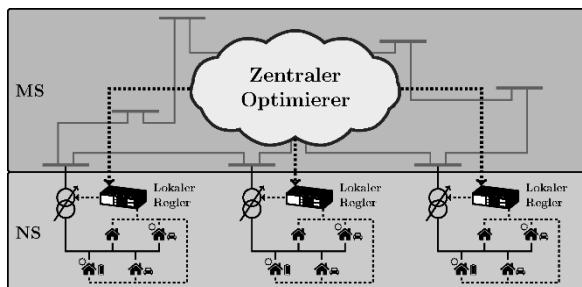
Aaron Eicker, Maurice Raetsch

Der steigende Anteil erneuerbarer Erzeuger sowie neuer elektrischer Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Fahrzeuge führt zu zunehmenden Spannungsproblemen in den Niederspannungsnetzen. Das Projekt OptiQU entwickelt eine koordinierte Spannungs- und Blindleistungsregelung über Mittel- und Niederspannung hinweg, um Netzausbau zu vermeiden und vorhandene Kapazitäten effizienter zu nutzen. Durch eine hierarchische Optimierung auf Basis moderner Kommunikationstechnik wird eine verbesserte Netzstabilität angestrebt. Simulationen, Labor- und Feldtests sichern die Praxistauglichkeit der entwickelten Konzepte.

The increasing share of renewable generation and new electrical loads such as heat pumps and electric vehicles causes growing voltage issues in low-voltage grids. The OptiQU project develops coordinated voltage and reactive power control across medium- and low-voltage levels to reduce grid reinforcement needs and improve capacity utilization. By combining centralized and decentralized control strategies in a hierarchical framework, applying modern communication technologies, the project aims to enhance grid stability. The developed concepts are validated through simulations, laboratory experiments, and field trials.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI4099B.

Um eine stabile Spannungsführung zu gewährleisten, soll eine optimierte Spannungsregelung in Mittel- und Niederspannungsnetzen eingesetzt werden, die auf *regelbare Ortsnetztransformatoren (rONTs)* zurückgreift sowie vorhandene Blindleistungsflexibilitäten im Niederspannungsnetz nutzt. Ziel ist es, auch während anspruchsvollen Last- und Erzeugungsszenarien mit Hilfe von innovativen Regelungskonzepten die Einhaltung des Spannungsbandes gewährleisten zu können.



Hierarchische Optimierung

Hierzu soll ein kaskadiertes Regelungskonzept umgesetzt werden, das aus einem zentralen Optimierer im Mittelspannungsnetz und dezentralen Optimierungsalgorithmen auf Edge-Devices in den Ortsnetzstationen besteht (siehe Abbildung). Der zentrale Optimierer berechnet auf Grundlage

des aktuellen Netzzustands Sollwerte für die Abgänge in die Niederspannungsebene. Diese Sollwerte werden an die dezentralen Optimierer übermittelt, die anschließend versuchen, die vorgegebenen Spannungsniveaus durch lokale Blindleistungsbereitstellung und die Regelung der Ortsnetztransformatoren einzuhalten. Sollte ein Sollwert nicht erreicht werden können, erfolgt eine erneute zentrale Optimierung, bei der zusätzliche Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Um genauere Nebenbedingungen für die Sollwerte der lokalen Regler berücksichtigen zu können, wird die Übermittlung möglicher Arbeitspunkte aus den Niederspannungsnetzen an den zentralen Optimierer untersucht. Angesichts der geringen Messdichte wird angestrebt, die Netzzustandsermittlung durch innovative Ansätze zu ermöglichen und ihre Genauigkeit durch den Einsatz von Smart-Meter-Daten zu erhöhen. Diese Messdaten werden an die Cloud-Plattform Venios übermittelt, wo sie gesammelt und aufbereitet werden. Die Fraunhofer-Systemplattform beeDIP greift anschließend auf diese Daten zu, um sie für die Zustandsschätzung und die Optimierungsprozesse zu verwenden. Geplant ist zudem eine abschließende Validierung der Algorithmen in einer Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation.

5.5 Optimization and Control

6GEM – Effiziente vernetzte Regelung via 6G Netze

6GEM – Efficient Networked Control via 6G Networks

Jens Pütschneider, Julian Golembiewski

Künftige Generationen von Mobilfunknetzen müssen die Herausforderungen bewältigen, die sich aus der wachsenden Zahl vernetzter Geräte, dem steigenden Datenverkehr und den strengen Anforderungen an Echtzeitfähigkeit und Zuverlässigkeit ergeben. Die Bewältigung dieser Herausforderungen ist entscheidend, um missionskritische, vernetzte Regelungsanwendungen in Bereichen wie Energiesystemen, Robotik oder autonomem Fahren zu ermöglichen. Das Projekt 6GEM hat zum Ziel, die Effizienz und Zuverlässigkeit vernetzter Regelungssysteme durch die Verschränkung von Regelung und Kommunikation zu verbessern.

Future generations of cellular networks need to solve the challenges posed by a growing number of connected devices, increasing traffic demand and strict real-time and reliability requirements. Overcoming these challenges is key to enable mission critical networked control applications in power systems, robotics, or autonomous driving. The project 6GEM aims to enhance the efficiency and reliability of networked controllers by the co-design of control and communication.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt.

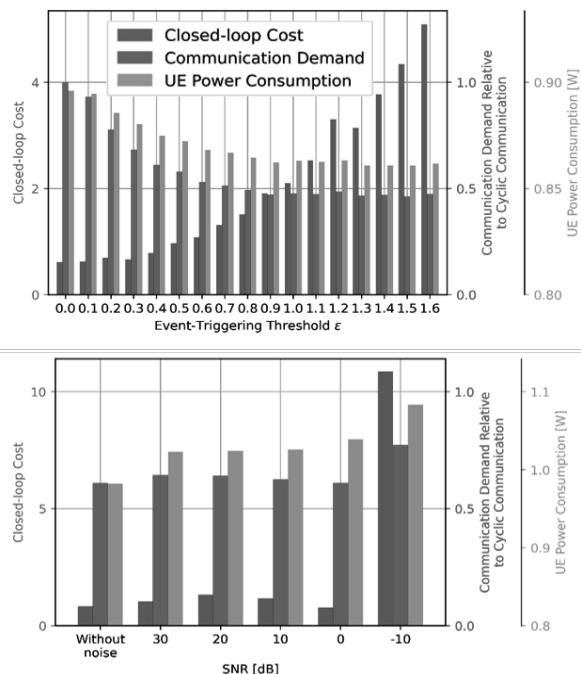
Der erste Teil dieses Projekts untersucht den Einfluss von Netzwerklatenz und Zuverlässigkeit auf die Quality-of-Service (QoS) von vernetzten Regelungsanwendungen. Dabei wurde der Einfluss unterschiedlicher Scheduling-Strategien und Latenzen auf die Regelungsleistung analysiert. Zu diesem Zweck wurde ein modellprädiktiver Regler mit Verzögerungskompensation implementiert, der über ein O-RAN-6G-Forschungsnetzwerk mit der Regelstrecke verbunden ist. Insbesondere wird ein prädiktiver Scheduler eingesetzt, um die Ressourcenzuteilung zu optimieren und die Latenz zu reduzieren. Anhand eines inversen Pendels als Regelungstechnisches Benchmarksystem wird demonstriert, dass der proaktive Scheduler die QoS verbessert, während gleichzeitig die spektrale Effizienz steigt.

Auf Grundlage dieser Analyse des QoS-Effizienz-Trade-offs zielt der zweite Teil des Projekts darauf ab, die Effizienz weiter zu optimieren. Dazu wird der Regler um eine Ereignisseuerung erweitert, bei der Regeldaten nur dann gesendet werden, wenn dies erforderlich ist. Das heißt, wenn der gemessene Zustand von der prädizierten Trajektorie um einen definierten Schwellenwert abweicht.

In einer Reihe von Experimenten wurde der Einfluss des Schwellenwertes auf die QoS, den Kommunikationsbedarf und die UE-Leistungsaufnahme für die gegebene Anwendung untersucht. Dies führte zu einem optimalen Kompromiss, bei dem der Kommunikationsbedarf um bis zu 61 %

reduziert werden konnte, während die Regelungsleistung nahezu unverändert blieb. Diese Verringerung des Kommunikationsbedarfs führt gleichzeitig zu einem niedrigeren Energieverbrauch.

Darüber hinaus wird gezeigt, dass die Reduzierung der Kommunikation gegenüber einer Vielzahl unterschiedlicher Funkkanalbedingungen robust ist. Dies wurde mithilfe eines Funkkanalemulators demonstriert, der einen verrauschten Kommunikationskanal emuliert.



Trade-off zwischen Kommunikationsaufwand, Regelgüte und Leistungsaufnahme

6. Veröffentlichungen und Vorträge

6.1 Publikationen

- Liao, W.; Zhu, R.; Yang, Y.; Jia, Y.; Yang, Z.; Rehtanz, C.: "Electricity Theft Detection with Multi-Source Data: Integrating Electricity, Water, and Gas", IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 1–11, Januar 2025.*
- Rehtanz, C.: "WAMPAC: The Dream of Perfect System Operation [In My View]", IEEE Power and Energy Mag., Vol. 23, Issue 1, pp. 118–120, Januar 2025.*
- Goeke, F.; Hohmann, J.; Palaniappan, R.; Rehtanz, C.: "Hardware-in-the-Loop testing for low-inertia grids", e+i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 142, Issue 1, pp. 14–29, Februar 2025.*
- Liao, W.; Wang, S.; Yang, D.; Yang, Z.; Fang, J.; Rehtanz, C.; Porté-Agel, F.: "TimeGPT in load forecasting: A large time series model perspective", Applied Energy, Vol. 379, Februar 2025.*
- Chang, F.; Peng, Y.; Li, Y.; Wang, S.; Nerowski, C.; Rehtanz, C.: "Coordinated Frequency Control Method for Multiple Wind Turbines to Avoid Secondary Frequency Drop" in 2025 IEEE 8th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), pp. 1163–1168, Mai 2025.*
- Kraft, S.; Hohmann, J.; Goeke, F.; Rehtanz, C.: "Design and Modeling of DC-Link Voltage Control in Modular Multilevel Converters" in 2025 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC), pp. 1–6, Mai 2025.*
- Oberließen, T.; Feismann, D.; Klausmann, F.; Otteny, F.; Rehtanz, C.: "Simulation-Based Analysis of Grid Impact from Large-Scale HDEV Charging Infrastructure" in 2025 8th International Conference on Circuits, Systems and Simulation (ICCSS), pp. 99–103, Mai 2025.*
- Ringelstein, J.; Marten, F.; Vogt, M.; Banerjee, G.; Bao, J.: "pandaict: a Novel Open-Source Tool for modeling Cyber-Physical Energy Systems" in ETG-Fb. 176: ETG Kongress 2025, pp. 39–46, Mai 2025.*
- Schwierz, T.; Weißberg, F.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.; Kofler, G.: "Laboratory-Based Testing of Future Use Cases of Intelligent Measurement Systems Using Controller- and Power-Hardware in the Loop" in ETG-Fb. 176: ETG Kongress 2025, pp. 273–281, Mai 2025.*
- Bandeira, M. B.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.: "Complexity Reduction for TSO-DSO Coordination: Flexibility Aggregation vs. Distributed Optimization" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, pp. 1–6, Juni 2025.*
- Bao, J.; Peter, S.; Feismann, D.; Oberließen, T.; Rehtanz, C.: "Co-simulation approach for optimizing flexibility usage in an agent-based discrete-event simulation environment" in IET Conference Proceedings, Vol. 2025, Issue 14, pp. 2996–3000, Juni 2025, präsentiert auf 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025).*
- Borse, K. N.; Uhlenbrock, S.; Rehtanz, C.: "Potential analysis of renewable distributed energy resources for frequency containment reserve provision" in IET Conference Proceedings, Vol. 2025, Issue 14, pp. 715–719, Juni 2025, präsentiert auf 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025).*
- Feismann, D.; Oberließen, T.; Häger, U.; Rehtanz, C.: "Evaluation for necessary power demand for electric truck charging on motorways" in IET Conference Proceedings, Vol. 2025, Issue 14, pp. 225–228, Juni 2025, präsentiert auf 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025).*
- Gabrielski, J.; Salazar, E.; Rehtanz, C.: "Deep Reinforcement Learning for Occupancy-Based Energy Management in Residential Demand Response" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, Juni 2025.*
- Krawiec, K.; Joseph, S.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Burkhardt, E.: "Efficient testing of fault direction algorithms based on design of experiments methods" in IET Conference Proceedings, Vol. 2025, Issue 14, Juni 2025, präsentiert auf 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025).*
- Mehnert, S.; Jahn, R.; Kuusela, P.: "Low-barrier flexibility agnostic marketplace: GLocalFlex market" in IET Conference Proceedings, Vol. 2025, Issue 14, pp. 873–877, Juni 2025, präsentiert auf 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025).*

- Nerowski, C.; Escobar, F.; Neff, M.; Pierrou, G.; Rehtanz, C.; Hug, G.: "Control of Distribution Voltages Considering Voltage-Dependent Flexibility Regions" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, pp. 1–6, Juni 2025.*
- Peter, S.; Feismann, D.; Bao, J.; Oberließen, T.; Rehtanz, C.: "Energy management and flexibility quantification in a discrete event distribution grid simulation" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, pp. 1–6, Juni 2025.*
- Raczka, S.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.: "Optimisation algorithm for under-determined grid state calculations in distribution grids" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, pp. 1–6, Juni 2025.*
- Schwierz, T.; Ravisankar, B.; Häger, U.; Rehtanz, C.: "Management of active distribution grids using a distributed digital twin architecture" in IET Conference Proceedings, Vol. 2025, Issue 14, pp. 603–607, Juni 2025, präsentiert auf 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025).*
- Strasser, A.; Häger, U.; Krug, T.: "An Analysis of the Digital Twin in the Energy Sector from the Perspective of Digital Transformation" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, Juni 2025.*
- Teodosic, M.; Rehtanz, C.: "Enlarging the Flow-Based Domain through Virtual Bidding Zones" in 2025 IEEE Kiel PowerTech, pp. 1–7, Juni 2025.*
- Esser, M.; Orfanoudakis, S.; Homaei, O.; Vahidinasab, V.; Vergara, P. P.; Spina, A.: "High-temporal-resolution dataset of uni-, bidirectional, and dynamic electric vehicle charging profiles", Scientific data, Vol. 12, Issue 1, pp. 1192, Juli 2025.*
- Pütschneider, J.; Heilig, S.; Fischer, A.; Faulwasser, T.: "Towards the optimal control perspective of ResNet training" in High-dimensional Learning Dynamics Workshop (HiLD) at ICML 2025, Juli 2025.*
- Jendernalik, M.; Rehtanz, C.: "Integrating Resilience and Sustainability into Grid Planning: An Extended Approach for Distribution System Operators Under Extreme Weather Risks" in 2025 International Power and Sustainable Energy Technologies Conference, August 2025.*
- Liao, W.; Zhao, J.; Ruan, G.; Huang, M.; Yang, Z.; Rehtanz, C.: "A Model-Agnostic Framework for Interpretable Electricity Theft Detection", IEEE Internet of Things Journal, Vol. 12, Issue 22, pp. 48200–48213, August 2025.*
- Esser, M.; Spina, A.: "Compensation Method to improve the Accuracy in Low-Dynamic PHIL Simulations of High-Power EV Charging Stations" in 2025 AEIT International Annual Conference (AEIT), September 2025.*
- Gabrielski, J.; Wiesmann, H.; Häger, U.: "Prosumer Profiles considering different Storage Operation Strategies" in 2025 60th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), September 2025.*
- Jahn, R.; Spina, A.; Schmeing, J. K.: "Laboratory Implementation of a DLT-Supported Framework for Decentralized Provision of Ancillary Services" in 2025 AEIT International Annual Conference (AEIT), September 2025.*
- Jendernalik, M.; Rehtanz, C.: "Planning a Sustainable and Resilient Electricity Grid" in 13th International Conference on Sustainable Development, September 2025.*
- Feismann, D.; Oberließen, T.; Peter, S.; Rehtanz, C.: "Method to synthesis energy demand time series and identify charging demand of electric vehicles" in 9th E-Mobility Power System Integration Symposium, Oktober 2025.*
- Gabrielski, J.; Häger, U.: "Household-Level Digital Twins for Grid Operators: Information Engineering of Smart Meter Data" in 2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), Oktober 2025.*
- Heinzel, A.; Rehtanz, C.; Thommessen, C.; Weber, C.; Sieger, L.; Hafner, A.; Slabik, S.; Kröger, D.: "Energieinfrastrukturen umbauen – Zusammenspiel Gebäude, Energiesystem, Nutzer" in Nachhaltige Energiesysteme im Quartier: Modelle und Strategien zwischen lokalen und globalen Herausforderungen, Springer, Oktober 2025.*
- Masuch, M.; Esser, M.; Spina, A.: "Power-Dependent Efficiency Model of EV Chargers for Distribution Grid Simulations" in 2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), Oktober 2025.*
- Rehtanz, C.; Roes, J.; Verheyen, O.: "Energiesysteme" in Nachhaltige Energiesysteme im Quartier: Modelle und Strategien zwischen lokalen und globalen Herausforderungen, Springer, Oktober 2025.*

Schmeing, J. K.; Jahn, R.; Häger, U.: "Smart grid tariffs for preventive congestion management - an impact analysis for a German distribution system", Preprint, Oktober 2025.

Gabrielski, J.; Feismann, D.; Häger, U.: "Parameterizable Standard Load Profiles for Electric Vehicles" in 2025 IEEE Transportation 2025 IEEE Transportation Electrification Conference, Asia-Pacific (ITEC-AP), November 2025.

Krawiec, K.; Goeke, F.; Rehtanz, C.; Burkhardt, E.: "Impact of Inverter-Based Generation on Earth Fault Detection in Compensated Networks" in ETG STE 2025, November 2025.

Nerowski, C.; Rehtanz, C.: "A Conceptual Framework for Using Time-Varying Flexibility Regions in a Market-Based Environment", Sustainable Energy, Grids and Networks, Vol. 44, Dezember 2025.

6.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. S. Rehr: „Entwicklung eines Modells zur automatisierten energetischen Quartiers-konzeptentwicklung basierend auf Daten realer Modellquartiere, TU Dortmund, 26.05.2025

Dr.-Ing. J. P. Claus: „Auslastungsbewertung von Niederspannungsnetzen mit Hilfe eines Monitoringsystems zur Anwendung im Asset Management“, TU Dortmund, 09.07.2025

Dr.-Ing. S. Raczka: „Vorgehensmodell zur Integration von Automatisierungssystemen in die elektrische Verteilnetzebene“, TU Dortmund, 11.07.2025

Dr.-Ing. T. Oberließen: “Application of Synthetically Trained Neural State Estimation to Real-World Distribution Grids”, TU Dortmund, 16.10.2025

Dr.-Ing. R. Schmidt: „Vergleichende Analyse von Elektrolyse-Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff auf hohem Druckniveau“, TU Dortmund, 10.11.2025

Dr.-Ing. A. Harding: „Zentrale und dezentrale Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke an Spot- und Regelleistungsmärkten“, TU Dortmund, 25.11.2025

6.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „Workshop ie³ - Die Praxis in Zeiten der Energiewende“, 28.02.2025

Dr.-Ing. Anna Föltинг, Westnetz GmbH, Dortmund: „Die Energiewende im Verteilnetz -Anforderungen an Bau und Betrieb von Umspannanlagen“

Dr.-Ing. Dennis Unger, Dortmunder Netz GmbH, Dortmund: „Was die Energiewende in Dortmund mit dem 09. April 2013 verbindet“

Dr.-Ing. André Seack, Amprion GmbH, Dortmund: „Die Energiewende –Planung vs. Realisierung“

Dr.-Ing. Stefan Kippelt, ef.Ruhr GmbH, Dortmund: „Zukunft gestalten: Beratungs-Highlights in der Energiewirtschaft 2024“

Doktoranden-Seminar des ie³

Dr.-Ing. Payam Baboli, TU Hamburg: “Dynamic Modelling in Sector Coupled Energy Systems“, 10.01.2025

Dr. Bastian Wierzba, Uni Wuppertal: „Innovative Planungsgrundsätze von Mittel- und Niederspannungsnetzen durch automatisierte Erneuerungs- und Zielnetzplanung unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung“, 23.01.2025

Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger, Institut ie³, TU Dortmund: “Digital Twins-Current developments“, 06.02.2025

M.Sc. Thomas Schwierz, Institut ie³, TU Dortmund: “Introduction to the rollout, regulatory architecture and technology of smart metering including the case study of the PISA project“, 20.02.2025

Dr.-Ing. Carsten Krüger, Offis, Oldenburg: „Engineeringprozess für Virtualisierte Dienste in Smart Grids“, 06.03.2025

M.Sc. Roberto Cometa, Institut ie³, TU Dortmund: “Static and Dynamic Security Analyses aimed at defining optimal grid assets“, 20.03.2025

Dr.-Ing. Rajkumar Palaniappan, Institut ie³, TU Dortmund: "Research Overview", 28.03.2025

Andreas Strasser, Austrian Power Grid: "Resilience of Energy Systems", 02.04.2025

Dr. Saber Talarji, University of Cologne: "Customer-centric and community-based energy sharing", 24.04.2025

M.Sc. Christian Nerowski, Institut ie³, TU Dortmund: "Flexibility Regions in Action: From Controlling Voltages to Congestion Management", 08.05.2025

Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger, Institut ie³, TU Dortmund, Dr. Magnus Kuschel, West Sweden Energy Agency: "Local congestion management with flexibility - theory and practical case with Living Lab from Trollhättan in Sweden", 15.05.2025

M.Sc. Kim Krawiec, M.Sc. Kiran Borse, M.Sc. Johannes Bao, M.Sc. Thomas Schwierz, M.Sc. Daniel Feismann, Institut ie³, TU Dortmund: "Presentations of CIRED 2025 publications", 05.06.2025

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund: "Blackout Iberian Peninsula", 10.07.2025

M.Sc. Roberto Cometa, Institut ie³, TU Dortmund: "Employing MISOCP Relaxations to Solve Distribution Optimal Network Reconfiguration", 17.07.2025

M.Sc. Christoph Strunck, Goodmann: „Kilowatt statt Standort – Warum der Netzanschluss über die Zukunft von Rechenzentren entscheidet“, 24.07.2025

M.Sc. Maísa Beraldo Bandeira, M.Sc. Daniel Feismann, Institut ie³, TU Dortmund: "Redispatch 3.0 and VDE SPEC 90032", 21.08.2025

M.Sc. Iván Pérez, Institut ie³, TU Dortmund: "Modeling climate change-related uncertainty for the long-term planning of power systems", 18.09.2025

M.Sc. Marius Staudt, Institut ie³, TU Dortmund: "Co-Simulation of electrical grids and communication networks", 27.11.2025

M.Sc. Madeleine Jendernalik, Institut ie³, TU Dortmund: "Planning a sustainable and resilient grid", 11.12.2025

6.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

Jendernalik, M.: "Internal Carbon Pricing für Netzbetreiber", VDE Berlin, Berlin, 05.03.2025

Häger, U.: "VDE ETG Arbeitskreis: Digitale Zwillinge in elektrischen Energiesystemen", Digitale Werkbank, Dortmund, 11.03.2025

Häger, U.: "Digital Twins in Power Systems", VDE ETG, Webinar, 08.05.2025

Rehtanz, C.: "Energiewende: Nachhaltig nur mit Wirtschaftlichkeit!", CDU Dortmund, Dortmund, 13.05.2025

Häger, U.: "Relevant Use cases and case studies from industry and research", TSO-DSO Challenges & Opportunities of Digital Twins – Public Webinar by ENTSO-E & DSO Entity, Webinar, 15.05.2025

Schwierz, T.; Weißberg, F.: "Laborbasierte Prüfung zukünftiger Anwendungsfälle intelligenter Messsysteme unter Nutzung von Controller- und Power-Hardware-in-the-Loop", ETG Kongress, Kassel, 21.05.2025

Jendernalik, M.: "Internal Carbon Pricing für Netzbetreiber", Bayernwerk Bamberg, 11.06.2025

Rehtanz, C.: "Wie gestalten wir die Energiewende in Dortmund?", Themenabend Zukunftsenergie, Dortmund, 16.06.2025

Beraldo Bandeira, M.: "Complexity Reduction for TSO-DSO Coordination: Flexibility Aggregation vs Distributed Optimization", 2025 IEEE Kiel PowerTech, Kiel, 30.06.2025

Pütschneider, J.: "Towards Event-Triggered NMPC for Efficient 6G Communications: Experimental Results and Open Problems", IEEE ICRA Tallin, Tallin, Estland, 01.07.2025

Golembiewski, J.: "Tutorial Problems for Non-smooth Dynamics and Optimal Control", American Control Conference (ACC) 2025, Denver, USA, 08.07.2025

Rehtanz, C.: "ICT-Architectures for TSO-DSO-Coordination of Flexibility Services", Projektworkshop TESTIFY, LIST, Luxemburg, 17.07.2025

Rehtanz, C.: "Blackout in Spanien und anderswo",
Rotary, Dortmund, 04.08.2025

Rehtanz, C.: "Energiewende als Ideologie oder
Strategie", Lions-Club, Lüdinghausen,
14.08.2025

Jendernalik, M.: "Planning a Resilient and Sus-
tainable Grid", 2nd Etch Annual Belgian Energy
Transition Workshop, Genk, Belgien, 16.09.2025

Rehtanz, C.: "Research for system and supply
stability during the energy transition", Seminar
KIT, Karlsruhe, 22.09.2025

Häger, U.: "Organizational and technical aspects
of Digital Twins in electrical power systems",
ISGAN Workshop on Advancing Interoperability in
a Fragmented Energy System, Dublin, Irland,
13.10.2025

Rehtanz, C.: "Aspekte der System- und Versor-
gungsstabilität bei der Energiewende", Hessische
Stipendiatenanstalt, Marburg, 29.10.2025

7. Studentische Arbeiten

7.1 Masterarbeiten

Arriaga, C. A. S.: "Development of a Model Predictive Control Algorithm for the predictive control of distributed energy resources and on-load tap changers", Januar 2025

Prasad, A.: "Analysis of regulatory constraints of distributed energy resources for frequency control in virtual power plant pooling", Januar 2025

Prabhakar, R. A. S.: "Development and testing of an ANN-based method for forecasting the future grid condition of distribution grids", März 2025

Idamakanti, G.: "Development of reinforcement learning based gaming environments for smart factory energy management", April 2025

Dittmann, F.: "Analyse und Validierung eines Wärmepumpenmodells im Simulationsframework SIMONA", Mai 2025

Heinrich, J.: "Potenzialanalyse einer kombinierten Wirk- und Blindleistungseinspeisung zum netzdienlichen Betrieb bidirektionaler Ladeinfrastruktur", Mai 2025

Bröckling, A.: "Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur Parameterbestimmung von Niederspannungsnetz-Betriebsmitteln", Juni 2025

Syed, A.: "Enhancing Unit Commitment Problems in Energy Systems: A Hybrid MILP and Machine Learning Approach for Long-Term Optimization", Juni 2025

Harshdeep, S.: "Innovative methods for directional earth fault detection with the application of machine learning", Juli 2025

Ibrahim, H.: "Local forecasting of consumer load behaviour at intelligent Measurement Systems (iMSys) using Kernel Regression Methods", Juli 2025

Raetsch, M.: "Complexity Reduction in Approximate Dynamic Programming", August 2025

Lehmköster, J.: "Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel im kurativen Engpassmanagement mit Fokus auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme", September 2025

Mesharaf, Y.: "Real-Time Learning Techniques for User-Centered Smart Charging Agent Controlling Bidirectional Electric Vehicles", September 2025

Bühner, S.: "Validierung eines intelligenten Messsystems als Schnittstelle zwischen Industrie- und Privatkunden und dem Smart Grid unter Nutzung eines Energiemanagementsystems und der Verteilnetzautomatisierung", November 2025

Gerigk, L. M.: "Modellierung und Bewertung von Flexibilitätspotenzialen industrieller Prozesswärme im Rahmen der Energiesystemanalyse", November 2025

Mimberg, J.: "Flexible Zielnetzplanung für Verteilnetze im Kontext dynamischer Szenarien und sektorübergreifender Anforderungen", November 2025

Ahmed, H.: "Reinforcement Learning-Based Optimization of Virtual Power Plant Pool Providing Frequency related Ancillary Services", Dezember 2025

Chaudhary, V.: "Definition and development of a low-voltage grid digital twin using the Asset Administration Shell as a Single-Source-of-Truth for power system data and services", Dezember 2025

Hilsch, J.: "Modellierung und Koordination des Flexibilitätseinsatzes in einem Niederspannungsnetz zur Unterstützung der Mittelspannungsebene", Dezember 2025

7.2 Bachelorarbeiten

Celik, M.: "Literaturbasierte Analyse und Bewertung von Methoden zur Leistungsflussberechnung unter Berücksichtigung von leistungsflussteuernden Betriebsmitteln", Januar 2025

May, M.: "Überblick und Veränderungsbedarf aktueller Planungs- und Betriebsgrundsätze im Kontext der Energiewende in Verteilnetzen", Januar 2025

Damian, J.: "Analyse und simulative Anwendung von Kostenfunktionen und Preisbildungsmechanismen für dezentrale, erneuerbare Erzeugungsanlagen in lokalen Energiemärkten", März 2025

Flunkert, J.: "Entwicklung und Implementierung einer Methode zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials in Verteilnetzen", März 2025

Epe, T.: "Untersuchung von Netzanschlusskonzepten zum Hochleistungsladen von LKW an Autobahnrasthäusern", April 2025

Yanan, L.: "Analyse des Verhaltens von Verteilnetzen mit Sicht auf den Blindleistungshaushalt unter Berücksichtigung von Kennlinienverfahren und regelbaren Ortsnetztransformatoren", April 2025

Hommers, C.: "Literaturbasierte Analyse und Bewertung von CO2-mindernden Maßnahmen in der Lieferkette von Betriebsmittelherstellern", Juni 2025

Schmidt, T.: "Literaturbasierte Analyse zur dynamischen Modellierung von Flexibilitäten aus Verteilnetzen für die Erbringung von Systemdienstleistungen", August 2025

Zhuang, T.: "Literature based analysis of transformation scenarios of regulations for frequency related ancillary services", August 2025

Ising, C.: "Optimierung der Blindleistung durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren und der kennlinienbasierten Einspeisung dezentraler Energieerzeugungsanlagen zur Vermeidung von Engpässen", September 2025

Warega, D.: "Literaturbasierte Analyse und Bewertung von Maßnahmen zum Schutz der Netzinfrastruktur des Energiesystems vor Extremwetterereignissen und Umweltkatastrophen", September 2025

Husemann, M.: "Erweiterung eines Lastflussrechnungsalgorithmus für Berechnungen von Netzen mit mehreren Slack-Knoten", Oktober 2025

7.3 Projektgruppen

Karthikeyan, S.; Abouhelwo, Y.; Prabakaran, V.; Prabhu, P.; Ouchraa, A.: "Application of machine learning for earth fault direction indicators", März 2025

Bhattacharya, B.; Guenak, A.; Müllers, M.; Salah, R.; Schickentanz, T.: "Generation of a Digital Twin of a Low Voltage Distribution Grid Using Edge Computing and Virtualization Technology", Juni 2025

Segbert, P.; Siegert, L.; Renneke, J.: "Virtualized protection and how to test it", August 2025

Markikou, E.; Selim, M.; Zöller, M.: "Automatische Generierung von SCD-Dateien für Stationsautomatisierung", September 2025

7.4 Fachwissenschaftliche Projektarbeiten

Dikisci, O.: "Analyse und Vergleich der CO2-Bepreisungssysteme und deren Anwendung in verschiedenen Regionen", Oktober 2025

Duve, J.: "Untersuchung der Resilienz und deren Anwendung bei Verteilnetzbetreibern", Oktober 2025

8. Promotionen

Entwicklung eines Modells zur automatisierten energetischen Quartierskonzeptentwicklung basierend auf Daten realer Modellquartiere

Dr.-Ing. Sebastian Rehr

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz | Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 26.05.2025

Im Zuge der Energiewende und insbesondere durch die Verpflichtung der Städte und Gemeinden zur kommunalen Wärmeplanung ist die Transformation von Wohnquartieren hin zu einer energieeffizienten und emissionsarmen Energieversorgung in den Fokus gerückt. Entscheidungsträger in der Quartiersentwicklung stehen vor der Herausforderung, das unter den lokalen Gegebenheiten optimale Energiekonzept zu wählen. Problematisch dabei ist, dass es aufgrund der Vielzahl möglicher Versorgungsoptionen oft nicht möglich ist, in einer frühen Projektphase für alle theoretisch möglichen Optionen Konzepte zu erstellen und diese zu vergleichen.

Diese Arbeit zeigt, wie Konzepte für den Entwurf energetisch optimierter Quartiere automatisiert erstellt werden können. Dazu werden zunächst

die Inhalte der Konzepte auf Basis des verfügbaren Standes der Technik definiert. Die Konzepte, die mit dem Modell dieser Arbeit automatisiert erstellt werden können, umfassen die Sektoren Wärme, Mobilität und Strom. Die Auswirkungen dieser Sektorenkopplung werden mit einer eigens entwickelten und für Quartiere optimierten Lastsimulation analysiert. Mit dem entwickelten Modell ist es zudem möglich, auf Basis einer entwickelten Quartiersklassifizierung allgemeine Handlungsempfehlungen für den Status Quo der Quartiere abzuleiten. Die Erprobung des Modells an realen Modellquartieren hat gezeigt, dass mit dieser Herangehensweise realitätsnahe Ergebnisse erzielt werden können. Besonders hervorzuheben ist, dass auch die Kosten für leitungsgebundene Wärmeversorgungslösungen ohne zusätzliche geografische Planung abgeschätzt werden können.

Auslastungsbewertung von Niederspannungsnetzen mit Hilfe eines Monitoring-systems zur Anwendung im Asset Management

Dr.-Ing. Jonas Claus

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz | Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 09.07.2025

Bedingt durch die zunehmende Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen steigen die Anforderungen an das Netz. Um die aktuellen und prognostizierten Entwicklungen beherrschen zu können, stehen Netzbetreiber bzw. das Asset Management vor der Aufgabe, bestehende Infrastruktur und verfügbare Ressourcen bestmöglich zu nutzen. In der vorliegenden Arbeit werden Möglichkeiten zur Unterstützung des Asset Managements durch Erfassung und Auswertung der Netzauslastung mittels Monitoringsystem erarbeitet.

Hierzu wird zunächst ermittelt, welche Größen die Auslastung von Netzschnitten charakterisieren.

Anschließend werden die Anforderungen an ein Monitoringsystem für die Anwendung im Asset Management anhand von Experteninterviews und Literaturquellen ermittelt. Es folgt die Konzeptierung zur Datenerfassung, -aufbereitung und -visualisierung sowie die Umsetzung in einem Pilotprojekt. Hierzu werden eine thermische Modellbildung erdverlegter Kabel und eine statistische Modellbildung zur Reduktion des Speicherbedarfs bei Erhalt statistischer Eigenschaften vorgestellt. Weiterhin werden Möglichkeiten zur praktischen Anwendung im Asset Management aufgezeigt. Abschließend wird anhand bestehender Rahmenbedingungen, Feldversuche und Simulationen bewertet, inwiefern intelligente Messsysteme sich als Datenquelle für ein solches Monitoringsystem eignen.

Vorgehensmodell zur Integration von Automatisierungssystemen in die elektrische Verteilnetzebene

Dr.-Ing. Sebastian Raczka

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz | Korreferent: Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig

Mündl. Prüfung: 11.07.2025

Die Energiewende in Deutschland führt zu einer dezentralen Energieerzeugung mit einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien und dem vermehrten Aufkommen neuartiger Verbraucher. Dies stellt das Energiesystem vor neuen Herausforderungen, da insbesondere die elektrischen Verteilnetze künftig immer häufiger Last- und Erzeugungsspitzen ausgesetzt sein könnten, für die sie ursprünglich nicht ausgelegt wurden. Zur Erkennung solcher Belastungssituationen wird verstärkt der Einsatz von Messtechnik in Ortsnetzstationen vorangetrieben. Mit der fortschreitenden Digitalisierung nimmt gleichzeitig das Datenaufkommen im Verteilnetz zu, dessen kontinuierliche Verarbeitung zur rechtzeitigen Ergreifung von Maßnahmen zu einer erhöhten Systemkomplexität führt. Automatisierungssysteme können hierbei einen Beitrag zur Beherrschung dieser Komplexität leisten. In der Verteilnetzebene fehlt bislang eine systematische Methodik

zur Integration derartiger Systeme. Die vorliegende Dissertation schließt diese Forschungslücke durch die Anwendung eines Vorgehensmodells, das dazu dient, Phasen und Prozesse zur einheitlichen Beschreibung und Integration von Automatisierungssystemen in die Verteilnetzebene zu definieren. Innerhalb dieses Modells kommen Analyse-, Engineering- und Prüfverfahren zur Auslegung und Validierung von Automatisierungssystemen zum Einsatz. Eine zentrale Funktion des Automatisierungssystems stellt hierbei die Netzzustandsberechnung dar. Hierfür wurde ein neuartiger Algorithmus entwickelt, der auch in Netzen mit geringer Messdatendichte eingesetzt werden kann. Das entworfene Gesamtsystem und die zugehörigen Funktionen wurden anschließend im Rahmen von Labor- und Feldtests erprobt.

Application of Synthetically Trained Neural State Estimation to Real-World Distribution Grids

Dr.-Ing. Thomas Oberließen

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz | Korreferent: Prof. Dr. rer. nat. Sebastian Lehnhoff

Mündl. Prüfung: 16.10.2025

Die Integration erneuerbarer Energien und Fortschritte der Sektorkopplung führen zu einer zunehmend komplexen Versorgungssituation in Verteilnetzen. Während aktive Netzüberwachung und Betriebsführung in Verteilnetzen historisch unüblich waren, nimmt ihre Bedeutung nun deutlich zu. Aktuelle Forschung verweist, unter anderem, auf Ansätze basierend auf überwachtem Lernen als eine effektive Lösung für die Verteilnetzzustandsschätzung. Eine fundamentale Einschränkung dieser Ansätze ist die Abhängigkeit von synthetischen Trainingsdaten für das Training und Testen der Modelle. Diese Arbeit modelliert eine synthetische Variante eines realen Verteilnetzes und untersucht die Übertragbarkeit eines

synthetisch trainierten Modells auf die Messdaten des realen Netzes. Reale Messdaten enthalten unweigerlich Fehler und fehlende Signale, was eine signifikante Herausforderung für die Zustandsschätzung darstellt. Daher untersucht die Arbeit die Detektion und Rekonstruktion von Anomalien in realen Messdaten. Darüber hinaus behindert die begrenzte Transparenz von Machine-Learning-Modellen ihre Anwendung in der Praxis. Folglich wird eine Erweiterung des Modells des überwachten Lernens zu einer stochastischen Zustandsschätzung vorgeschlagen, die die Schätzunsicherheit quantifiziert und Schätzbereiche liefert.

Vergleichende Analyse von Elektrolyse-Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff auf hohem Druckniveau

Dr.-Ing. Richard Schmidt

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz | Korreferent: Prof. Dr. Martin Faulstich

Mündl. Prüfung: 10.11.2025

Am Westfälischen Energieinstitut der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen wurde in den letzten sieben Jahren ein PEM-Elektrolysesystem (PEM: Proton Exchange Membrane oder Protonen-Austausch-Membran) zur Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff unter Druck entwickelt. Der Ansatz basiert auf dem Prinzip der hydraulischen Verdichtung; die erforderlichen Verpresskräfte für jede einzelne Zelle des Elektrolysestacks werden durch ein unter Druck stehendes flüssiges Medium erzeugt.

Nach dem Bau und dem Betrieb einer Demonstrationsanlage für derartige Hochdruckelektrolyseure im Jahr 2018 [WEI22] wurde Optimierungsbedarf in der Anlagentechnik und am Funktionsprinzip erkennbar, um den Energiebedarf für die Wasserstoffproduktion und Verdichtung zu reduzieren. Vergleicht man die verschiedenen Möglichkeiten Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse herzustellen und zu verdichten auf Basis des

Energiebedarfs, so lassen sich derartige Hochdruckelektrolyseure bewerten.

Insbesondere wird der Einfluss des absoluten Drucks auf die PEM-Hochdruckelektrolyse betrachtet. Beispielsweise sind Crossover-Verluste vom absoluten Druck abhängig, der in einer PEM-Hochdruckelektrolyse ansteht und erhöhen den Energiebedarf. Durch eine optimierte Prozesssteuerung könnten diese Verluste zumindest teilweise reduziert werden [AKJT23, 1ff.].

Im Rahmen dieser Arbeit wird anhand einer auf Mathematica basierenden Simulation ein detailliertes Modell des PEM-Hochdruckelektrolyseprozesses erstellt und untersucht. Diese Simulation dient dazu, unterschiedliche Wasserstoffverdichtungsprozesse mit vorgelagerter oder gleichzeitiger Elektrolyse unter energetischen und wirtschaftlichen Aspekten zu betrachten und zu bewerten.

Zentrale und dezentrale Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke an Spot- und Regelleistungsmärkten

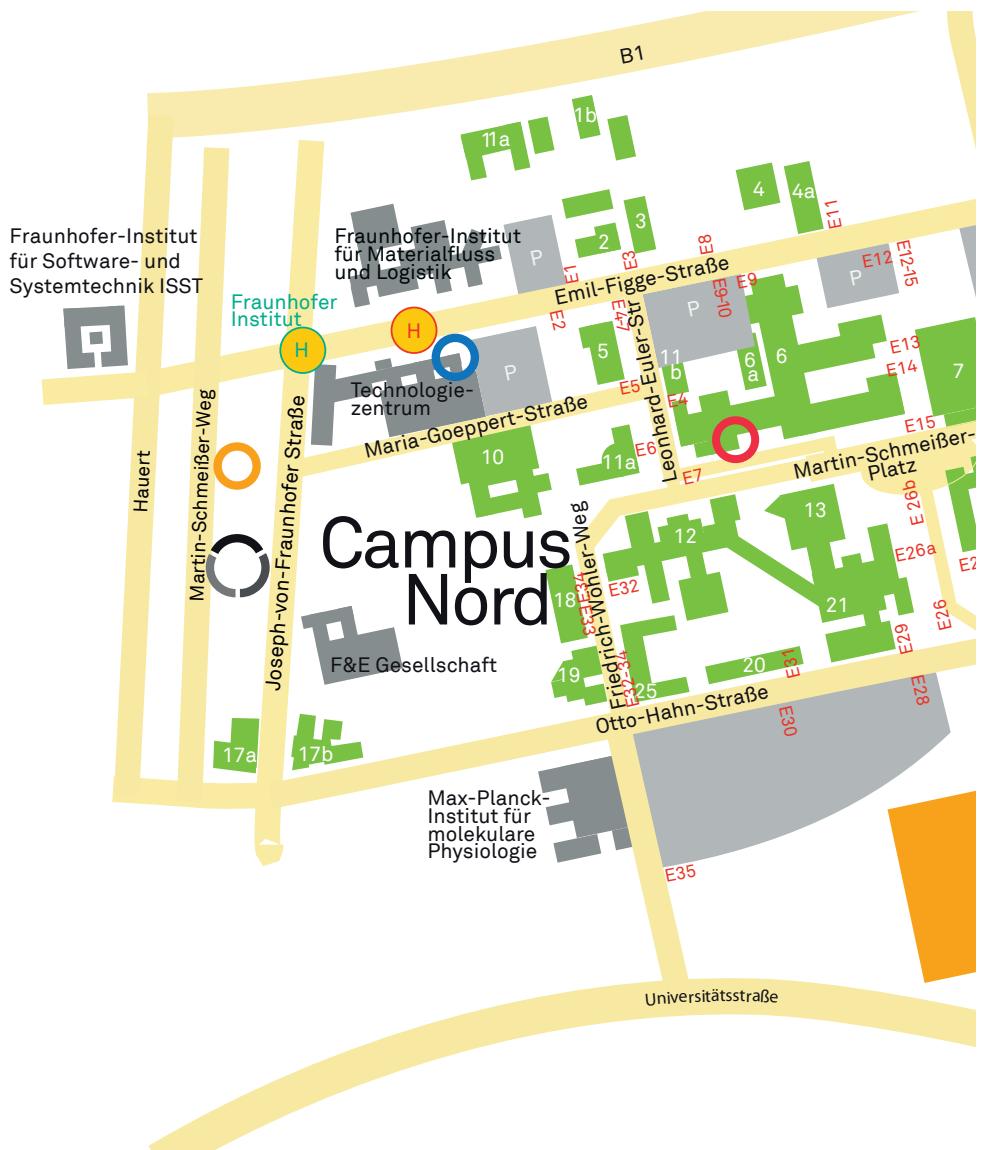
Dr.-Ing. Alexander Harding

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz | Korreferent: Prof. Dr. rer. nat. Sebastian Lehnhoff

Mündl. Prüfung: 25.11.2025

Die Integration erneuerbarer Energien erfordert neue Ansätze zur wirtschaftlichen und technischen Einsatzplanung dezentraler Energieanlagen. Virtuelle Kraftwerke (VKW) bündeln unterschiedliche Anlagen und ermöglichen deren koordinierte Vermarktung an Strom- und Regelleistungsmärkten. In dieser Arbeit wird zunächst ein zentrales gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell entwickelt, das die Fahrplanoptimierung heterogener Netzanschlusspunkte unter Berücksichtigung gängiger Vergütungsmodelle (EEG, KWKG) sowie thermischer Bedarfe ermöglicht. Ein neuartiger Modellansatz bildet die Kopplung zwischen vorgehaltener Regelleistung und den zulässigen Lastgradienten einzelner Anlagen ab.

Da zentrale MILP-Modelle mit wachsender Komplexität hohe Rechenzeiten aufweisen, wird darauf aufbauend ein dezentraler agentenbasierter Optimierungsansatz auf Grundlage einer Lagrange-Relaxation konzipiert. Dieser erlaubt die Aufteilung des Optimierungsproblems auf mehrere Agenten und untersucht, inwieweit sich Lösungsgüte und Laufzeit gegenüber dem zentralen Modell verbessern lassen. Abschließend erfolgt ein systematischer Vergleich beider Ansätze in verschiedenen VKW-Szenarien. Die Ergebnisse zeigen, dass der dezentrale Ansatz bei vergleichbarer Lösungsgüte erhebliche Laufzeitvorteile bietet und damit einen praxisnahen Beitrag zur flexiblen Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke leistet.



Martin-Schmeißer-Weg 12

Institutsleitung
Distribution Grid Planning & Operation
AG Energieeffizienz / Optimization and Control



Emil-Figge-Straße 76, Technologiezentrum

Smart Grid Technologies (Smart Grid Technology Lab)



Martin-Schmeißer-Weg 4 - 8

Energy System Design & Transmission
Power System Stability & Operation



Emil-Figge-Straße 70, Gebäude F2

Smart Grid Technologies (Schutz & Automatisierung)

Gestaltung ie³ 2025, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB Ltd. und RWE AG

Copyright

Technische Universität Dortmund
ie³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Martin-Schmeißer-Weg 12
44227 Dortmund