

2012 JAHRESBERICHT ANNUAL REPORT



Herausgegeben vom

ie³ Institut für Energiesysteme, Energiewirtschaft und Energieeffizienz
Technische Universität Dortmund
Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik
44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: ie3.etit@tu-dortmund.de

Web: www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Auch in diesem Jahr wurde dem Thema Energieforschung seitens der Öffentlichkeit und Politik eine große Beachtung geschenkt. Der Ausbau der Netze für die Energiewende stand und steht im Fokus vieler Medienberichte. In diesem Umfeld bieten sich vielfältige Forschungsfragen, um durch neue technische Lösungen den Netzausbau effizienter und gemäß den Anforderungen flexibler zu gestalten. Die Informations- und Kommunikationstechnik ist hierbei ein maßgeblicher Schlüssel. Neben der Technik müssen die anzupassenden Marktstrukturen untersucht und neu entworfen werden. Die Energieeffizienz ist bei all diesen Betrachtungen neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien der entscheidende Faktor für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems.

Ein Jahr nach der Institutsgründung im Jahr 2011 konnten in all den genannten Gebieten laufende Projekte fertiggestellt und neue spannende Projekte begonnen werden. Das Netzwerk von Projektpartnern aus Wissenschaft und Industrie konnte erweitert werden. Nicht zuletzt wurde die Anzahl der Mitarbeiter weiter erhöht.

Die Eröffnung unserer neuen Prüfhalle für das NRW-Kompetenzzentrum Elektromobilität - Infrastruktur und Netze zusammen mit dem von uns ausgerichteten 1. NRW-Kongress Infrastruktur und Netze im September konnte die Forschungen einer großen Anzahl von Partnern und Gästen sichtbar machen.

Der internationale Austausch von Wissenschaftlern hat einen neuen Höhepunkt erreicht. Wir durften Gastwissenschaftler aus Russland, China, Australien, Argentinien, Paraguay und Japan bei uns begrüßen, die unsere Forschungen bereichert haben. Darüber hinaus haben viele nationale und internationale Besucher aus Industrie und Wissenschaft in Diskussionen wertvolle Impulse geliefert.

Wir bedanken uns bei allen Mitarbeitern, Partnern und Freunden für die gute Zusammenarbeit und wir freuen uns auf eine weitere erfolgreiche gemeinsame Zukunft.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. Johanna M. A. Myrzik

Prof. Dr.-Ing. em. Edmund Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	3
2. Kooperationen	4
3. Lehrbetrieb.....	5
3.1 Vorlesungen	5
3.2 Exkursionen	6
3.3 Seminare	6
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	7
4.1 Transport- und Verteilnetze.....	8
4.2 Mess- und Automatisierungssysteme	26
4.3 Energieeffizienz und regenerative Energiequellen	42
4.4 Energiewirtschaft.....	48
5. Veröffentlichungen und Vorträge	64
5.1 Publikationen.....	64
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	66
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	67
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	68
6. Studentische Arbeiten	71
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	71
6.2 Bachelor- und Studienarbeiten	72
6.3 Projektgruppen.....	73
7. Promotionen	74

1. Personal

Institutsleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Johanna M. A. Myrzik
Univ.-Prof. Dr. em. Edmund Handschin

Akademische Gäste

Prof. Gerardo Blanco, *Paraguay*
Dr.-Ing. Jiazhu Xu, *V.R. China*
Prof. Michael Negnevitsky, *Australien*

Sekretariat

Nicole Funke

Externe Doktoranden

M. Sc. Marc Arnold, *Bosch Thermotechnik GmbH*
Dipl.-Ing. Sascha Berthold, *FhG UMSICHT*
Dipl.-Ing. Torsten Hammerschmidt, *RWE AG*
Dipl.-Ing. Annedore Kanngießner, *FhG UMSICHT*
Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Metz, *FhG UMSICHT*

Kompetenzzentrum für Elektromobilität

Dr. rer. pol. Fritz Rettberg
Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann

Abteilung Transport- und Verteilnetze

Dr.-Ing. Ulf Häger
Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Greve
Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf
Dipl.-Ing. Jan Kays
M. Sc. Andreas Kubis
Dipl.-Wirt.-Ing. Sven Christian Müller
Dipl.-Wirt.-Ing. Theresa Noll
Dipl.-Ing. Sven Rüberg
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov
Dipl.-Ing. Johannes Schwippe
Dipl.-Ing. André Seack
Dr.-Ing. Sebastian Stepanescu

Abteilung Mess- und Automatisierungssysteme

Dipl.-Ing. Kay Görner
Dipl.-Ing. Willi Horenkamp
M. Sc. Michael Kaliwoda
M. Sc. Björn Keune
Dr.-Ing. Michael Kleemann
Dipl.-Ing. Johannes Rolink
Dipl.-Inf. Sebastian Ruthe
Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Worgull

Lehrbeauftragte

Dr.-Ing. Lars Jendernalik, *WWE Verteilnetz GmbH*
Dr.-Ing. Ulrich Möhl, *YIT Germany GmbH*

Technisches Büro

Klaus-Dieter Tesch
Katharina Jaskolla

Stipendiaten

M.Sc. Amr El-Hadidy, *Ägypten*
Dr.-Ing. Dechang Yang, *V.R. China*
Dr.-Ing. Yong Li, *V.R. China*
B. Sc. Yi Tan, *V.R. China*
Dr. Nikita Tomin, *Russland*
Dipl.-Ing. Felix Fernández, *Paraguay*

Dipl.-Ing. Sven Spurmann
Daniel Rode
Ulrich Senkowsky

Abteilung Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

M. Sc. Lukas Spitalny
Dipl.-Ing. Kai Asmacher
Dipl.-Ing. Yilmaz Cüceoglu
Dipl.-Wirt.-Ing. Anna Koch
Dipl.-Wirt.-Ing. Dennis Unger

Abteilung Elektrizitätswirtschaft

Dipl.-Ing. Dieter König
Dipl.-Wirt.-Ing. Hans-Jörg Belitz
Dipl.-Wirt.-Ing. Malte Bolczek
Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau
Dipl.-Wirt.-Ing. Marc Osthues
Dipl.-Wirt.-Ing. Ewa Plota
M. Sc. Niklas Poier
Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter
Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler
Dipl.-Wirt.-Ing. Sabine Winter

2. Kooperationen

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

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

ef.Ruhr Forschungs-GmbH

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

ef.Ruhr Forschungs-GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

44227 Dortmund

ZEDO e.V.

Das ZEDO e.V. bietet die Möglichkeit zu industrienaher Forschung und zum Technologietransfer. Darüber hinaus werden Weiterbildungs- und Wissenschaftsveranstaltungen mit Hilfe des ZEDO organisiert und durchgeführt.

ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.

Joseph-von-Fraunhofer Str. 20

44227 Dortmund

DFG-Forschergruppe „Systemschutz- und Leittechnik zum zuverlässigen und sicheren Betrieb elektrischer Energieübertragungssysteme“

Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs elektrischer und zunehmend durch erneuerbare Energien gekennzeichneter Energieübertragungssysteme aufrecht zu erhalten, sind neue schutz- und leittechnische Konzepte zur Systemführung erforderlich. Die Forschergruppe erforscht hierzu neue innovative schutz- und leittechnische Applikationen einer hochdynamischen echtzeitfähigen Betriebsführung, durch die insbesondere großräumige Systemzusammenbrüche vermieden werden. Die Forschung findet disziplinübergreifend zwischen der Elektrotechnik, Informations- und Kommunikationstechnik, Informatik und Statistik statt und wird vom ie³ aus koordiniert.

Technologie- und Prüfplattform für ein Kompetenzzentrum für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Das Ziel des Vorhabens ist der Aufbau sowie die Entwicklung der technischen Voraussetzungen für ein Kompetenz- und Innovationszentrums für Elektromobilitätsinfrastruktur und Netze. Im Rahmen des Projektes werden Prüf- und Testverfahren für die elektrische und kommunikationstechnische Interoperabilität von Elektrofahrzeugen, Lade- und Abrechnungssystemen und dem Stromversorgungsnetz entwickelt sowie die zugehörigen Prüfstände erstellt.

Für Unternehmen in NRW und darüber hinaus entsteht eine zentrale Anlaufstelle für alle komponentenübergreifenden Fragestellungen bezüglich der Entwicklung und Prüfung/Zertifizierung eigener Produkte für die Elektromobilitätsinfrastruktur und der Systemintegration (Netz-Ladestation-Fahrzeug). Damit wirken die zu entwickelnde Plattform und das Kompetenzzentrum als Inkubator für den Aufbau einer wettbewerbsfähigen Elektromobilitätsindustrie in NRW.

Dieses Projekt bildet unter anderem die Keimzelle des NRW-Kompetenzzentrums für Elektromobilität - Infrastruktur und Netze, welches von der TU Dortmund aus koordiniert wird.

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

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

Vorlesung im Sommersemester für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Drehstromschaltungen; Transformator; Grundlagen elektromechanischer Energiewandlung; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Systemelemente, Netzaufbau und Netzberechnung; Schutztechnik

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

Vorlesung im Sommersemester für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Elektrotechnik und Nachrichtentechnik für Informatiker

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

Vorlesung im Sommersemester für Bachelor-Studierende der Informatik

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

Leistungselektronik

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

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

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

Betrieb und Aufbau von Netzen

Dr.-Ing. L. Jendernalik

Vorlesung im Wintersemester für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

Inhalt: Netzbetriebsmittel; Schaltanlagen; Netzstrukturen; Sekundärtechnik; Netzbetrieb; Assetmanagement

Informationssysteme der Netzbetriebsführung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Leistungselektronische Schaltungen

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

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

Inhalt: Selbstgeführte Schaltungen; Drehzeigermodulation; Schaltnetzteile; Leistungselektronische Interfaces für PV und WE-Nutzung; FACTS

Dezentrale und regenerative Energieversorgungstechnik

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Grundlagen der Photovoltaik; Windenergie; Wärmepumpen und KWK-Anlagen; elektrische Energiespeicher; Auswirkungen auf das Netz; Spannungsregelung; Stabilität; Schutz; Micro Grids und autonome Netze

Regenerative Energiequellen

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Solarstrahlung; Solarthermische Erzeugung; Photovoltaik; Nutzung der Erdwärme;

Windenergie; Wasserkraft; Meeresenergie; Biomasse und Biogas

Energieeffizienz und Power Quality

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Power Quality Aspekte in Energieversorgungsnetzen; Erstellung Energiekonzepte; Wärmedämmung; KWK und Wärmepumpen; Wärmerückgewinnung und Kälteerzeugung; Beleuchtung; Druckluft und Pumpensysteme

Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Technisches Energie- und Gebäudemanagement

Dr.-Ing. U. Möhl

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

Inhalt: Energiebedarfsanalyse und -prognose; Anlagentechnik; Energiemanagement; Energieabrechnungsmodelle; Contracting

Kommunale und regionale Energiekonzepte

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik,

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

Vorlesung im Wintersemester für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und der Raumplanung

Inhalt: Rationelle Energiewandlung, Energiemanagement in der Industrie, Energieeffizienz, Power Quality, Räumliche Gesamtplanung und Fachplanung Energie, Energieversorgung in der Raumplanung, Entwicklungsplanung für die Energieversorgung

3.2 Exkursionen

Besuch der Firma Wilo in Dortmund und Besichtigung des RWE-Biomasse-Kraftwerks Bergkamen am 26.01.2012 im Rahmen der Vorlesungen „Energieeffizienz und Power Quality“ und „Erneuerbarer Energiequellen“.

Besichtigung der Umspannanlagen Nehden (380kV) und Meschede (110kV) sowie der Schaltleitung Arnsberg am 09.02.2012 im Rahmen der Vorlesung „Betrieb und Aufbau von Netzen“.

Besuch der Firma AEG Power Solutions in Warstein-Belecke am 12.07.2012 im Rahmen der Vorlesungen „Dezentrale und regenerative Energieversorgung“ und „Leistungselektronische Schaltungen“.

Besichtigung der Fertigung von HSP Hochspannungsgeräten in Troisdorf, des Gaskraftwerks Clauscentrale in Maasbracht, der BridNed Umrichterstation in Rotterdam-Maasvlakte, des Baus neuer Hochspannungsmaste von TenneT in Delft, der Prüfungslabore von KEMA in Arnhem und des Microgrids im Ferienparks Zutphen in Bronsbergen im Rahmen einer energietechnischen Exkursion vom 27.08. bis 29.08.2012

3.3 Seminare

„Schutztechnik in Verteil- und Übertragungsnetzen“, Oberseminar für Masterstudierende und des Wirtschaftsingenieurwesens in Verteil- und Übertragungsnetzen im Sommersemester 2012. Im Rahmen dieser Veranstaltung wurden die Herausforderungen und modernen Konzepte der

Schutztechnik in Verteil- und Übertragungsnetzen recherchiert und dargestellt. Themenbereiche wie Erdschlusserkennung und Lokalisierung, Einsatz von PMU, kontrollierte Inselnetzbildung und andere wurden behandelt.

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Forschungen und Studien des Instituts lösen Fragestellungen für ein technisch lauffähiges und nachhaltiges Elektrizitätssystem der Zukunft. Die Forschungsthemen umfassen die Bereiche:

- Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- effiziente Energieanwendung und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht.

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

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

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

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

Das Institut fokussiert sich bei seiner Forschung auf die nachfolgend beschriebenen Schwerpunkte, die auch die Abteilungsstruktur bilden:

Transport- und Verteilnetze (Smart Grids)

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

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

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

Energieeffizienz und regenerative Energien

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

Elektrizitätswirtschaft

- Neue Marktplätze und -strukturen (E-Energy)
- Integrierte Elektrizitätsmarkt- und Netzsimulation
- Zukünftige Regenergiemärkte
- Asset Management für Netzausbau und Instandhaltung

4.1 Transport- und Verteilnetze

Regionalisierung von Versorgungsszenarien für die Verteilnetzplanung

Regionalisation of Supply Scenarios in Distribution Grid Planning

Marco Greve, Jan Kays, André Seack, Jan Teuwsen

Die Versorgungsaufgabe in Deutschland ist durch regionale Merkmale wie Einwohnerdichte oder installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen geprägt. Für die Beschreibung der Versorgungsaufgabe werden den Gemeinden zunächst die aktuell installierten Anlagen auf Basis öffentlicher Daten zugeteilt. Die zukünftigen Prognosen für den Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen werden anschließend mit Hilfe von definierten Verteilschlüsseln den Gemeinden zugewiesen. Zuletzt werden die so entstandenen Gemeindeprognosen auf die Netzgebiete innerhalb der zu untersuchenden Gemeinden verteilt.

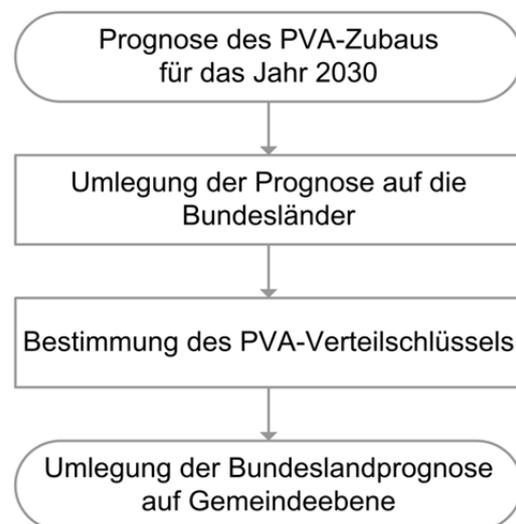
The task of the German electrical energy supply system is characterised by criteria like population density as well as the feed-in of solar cells and wind energy turbines. To describe this task, the actual installed capacity and the prediction of the future capacity of renewable energy resources are identified and assigned to the communes connected to the grid by using methods based on sets of published data. At last, the data set for one commune is assigned to the local distribution grids within this commune.

Für die Bewertung zukünftiger Versorgungsszenarien in den Verteilnetzen in Deutschland sind Informationen über die Einspeisung aus dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) notwendig. Für die Beschreibung der zukünftigen Versorgungsaufgabe ist zunächst eine Regionalisierung der Prognosen für DEA erforderlich, die an die Netzstrukturen des Verteilnetzes angepasst ist. Die Niederspannungsnetze versorgen überwiegend nur einen Teil einer Gemeinde. Mittelspannungsnetze können einzelne oder mehrere Gemeinden versorgen. Hochspannungsnetze versorgen in der Regel Regionen mit vielen Gemeinden. Die Versorgungsaufgabe an den Netzknoten in der Mittel- und Hochspannung wird durch die unterlagerte Gemeindestruktur bestimmt. Die Regionalisierung der Prognosen wird folglich auf Gemeindeebene durchgeführt, da so die Änderung der Versorgungsaufgabe auf allen Netzebenen am sinnvollsten beschrieben werden kann. Die Zubauprognosen für dezentrale Energieumwandlungsanlagen in den Netzentwicklungsplänen 2012 der Bundesnetzagentur sehen vor allem einen hohen Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (WEA und PVA) vor. Im Folgenden wird jeweils die Regionalisierung der deutschlandweiten Zubauprognosen für diese beiden Einspeiser beschrieben.

Die Auswertung der öffentlich zugänglichen Anlagenstammdatenbank für EEG-Anlagen zeigt, dass rund 95 % der in Deutschland installierten WEA-Leistung und 100% der installierten PVA-Leistung in den Verteilnetzen angesiedelt ist. Es wird davon ausgegangen, dass auch der zukünftige

Zubau von WEA-Leistung an Land wie bisher in den Verteilnetzen stattfinden wird. Die bundesweite Zubauprognose von Windenergieanlagen wird daher um den Anteil der im Übertragungsnetz angeschlossenen Leistung reduziert.

Die Bundesländer haben eigene politische Ziele für den Zubau von WEA definiert, die im Szenario C des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung der Bundesnetzagentur genannt sind. Auch wenn diese Zielwerte in Summe wesentlich höher ausfallen als die Zielwerte der Bundesrepublik im Szenario B, dienen sie zur Indikation und relativen Gewichtung des Ausbauwillens der Bundesländer (s. Abbildung).



Vorgehensweise bei der Regionalisierung von Windenergieprognosen

Mit dem errechneten, relativen Gewichtungsfaktor wird jedem Bundesland ein Leistungswert auf Basis der Prognosewerte des Szenarios B zugewiesen. Zur weiteren Regionalisierung der Prognosen wird angenommen, dass WEA ausschließlich auf landwirtschaftlich nutzbaren Flächen errichtet werden. Diese sind über die Veröffentlichungen der statistischen Bundes- und Landesämter bekannt. Daher erfolgt die Schlüsselung der WEA-Prognosen von der Bundesland- auf die Gemeindeebene über die verfügbaren Landwirtschaftsflächen (s. Abbildung).

Landwirtschaftliche Flächen beinhalten auch Moore und Heideflächen. Moore sind nicht nutzbare Flächen und werden daher nicht berücksichtigt. Da Schutzflächen gesondert ausgewiesen werden, wird zudem angenommen, dass sämtliche Heideflächen potentielle Flächen zur Nutzung von Windenergie sind. Der Anteil der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche einer Gemeinde an der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche des zugehörigen Bundeslandes ergibt den Skalierungsfaktor für die Bundeslandprognose. Durch diese Verteilung wird sichergestellt, dass die ländlich geprägten Gemeinden mit großen landwirtschaftlich nutzbaren Flächen einen höheren Anteil der Windenergieprognose zugeteilt bekommen als städtisch geprägte Gemeinden.

Zur Bestimmung der auf Gemeindeebene regionalisierten PVA-Prognosen wird analog zur Regionalisierung der WEA von den deutschlandweiten Prognosen des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung der Bundesnetzagentur ausgegangen. Bei dem Zubau von PVA wird davon ausgegangen, dass diese auf geeigneten Dachflächen errichtet werden. Daher dienen die Gebäude- und Freiflächen einer Gemeinde als Grundlage zur Verteilung der Bundeslandausbauwerte auf Gemeindeebene. Das PVA-Potential entlang von Infrastrukturachsen wird in der Literatur thematisiert, kann jedoch auf Grund der vereinfachten Betrachtung und der starken regionalen Unterschiede nicht verallgemeinert regionalisiert werden. Eine ausschließliche Umlegung nach Gebäude- und Freiflächen führt zu einer Überschätzung des PVA-Potentials in städtischen Gemeinden, da divergente Eigentumsverhältnisse, Verschattungseffekte oder auch

konkurrierende Flächennutzungen, beispielsweise durch Solarthermie, unberücksichtigt bleiben. Zur Abbildung dieser Problematik wird ein Gewichtungsfaktor verwendet. Dieser berücksichtigt zum einen, dass mit steigender Gebäude- und Freifläche ein höheres Dachflächenpotential für Photovoltaikanlagen vorliegt. Zum anderen führt die Berücksichtigung der Einwohnerzahl dazu, dass Gemeinden mit einer hohen Gebäudefläche pro Einwohner ein tendenziell höheres Photovoltaikanlagen-Potential zugewiesen wird. Hier wird unterstellt, dass aus einer höheren Gebäude- und Freifläche pro Einwohner auf eine höhere Einfamilienhausquote und damit auf ein höheres Photovoltaikanlagen-Potential geschlossen werden kann. Das Zubau-Potential von Freiflächenanlagen wird durch das Einbeziehen der Gemeindegessamtfläche berücksichtigt.

In jeder Gemeinde wird nach Regionalisierung der WEA- und PVA-Prognosen überprüft, ob die Gemeinde mit ihren verfügbaren landwirtschaftlich nutzbaren Flächen sowie den Gebäude- und Freiflächen die zugeteilte WEA- und PVA-Prognose aufnehmen kann. Der Flächenbedarf für WEA wird mit rund 7 ha/MW, der von PVA mit 8 m²/kWp angenommen. Ergebnis der Prüfung ist, dass die Umlegung der WEA- und PVA-Prognosen auf die Gemeinden nach dem vorgestellten Schema zu keinen Potentialüberschreitungen für das Szenario B des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung der Bundesnetzagentur führt.

Die Methodik berücksichtigt bislang keine Prüfung auf tatsächliche und wirtschaftliche Nutzbarkeit der Flächen. Auch fließen zum Beispiel Windeignungsflächen der regionalen Planungsgesellschaften nicht ein, weil deutschlandweit keine einheitlichen Daten zur Verfügung stehen. Daher wird die Prognose in den Gemeinden gleichmäßig verteilt und lokale Verdichtungen bleiben unberücksichtigt. Die hier vorgestellten Verteilschlüssen werden zukünftig mit alternativen Verteilschlüssen verglichen. Dabei sollen insbesondere Themen wie das Repowering bei WEA oder der investorengetriebene Zubau von PVA berücksichtigt werden. Zudem werden ähnliche Verteilschlüssel auch für die elektrische Last entwickelt.

Anwendung der Grenzkurvenanalyse zur Bewertung von Verteilnetzen

Application of Restriction Curve Analysis for Evaluation of Distribution Grids

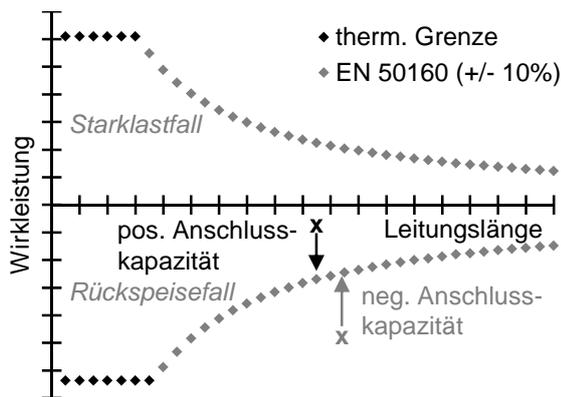
Björn Gwisdorf

Die Grenzkurvenanalyse ist eine Methode zur automatisierten netzplanerischen Bewertung von Verteilnetzen. Mit dieser Methode kann die Leistungsfähigkeit von elektrischen Verteilnetzen dargestellt werden, indem Grenzwerte für die maximal übertragbare elektrische Leistung bestimmt werden. Dabei werden sowohl die thermischen Grenzen der Betriebsmittel als auch die Grenzen, die aus den Mindestanforderungen an die statische Spannungshaltung folgen, berücksichtigt.

The restriction curve analysis is a method for automated evaluation of distribution grids in the context of grid planning. The capability of electrical distribution grids can be easily depicted by this method. For this purpose, limiting values for the maximum transmittable electrical power are determined. Thereby, thermal limits of equipment and voltage limits are considered.

Einführung der Grenzkurvenanalyse

Bei dieser Analyseverfahren beschreiben Grenzkurven die mit einem Netzkonzept maximal übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der Leitungslänge. In der folgenden Abbildung sind für ein Netzkonzept exemplarische Grenzkurvenverläufe für den Starklast- und den Rückspeisefall dargestellt.



Exemplarische Grenzkurvenverläufe

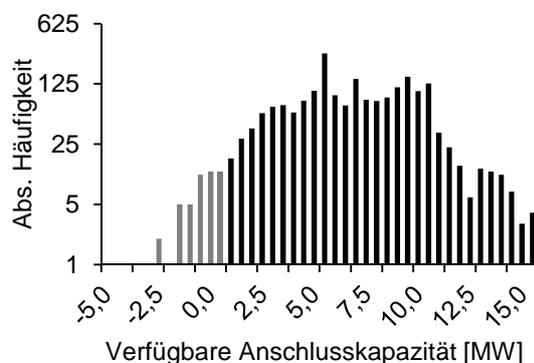
Die Betriebszustände von einzelnen Strängen werden bei der Grenzkurvenanalyse durch Wertepaare bestehend aus der Leitungslänge und der für die Netzdimensionierung relevanten Leistung im Starklastfall bzw. Rückspeisefall beschrieben und können im Grenzkurvendiagramm eingetragen werden. Betriebszustände innerhalb der Grenzkurven erfüllen sämtliche für die Netzplanung relevanten technische Nebenbedingungen, so dass es zu keiner Überschreitung der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln kommt und die Mindestanforderungen der statischen Spannungshaltung (EN 50160) eingehalten werden.

Anwendung der Grenzkurvenanalyse

Mit der Grenzkurvenanalyse können große Netzungen in Bezug auf folgende Punkte automatisiert bewertet werden:

- Abbildung der verfügbaren Anschlusskapazität für DEA und neuartige Lasten
- Abbildung von Zubau-Szenarien für DEA und neuartige Lasten
- Abbildung von Netzverstärkungen durch konventionelle und innovative Maßnahmen
- Abbildung der Anpassung von Planungsgrundsätzen und technischen Richtlinien

Die verfügbare Anschlusskapazität eines Stranges ergibt sich gemäß der Abbildung links aus dem Abstand eines Datenpunktes im Grenzkurvendiagramm zur jeweiligen Grenzkurve. In der Abbildung unten ist die Verteilung der Anschlusskapazität für DEA für ein exemplarisches MS-Netz nach DEA-Zubau dargestellt. Negative Werte erfordern Netzverstärkungsmaßnahmen.



Anschlusskapazität für DEA in einem MS-Netz

Agentenbasierte Simulation für die Planung elektrischer Verteilnetze unter Berücksichtigung flexibler Lasten und dezentraler Erzeugung

Agent Based Simulation for the Distribution Grid Planning Process Considering Flexible Loads and Decentralised Feed-in

André Seack, Jan Kays

Für die mittel- oder langfristige Planung von Verteilnetzen wurden in der Vergangenheit ausschließlich Extremszenarien angenommen. Die Auftrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien wurde jedoch nicht berücksichtigt. Im Rahmen des Projektes Agent.Netz werden auf der Basis eines Multiagentensystems Simulations- und Analysemodelle für Verteilnetze erstellt, die realistische Belastungszeitreihen generieren. Hierbei werden Verhaltensweisen der dezentralen Energieumwandlungsanlagen und Lasten, einschließlich deren Steuerbarkeit und Wechselspiel mit dem Elektrizitätsmarkt, berücksichtigt.

Only extreme scenarios are considered in the conventional medium-or long-term distribution grid planning process. The probability of occurrence of these scenarios is not considered. In the project Agent.Netz a multi-agent system simulation and analysis model for distribution grids is created. The system describes the behaviour of decentralised energy conversion plants and loads, including their manageability and interaction with the electricity market. This system enables the generation of realistic load time series.

Dieses Ziel2.NRW-Forschungsvorhaben wird durch die Europäische Union und das Land NRW gefördert.

Die Versorgungsaufgabe von Verteilnetzen wandelt sich seit einigen Jahren durch eine zunehmende Anzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen wie Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen im ländlichen Bereich sowie auch kleine Kraft-Wärme gekoppelte Anlagen. Hinzu kommen neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Auch dezentrale Speicher werden eine zunehmende Rolle spielen. Darüber hinaus können Verbraucher durch intelligente Laststeuerungstechnologien über flexible Tarife und andere Marktanreizmechanismen gesteuert werden und so die Belastungen des Netzes beeinflussen. Aus der genannten Veränderung der Versorgungsaufgabe und der erwarteten zunehmenden Volatilität und Stochastizität ergeben sich neue Anforderungen für die Netzplanung.

Die heutigen Verteilnetze werden nach klassischen Kriterien geplant und ausgelegt. Dazu werden Langfristprognosen durchgeführt, die die Lastentwicklung für die kommenden 20 Jahre ermitteln. Daraus werden Stark- und Schwachlastsituationen gebildet, für die die geplanten Netze ausgelegt werden. Die Schwachlastsituationen werden mit der maximal zu erwartenden Einspeisung dezentraler Erzeuger kombiniert. Bei dieser Vorgehensweise fehlt jedoch eine Information über die Auftrittshäufigkeit dieser Situationen. Es besteht daher das Risiko, dass die Netze für selten auftretende Situationen ausgelegt werden, jedoch insgesamt nicht ange-

messen dimensioniert sind. Vor dem Hintergrund der Anreizregulierung sind Netzbetreiber gezwungen, ihre Netze effizienter und kostengünstiger zu gestalten um die vom Gesetzgeber vorgegebenen Erlösobergrenzen einzuhalten, die zusätzlich in regelmäßigen Abständen abgesenkt werden.

Das Ziel des Projektes ist es daher, die zeitlichen und logischen Abhängigkeiten der Netzteilnehmer untereinander geeignet zu modellieren, so dass eine zukünftige Versorgungsaufgabe im Detail beschrieben werden kann. Die umfassende Simulation der komplexen Interdependenzen zwischen den Akteuren in den Verteilnetzen erfordert, nicht zuletzt auf Grund der hohen Anzahl einen neuen Simulationsansatz. Multiagentensysteme versprechen hier die Möglichkeit, eine realitätsnahe Modellierung zu schaffen, da die Komplexität des Gesamtsystems in Teilprobleme aufgeteilt und einfacher gelöst werden kann. Es wird ein agentenbasierter Ansatz gewählt, der die einzelnen Funktionen und Verhaltensweisen der Netz- und Marktteilnehmer gekapselt in separat beschreibbaren Agenten definierbar macht. Zugleich können durch Verknüpfung und Interaktion der technischen und wirtschaftlichen Agenten komplexe Zusammenhänge und Einflüsse in einer Simulationsumgebung abgebildet werden. Das Verhalten der Netznutzer und dessen Bestimmungsfaktoren können hierdurch nachvollziehbar und somit transparent

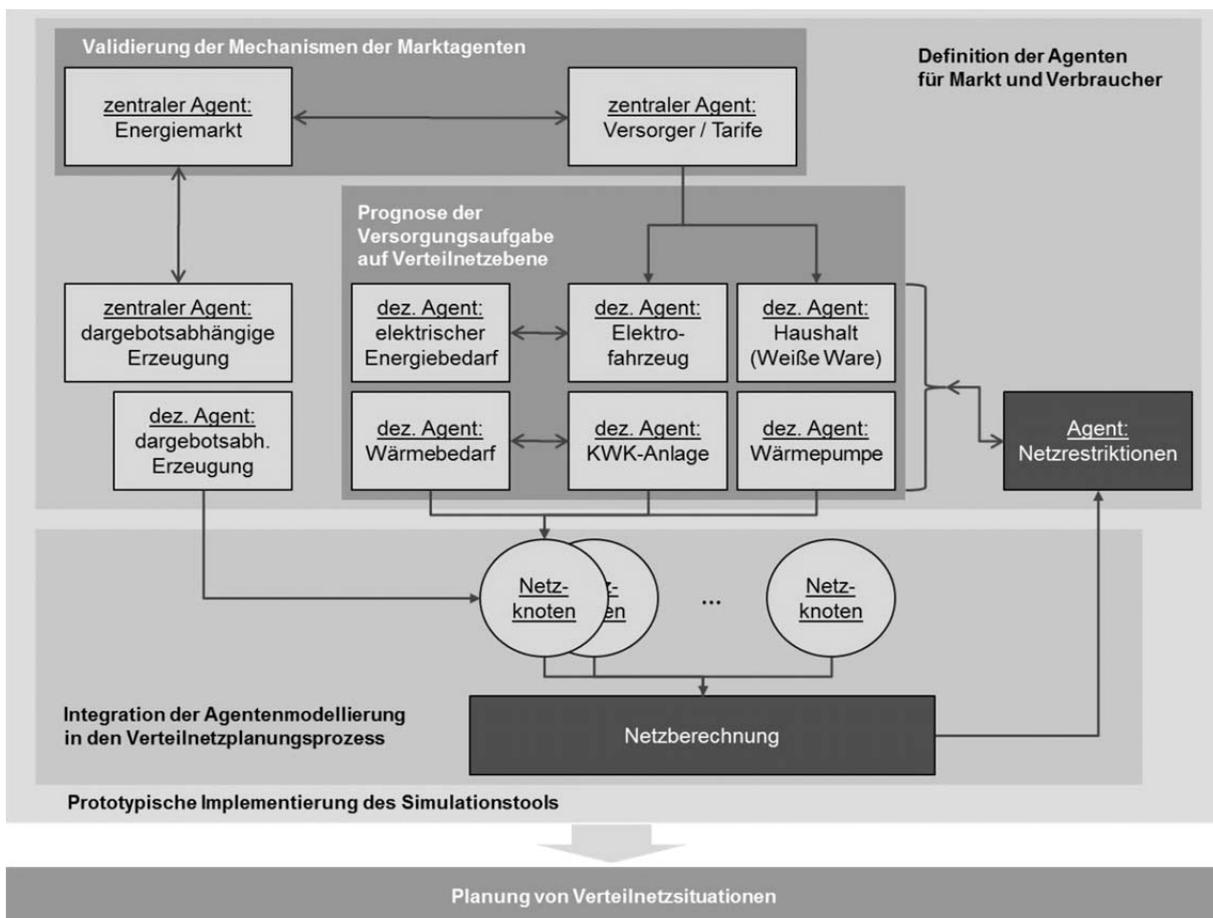
modelliert werden, so dass hieraus die Basis für die Netzplanung generiert werden kann. Die energiewirtschaftlichen Aspekte werden hierbei konsequent einbezogen. Unterschiedliche Aggregationsebenen ermöglichen die Abbildung zentraler Agenten wie beispielsweise des Energiemarktes oder der dargebotsunabhängigen zentralen Erzeugung. Ebenso können bei einer Aggregation auf Netzebenen Gruppen von Netzteilnehmern den spezifischen Anforderungen gerecht modelliert werden. In der Abbildung unten wird die Rahmenstruktur des Projektes sowie typische Agenten der zu entwickelnden Simulationsumgebung dargestellt. Neben der Definition der Agenten für Markt und Verbraucher muss die zukünftige Versorgungsaufgabe in den Verteilnetzen definiert werden. Sind sämtliche Teilnehmer als Agenten modelliert, werden die Verhandlungsalgorithmen der Agenten validiert.

Basierend auf dieser Modellierung wird nun ein Verteilnetzplanungsprozess entworfen, der wesentlich präziser auf die Versorgungsaufgabe abgestimmt ist, als es mit heutigen Verfahren

machbar ist. Die agentenbasierte Modellierung und Simulation dient dazu, realistische Belastungszeitreihen zu generieren. Dadurch kann das Netz effizienter geplant und die Netzinfrastruktur effizienter genutzt werden. Unter den Randbedingungen des Unbundling und der Anreizregulierung ist es für Verteilnetzbetreiber dringend geboten, die Ressourcen effizient einzusetzen und die Risiken für die zukünftige Veränderung der Versorgungsaufgabe richtig zu beurteilen.

Im Verteilnetzplanungsprozess können mit dem agentenbasierten Simulationssystem neuartige Betriebsmittel, dynamische Betriebskonzepte und netzausbauverzögernde Maßnahmen adäquat berücksichtigt und bewertet werden.

Gerade für den effizienten Einsatz von innovativen Betriebsmitteln und –konzepten ist eine detaillierte Netzplanung erforderlich, da anderenfalls der Nutzen gegenüber konventionellem Netzausbau nicht angemessen beurteilt werden kann.



Schematische Darstellung der Arbeitspakete des Projektes Agent.Netz

Netzplanung unter Berücksichtigung der volatilen Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen

Network Extension Planning Considering the Uncertainty of Feed-in from Renewable Energies

Volker Liebenau, Johannes Schwippe

Die Integration der fluktuierenden Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen stellt eine große Herausforderung für alle Netzebenen des Energiesystems dar. In der Netzplanung wird üblicherweise die höchst mögliche elektrische Einspeisung aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Aufgrund des seltenen Auftretens der höchstmöglichen Einspeiseleistung wird eine Methodik entwickelt, die in Abhängigkeit der Netzgröße und unter Berücksichtigung einer möglichen Abregelung von Erneuerbaren Energien den optimalen Netzausbau bestimmt.

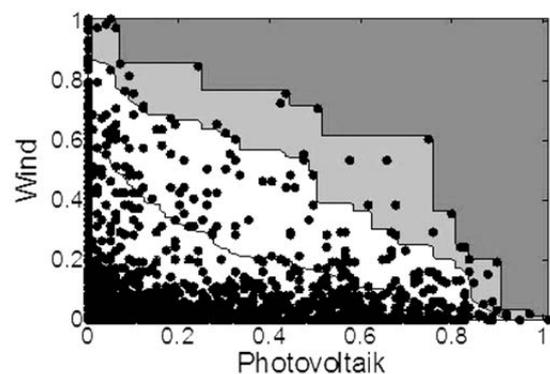
The integration of fluctuating renewable electricity sources is a challenge for the grids on all voltage levels. For network extension planning the grid operators normally consider the highest possible electricity feed-in from renewable energies. Such high feed-in values only occur very rarely. Therefore a new approach is developed which determines the necessary grid development depending on the grid size and the allowed feed-in from renewable energies.

Die installierte Leistung zur Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien (EE) insbesondere von Wind und Photovoltaik wird in den nächsten Jahren weiter ansteigen. Aufgrund von stochastischen Ausgleicheffekten tritt die gleichzeitige Einspeisung der gesamten installierten Leistung aus EE sehr selten auf und kann durch eine kumulierte Auftrittswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von der Größe des Netzgebietes beschrieben werden. Eine effiziente Netzausbastrategie muss die Kosten des Netzausbaus mit der bereitgestellten Energiemenge aus EE abwägen, weshalb auch eine Abregelung von Erzeugungsanlagen sinnvoll sein kann.

In Abhängigkeit der versorgten Fläche eines Netzgebietes schwanken die installierten Leistungen von EE-Anlagen und auch die Wetterbedingungen. In kleineren Gebieten ist die Auftrittswahrscheinlichkeit hoher Einspeiseleistungen höher. Mit zunehmender Größe der betrachteten Fläche nimmt diese aufgrund von unterschiedlichen Wetterbedingungen und verschiedenen Topographien ab.

Die nebenstehende Abbildung veranschaulicht beispielhaft die Einspeisesituation von Wind gegenüber Solar über einen längeren Zeitraum in einem kleineren Gebiet. Die Zeitreihen sind jeweils auf die maximal installierte Leistung normiert. Jede Einspeisekombination aus Wind und Photovoltaik ist durch einen schwarzen Punkt dargestellt. Die eingefärbten Flächen veranschaulichen die kumulierte Häufigkeit von Einspeiseleistungen oberhalb einer Grenzfläche.

Die Grenzflächen in diesem Beispiel repräsentieren 100 %, 99,9 % und 99 % aller auftretenden Einspeisekombinationen. Um in diesem Gebiet das Netz für 99,9 % aller auftretenden Kombinationen auszulegen ist die zweite Grenzlinie von oben rechts in der Grafik zu berücksichtigen. Bei der Betrachtung größerer Regionen nimmt die Größe der eingefärbten Flächen aufgrund von Vermischungseffekten zu.



Kumulierte Verteilung der Wind- und PV-Einspeisung in Regensburg

Die vorgestellte Methodik ermöglicht die Erstellung von Szenarien zur Netzausbauplanung unter Berücksichtigung verschiedener Häufigkeitsverteilungen der Einspeisung aus EE. Weiter zu untersuchen ist wie eine koordinierte Abregelung von Erzeugungsanlagen basierend auf EE erfolgen sollte. Abschließend ist eine wirtschaftliche Gegenüberstellung des Netzausbaus für den höchsten Einspeisefall gegenüber der Reduzierung der zulässigen maximalen Einspeisung und basierend darauf die Ermittlung eines optimalen volkswirtschaftlichen Netzausbaus erforderlich.

Entwicklung und Bewertung effizienter Netzkonzepte für Stromverteilnetze auf der Basis einer systematischen Analyse der Versorgungsaufgaben bis 2030

Development and Evaluation of Efficient Grid Concepts for Distribution Grids on the Basis of a Systematic Analysis of Energy Supply Tasks to 2030

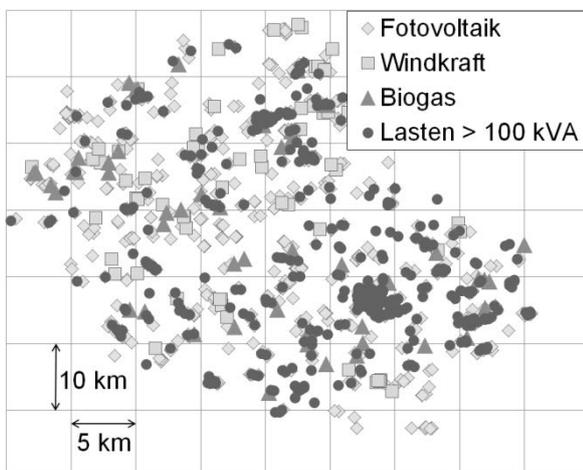
Torsten Hammerschmidt

Durch die Integration zunehmender dezentraler Erzeugung kommen neue Herausforderungen auf die Verteilnetze zu. Daher wurde zunächst eine universelle Beschreibungssystematik für Versorgungsaufgaben entwickelt, die für unterschiedliche Zeitpunkte und Gebietsgrößen anwendbar ist. Die prognostizierten Versorgungsaufgaben wurden bis zum Jahr 2030 detailliert untersucht. Nachdem die Aufgaben somit bekannt sind, wurden innovative Lösungen in der Form von Netzkonzepten entwickelt. Die Strukturierung gemäß dem Zweck der Netzkonzepte und deren Einteilung in 4 Gruppen lassen die Komplexität konventioneller und innovativer Lösungsansätze handhabbar werden. Welche Netzkonzepte bei welcher Versorgungsaufgabe zu einem effizienten – d. h. technisch adäquaten und kostenminimalen – Verteilnetz führen, ist beispielhaft mit 3 unterschiedlichen Verfahren vergleichend bestimmt worden. Als effizient bewertete Netzkonzepte konnten parallel in dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Projekt „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ in der Praxis aufgebaut werden.

The integration of an increasing feed-in from renewable energy sources in distribution grids is a big challenge. Therefore a structured description scheme of energy-supply tasks has been developed which is applicable for different time points and field sizes. On this basis detailed analysis have been executed up to 2030. The tasks are thus known and possible solutions (grid concepts) have been developed in the next step. These grid concepts have been structured into 4 groups and different sub-groups according to their purpose. Hence complexity becomes manageable. Which grid concepts in combination with which energy-supply task lead to an efficient distribution grid was analysed by simulations. Three different methods were used to evaluate technical feasible and profitable grid concepts. Grid concepts, which have been identified to be efficient, were realised in a real distribution grid. This was possible because of the subsidisation by the German Federal Ministry of Economics and Technology within the project “Grids for Future Electricity Supply”.

Um die Wirtschaftlichkeit von konventionellen und innovativen Netzkonzepten objektiv vergleichen zu können und keine Lösungen zu implizieren, wird durch die entwickelte Beschreibungssystematik eine Trennung von (Versorgungsaufgabe und (Netz-)Lösung sichergestellt.

Kundenanforderungen nach Einspeisung oder Bezug von elektrischer Energie stellen zusammen mit der Ortsangabe wesentliche Parameter der Versorgungsaufgabe dar.

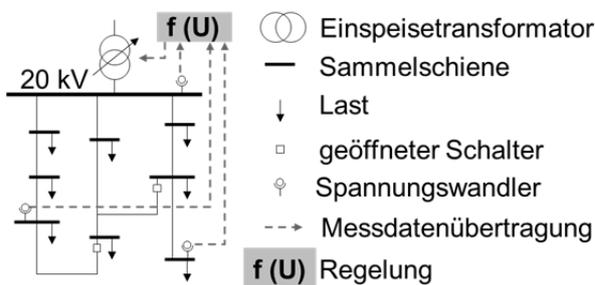


Grafische Darstellung einer Versorgungsaufgabe

Als innovativ werden Netzkonzepte und Netzlösungen bezeichnet, die in konventionellen bestehenden Verteilnetzen der Mittel- und Niederspannungsebene nicht zu finden sind. Diese zu entwickeln und zu strukturieren ist ein wesentliches Ziel, dass mit dieser Arbeit erreicht wurde. Die wesentlichen Gruppen der Netzkonzepte sind:

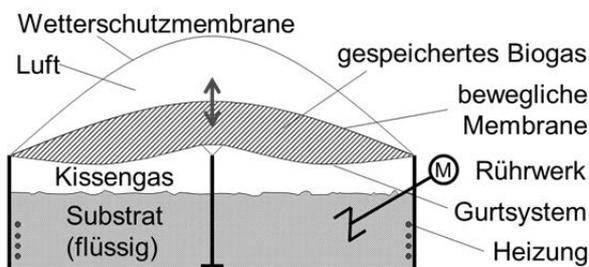
- Verstärkter Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT),
- Einsatz von Speichern,
- Kundennahe Spannungsregelung und
- Hierarchieebenen in Mittelspannung.

IKT: Damit IKT im Verteilnetz verstärkt eingesetzt wird muss sich ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber dem konventionellem Netzausbau ergeben. Dies gilt allgemein für jedes innovative Netzkonzept. Neben der Verbesserung der Netzbeobachtbarkeit und der aktiven Optimierung des Netzes an der Belastungsgrenze kann IKT auch zum Zweck der Bereitstellung von Kundenanreizen zu netzoptimalem Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten eingesetzt werden. Optimierungen zur höheren Auslastung bestehender Verteilnetzleitungen sind beispielsweise durch die im Folgenden dargestellte Weitbereichsregelung gegeben.



Aufbau einer Weitbereichsregelung

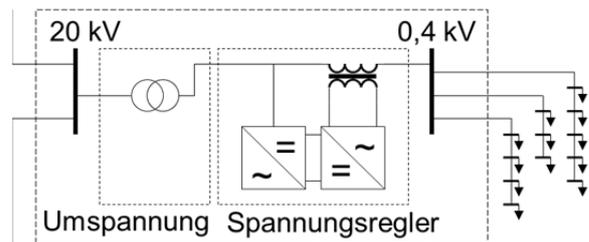
SPEICHER: Um den Anteil der unsteten erneuerbaren Energien weiter zu erhöhen, müssen effiziente Stromspeicher für regenerativ erzeugten Strom entwickelt und in das Stromnetz eingebunden werden. Dazu sind verlustarme Speicher mit möglichst unbeschränkter Zyklenzahl wünschenswert. Da dies für Gasspeicher auf der Basis konventioneller Technik bereits heute gilt, ist eine bestehende Biogasanlage um einen Biogasspeicher (wie folgt dargestellt) erweitert worden.



Nachgärbehälter mit aufgesetztem Biogasspeicher

Die Innovation liegt dabei nicht in den eingesetzten Materialien, da diese ausgereift sind und dem Stand der Technik entsprechen. Vielmehr liegt die Innovation darin, für die Erfordernisse des Verteilnetzes eine Biogasspeicherkapazität zu schaffen und diese abhängig vom Stromfluss im Verteilnetz zu steuern.

SPANNUNGSREGLER: Die Leitungen ländlicher Verteilnetze sind häufig noch nicht an der Grenze der Stromträgfähigkeit, wenn ein Netzausbau zur Einhaltung des nach EN 50160 vorgegebenen Spannungsbandes erforderlich ist, um zusätzliche dezentrale Erzeugung anschließen zu können. Hier können dezentrale Spannungsregler helfen, die Belastungs- und Spannungsbandgrenzen wirtschaftlich optimal aufeinander abzugleichen. Unter der Annahme zukünftiger Kostendegression bei Leistungshalbleitern können elektronische Spannungsregler im Mittelspannungsnetz sowie an Ortsnetzstationen zukünftig eine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau sein.



Elektronisch geregelte Spannung an einer Ortsnetzstation

HIERARCHIEEBENEN: In der Mittelspannung können durch unterschiedliche Planungs-, Betriebs- oder Schutzkonzepte z. B. hochverfügbare Backbone-Strukturen realisiert werden, die ebenfalls erweiterte Kapazitäten zur Integration dezentraler Erzeugung bieten.

Da die Bewertung innovativer Netzkonzepte kontinuierlich notwendig sein wird, liegen Ansatzpunkte für zukünftige Forschungsarbeiten in der Entwicklung flexibler Simulationswerkzeuge. Diese müssen für eine ressourcenschonende Netzplanung jeweils auch innovative Netzkonzepte berücksichtigen können.

Automatisierung von Verteilnetzen im Demonstrationsprojekt Grid4EU

Distribution Grid Automation in the Demonstration Project Grid4EU

Anton Shapovalov, Ulf Häger

Vor dem Hintergrund der Energiewende und der weiter zunehmenden Integration der dezentralen Erzeuger in Verteilnetzen wird die Frage nach Alternativen zum Netzausbau immer wichtiger. Die unter dem Begriff „Smart Grids“ gefassten Lösungen und Konzepte bieten solche Alternativen an. In diesem Zusammenhang stellt der vorliegende Bericht den aktuellen Entwicklungsstand eines verteilten Systems zur Verteilnetzautomatisierung vor, das auf volatile Veränderungen reagieren soll.

In the context of the turnaround of the energy policy, integration of decentralized generators increases rapidly. This development requires alternative solutions to the conventional grid reinforcement. Concepts and solutions gathered under the term “smart grids” are possible alternatives. This report presents the current status of development of a new system for distribution grid automation which allows for reaction to volatile changes.

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU gefördert.

Im Rahmen des deutschen Teils des europäischen Demonstrationsprojekts Grid4EU erarbeitet die TU Dortmund in Kooperation mit RWE und ABB ein auf erweiterter Automatisierungs- und Messtechnik basiertes System, das den Betrieb eines realen Mittelspannungsnetzes überwachen, optimieren und sichern soll.

Die ausgewählte Untersuchungsregion weist bereits heute einen hohen Anteil an erneuerbaren Einspeisern auf. Jedoch wird sich dieser zukünftig laut Prognosen vervielfachen. Vor diesem Hintergrund ist das primäre Ziel des Projekts die Integration von neuen dezentralen Erzeugungsanlagen zu ermöglichen ohne auf klassischen Netzausbau zurückgreifen zu müssen. Dies soll durch Verwendung von Standardautomatisierungslösungen von ABB in Kombination mit neuartigen Algorithmen gewährleistet werden, so dass dabei ein innovatives autonomes System entsteht.

Im ersten Projektjahr wurden einige Besonderheiten des gewählten Netzes identifiziert und zunächst die Anwendungsfälle für das zu implementierende System herausgearbeitet:

- Eliminierung von Strom- und Spannungsgrenzwertverletzungen
- Wiederversorgung nach einem Fehler
- Optimierung der Verluste und des Spannungsbandes

Diese Systemanforderungen sollen im Rahmen des Projekts durch Rekonfiguration der Netztopologie erfüllt werden. Dazu werden im vorhandenen Netz sogenannte Mess- und Schaltagenten installiert. Dies sind Automatisierungseinhei-

ten, die als Sensoren und Aktuatoren das autonome System bilden. Des Weiteren sind alle Agenten kommunikationstechnisch vernetzt, so dass Informationsaustausch stattfinden kann.

Vom logischen Aufbau her sind für ein derartiges autonomes System zwei Ansätze denkbar:

1. Zentrale Logik
2. Dezentrale Logik

Bei der ersten Lösung werden Messwerte an einem zentralen Informationsknoten (aus Sicht der Netzleitwarte dezentral) erfasst, an dem auch Berechnungen und Entscheidungen getroffen werden. Die Innovation des Ansatzes besteht darin, dass trotz unvollständiger Information über den Netzzustand autonome Entscheidungen getroffen werden.

Beim zweiten Ansatz wäre die Berechnungs- und Entscheidungskomplexität auf mehreren Agenten im Netz verteilt. Diese Designphilosophie erfordert einen möglicherweise höheren Informationsaustausch, verringert aber die Komplexität der dezentral laufenden Algorithmen. Höhere Robustheit gegen Ausfälle der einzelnen Agenten und einfachere Integrität bei der Erweiterung sind die angestrebten Eigenschaften.

Somit wird bei beiden Ansätzen die übergeordnete zentrale Netzführung von der zusätzlichen Informationsflut entlastet und hat immer noch den Zugriff auf und die Kontrolle über das Netz. Beide Ansätze basieren im Projekt auf derselben zentralen GPRS Kommunikationsarchitektur. Es ist beabsichtigt beide Ansätze zu implementieren und im praktischen Betrieb Vor- und Nachteile dieser Logikphilosophien herauszufinden.

Erbringung von Netzdienstleistungen durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen auf Verteilnetzebene

Provision of Grid Services by Renewable Energy Sources for the Distribution Grid

Theresa Noll, Marco Greve

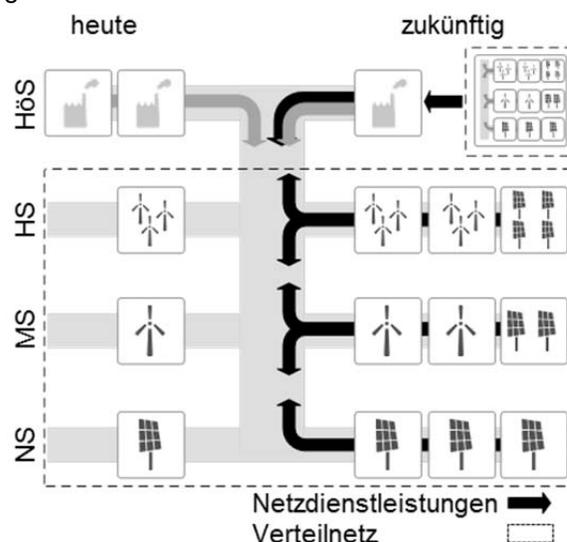
Die Einspeisung elektrischer Energie erfolgt bereits heute nicht mehr ausschließlich auf Transportnetzebene mit konventionellen Kraftwerken, sondern wird zunehmend durch erneuerbare Erzeuger auf Verteilnetzebene abgelöst. Um einen stabilen Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten, müssen dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) zukünftig einen Beitrag zur Spannungs- und Frequenzhaltung erbringen. Ein zu entwickelndes spannungsebenenübergreifendes Netzmodell bewertet, die heutigen und zukünftigen Anforderungen an DEA auf Verteilnetzebene und die Erbringung von Netzdienstleistungen von DEA für das Transportnetz.

Nowadays power generation is not only based on conventional power plants in the transmission system level, but progressively replaced by renewable generation plants on the distribution system level. To guarantee a stable and secure grid and system operation in the future, renewable energy sources have to make a contribution for voltage and frequency stability. A model has to be developed, which includes all voltage levels of the energy supply system to assess the requirements of renewable energy sources on the distribution system level and the provision of renewable energy sources for the transmission grid now and in the future.

Bereits heute müssen installierte Anlagen einen Beitrag zur Netzstützung auf Verteilnetzebene erbringen. Zukünftig sind jedoch über bestehende technische Richtlinien hinaus weitere Anforderungen an DEA denkbar, welche nicht ausschließlich zur Reduktion oder zur lokal vollständigen Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen eingesetzt werden, sondern auch für die Erbringung von Netzdienstleistungen.

Der Wegfall großer Kraftwerkskapazitäten auf Transportnetzebene und die zunehmend umrichterbasierte Einspeisung auf Verteilnetzebene führen zu einer Neustrukturierung des Energieversorgungssystems. Um die Auswirkungen fluktuierender Erzeugung aus erneuerbare Energiequellen auf die Spannungsqualität zu begrenzen wird bereits heute durch geltende Richtlinien die Bereitstellung von Blindleistung auf allen Spannungsebenen gefordert. Der rasche Anstieg erneuerbarer Erzeuger macht jedoch eine intelligente Koordination der Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsregelung nötig. Zudem hat die veränderte Versorgungsaufgabe Auswirkungen auf die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zur Frequenzhaltung. In diesem Zusammenhang soll die Entwicklung der Momentanreserve und die Erbringung von Regelreserve durch DEA untersucht werden. Für die Untersuchungen zur Erbringung von Netzdienstleistungen zur Spannungs- und Frequenzhaltung auf Verteilnetzebene ist ein spannungsebenenüber-

greifendes Netzmodell zur Bewertung eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebs zu entwickeln. Das Modell berücksichtigt somit den Beitrag aller Erzeugungsanlagen auf Verteilnetzebene zu einer möglichen Netzstützung und ermöglicht es Interdependenzen abzubilden (siehe Bild unten). Ziel des Forschungsvorhabens ist die Entwicklung von Handlungsempfehlungen für die optimale Integration von DEA auf Verteilnetzebene. Dabei werden veränderte Anforderungen an die Betriebsweise, die geographische Positionierung und die Möglichkeit zur Systemdienstleistungsbereitstellung berücksichtigt.



Zukünftige Erbringung von Netzdienstleistungen durch DEA auf Verteilnetzebene

Integrierte Simulation von elektrischen Energie- und IKT-Systemen

Integrated Simulation of Power and ICT Systems

Sven Christian Müller

Im Zuge der Entwicklung von Smart Grids sind die Interdependenzen von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) sowie vom elektrischen Energieübertragungssystem von zunehmender Bedeutung. Um die Interaktionen und Echtzeit-Performanz von IKT-basierten Smart-Grid-Applikationen zu analysieren, wird eine integrierte Simulation beider Domänen benötigt. Aus dieser Motivation wird eine neuartige Co-Simulationsplattform erforscht, die eine integrierte Evaluation von IKT-System, Energiesystem und intelligenten Entscheidungsverfahren ermöglicht.

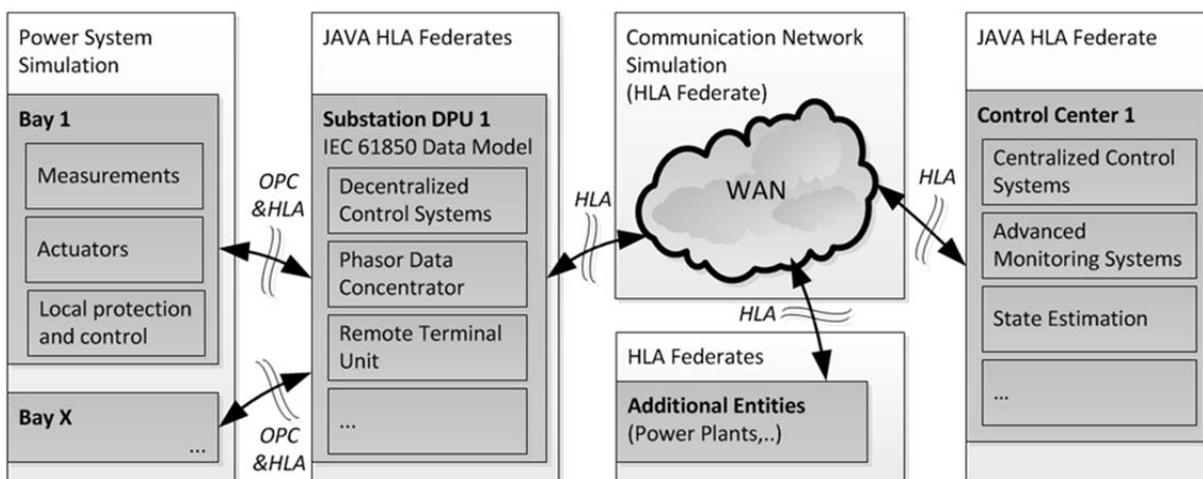
With the rise of smart grids, interdependencies between information and communication technologies (ICT) as well as the power system are of increasing importance. In order to analyze actions and real-time performance of ICT-based smart grid applications, an integrated simulation of both domains is needed. For this reason, a novel co-simulation framework is developed at ie³ that enables the comprehensive analysis of ICT system, power system and intelligent decision making processes.

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

Für die Erforschung von Smart-Grid-Applikationen ist es von Bedeutung, IKT-Prozesse und dynamische, elektromechanische Vorgänge im Energiesystem integriert zu untersuchen. So werden beispielsweise in der DFG-Forschergruppe FOR1511 Applikationen für Weitbereichsmonitoring, -schutz und -regelung entwickelt, deren Prozesse zeitkritisch und von der Leistungsfähigkeit des IKT-System abhängig sind. Um eine umfassende Analyse der Interdependenzen von IKT- und Energiesystem sowie die Interaktionen unterschiedlicher Applikationen zu ermöglichen, wird eine neuartige Co-Simulationsplattform erforscht.

Die Abbildung unten zeigt die Komponenten und Schnittstellen dieses Hybridsimulators. Über eine sogenannte High-Level Architecture (HLA) wer-

den die Simulation des Energiesystems (durchgeführt in DigSILENT PowerFactory), die Simulation des Kommunikationsnetzes (durchgeführt mit OPNET) sowie verschiedene Datenverarbeitungsprozesse (durchgeführt in MATLAB, JAVA o.ä.) auf Stations- oder Leitstellenebene zeitsynchron koordiniert. Dies ermöglicht die Analyse der gesamten Kette von Messwerterfassung, Kommunikation, Entscheidungsprozessen und Rückwirkungen auf das elektrische Energiesystem. Neben dem Einsatz für die Untersuchung von Schutz- und Leittechnik-Anwendungen für das Übertragungsnetz lassen sich mit dieser Simulationsplattform auch Auswirkungen von Smart-Grid-Prozessen im Verteilnetz sowie unterschiedliche Kommunikationstechnologien und -protokolle (z.B. Verschlüsselung) untersuchen.



Komponenten und Schnittstellen der Co-Simulationsplattform

Systemschutz für Übertragungskorridore

System Protection for Transmission Corridors

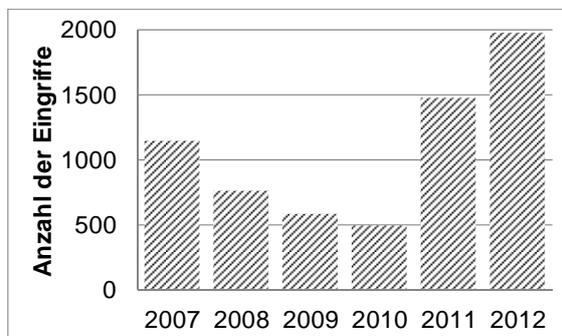
Andreas Kubis

Um die Ausbreitung von Großstörungen in Verbundsystemen räumlich zu begrenzen, ist die Entwicklung eines Systemzuges für Übertragungskorridore notwendig. Ein solcher Schutz bewertet den Systemzustand anhand von Spannungsinformationen und koordiniert nötige Maßnahmen.

In order to limit the spreading of large system disturbances, the development of an innovative System Protection Scheme (SPS) is necessary. Such SPS will be developed based on measurements of voltage amplitudes and angles and will coordinate measures in case of serious emergency.

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

Die stetige Zunahme lastferner und zudem volatiler Erzeugung, sowie die Abschaltung von vier deutschen Kernkraftwerken im März 2011 bedingen u.a. einen höheren Transportbedarf im europäischen und insbesondere auch im deutschen Verbundnetz. Das untenstehende Diagramm stellt die Anzahl der Systemeingriffe nach § 13 Abs. 1 EnWG (Zur Beseitigung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit werden netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie zum Beispiel Redispatch und Countertrading ergriffen) der TenneT TSO GmbH dar und verdeutlicht den rapiden Anstieg der notwendigen Systemeingriffe in den Jahren 2011 und 2012. Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Systemeingriffe tendenziell zunehmen wird.



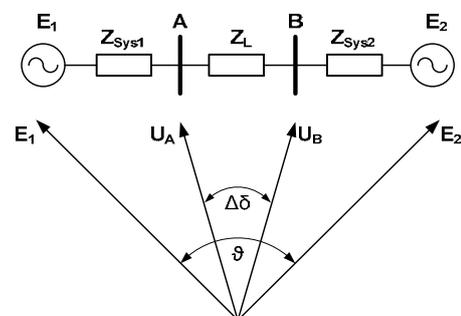
Anzahl der Systemeingriffe nach § 13 Abs. 1 EnWG der TenneT TSO GmbH (Stand 14.11.2012)

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass jeder zusätzliche Systemeingriff das Risiko einer unvorhergesehenen Störung birgt. Um die Systemsicherheit zu gewährleisten ist es daher notwendig der Betriebsführung Informationen über den Systemzustand in einer geeignet aufbereiteten Form zur Verfügung zu stellen, um sie in kritischen Situationen bei ihrer Entscheidungsfindung zu unterstützen. Zudem sind Systemchutzmaßnahmen einzuleiten, die möglichen Großstörungen entgegenwirken und diese nach Möglichkeit räumlich und in ihrem Wirken begrenzen.

Hochauflösende Weitbereichsmesssysteme basierend auf zeitsynchronisierten Zeigermessungen stellen räumlich weitverteilte Messdaten mit hoher Präzision in Echtzeit zur Verfügung, um sie in weiteren Applikationen, wie einem Systemchutzkonzept, weiter zu verarbeiten.

Unten stehende Abbildung zeigt eine vereinfachte Darstellung von zwei miteinander verbundenen Systemen. Die Teilsysteme werden als Synchrongeneratoren und die Verbundleitung als Impedanz vereinfacht dargestellt. Mittels Analyse des dynamischen Verhaltens des Übertragungswinkels $\Delta\delta$ über der Verbundleitung, der Winkeldifferenz ϑ zwischen den dominierenden Generatoren der jeweiligen Netzgebiete und der Spannungsamplituden lassen sich Rückschlüsse über die statische und dynamische Stabilität der Verbindung ziehen und wichtige Parameter zur Bewertung des Systemzustands, wie z.B. Leistungsflüsse, berechnen.

So kann ein Systemchutz entwickelt werden, der gefährliche Systemzustände detektiert, geeignete Maßnahmen einleitet und notfalls betroffene Korridore öffnet, um die Ausbreitung von Großstörungen zu verhindern.



Vereinfachte Darstellung eines Verbundsystems

Dämpfung von überregionalen Leistungspendelungen mittels HGÜ

Damping of Inter-area Oscillations by Embedded HVDC Transmission Lines

Sven Rüberg

Die Integration der erneuerbaren Energiequellen in den europäischen Kraftwerkspark macht weiträumige Leistungstransporte innerhalb Europas unumgänglich. Zum Ausbau der Übertragungskapazität des europäischen Verbundnetzes steht nicht nur die konventionelle Drehstromtechnik zur Verfügung, sondern auch die selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die zusätzlich zum Wirkleistungstransport weitere Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen kann. Im Folgenden wird anhand eines dynamischen Benchmark-Netzes gezeigt, dass nicht nur die Modulation der übertragenden Wirkleistung einer HGÜ, sondern auch ihre Fähigkeit zur Spannungsregelung genutzt werden kann, um ungewünschte, die Netzstabilität gefährdende Leistungspendelungen wirkungsvoll zu bedämpfen. Ein zufriedenstellendes Dämpfungsergebnis kann auch dann erzielt werden, wenn die HGÜ nicht optimal zur Schwingungsrichtung im Netzverbund ausgerichtet ist.

The integration of the renewable energy sources (RES) into the European generation portfolio makes wide-ranging energy transmissions unavoidable. The necessary increase of transmission capacity can be realized not only by conventional high-voltage alternating-current (HVAC) technologies but also by self-commutating high-voltage direct-current (HVDC) transmission which offers a set of supplementary services in addition to the transport of active power. In the following, the dynamic model of a benchmark network is used to demonstrate that not only the active-power modulation but also the voltage controllability of an HVDC transmission line can be used to efficiently damp undesired inter-area oscillations that jeopardize system stability – even if the HVDC transmission line considered is not optimally located along the direction of oscillation within the network.

Es wird gemeinhin davon ausgegangen, dass die Integration der erneuerbaren Energieträger in den Kraftwerkspark europaweit zu einer erhöhten Übertragungsaufgabe auf Verbundnetzebene führen wird, für die die derzeit vorgehaltene Übertragungskapazität nicht ausreicht. Auf nationaler Ebene wurde in Deutschland ein erhöhter Übertragungsbedarf insbesondere auf der Nord-Süd-Achse des deutschen Übertragungsnetzes identifiziert. Aufgrund dieses Umstandes wurde im August dieses Jahres mit der zweiten Version des Netzentwicklungsplans (NEP) 2012 ein Konzept vorgestellt, das neben der Netzertüchtigung mittels konventioneller Drehstromtechnik auch Leitungsneubauten in selbstgeführter HGÜ-Technik vorsieht.

In diesem Zusammenhang kommt regelmäßig die Frage auf, inwiefern die selbstgeführte HGÜ aufgrund ihrer Befähigung, an den Verknüpfungspunkten Blindleistung bereitzustellen, auch einen sinnvollen Beitrag zur Systemstabilität und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen leisten kann. Zur Bewertung der Auswirkungen einer innerhalb eines synchronisierten Netzes gelegenen Punkt-zu-Punkt-HGÜ wurde das dynamische Modell eines Benchmark-Netzes auf Basis des New-England-Testnetzes (engl.: New

England Test System, NETS) und des New-York-Stromnetzes (engl.: New York Power System, NYPS) implementiert. Zusätzlich wurde ein detailliertes, dynamisches Modell für selbstgeführte HGÜ-Umrichter entwickelt. Dies ermöglicht die Implementation verschiedener Algorithmen zur Wirk- und Blindleistungsregelung, um den positiven Einfluss der Bereitstellung zusätzlicher Systemdienstleistungen auf das transiente Störungsgeschehen zu demonstrieren: Hierzu zählen unter anderem die dynamische Wirkleistungsmodulation zur Bedämpfung von überregionalen Leistungspendelungen und die schnelle Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung zur Spannungsstabilisierung im Fehlerfall.

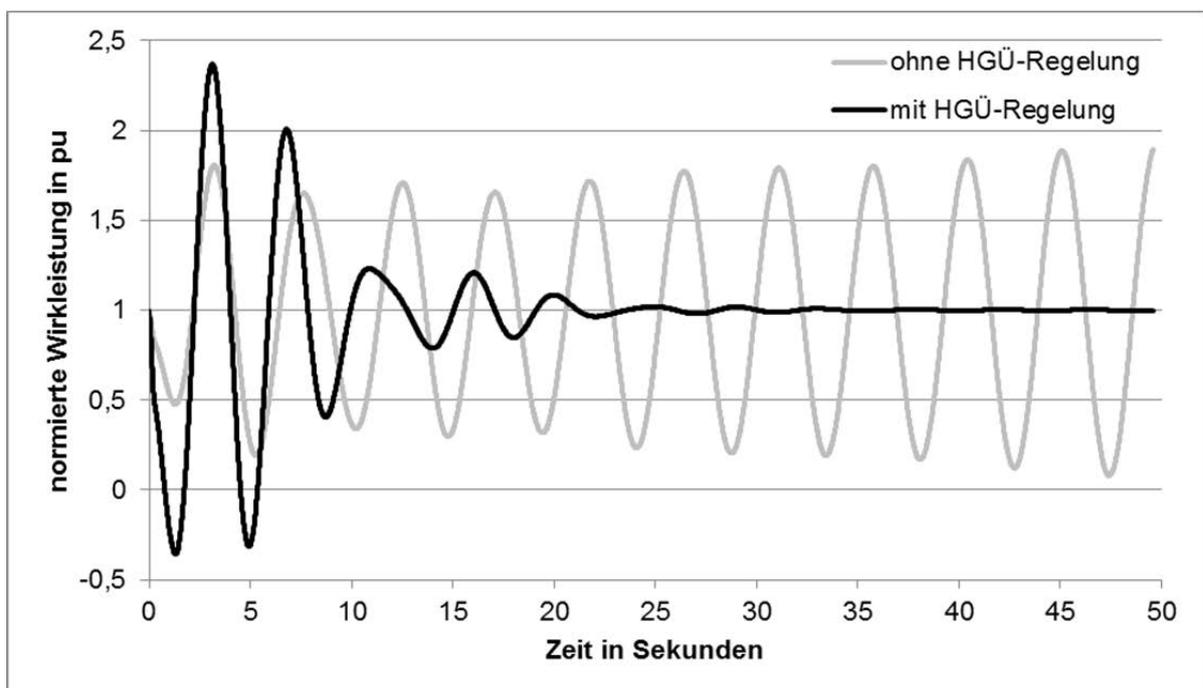
Das durch drei Kuppelleitungen verbundene Gesamtsystem aus NETS und NYPS zeigt erwartungsgemäß eine schwach instabile Schwingungsmoden mit einer Frequenz $f = 215$ mHz und einem Dämpfungsverhältnis $\zeta = 0,0060$, die nach Anregung durch einen Fehlerfall zu unerwünschten, aufklingenden Leistungspendelungen zwischen zwei Generatorgruppen im Netzverbund und schlussendlich zur Asynchronität des gesamten Netzverbundes führt.

Die gestrichelte Linie in der Abbildung zeigt exemplarisch den zeitlichen Verlauf der normier-

ten Wirkleistung auf einer Kuppelleitung nach dreipoligem Kurzschluss auf einer entfernt gelegenen Freileitung. Es ist eine aufklingende, überregionale Leistungspendelung erkennbar, die nach etwa 3 Minuten zur Asynchronität des Netzverbundes führen würde. Die durchgezogene Linie in Abbildung 1 zeigt den Verlauf der normierten Wirkleistung auf derselben Kuppelleitung, nachdem das Benchmark-Netz um zwei selbstgeführte HGÜ-Systeme ergänzt wurde. Diese zwei HGÜ-Systeme dienen vornehmlich dem Wirkleistungstransport, besitzen jedoch zusätzlich Anschluss an ein Weitbereichsmesssystem und sind somit in der Lage, die übertragene Wirkleistung und die an den Verknüpfungspunkten eingespeiste Blindleistung in Ab-

hängigkeit vom Störungsgeschehen anzupassen. Es ist erkennbar, dass die Modulation der Wirk- und der Blindleistung das Gesamtsystem nicht nur stabilisieren, sondern darüber hinaus die überregionale Leistungspendelung wirkungsvoll bedämpfen. Erwähnenswert ist hierbei, dass die Lage der zwei HGÜ-Systeme im Benchmark-Netz aufgrund der Erfordernisse des Wirkleistungstransportes ausgewählt wurde. Eine solche Lage ist nicht notwendigerweise optimal bezüglich des Dämpfungseinflusses.

Im Rahmen weiterer Untersuchungen wird das betrachtete Benchmark-Netz derzeit um ein überlagertes Gleichstromnetz erweitert, um Algorithmen für die Umrichterregelung im Netzbetrieb zu testen.



Zeitlicher Verlauf der normierten Wirkleistung auf der betrachteten Kuppelleitung

Bewertung und Auswahl von Weitbereichsmesssignalen für mehrere HGÜ- und FACTS-Regler

Assessment and Choice of Input Signals for Multiple HVDC and FACTS Wide-Area Damping Controllers

Yong Li, Sven Rüberg

Dieser Forschungsbeitrag präsentiert eine hybride Methode zur Bewertung und Auswahl geeigneter Eingangsgrößen für die Weitbereichsregler mehrerer HGÜ- und FACTS-Geräte in großen Verbundnetzen. Die vorgeschlagene Methode verringert nicht nur die Interaktion zwischen den Weitbereichsreglern, sondern verbessert auch ihren Dämpfungseinfluss. Aufgrund der Verringerung der unerwünschten Interaktion der Weitbereichsregler ist es möglich, jeden einzelnen Regler unabhängig von den anderen zu parametrieren. Anhand eines Benchmark-Netzes kann gezeigt und validiert werden, dass Weitbereichsregler, die die vorgeschlagenen Eingangsgrößen nutzen, überregionale Leistungspendelungen in unterschiedlichen Betriebsfällen (z. B. Leitungsfehler, Leitungsausfall oder Lastabwurf) effektiv dämpfen können.

This research presents a hybrid method to assess and select suitable control inputs for multiple HVDC and FACTS supplementary wide-area damping controllers (WADCs) of large-scale interconnected power systems. This method cannot only reduce the interaction among different WADCs but also provide good damping performance of multiple inter-area oscillations. Since the undesired interaction among multiple WADCs is significantly reduced by the proposed method, one can design each WADC independently without considering the coordination of controllers. This can reduce difficulties in the design of multiple WADCs. A detailed case study validates the proposed method and indicates that the multiple WADCs adopting the selected wide-area signals can effectively damp multiple inter-area oscillations during different operating scenarios (e.g., line fault, line outage, and load shedding).

Low-frequency oscillations (LFOs) have become an essential factor in endangering operating stability, reducing transmission capacity, and limiting the interconnectability of large-scale interconnected systems. In recent years, with more and more applications of wide-area measurement systems (WAMS), WAMS provides an attractive control strategy for LFOs damping. By introducing suitable wide-area signals transmitted by WAMS, the power system control devices (e.g., PSS, FACTS controllers, HVDC controllers, etc.) can be used to perform wide-area damping control (WADC) for overall stability enhancement of the interconnected system.

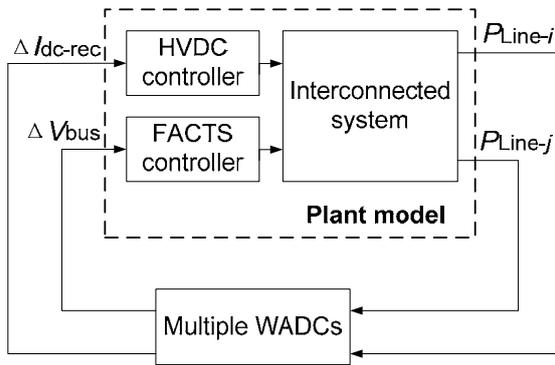
It should be noted that in WAMS, a large number of wide-area signals can be measured, and it is important to adopt an effective control input signal for WADC that contributes more observability and controllability than local control strategies. How to choose one optimal input signal from so many operating variables should be considered carefully, especially for multiple WADCs. Sometimes, even if each controller has selected the optimal control-input, the desired damping performance still cannot be obtained due to the interaction among multiple controllers. Therefore,

how to choose multiple input signals should also be considered for multiple WADCs to reduce or to eliminate controller interaction.

In this research, a hybrid method is proposed that finds suitable input signals for multiple WADCs associated to HVDC and FACTS devices. This method is also useful for the signal selection of other types of WADC, such as PSS-WADC. In this method, the residue analysis is used to preselect a set of input signal candidates from a large number of wide-area and local signals, and a relative gain array (RGA) method is used to select optimal input signals for multiple WADCs. The advantage of the hybrid method is to save time in signal selection process and reduce or even avoid controller interaction. Therefore, if the input signals are selected properly, we can independently design each WADC without considering controller coordination.

The figure on the top of the next page shows the basic structure of a power system with multiple WADCs. In this study, the power system is a typical multi-area interconnected system in which an HVDC link and a FACTS device are installed to improve transmission capacity and voltage stability. The multiple WADCs select system

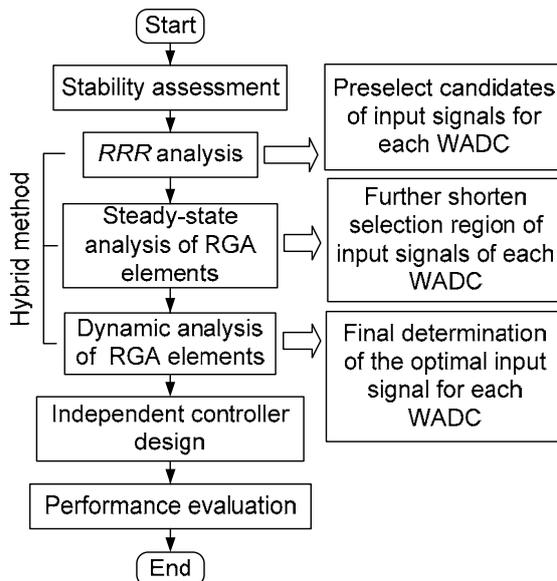
operating variables as the control inputs. Their control outputs are the supplementary control inputs of the HVDC and FACTS local controllers.



Power system with multiple WADCs

The below figure shows the basic steps of the proposed hybrid method:

- 1) *Assign damping task to each WADC and preselect input signal candidates for each WADC.* The residue analysis is employed to evaluate the damping ability of each WADC on dominant LFO modes. Further, the relative residue ratio (*RRR*) is proposed in this step. For each WADC, a signal is preselected as one of the candidates for this WADC if it has a high *RRR* value. This way, a set of signal candidates is selected for multiple WADCs.



Flowchart of the hybrid method proposed for signal selection of WADCs

- 2) *Calculation of RGA and selection of optimal control pairs.* The steady-state values of RGA are calculated to evaluate the interactive effects among different control loops. Further, the dynamic characteristic of RGA is analyzed by the frequency domain method to finally determine the optimal input signals for multiple WADCs.
- 3) *Controller designs of multiple WADCs.* The multiple WADCs adopt the suitable control signals determined in Step 1 and 2. The value of λ_{ij} is used to judge whether the multiple WADCs can be designed independently, which is the case if $0.8 \leq \lambda_{ij} \leq 1.2$. Otherwise, controller coordination should be carefully considered.

The 16-machine 5-area interconnected system has been used to validate the proposed hybrid method.

Detailed results can be found in the paper „Assessment and Choice of Input Signals for HVDC and FACTS Wide-Area Damping Controllers“, published in the IEEE Transactions on Power Systems (Vol. 27, No. 4). The research results indicate that if suitable input signals are selected for multiple WADCs, the proposed hybrid method can achieve effective performance of damping multiple LFOs. The results also indicate that although there is no additional robust design for multiple WADCs, the closed-loop system with WADCs still maintains robustness at different operating conditions, which also verifies the effectiveness of the proposed signal selection method.

Abschluss des ICOEUR Projektes zur Verbesserung von Überwachung, Regelung und Schutz von Übertragungsnetzen

Finalization of the ICOEUR Project to Improve Monitoring, Control and Protection of Transmission Grids

Ulf Häger, Kay Görner

Das EU-Projekt ICOEUR bestehend aus 20 Partnern aus Europa und Russland hat sich mit Themen aus dem Bereich Überwachung, Regelung und Schutz von Übertragungsnetzen beschäftigt. Das Projekt wurde im Mai 2012 beendet und der vorliegende Bericht fasst wichtige Ergebnisse des Projektes zusammen. Voraussichtlich wird im Jahr 2013 ein Buch mit allen Endergebnissen des ICOEUR Projektes herausgegeben.

The EU FP7 project ICOEUR, consisting of 20 partners from Europe and Russia, has worked on topics dealing with monitoring, control and protection of power transmission systems. The project was finalized in May 2012 and this report provides a summary about the most important results of the project. In the year 2013 a book will be published containing all final results of the ICOEUR project.

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU gefördert.

Aufgrund der zunehmenden Komplexität beim Betrieb von großen Energieübertragungsnetzen ist in Zukunft mit einer steigenden Wahrscheinlichkeit von großräumigen Stromausfällen zu rechnen. Aus diesem Grund werden neuartige Methoden für die Überwachung, Regelung und den Schutz von Übertragungsnetzen benötigt. Insbesondere für die Umsetzung möglicher zukünftiger Erweiterungen von Netzverbänden sind solche neuen Methoden von entscheidender Bedeutung.

Das EU-Projekt ICOEUR bestehend aus 20 Partnern aus Europa und Russland, koordiniert durch das ie³, hat sich seit 2009 mit den oben genannten Themen befasst. Im Mai 2012 wurde das Projekt beendet und die Endergebnisse der Öffentlichkeit im Rahmen eines Abschlussworkshops in Brüssel vorgestellt (siehe Bild unten). Im Folgenden werden die wichtigsten Projektergebnisse zusammengefasst.

Als gemeinsame Basis für alle Untersuchungen im Rahmen des ICOEUR Projektes wurde zunächst ein vereinfachtes dynamisches Übertragungsnetzmodell erstellt. Das auf öffentlichen Quellen basierende Modell ist auf 545 Knoten reduziert und berücksichtigt dabei die Übertragungsnetze der ENTSO-E CE und IPS/UPS Regionen. Dieses Modell ermöglicht unter anderem eine Abschätzung des zukünftigen Netzbedarfs, die Durchführung von Zeitbereichssimulationen, sowie die Durchführung von Stabilitätsuntersuchungen.

Dieses Netzmodell wurde unter anderem dazu verwendet um Konzepte zur Kopplung großer

benachbarter Netzverbände zu untersuchen. Die dabei untersuchten Konzepte waren eine rein synchrone Verbindung in Wechselstromtechnik, eine rein asynchrone Verbindung in Gleichstromtechnik und eine hybride Verbindung unter Verwendung beider Technologien. Es hat sich gezeigt, dass für die Systemsicherheit eine rein asynchrone Verbindung das beste Konzept darstellt. Durch die Entkopplung beider Netzbereiche kann mit dieser Technologie eine Ausbreitung von Großstörungen am besten verhindert werden, da kaskadenartige Schutzauslösungen keine Trennung beider Netzbereiche verursachen können.

Zur Verbesserung der Überwachung wurde die technische Anwendbarkeit der zeitsynchronisierten Messung erprobt. Es wurde eine Installation eines Weitbereichsmesssystems (WAMS) vorgenommen. Da Messungen in Unterstationen aus Sicherheitsgründen nicht möglich waren, wurden Spannungszeiger und Frequenz im Niederspannungsnetz gemessen. Das installierte WAMS wurde im Jahr 2009 in Betrieb genommen. Die wichtigsten Ergebnisse wurden bereits im Jahresbericht 2010 beschrieben. In einem weiteren Schritt wurden Algorithmen für eine verteilte und dynamische State Estimation untersucht. Hierzu wurden die Algorithmen implementiert. Anschließend wurden die Algorithmen sowohl am erstellten Übertragungsnetzmodell mit 545 Knoten erprobt als auch auf einem Modell, das detaillierte Informationen über die Übertragungsnetze der baltischen Länder und Weißrussland sowie deren Verbindungen nach Russland enthält.

Es konnte aufgezeigt werden, dass ein dezentraler Ansatz zur Überwachung von großen Netzen geeignet ist. Die vollständige Erfassung des Systemzustands kann durch eine gemeinsame Plattform koordiniert werden. Es genügt, wenn benachbarte Netzbetreiber die Messwerte von Grenzflüssen miteinander austauschen. Die zeit-synchronisierte Zeigermessung in jedem Teilnetz erhöht die Zuverlässigkeit der Zustandsschätzung, ist aber nicht zwingend notwendig. Alternativ kann ein Referenzwinkel aus der Leistungsmessung ermittelt werden.

Um in Zukunft einen stabileren Betrieb großer Netzverbände zu ermöglichen, wurde von den ICOEUR Projektpartnern ein Prototyp zur Erkennung überregionaler (inter-area) Netzschwingungen basierend auf der Modalanalyse entwickelt. Dieser Prototyp bietet die Möglichkeit netzstabilisierende Geräte zu berücksichtigen, insbesondere aus der Familie der Flexible AC Transmission Systems (FACTS) sowie Hochspannung-Gleichstromübertragung (HGÜ).

Ein weiteres Einsatzgebiet für FACTS und HGÜ ist die Regelung von Leistungsflüssen im vermaschten Übertragungsnetz, um eine gleichmäßigere Belastung und damit eine bessere Auslastung der einzelnen Übertragungsleitungen zu ermöglichen. Im Rahmen des ICOEUR Projektes wurde ein Koordinierungsverfahren für leistungsflussregelnde Betriebsmittel entwickelt, das es ermöglicht auf unvorhergesehene Störungssituationen zu reagieren, indem mögliche Überlasten autonom ausgeregelt werden. Dieses Koordinierungsverfahren basiert auf einem verteilten Ansatz der ausschließlich mit lokalen Daten auskommt und keine zentralen Informationen benötigt.

Um die Endergebnisse des ICOEUR Projektes in kompakter Weise zu verbreiten und langfristig verfügbar zu machen, wurde ein Buch verfasst, das alle Ergebnisse des Projektes beinhaltet. Dieses Buch wird voraussichtlich im Jahr 2013 beim Springer Verlag erscheinen.



ICOEUR Projektkonsortium beim Abschlussworkshop in Brüssel im Mai 2012

4.2 Mess- und Automatisierungssysteme

Embedded-PDC zur Regelung mit FACTS

Embedded-PDC for FACTS Control

Kay Görner, Yong Li

Flexible Drehstromübertragungssysteme Geräte (Englisch: Flexible AC Transmission Systems - FACTS) dienen zur effizienten und schnellen Regelung volatiler Leistungsflüsse. Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte erfassen komplexe Strom- und Spannungswerte. Für die Verarbeitung der Messwerte werden Datenkonzentratoren (Englisch: Phasor Data Concentrator-PDC) verwendet. Die Anforderung an PDCs sind insgesamt sehr hoch, da viele Funktionen für Kommunikation und Datenverarbeitung in Echtzeit ausgeführt werden müssen. In dieser Arbeit wurde ein Mikrokontroller für die eingebettete Datenverarbeitung als PDC in einer Weitbereichsregelung untersucht.

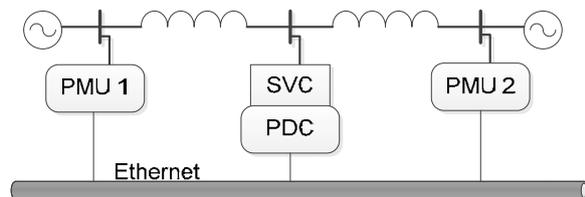
FACTS (flexible ac transmission systems) devices are beneficial for efficient and flexible control of dynamic load flows. Synchrophasors are obtained by time-synchronized measurement in Phasor Measurement Units (PMU). A reliable control implies fast measurement and data communication. For processing data, a Phasor Data Concentrator (PDC) is applied. We examined the performance of a low cost microcontroller for the application as a PDC with added functions for protection and control in Hardware-In-the-Loop (HIL) tests.

During the last years Wide Area Monitoring Systems (WAMS) based on time-synchronized measurement have been installed in many networks. Synchrophasors can improve the observability significantly. High accuracy, time stamping and high measurement intervals make it possible to monitor dynamic changes.

In addition to monitoring several control strategies based on wide area measurements have been reported in recent years. One application is the wide area damping control (WADC) for preventing low frequency oscillations of the interconnected systems. However, at present, the related researchs mainly stays the stage of theoretical investigation and simulation. To move forward the engineering application of WADC, it is important to establish an effective test platform to assess the performance of WADC from different perspectives.

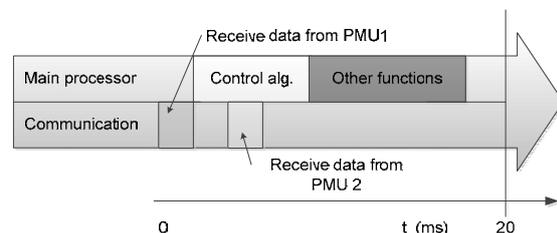
For the optimal design of a control, the whole system should be taken into account. It means that the equipment for measurement and communication must be considered besides to the power system model. In our environment we decided to implement the control algorithm on the PDC and place the PDC close to the FACTS device in order to reduce latency or the possibility of any kind of disturbances, see next figure.

The main functions of the PDC are as follows: 1) receive PMU data; 2) execute control algorithm; and 3) display values and status messages.



WAMS for wide area damping control

Parallel execution of these functions is enabled by a parallel processor architecture. Each unit can act as a slave or a master for multiple memory access. The unit for Ethernet based socket communication receives and stores independently data from the PMUs. Concurrently the main processor performs the control algorithm. The parallel processing for data receive and control algorithm is displayed in the next figure.



Parallel processing in Embedded PDC

The execution time for main functions is as follows: 1) control including data transfer, 0.354 ms; and 2) data receiving and storage, 0.077 ms.

Currently the Embedded PDC processes synchrophasor data from 2 sites. But we estimate that the microcontroller is able to receive and perform data from 16 PMUs.

Integrierte systematische Methode zur Identifikation von Inter-Area Schwingungen

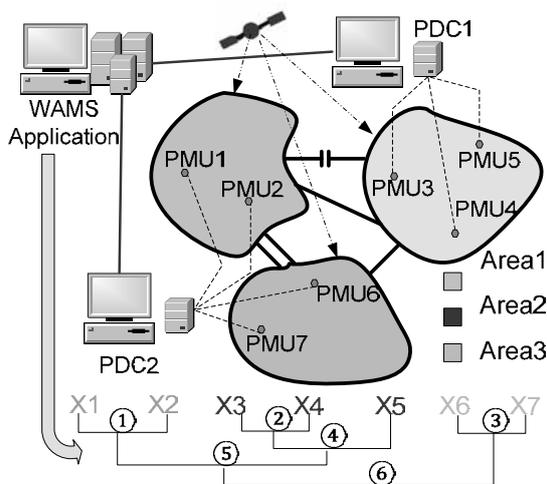
Integrated Systematic Method for Inter-area Oscillation Mode Identification

Dechang Yang

Es wird eine integrierte systematische Methode, die die nichtlineare Perspektive der verbesserten Hilbert Huang Transformation mit einer optimalen Energieverteilungsfunktionsanalyse durch orthogonale Matrixzerlegung vereint, zur Identifikation von Inter-Area Schwingungen vorgeschlagen. Die Methode basiert auf einem Weitbereichsmesssystem. Die Hilbert Huang Transformation und die komplexe orthogonale Matrixzerlegung werden parallel komplementär zueinander ausgeführt, so dass die Methode nahezu in Echtzeit angewendet werden kann.

An integrated systematic method, which combines the nonlinear perspective analysis-Improved Hilbert Huang Transform (IHHT) and optimal energy distribution analysis-Complex Orthogonal Decomposition (COD), is proposed to identify the inter-area oscillation mode based on the synchronized measured signals from Wide Area Measurement System (WAMS). The IHHT and COD work in a way of parallel and complementary manner. The near real-time application of proposed method is researched according to the instantaneous computation capability and recursive relationships of COD.

The interconnection of individual power systems increases the dynamic complexity of the system operation. Especially in the initial stage, the conflict between the big transfer capacity and weak interconnection can easily trigger the inter-area oscillation. In fact, inter-area oscillation has become one of the main bottlenecks to set up the smart transmission network. Therefore, Identification and extraction of oscillation mode accurately has great importance for stability analysis of power systems. On the other hand, the construction of Wide Area Measurement System (WAMS) provides a good opportunity to trace the dynamic characteristics of the power systems timely and synchronously. The inter-area oscillation modes and WAMS are displayed in figure below.



Inter-area oscillations and WAMS

Obviously, the ensemble measurement matrix can be built based on the multi synchronized signals. In the proposed method, two different

techniques named Improved Hilbert Huang Transform (HHT) and Complex Orthogonal Decomposition (COD) are utilized to analyze the inter-area oscillation mode from different aspects. For the IHHT, it is employed to calculate the time varying oscillatory parameters of single measured signal and explore the spatial distribution of the specific oscillation mode. The main steps of IHHT are introduced as follows:

- The single signal in measurement matrix is decomposed into Intrinsic Mode Functions (IMFs) by using improved Empirical Mode Decomposition (EMD), respectively.
- The oscillatory parameters, including the frequency, amplitude and damping, are calculated based on the Normalized Hilbert Transform.
- The relative phases among the IMFs are calculated by Relative Phase Calculation Algorithm (RPCA).
- Identify the nodes (generators) involved in the same oscillation modes according to the relative phase of the IMFs.
- For the inter-area oscillation mode, Approximate Mode Shape (AMS) is determined based on the oscillatory energy and relative phase relationships.
- The Node Contribution Factor (NCF) and nodes (generators) coherency of dominant oscillation mode are identified, respectively.

At the same time, the COD is performed on the complex ensemble measurement matrix to determine the optimal complex orthogonal mode according to the energy distribution in the wide area. The application of COD is described from the following aspects:

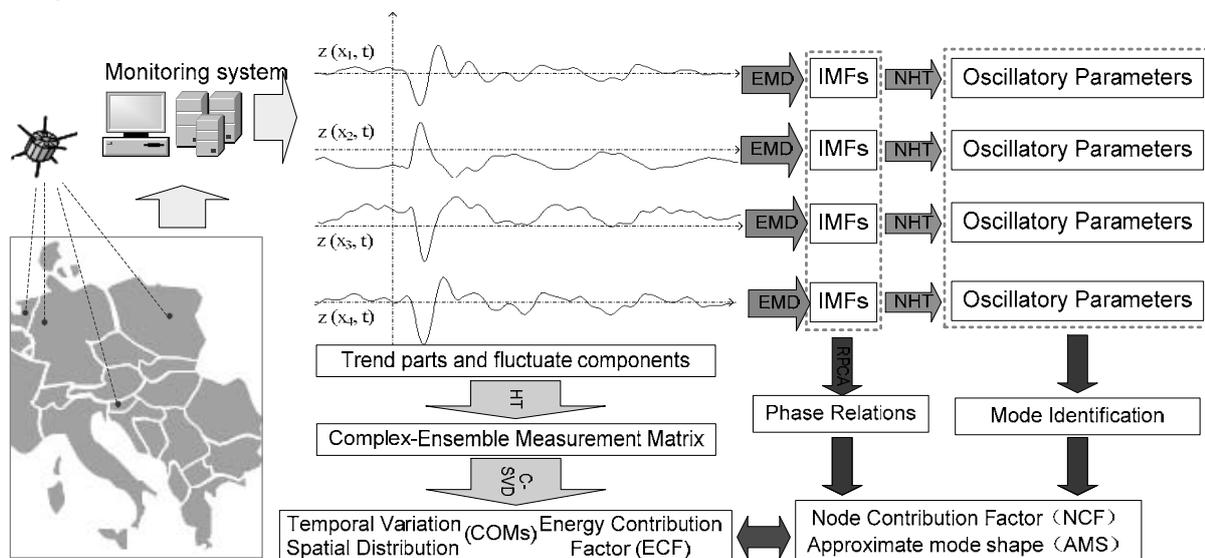
- Each variable in the ensemble measurement matrix is decomposed into trend and oscillatory part.
- The complex ensemble measurement matrix is built based on the oscillatory part and its imaginary form which determined by the Hilbert Transform.
- The Complex Orthogonal Modes (COMs) which indicate the optimal energy distribution are extracted by using the COD.
- The temporal dynamic characteristics and spatial energy distributions of COMs are calculated by exploring the propagating features of COMs.
- The Energy Contribution Factor (ECF) is employed to express of the energy contribution degree of the node (generator) to the specific COM.

From the analysis above, although IHHT and COD have the different theoretical foundations, they can be used to identify the inter-area oscillation mode from interconnected power system, respectively. In proposed method, IHHT and COD work in a way of parallel and complementary style and their results are checked each other. The schematic diagram of proposed method is shown in the next figure. In order to implement the near real-time application of the proposed method, the instantaneous computation ability of IHHT and the recursive relationships of complex ensemble measurement matrix are validated with the sliding time window. For the IHHT, the Local-EMD is utilized to replace the traditional EMD due to its strong detection ability. The essential of the Local-EMD is to add

an intermediate step in the sifting process of the EMD. This process can be completed by setting a weighting function $\beta(t)$. $\beta(t)$ equals to 1 when there is new complement in measured signal. Otherwise $\beta(t)$ equals to 0. In the sifting time window, the single measured signal is decomposed into local orthogonal IMFs. And then the instantaneous oscillatory parameters and relative phases of IMFs are determined by the NHT and RPCA.

For the COD, the signal segment and moving average algorithm is employed to identify the trend of the new measured signal. The new ensemble measurement matrix can be built based on the former data and oscillatory part of new measured data. Then, the relationships of covariance between the former complex ensemble measurement matrix and new complex ensemble measurement matrix can be deduced by the length of time window l and the size of time step Δl . After that, the COD is utilized to extract the COMs and their temporal variations as well as spatial distributions.

Actually, the optimal selection of l and Δl should consider two aspects: one is the ability to capture the localized information, the other is the computational effect. The computation accuracy of IHHT depends on the new measured data. Both the calculation speed of and accuracy of COD are controlled by the length of time window. Generally speaking, the optimal length of time window is $l=[4/f, 6/f]$ and step size is $\Delta l=[l/3, l/l]$. f is the priori frequency in former time window.



The schematic diagram of proposed method

Zeitsynchronisierte Messung transienter Vorgänge

Time-Synchronized Measurement of Transients

Kay Görner

Die zeitsynchronisierte Zeigermessung ist ein standardisiertes Messverfahren zur Erfassung elektromechanischer Ausgleichsvorgänge. Zur Verbesserung der Messgenauigkeit werden in diesem Projekt Algorithmen zur Zeigermessung während elektromagnetischer Vorgänge entwickelt. Die Signalanalyse basiert dabei auf signalbasierten Modellen sowie auf der Berechnung von Netzwerkgleichungen.

Time-synchronized Phasor measurement is a standard procedure for monitoring of electromagnetic transients. For improved accuracy, we developed algorithms for time synchronized measurement during electromagnetic transients. The signal processing is not only based on signal models but also on network calculations.

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

Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte messen mit hoher Präzision Phasenwinkel, Betrag und Frequenz während elektromechanischer Ausgleichsvorgänge. Die im Gegensatz zu herkömmlichen Messungen zusätzlich erfassten Winkelinformationen bietet eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Verbesserung der Modellierung und Beobachtung von Energieversorgungsnetzen. Für die zeitsynchronisierte Messung wird ein periodisches, stationäres Eingangssignal vorausgesetzt. Der Standard berücksichtigt darüber hinaus noch Sprungfunktionen sowie Amplituden- und Frequenzmodulierte Signale, welche sehr oft während elektromechanischer Ausgleichsvorgängen auftreten können. Zusätzlich treten jedoch sehr häufig durch Schaltvorgänge und Kurzschlüsse auch elektromagnetische Ausgleichsvorgänge (Transienten) auf. Die Vorgänge können den Messvorgang erheblich stören. Die Messergebnisse während eines elektromagnetischen Vorgangs müssen dann als ungültig markiert werden. Dies geschieht in dem ein Zeitraum nach einem Ereignis definiert wird während dem Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte nicht die für stationäre Signale geforderte Präzision erreichen. Dieser Zeitraum wird PMU-Response-Time genannt und dauert so lange bis die elektromagnetischen Transienten abgeklungen oder herausgefiltert sind, etwa 100 bis 200 ms.

Im Rahmen des DFG-Projektes „Methoden der Signalverarbeitung zum Entwurf eines zeitsynchronisierten Zeigermesssystems“ werden für eine präzise Messung während elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge adaptive Algorithmen untersucht. Der grundlegende Ansatz liegt hierbei in der genauen Detektion von Ereignissen,

um eine präzise Segmentation des Signals durchzuführen. Der Algorithmus basiert dabei auf einem Vergleich zwischen dem aktuellen Abtastwert und einem zugehörigen Erwartungswert. Bislang wird der Erwartungswert durch Modellierung des Signalraums ermittelt. Hierzu werden Signalparameter mit Kalman-Filter oder der Methode der kleinsten Quadrate geschätzt. Diese Methoden sind jedoch rein signalbasiert und besitzen den Nachteil, dass die stationäre Frequenz bekannt sein muss. Da diese sich jedoch wie der Phasenwinkel sprunghaft geändert hat, treten Fehler bei der Schätzung auf. Daher wird zusätzlich eine Frequenzschätzung mit Unterbaumethoden wie MULTiple Signal Classification (MUSIC) und Estimation of Signal Parameters via Rotational Invariance Techniques (ESPRIT) durchgeführt. Zusätzlich wird der Erwartungswert des Eingangssignals mit Hilfe gegebener Topologieinformation berechnet. Die analytische Lösung der Netzwerkgleichungen liefert ein Referenzsignal, aus dem die Erwartungswerte ermittelt werden können. Die Netzwerkgleichungen können aus der vollständigen Topologie oder aus einem reduzierten Netzmodell bestimmt werden. Dies ist möglich, wenn zeitsynchronisierte Messungen auch an den benachbarten Knoten durchgeführt werden. Die Redundanz verschiedener Messung ermöglicht eine weitere Schätzung zur Identifizierung von Modellgenauigkeiten.

Gegenwärtig wird der Algorithmus an verschiedenen Netzmodellen untersucht. Ausblickend wird untersucht, ob die zeitsynchronisierte Messung elektromagnetischer Transienten sowie die Modellierung der Netztopologie auch für Schutzsysteme verwendet werden kann.

Flexibler Netz- und Anlagenschutz für die Mittelspannung mit speicherprogrammierbaren Steuerungen

Flexible Power System Protection with Programmable Logic Controllers

Dipl.-Ing. Michael Kleemann

Mithilfe von speicherprogrammierbaren Steuerungen können Netzschutzfunktionen unabhängig von der Hardware und damit einfacher entwickelt und angepasst werden. Ein Prototyp beweist die technische Machbarkeit dieses Ansatzes.

Programmable logic controllers ease the development of power system protection functions, because hardware design can be omitted. A prototype proves the technical feasibility of this approach.

Dieses Vorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Betreiber von Netzen und Anlagen in der Mittelspannung müssen zunehmend aufwendigere Schutzgeräte einsetzen, um eine optimale Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Aktuelle Schutzgeräte sind jedoch mit Nachteilen behaftet: Sie sind Sonderanfertigungen und Schutzfunktionen (Software) lassen sich nur mit Spezialwissen über die Hardware weiterentwickeln. Deshalb sind sie teuer und schlecht anpassbar.

Die Unzulänglichkeiten des Stands der Technik können überwunden werden, indem Schutzfunktionen unabhängig von der Hardware auf einer handelsüblichen speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) umgesetzt werden. SPS sind für ein breites Anwendungsspektrum in der Industrie konzipiert und deshalb frei programmierbar. Sie galten bislang jedoch als für den Netzschutz ungeeignet.

Dass eine SPS als Schutzgerät für die Mittelspannung geeignet ist, beweist ein Prototyp (siehe Bild).

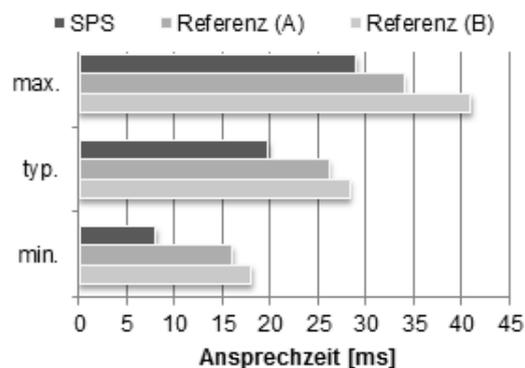


Prototyp eines SPS-basierten Schutzgeräts

Der Prototyp beinhaltet eine handelsübliche SPS, die für den Betrieb an Strom- und Spannungswandlern mit Normpegeln (1 A, 100 V) ertüchtigt worden ist. Auf der SPS sind die Schutzfunktionen Überstromzeitschutz, Spannungsüberwachung und Frequenzschutz imple-

mentiert worden. Der Anwender kann diese Funktionen über ein farbiges Touch-Display einstellen.

Tests nach Normen der EN 60255-100-Reihe beweisen, dass die Schutzfunktionen die Anforderungen in der Mittelspannung erfüllen. Bestimmte Eigenschaften, bspw. die Ansprechzeiten, sind sogar besser als die aktueller kommerzieller Referenzprodukte (siehe Bild).



Anspruchzeiten des Überstromzeitschutzes

Ein SPS-basierter Netz- und Anlagenschutz eignet sich vor allem für dezentrale Erzeugungsanlagen integrieren. Denn diese verfügen häufig bereits über eine SPS als Analogensteuerung, die um Schutzfunktionen erweitert werden kann. Dies ersetzt ein konventionelles Schutzgerät.

Somit ist ein SPS-basiertes Netzschutzgerät nicht nur technisch machbar, sondern auch einfacher umzusetzen und anzupassen als der Stand der Technik. Nachfolgende Arbeiten werden auf dieser Erkenntnis aufbauen, indem sie ein SPS-basiertes Schutz- und Leittechniksystem für eine Schaltanlage entwickeln.

Realisierung eines Distanzschutzes mit Methoden der Industrieautomatisierung

Realization of a Distance Protection Scheme with Methods for Industrial Automation

Björn Keune

Um Schutz- und Leittechniksysteme an die sich wandelnden Netzstrukturen möglichst kostengünstig anzupassen, wird in aktuellen Forschungsprojekten das Potential einer innovativen Systemarchitektur auf Basis von Standardgeräten aus der Industrieautomatisierung untersucht. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Distanzschutzalgorithmus entwickelt und auf einem SPS-basierenden Schutz- und Leittechniksystem implementiert, um die Leistungsfähigkeit des Systems nachzuweisen. Die Ergebnisse der Schutzfunktionsprüfung zeigen, dass die funktionalen Anforderungen erfüllt und somit der Stand der Technik erreicht werden.

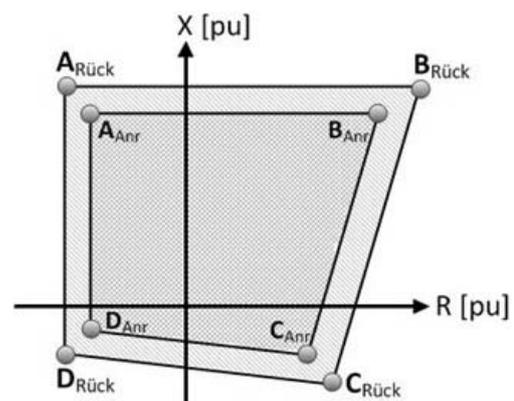
In order to make protection and control systems adapt to changing power structures as economically as possible, the potential use of an innovative system architecture based on standard devices for industrial automation is examined in current research projects. In this work a distance protection algorithm was developed and implemented on a PLC-based protection and process control system to demonstrate its performance. The results of the evaluation show that it meets the functional requirements and thereby the state of the art can be achieved.

Mit der Zunahme an dezentralen Energieerzeugungsanlagen werden Schutz- und Leittechniksysteme insbesondere in der Mittelspannung vor neuen technischen Herausforderungen gestellt. Denn ihre Integration verursacht fluktuierende Leistungsflüssen und variierenden KS-Leistungen. Dadurch lassen sich auftretende Fehler nicht länger mit konventionellen Schutzsystemen zuverlässig erkennen und klären. Unter Einsatz teurer Sonderanfertigungen lassen sich bewährte Schutzsysteme aus der Hochspannung auf die Mittelspannung übertragen. Eine effiziente und kostengünstige Alternative bieten Standardgeräte aus der Industrieautomatisierung, deren technisches und wirtschaftliches Potential für die Schutz- und Leittechnik in aktuellen Forschungsprojekten untersucht werden. Vorarbeiten an der TU Dortmund haben zum Konzept eines neuartigen Schutz- und Leittechniksystems mit SPS Technik geführt, das als Patent angemeldet wurde.

Das neue System verzichtet auf eine klassische Systemarchitektur mit Feldgeräten und basiert stattdessen auf einem Prozessbusnetzwerk, bei dem Prozesskoppler die Schnittstelle zwischen der Primärtechnik und der Schutz- und Leittechnik bilden. Voraussetzung ist dabei, dass das Prozessbusnetzwerk harte Echtzeitanforderungen erfüllt. Die Schutzfunktionen werden in einem zentralen Stationscontroller gebündelt. Die Verwendung von Standardgeräten bedeutet eine hohe Verfügbarkeit und somit geringere Investi-

tionskosten. Gleichzeitig ermöglichen SPS eine strikte Trennung von Schutzfunktion und Gerätetechnik, denn die Programmierung erfolgt nach dem Standard IEC61131-3. Eine Portierbarkeit entwickelter Schutzfunktionen ist somit ohne weiteres möglich.

Für den Distanzschutz wurde eine polygonale Unterimpedanzanregung mit äquidistanter Rückfallfläche implementiert (siehe Bild). Zusätzlich wurde eine Rauschunterdrückung der Anregung mit zeitverzögerter Auslösecharakteristik umgesetzt.



Auslösekennlinie für Distanzschutz mit SPS

Bei Betrachtung und Analyse der Prüfergebnisse wird deutlich, dass die Schutzfunktion eine maximale Ansprechzeit von unter 30ms bei Sprüngen der Erregungsgröße in die Ansprechfläche erreicht und somit die aktuelle VDN Richtlinien für digitale Schutzsysteme erfüllt.

Unterfrequenzschutz unter Verwendung von Smart-Metering-Systemen

Smart Metering System Application for Underfrequency Load Shedding

Alexander Worgull, Willi Horenkamp

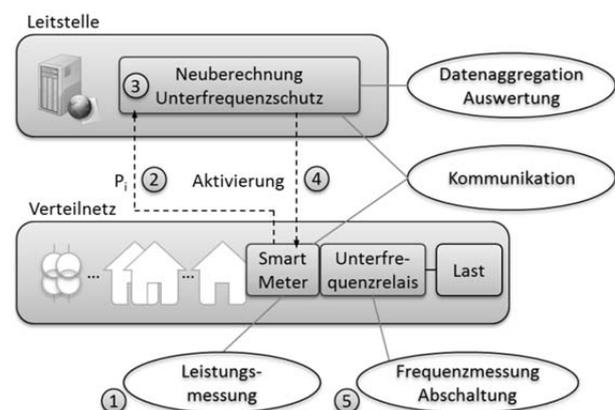
Ist auf Grund eines Unterfrequenzereignisses ein Lastabwurf erforderlich, werden einzelne Netzgebiete gezielt und mittels Frequenzrelais automatisch vom restlichen Netz getrennt. Neben den Verbrauchern werden auch dezentral einspeisende Verbraucher abgeschaltet und damit ggf. das Leistungsdefizit weiter erhöht. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde eine technische Lösung entwickelt, die durch Verwendung von Smart-Metering-Systemen einen zukunftsfähigen und selektiven Unterfrequenzschutz realisiert.

In case of underfrequency particular sub-systems are automatically disconnected from the transmission grid by frequency relays. In contrast to loads the disconnection of decentralized generators may result in a significant increase in power deficit. In this study a technical solution which applies existing smart metering systems is developed. This solution realizes a selective and sustainable underfrequency protection regarding distributed generation.

Das bestehende Konzept zum unterfrequenzabhängigen Lastabwurf wurde für eine Versorgungsstruktur entwickelt, welche durch eine zentrale Erzeugung und dezentralen Verbrauch geprägt war. Mit dem anhaltenden Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in den Verteilnetzen haben sich die Versorgungsaufgabe und die Umsetzung von Schutzkonzepten grundlegend geändert. Der Unterfrequenzschutz ist dahingehend weiterzuentwickeln, dass die automatische Trennung dezentraler Erzeugung vom Netz während eines Lastabwurfes verhindert wird. Diese Vorgehensweise erfordert zukünftig einen intensiveren Informationsaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreibern.

Vor diesem Hintergrund wurde ein selektives Konzept erarbeitet, welches langfristig einen systemkonformen Lastabwurf umsetzt. Das Konzept sieht eine regelmäßige Anpassung der Referenznetzlast durch eine möglichst dezentrale Leistungsmessung vor. Um eine verbesserte Wirksamkeit der automatischen Abschaltung bei Unterfrequenz zu erreichen, ist die Verringerung der Geräteeigenzeit und Schaltzeit auf insgesamt 100 ms von zentraler Bedeutung. Durch eine differenziertere Betrachtung von Einspeisung und Verbrauch wird im Vergleich zu den heute verbreiteten Verfahren eine höhere Selektivität erreicht. Demzufolge sollten die Unterfrequenzrelais in der Nähe der Verbraucher installiert werden, so dass sich die höchste Selektivität erreichen lässt. Eine wesentliche Anforderung für ein selektives frequenzabhängiges Lastabwurfkonzept ist die regelmäßige Übertragung von Leistungswerten aus dem Verteilnetz zur Berechnung der aktuellen Referenzlast. Für eine

anschließende Neuparametrierung des Lastabwurfes ist eine Kommunikation mit den Frequenzrelais zwingend erforderlich (siehe Bild).



Dezentrales, selektives Lastabwurfkonzept

Bei dem dezentralen Konzept entscheidet eine Logik innerhalb des Frequenzrelais über den Schaltbefehl für den Unterfrequenzschutz. Das Frequenzrelais stellt die erforderlichen Schnittstellen zwischen Leitstelle und Endgeräten (Abschalteinrichtung, Smart Meter) zur Verfügung und ist eine wesentliche Komponente des selektiven Lastabwurfkonzeptes. Von der Leitstelle wird dem Frequenzrelais regelmäßig eine Lastabwurfstufe zugewiesen. Die Netzfrequenz wird lokal gemessen und ausgewertet. Bei Unterschreitung des aktuell zugewiesenen Referenzwertes führt das Relais die automatische Abschaltung durch.

Für eine Realisierung eines selektiven frequenzabhängigen Lastabwurfes wurden diverse Konzepte untersucht. Um die vorhandenen Funktionen heutiger Smart-Metering-Systeme am sinnvollsten auszunutzen, wurde neben der Leis-

tungsmessung die Kommunikationsinfrastruktur von Smart Metern verwendet. Das Frequenzrelais führt die Frequenzmessung und Abschaltung durch und wird über das zugeordnete Smart Meter an die Leitstelle angebunden.

Bei der regelmäßigen Neuberechnung der Lastabwurfstufen innerhalb von Verteilnetzen müssen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

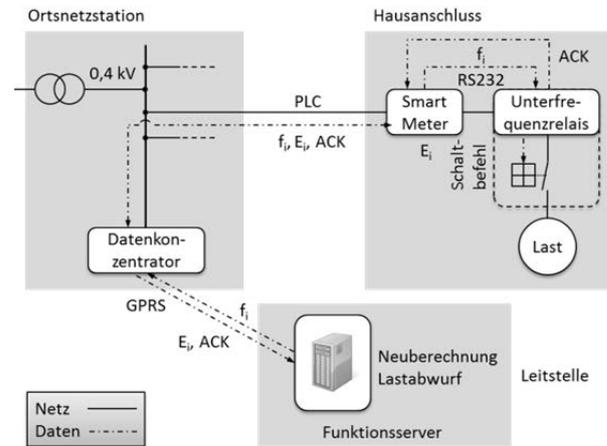
- dezentrale Leistungsmessung im Verteilnetz
- diskriminierungsfreie, mehrstufige Verteilung der abzuschaltenden Leistung auf die Auslösefrequenzen
- Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung durch Rückspeisung

Die mehrstufige Verteilung der abzuschaltenden Leistung und die Zuweisung zu den Abwurfpunkten sind diskriminierungsfrei vorzunehmen. Hierzu wurden verschiedene Verfahren entwickelt. Die lokale Häufung von dezentral einspeisenden Anlagen kann zu einer Umkehr der Leistungsflussrichtung und ggf. zu Betriebsmittelüberlastung im Verteilnetz führen. In diesem Fall muss eine Umverteilung der abzuwerfenden Lasten vorgenommen werden.

Gemäß den Anforderungen an einen dezentralen und selektiven frequenzabhängigen Lastabwurf wurde eine Testumgebung realisiert (siehe Bild). Den Kern bildet ein Smart-Metering-System innerhalb eines nachgebildeten Niederspannungsnetzes. Das neu entwickelte Unterfrequenzrelais ist über ein Smart Meter informationstechnisch an den Funktionsserver angebunden. Das Frequenzrelais ist mit den entsprechenden Schnittstellen ausgestattet und weist bei einer Reaktionszeit von maximal 100 ms eine Messgenauigkeit von < 50 mHz auf. Die robuste und schnelle Frequenzmessung basiert auf verschiedenen Messverfahren. Neben der Nulldurchgangserkennung wird ein FFT-basiertes Verfahren angewendet.

Die Kommunikation zwischen Smart Metern und dem Funktionsserver wird über das Mobilfunknetz in Verbindung mit einer Schmalband-Powerline Communication (PLC) durchgeführt.

Ein Datenkonzentrator in der Ortsnetzstation bildet das Gateway zwischen diesen Kommunikationsstrecken.



Technische Umsetzung

Der Ablauf gliedert sich in drei Schritte:

- 1) Übertragung der Wirkenergie zum Funktionsserver
- 2) Zuweisung der Hausanschlüsse zu einer der Lastabwurfstufen
- 3) Verifizierung: Simulation eines Frequenzbruchs und Test des Unterfrequenzrelais

Es wurde gezeigt, dass sich ein dezentrales Lastabwurfkonzept durch die Erweiterung verfügbarer Smart-Metering-Systeme um Zusatzkomponenten bereits heute in der Praxis umsetzen lässt. Die Anforderungen an die Kommunikation (Datenvolumen, Übertragungsgeschwindigkeit, Verfügbarkeit) sind gering, da die Abschaltung dezentral erfolgt.

Um eine selektive und wirksame Abschaltung von Verbrauchern im Unterfrequenzfall durchzuführen, sollten Frequenzrelais zukünftig möglichst dezentral positioniert werden. Die Anwendung in Ortsnetzstationen ist ein denkbarer erster Schritt, jedoch sind entsprechende Schaltstellen heute nicht verfügbar. Langfristig sollte eine vollständige Integration der erforderlichen Funktionalitäten in Smart-Metering-Systeme erfolgen. Durch die Nutzung einer zukünftig vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur lassen sich so Synergieeffekte erzielen.

Ein fernparametrierbares Frequenzrelais für einen selektiven Lastabwurf

A Remote-Parameterizable Frequency Relay for a Selective Load Shedding

Michael Kaliwoda

Derzeitige Frequenzrelais zum Lastabwurf bei Unterfrequenz werden in der Regel in der Mittelspannung installiert und trennen im Fehlerfall den gesamten unterliegenden Netzabschnitt. Aufgrund der zunehmenden dezentralen Einspeisung werden dadurch außer den Lasten auch Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt. Um zukünftig eine ausreichende Selektivität für einen wirksamen Unterfrequenzschutz zu gewährleisten, sind dezentrale Frequenzrelais notwendig, die aus der Ferne parametrierbar sein können.

Contemporary frequency relays used for load shedding are generally installed in medium voltage and disconnect the entire part of the underlying grid in case of failure. Due to the increasing decentralized feed-in lots of generators also get tripped. To ensure sufficient selectivity for an effective under-frequency protection in future, decentralized and cost-efficient frequency relays, which can be set remotely, are required.

Um die Selektivität des Unterfrequenzschutzes zu erhöhen, ist vor allem eine Dezentralisierung und damit eine Verlagerung der Abschalteneinrichtungen in die unteren Spannungsebenen notwendig. Die Parametrierung kann dann jedoch nicht mehr, wie bisher, manuell vor Ort erfolgen, sondern muss aufgrund der Vielzahl der Geräte aus der Ferne geschehen können.

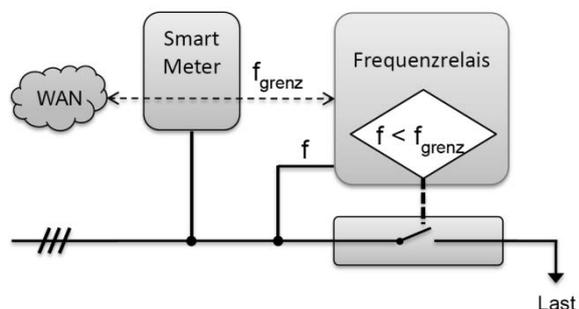
Die frequenzabhängige Stufung des Lastabwurfes muss zudem regelmäßig an die aktuellen Last- und Einspeiseverhältnisse angepasst werden, um die fluktuierenden Leistungen der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen und jederzeit eine möglichst gleichmäßige Aufteilung in eine bestimmte Anzahl von Lastabwurfstufen gemäß den Empfehlungen des ENTSO-E zu gewährleisten. Dazu werden die momentanen Leistungswerte aller abschaltbaren Lasten regelmäßig erfasst und zentral ausgewertet, um schließlich die dezentralen Frequenzrelais zu parametrieren. Der dafür notwendige Informationsaustausch erfordert Kommunikationswege. Im Niederspannungsnetz sind diese bisher nicht flächendeckend verfügbar. Zukünftige Smart-Metering-Systeme können dafür verwendet werden. Außerdem könnten sie momentane Leistungswerte bereitstellen. Die interne Frequenzmessung erfüllt bisher jedoch nicht die hohen Anforderungen für eine Schutzfunktion.

Die Anforderungen an ein dezentral wirkendes Frequenzrelais sind:

- Hohe Spezifität
- Geringe Ansprechzeit

- Parametrierbarkeit aus der Ferne
- Datenschutz und –sicherheit

Die Realisierung eines fernparametrierbaren Frequenzrelais erfolgte mithilfe eines Mikrocontrollers. Es ist modular aufgebaut und integriert die Messung der Netzfrequenz, Kommunikationsschnittstellen und ein Relais zum direkten Schalten von Lasten oder zur Ansteuerung eines Trennschalters. Eine Übersicht der Funktionen ist in der folgenden Abbildung gegeben.



Blockschaltbild des Aufbaus

Die Messung der Netzfrequenz erfolgt durch die Verwendung zweier voneinander unabhängiger Messverfahren, um die Störanfälligkeit zu minimieren. Neben parallel laufenden Periodendauermessungen wird ein FFT-basierendes Verfahren verwendet.

Die Anforderungen an ein dezentrales Frequenzrelais können auf diese Weise erfüllt werden. Langfristig ist eine Integration dieser Funktionen in Smart Meter empfehlenswert.

Stochastische Einsatzplanung dezentraler Energiespeicher unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen im Verteilnetz

Stochastic Coordination of Distributed Storage Devices with Regard to Operational Constraints

Sebastian Ruthe

Heutige Verteilnetze sind zunehmend geprägt von dezentraler volatiler Energieeinspeisung durch Erneuerbare Energien wie z.B. Photovoltaik (PV) und Windenergie. Da die Einspeisung zeitlich nicht immer mit der Last bzw. dem Verbraucherverhalten korreliert, werden Energiespeicher benötigt, die überschüssige Energie in lastschwachen Zeitperioden dem Versorgungsnetz entnehmen und diese bei Bedarf wieder ins Netz zurückspeisen. In diesem Projekt wurde ein skalierbares Verfahren zur stochastisch optimierten Einsatzplanung von Energiespeichern im Verteilnetz entwickelt.

The increasing penetration of decentralized distributed renewable energies leads to new challenges for modern distribution grids. The Institute ie3 develops in cooperation with E.ON and the department of computer science a new decentralized control scheme which coordinates distributed storage devices with regard to local grid constraints in order to increase the overall system stability.

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projektes "Intelligent Systems for Energy Storages", welches im Rahmen der E.ON Research Initiative 2007 von der E.ON AG gefördert wird.

In zukünftigen Szenarien, mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien wie Wind und PV an der Energieerzeugung, werden Energiespeicher benötigt um die fluktuierende Einspeisung von der Energienachfrage/ Last zeitlich voneinander zu entkoppeln. Energiespeicher können dabei in Form von realen Speichern wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Luftdruckspeicher, Batterien, Elektrofahrzeuge etc. oder als virtuelle Speicher in Form von verschiebbaren Lasten wie z.B. Weiße Ware auftreten.

Ein wesentliches Merkmal bei der Einspeisung erneuerbarer Energien aber auch bei der Verfügbarkeit von steuerbaren Lasten bzw. Elektrofahrzeugen ist, dass das genaue zeitliche Verhalten der jeweiligen Anlagen im Vorfeld nicht bestimmt werden kann sondern typischerweise nur in Form von Verteilungsfunktionen bekannt ist. Daher ist eine stochastische Einsatzplanung notwendig, die das Potential der vorhandenen Energiespeicher effizient einsetzt. Sowohl die individuellen Randbedingungen und teilweise konkurrierenden Zielfunktionen der einzelnen Anlagen als auch die Anlagenanzahl als solches führen dazu, dass der herkömmliche zentrale Ansatz des heutigen Energiemanagements aufgrund der Berechnungskomplexität des Problems nicht mehr praktikabel ist.

Innerhalb des Projektes wurde deshalb bewusst ein dezentraler Ansatz gewählt, indem das Optimierungsproblem in einzelne Teilprobleme zer-

legt wurde, die dann dezentral von den einzelnen Anlagen ohne Verwendung von globaler Information gelöst werden.

Zu diesem Zweck wurde das der Einsatzplanung inhärente Unit-Commitment-Problem als Marktproblem modelliert. Die steuerbaren Anlagen werden dabei durch Softwareprogramme (-agenten) repräsentiert die mit Hilfe von künstlicher Intelligenz einen Markträumungspreis für die aktuelle Versorgungskonfiguration zwischen allen Marktteilnehmern verhandeln. Zusätzlich erstellt jede Erneuerbarer-Energien-Anlage/ Haushalt auf Basis von historischen Daten sowie Wetterprognosen eine stochastische Tageseinspeise-/ Tageslastkurve, mit Hilfe derer jeder Energiespeicher eine individuelle Tagesenergiepreisprognose erstellt. Auf Grundlage der individuellen stochastischen Tagesenergiepreise erstellen die einzelnen Speicher ihren Einsatzplan.

Eine weitere wesentliche Randbedingung für die Koordinierung ist die maximale Übertragungskapazität der Verteilnetze. Da die meisten Verteilnetze historisch bedingt auf Basis relativ kleiner Gleichzeitigkeitsfaktoren ausgelegt wurden, führt eine nur auf der Energiebilanz basierende Koordination u. U. zu Betriebsmittelüberlastungen, insbesondere dann, wenn mehrere steuerbare Lasten an einem Strang eines Niederspannungsnetzes platziert sind. Diese Randbedingungen können von der Einsatzplanung indirekt mit berücksichtigt werden.

Probabilistisches Lastmanagement von Elektrofahrzeugen

Probabilistic Load Management of Electric Vehicles

Johannes Rolink

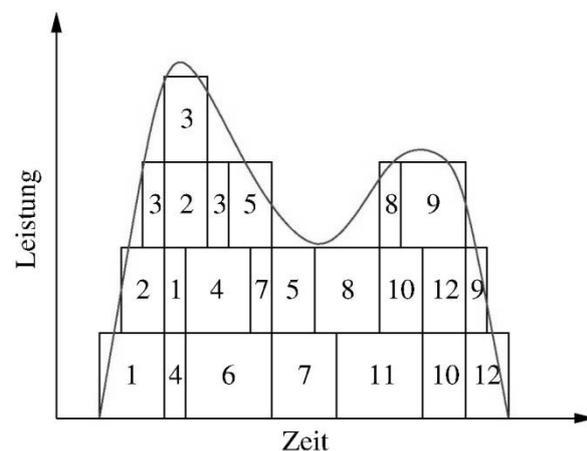
Um Elektrofahrzeuge effizient im Rahmen eines Lastmanagementsystems nutzen zu können, werden möglichst detaillierte Informationen über den bisherigen und zukünftigen Einsatz der Fahrzeuge benötigt. Basierend auf einem stochastischen Modell zur Beschreibung des Mobilitätsverhaltens der Elektrofahrzeuge wurde ein probabilistisches Lastmanagement entworfen. Hierdurch lassen sich Unsicherheiten bei der Koordination, die Auswirkungen auf die Mobilität der Fahrzeugnutzer sowie der Aufwand hinsichtlich der kommunikationstechnischen Anbindung der Fahrzeuge reduzieren.

In order to use electric vehicles efficiently in a load management system, detailed information about the recent and future mobility pattern is required. Based on a stochastic model which is able to describe the mobility behavior of electric vehicles, a probabilistic load management system was designed. Through this, uncertainties concerning the coordination, impacts on the vehicle users as well as the communication effort can be reduced.

Elektrofahrzeuge bieten diverse Möglichkeiten, an einem Lastmanagementsystem zu partizipieren. Beispielsweise lässt sich die Ladeleistung der Fahrzeuge in Abhängigkeit der gewünschten Zielsetzung variieren. Stehen dem Managementsystem ausreichend Fahrzeuge zur Verfügung, lässt sich der gleiche Effekt aber auch allein durch die zeitliche Verschiebung von Ladevorgängen erreichen. Hierzu müssen jedoch ausreichend Informationen über die Verfügbarkeit der Fahrzeuge vorliegen. Für ein solches Lastmanagement wird die Information benötigt, zu welchem Zeitpunkt ein Fahrzeug an einem bestimmten Ort steht, wie lange es dort verweilt und welchen Energiebedarf es bei der Ankunft mitbringt. Sind diese Informationen bekannt, lassen sich die Ladevorgänge gezielt verschieben, ohne dass es zu einer stärkeren Beeinflussung der Fahrzeugnutzer kommt.

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wurde ein Verfahren entworfen, mit dem sich die Ladevorgänge einer großen Anzahl an Elektrofahrzeugen koordinieren lassen. Zur Koordination der Fahrzeuge wird eine Steuerung verwendet. Die Grundidee des entwickelten Ansatzes beruht darauf, die Elektrofahrzeuge in Gruppen zu unterteilen. Durch die gezielte Verschiebung von Ladevorgängen werden aus dem Energiebedarf der einzelnen Fahrzeuggruppen Energiepakete gebildet. Diese lassen sich innerhalb gewisser Grenzen frei verschieben. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, den Leistungsbedarf der Elektrofahrzeuge an bestimmte Lastverläufe anzupassen. Das Vorgehen wird beispielhaft durch das nachfolgende Bild beschrieben. Hier wird ein Lastverlauf durch 12 energetisch gleich große

Energiepakete angenähert. Setzt sich ein Paket in dem Bild aus mehreren Teilflächen zusammen, sind diese einheitlich nummeriert.



Annäherung eines Lastverlaufes durch 12 Energiepakete

Die Bildung der Fahrzeuggruppen und Koordination der resultierenden Energiepakete basiert auf einem stochastischen Modell, welches das Mobilitätsverhalten der Fahrzeuge in ihrer Gesamtheit beschreibt. Das Modell liefert für ausgewählte Orte detaillierte Informationen hinsichtlich der Aufenthaltswahrscheinlichkeiten, der Aufenthaltsdauern und des Energiebedarfs der Fahrzeuge. Vor Inkrafttreten des Lastmanagement-Fahrplans wird jedem Fahrzeug der Bauplan der Energiepakete mitgeteilt. So lassen sich die Pakete von den Fahrzeugen eigenständig und ohne Kommunikation untereinander bilden. Der kommunikationstechnische Aufwand lässt sich dadurch reduzieren. Durch das entwickelte Verfahren lassen sich ferner detaillierte Informationen über das Lastverschiebungspotenzial von Elektrofahrzeugen ableiten.

Test- und Entwicklungsumgebung für die Elektromobilität

Testing and Development Environment Method for Electric Mobility

Willi Horenkamp, Christoph Aldejohann

Zur Untersuchung von Ladeeinrichtungen und Fahrzeugen wurde eine Test- und Entwicklungsumgebung aufgebaut, die das Niederspannungsnetz in verschiedenen Situationen nachbilden kann. Dazu können 4-Quadranten-Verstärker mit einem Stelltransformator und einer Kabelnachbildung zusammen verschaltet werden.

A test and development environment is set up for the investigation of charging stations and vehicles. It can emulate a low voltage network in different situations. The platform contains four-quadrant amplifier which can be connected to a variable transformer and a cable replication.

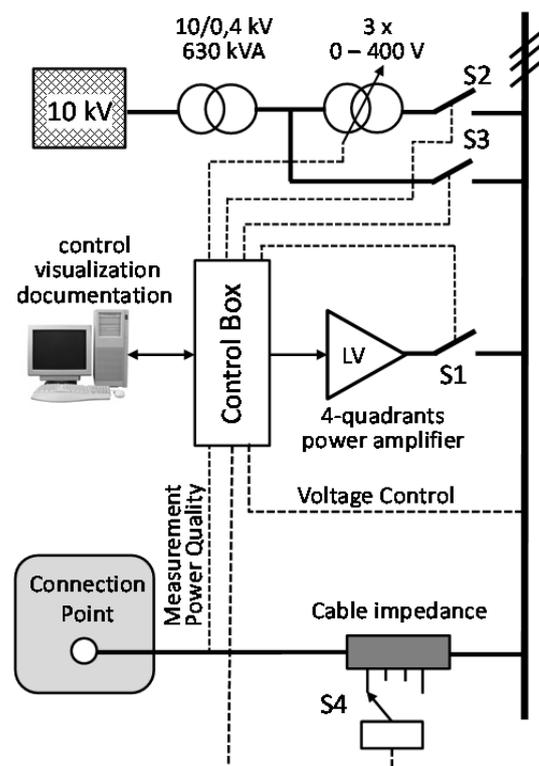
Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms (TIE-IN-Projekt) gefördert.

Die Test- und Entwicklungsumgebung ermöglicht, verschiedene Netzzustände nachzubilden, um das Verhalten der Ladestationen und Fahrzeuge während des Ladevorganges zu untersuchen. Eine wesentliche Anforderung ist die Bereitstellung eines entsprechenden Leistungsbeereiches, um die heute und zukünftigen AC- und DC-Ladestationen hinsichtlich ihres Verhaltens bei den unterschiedlichen Netzsituationen zu untersuchen. Für AC-Ladeeinrichtungen wird von einem Leistungsbereich bis zu 45 kW ausgegangen. Für DC-Ladestationen ist ein Leistungsbeereich bis zu einer AC-Anschlussleistung von ca. 100 kW in den nächsten Jahren auszugehen.

Es wurden unterschiedliche Konzepte für die Nachbildung eines Netzanschlusspunktes erarbeitet und gegenübergestellt. Die Abbildung zeigt die zum Teil realisierte elektrische Test- und Entwicklungsumgebung mit den verschiedenen Anschlussmöglichkeiten für die Nachbildung eines elektrischen Verknüpfungspunktes.

Entsprechend der Schalterstellungen (S1 bis S4) können unterschiedliche Netzgegebenheiten nachgebildet werden. Die 4-Quadranten-Leistungsverstärker ermöglichen die Nachbildung eines dreiphasigen elektrischen Anschlusspunktes. Werden höhere Leistungen benötigt, kann das Testobjekt direkt vom Transformator versorgt werden. Zusätzlich ist eine zuschaltbare variable Netzimpedanz vorhanden, welche ein Niederspannungskabel nachbildet.

Zur Nachbildung der unterschiedlichen Netzgegebenheiten, wie Harmonische und Spannungsdips, erfolgt die Ansteuerung der Leistungsverstärker über eine Echtzeithardwareplattform.



Blockschaltbild der Test- und Entwicklungsumgebung

Die Signalgenerierung übernimmt das integrierte FPGA. Es können mehrere Frequenzkomponenten in Echtzeit berechnet werden. Die Leistungsverstärker werden über 14 Bit D/A-Wandler angesteuert. Die zeitliche Abfolgensteuerung und Parameterübergabe erfolgt mit einem Echtzeitrechner.

Alle relevanten Messgrößen werden protokolliert und stehen für eine spätere Auswertung. Die Steuerung wird über eine Speicherprogrammierbare Steuerung vorgenommen. Diese ist mit der Echtzeithardware gekoppelt.

Alternatives Fehlerstromschutzkonzept für die Elektromobilität

Alternative Protection Method for Charging in Electric Mobility

Christoph Aldejohann, Willi Horenkamp

Ladegeräte in Elektrofahrzeugen können je nach Schaltungstopologie im Fehlerfall Gleichanteile im Fehlerstrom hervorrufen. In diesen Fällen sind Fehlerstromschutzeinrichtungen vom Typ B vorgeschrieben. Diese sind mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden. Es wurde daher ein alternatives Verfahren entwickelt, welches die gleichen Schutzziele wie eine Fehlerstromschutzeinrichtung vom Typ B aufweist.

Charging rectifier in Electric Vehicles can produce fault currents with DC-components. Protective devices are very expensive which can detect these fault currents. An alternative protection method is presented in this paper which also reduces the expense.

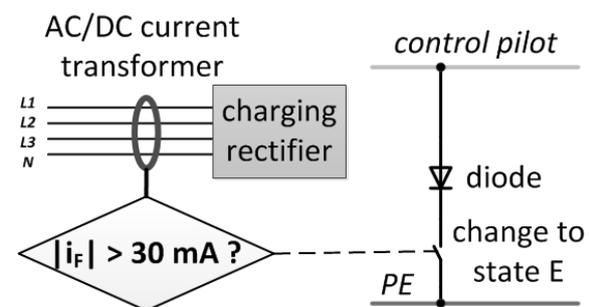
Dieses Forschungsvorhaben wurde im Auftrag der RWE Effizienz GmbH durchgeführt und die begleitende Forschung im Rahmen des Ziel-2-Programmes (TIE-IN-Projekt) von der Landesregierung Nordrhein-Westfalens gefördert.

Heute werden in der Regel in Ladeeinrichtungen FI-Schalter vom Typ A eingesetzt. Diese bieten einen zuverlässigen Personenschutz bei AC oder gepulsten Fehlerströmen. Bestimmte Ladegleichrichtertopologien können jedoch Gleichanteile im Fehlerstrom hervorrufen. Diese DC-Fehlerströme werden jedoch von Fehlerstromschutzeinrichtungen vom Typ A nicht erkannt. In diesen Fällen schreibt die Norm den Einsatz von Fehlerstromschutzeinrichtungen vom Typ B oder B+ vor. Diese Fehlerstromschutzeinrichtungen erkennen einen Gleichanteil im Fehlerstrom und schalten die Ladesteckdose frei. Bei einem flächendeckenden Einsatz von AC-Ladepunkten sind diese Fehlerstromschutzeinrichtungen ein erheblicher Kostenfaktor. Da es sich hier um eine Personenschutzeinrichtung handelt, ist Zuverlässigkeit von großer Bedeutung.

Es wurde ein alternatives Verfahren entwickelt, welches an die besonderen Anforderungen im Automotivebereich angepasst wurde. Die Fehlererkennung erfolgt über einen allstromsensitiven Summenstromwandler (siehe Abbildung), der im Fahrzeug integriert wird. Das bereits in der Ladesäule vorhandene Schütz wird zur Fehlerabschaltung genutzt. Zur Übermittlung des Fehlerzustandes wird der Pilotleiter zwischen Ladepunkt und Fahrzeug verwendet. Der Pilotleiter dient zur Steuerung des Ladevorgangs und übernimmt zudem Schutzfunktionen. Die Informationsübertragung erfolgt über ein PWM-Signal, dessen High-Pegel den Ladezustand wiedergibt. Im Falle einer Fehlererkennung wird der Pilotleiter auf der Fahrzeugseite in einen Fehlerzustand versetzt, der von der Ladeeinrichtung erkannt wird. Über das Schütz wird darauf-

hin die Ladesteckdose des Ladepunktes freigeschaltet.

Der Fehlerstrom wird über einen Komparator mit der vorgegebenen Schwelle verglichen und führt im Fehlerfall einen Zustandswechsel auf dem Pilotleiter durch. Im Fehlerfall wird eine dauerhafte Abschaltung gewährleistet. Zudem ist das System eigensicher aufgebaut, so dass ein Ausfall der Versorgungsspannung zu einer automatischen Abschaltung führt.



Verschaltungsschema im Fahrzeug

Die alternative Fehlerschutzmethode hat sich als funktionstüchtig erwiesen und bietet einen vergleichbaren Schutz wie ein Fehlerstromschutzschalter vom Typ B. Das Verfahren ist nach dem derzeitigen Stand jedoch nicht normkonform. U.a. sind dazu standardisierte Abschaltzeiten der Ladeschütze erforderlich. Zusätzlich bietet die entwickelte Schutzschaltung den Vorteil, dass im Gegensatz zum konventionellen Fehlerstromschutzschalter das Rücksetzen im Fehlerfall automatisch erfolgt. Eine manuelle Rücksetzung, wie bei einem Fehlerstromschutzschalter, ist somit nicht erforderlich. Eingesetzt werden kann das entwickelte Verfahren für die Ladebetriebsarten 2 und 3 nach der IEC 61851-1.

Elektroautoladestation mit integriertem Energiespeicher hoher Kapazität

EV Charging Station with Large Capacity Energy Storage

Jiazhu Xu, Andreas Kubis

Um den steigenden Bedarf an Elektroautoladestationen in China zu befriedigen und um den Auswirkungen des steigenden Ausbaus erneuerbarer Energiequellen auf die Systemstabilität entgegenzuwirken wird eine Elektroautoladestation mit integriertem Energiespeicher hoher Kapazität vorgeschlagen. Die Hauptfunktionen der kombinierten Ladestation sowie ein Pilotprojekt werden vorgestellt.

For satisfying the demand of Electric Vehicle (EV) charging stations and to cope with the impacts of distributed renewable energy infeed, an integrated power station which combines EV charging with the provision of large capacity power energy storage is proposed. The operational main functions are introduced and the concept for establishing a testing prototype is proposed.

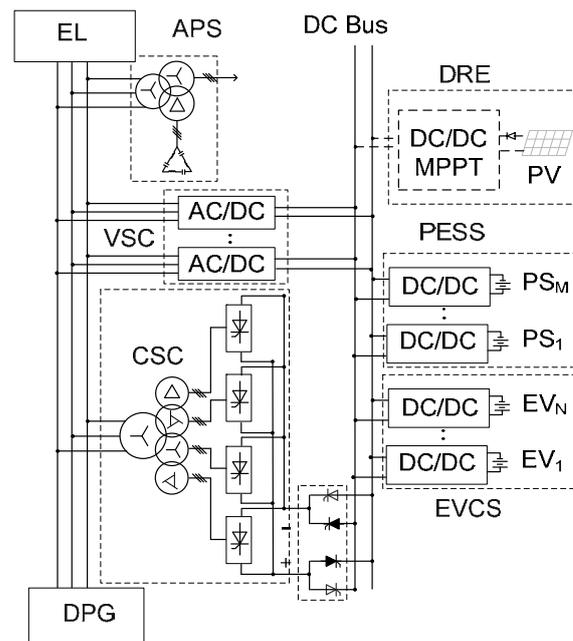
The work is supported by the S & T Department of Hunan Province under 2011GK3125 in China

The desire for environmental protection and resource conservation provoke the Chinese government to enhance their engagement in the roll-out of electric vehicles (EV). It is decided to install at least 2000 EV charging stations in 20 large and medium sized cities of China. The installations need to be planned carefully, because if all charging stations would work randomly, they might have a large impact on the power grid due to harmonics and might cause instability. Furthermore, renewable energy sources (RES) like wind and solar energy are developing fast in China. RES have a fluctuating nature what will also impact power grid stability. According to these challenges, it is necessary to research on approaches for advanced primary and secondary power control. Possible solutions could be the usage of power storages like batteries or pump storages or even the EVs themselves. This may lead to the following question: Why not combining both approaches?

Following, a scheme combining EV charging and large scale energy storage is proposed. The next figure shows the structure of the integrated power station. The architecture includes the following main parts: medium voltage distribution power grid (DPG), EV charging system (EVCS), power energy storage system (PESS), auxiliary power system (APS) and external load (EL). The power flow is bidirectional through multiple Voltage Source Converters (VSC) and one large capacity Current Source Converter (CSC) between DPG and all loads. The scheme allows an direct connection of RES to the DC Bus. Furthermore, the CSC can be used as converter and as inverter. When CSC works as converter, the solid thyris-

tors are triggered. In the other case, the transparent thyristors are triggered.

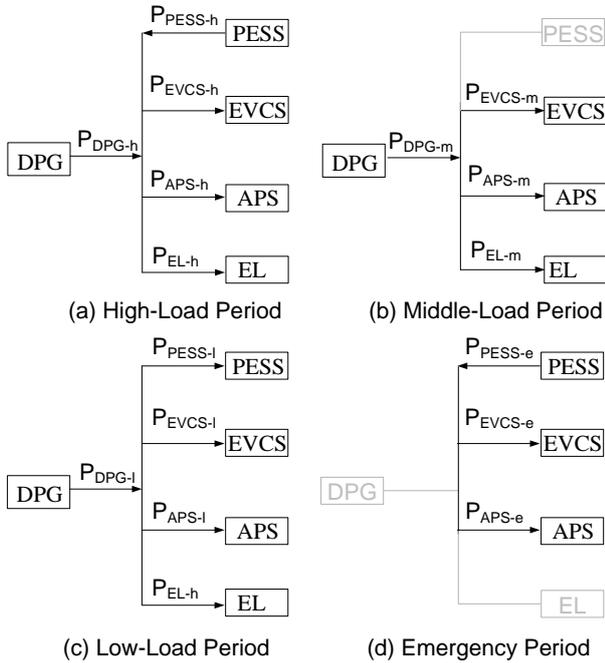
The daily load curve can be characterized in periods. For Example: high-load period, middle-load period, low-load period. Furthermore an emergency period is possible.



The Integrated Power Station Architecture

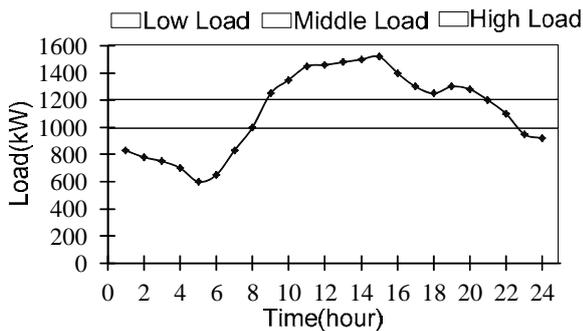
If the DPG is in high-load period, all loads are supplied by the DPG and the PESS, shown in the next figure (a). In case that the DPG is in middle-load period, the PESS would disconnect the DC bus, what will change the power flow as shown in in the next figure (b). When DPG is in low-load period, the PESS is charging and works as the load of DPG (see in the next figure (c)). When DPG is in emergency mode, it cannot supply power normally. In this case, the PESS can supply electric power for EV batteries and

APS to keep the charging service and support SCADA and lighting in the station in operation (see in the next figure (d)).



Overview of Elementary Operation Modes

In the proposed scheme, when some EV batteries are no longer competent for EV power units, they can be used as power energy storage units. This idea is obtained a wide range of consensus, which is beneficial to the graded use of batteries and can decrease the follow-up investment costs of the integrated station.



The Typical Daily Load Curve

The above figure shows the typical daily load curve of several aggregated loads. According to the figure, the gap between peak load and low load is near to 800kW, which is inevitable to raise the pressure of capacity expansion. In order to shave the load peak of the overall transmission system, our approach is to regulate the peak load of every medium and large sized customer to a constant value with thresholds. This

constant load is depicted as Middle Load in the above figure. So, the PESS is charging in low-load operation and recharging in high-load period in order to establish a stable constant load.

To reach this goal, we plan to establish a testing prototype of the integrated power station in our college based on our Back-to-Back DC transmission testing platform. The testing platform is equipped with converter and inverter (including transformers) which can be used on both sides with a 24-pulse CSC with a total converter capacity of 200 kW. In order to guarantee compliance with the local AC grid, the CSC is equipped with appropriate harmonic filters and reactive power compensation modules. It is planned to install a photovoltaic (PV) system at the roof of the college building, which will be connected to the DC bus by DC/DC converter performing maximum power point tracking (MPPT). Furthermore, all loads of the college, for example air condition, light, computers, induction motors etc., will be connected as external load to the testing scheme. So, the target of this experiment is to show that it is possible to use the proposed design scheme for consuming constant active power from the AC grid.

It is necessary to build a demonstration project or a testing prototype before the integrated power station can be widely used. In this pilot project, we will analyze the characteristics of the system due to power quality and its compatibility to the AC grid. Furthermore, we will show the high performance of the system including high efficiency and its valuable contribution for load shifting and maintaining power system stability. The pilot project is in concept phase where a lot of initial problems need to be solved first. For example, it is necessary to determine the optimal capacity of the PESS and the PV system, to verify optimal VSC and CSC utilization techniques and control strategies, as well as to find optimal charging strategies in order to utilize the maximum lifetime of the batteries. Furthermore, power quality analysis is necessary.

The proposed EV charging station with large capacity energy storage had been applied for the patent in China. We are applying for an international demonstration project of the proposed scheme.

Testumgebung für Schnellladeeinrichtungen

Physical Test Equipment for fast Charging Stations

Willi Horenkamp, Sebastian Ruthe

Um die Funktionalität von ultra-schnellen Gleichstromladestationen (DC-Ladestationen) zu testen wurde eine transportable Testeinrichtung entwickelt. Es kann sowohl die Informationsübertragung (CHAdeMO) als auch die Leistungsaufnahme emuliert und überprüft werden. Die Testeinrichtung wurde in einem kompakten transportablen Aufbau realisiert.

In order to test and validate the functionality of ultra-fast DC-charging stations we developed a portable test device that is able to emulate the communication interface as defined in CHAdeMO and power consumption of an electric vehicle.

Dieses Entwicklungsvorhaben wurde im Auftrag der RWE Effizienz GmbH durchgeführt und die begleitende Forschung für die Ladestationsanbindung von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms gefördert (TIE-IN-Projekt).

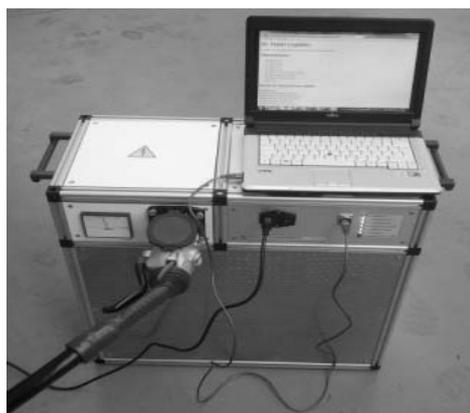
Für die Ladung der Batterien von Elektrofahrzeugen werden derzeit neben der Ladung mit Wechselstrom auch Gleichstromladestationen (DC-Ladestation) entwickelt und in Feldtests erprobt. Die Leistungselektronik für das Lademanagement der Batterien befindet sich in der stationären DC-Ladestation. Dies erfordert, dass vor und während des Ladevorganges Informationen unter Echtzeitbedingungen ausgetauscht werden müssen.

Derzeit werden verschiedene DC-Ladeeinrichtungen entwickelt, welche nach dem CHAdeMO-Standard oder dem zukünftigen Standard (Combined AC/DC Charging System Type 2) arbeiten. Im Hinblick auf die elektrischen Eigenschaften besteht der wesentliche Unterschied im verwendeten Stecksystem und dem Übertragungsprotokoll zwischen der Ladestation und dem Fahrzeug. Bei CHAdeMO wird neben einer Hardwarekommunikation ein CAN-Bus (Controller Area Network) eingesetzt. Dem gegenüber wird beim Combined AC/DC Charging System Type 2 eine IP basierte Powerline Kommunikation (PLC) eingesetzt. Derzeit wird von den meisten Herstellern von Elektrofahrzeugen mit einem DC-Anschluss das CHAdeMO-Protokoll eingesetzt.

Um die elektrischen und kommunikationstechnischen Aspekte für DC-Ladestationen, die nach dem CHAdeMO Standard arbeiten, zu testen wurde eine transportable Testeinrichtung entwickelt. Diese ermöglicht bis zu einer Ladeleistung von ca. 5 kW, kurzzeitig bis 10 kW, auch ohne ein Elektroauto einen Funktionstest vor Ort an DC-Ladestationen durchzuführen. Parallel dazu

wurde auch die DC-Ladestation kommunikationstechnisch im Rahmen des TIE-IN-Projektes realisiert.

Die Testeinrichtung ermöglicht, neben dem eigentlichen Ladevorgang die Vorgabe von Ladeparametern. Dazu zählen neben der Ladeleistung die Dauer des Ladevorgangs, die Batterie-Endspannung sowie der unmittelbar einzustellende Ladestrom. Des Weiteren sind in der Software exemplarisch unterschiedliche Ladekurven hinterlegt, die während des Ladevorgangs durch die Testeinrichtung abgefahren werden können. Die während des Programmablaufs auftretenden Ereignisse wie Protokollzustandswechsel, ein- und ausgehende Nachrichten etc. werden in einer XML-Datei protokolliert.



Mobile Testeinrichtung für DC-Ladestationen

Die entwickelten Hard- und Softwarekomponenten können im Weiteren auch für Fahrzeuge genutzt werden, welche keine CHAdeMO-Applikation im Fahrzeug implementiert haben. Im Zusammenhang mit den Untersuchungen der Netzanschlusskapazität wird diese Testeinrichtung in ein Elektrofahrzeug integriert.

4.3 Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

Realisierung einer leistungselektronischen Entwicklungsumgebung

Development Platform for Power Electronics

Johanna Myrzik, Kai Asmacher

Leistungselektronik ist die Schlüsseltechnologie für zukünftige hocheffiziente Elektroautos, zur netzfreundlichen Integration regenerativer Energiequellen, zur Verbesserung der Netzstabilität, des Lastflussmanagements und der Qualität des Netzes, wie auch für die Entwicklung hocheffizienter Geräte und Applikationen für den Endverbraucher. Die in der Abteilung für Energieeffizienz und regenerativer Energiequellen realisierte leistungselektronische Entwicklungsumgebung ermöglicht eine schnelle soft- und hardware-technische Realisierung verschiedenster leistungselektronischer Lösungen.

Power electronics is the key technology for high efficient E-mobility, for grid conform integration of RES, for improvements in grid stability, load flow management and Power Quality as well as for the development of high efficient devices and applications. In the department of Energy Efficiency and RES of the ie³ a development platform for power electronics is realized in order to develop power electronic solutions on an efficient way.

Die Realisierung der Entwicklungsumgebung wurde durch Eigenmittel und durch Fördermittel des TIE-IN Projektes ermöglicht.

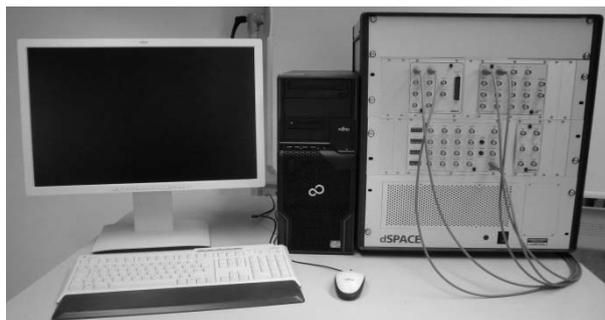
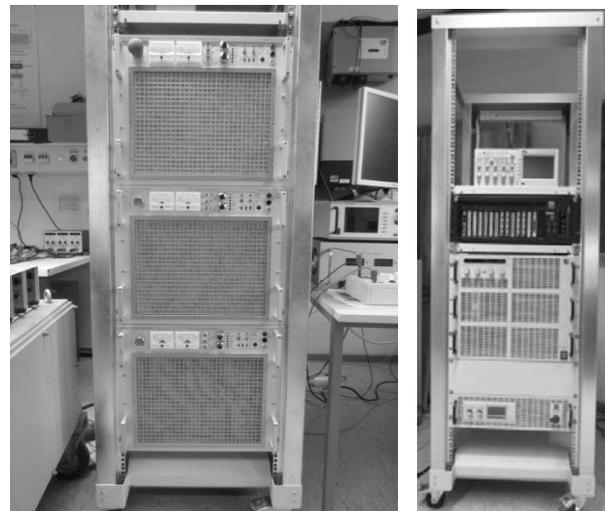
Überall da, wo verschiedene Energieformen in elektrische Energie gewandelt, elektrische Energie bedarfsgerecht geregelt, verschiedene elektrische Systeme sicher mit einander gekoppelt werden oder elektrische Energie effizient in die gewünschte Nutzenergie gewandelt werden soll, bietet die Leistungselektronik effiziente und innovative Lösungen an. Sie ist die Schlüsseltechnologie zur Realisierung intelligenter Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil an regenerativen Energiequellen, wie auch der Schlüssel zu mehr Energieeffizienz in der Versorgung und Anwendung. Entsprechend einer Studie des European Centre for Power Electronics können ca. 27% elektrischer Energie zur Anwendung neuer Technologien eingespart werden. Die Hälfte dieses Einsparpotentials entfällt auf den Einsatz von Leistungselektronik. Dabei wird von der Leistungselektronik das gesamte Leistungsspektrum zwischen Milli- und Mega-Watt abgedeckt.

Um den breiten Anwendungsgebieten Rechnung zu tragen, müssen moderne leistungselektronische Labors derart ausgestattet sein, dass sowohl für schaltungstopologische, wie auch für steuerungs- und regelungstechnische Problemstellungen flexibel Lösungen entwickelt werden können.

Damit flexible Steuerungs- und Regelalgorithmen realisiert werden können, verfügt das Labor über ein leistungsstarkes dSpace System und über verschiedene Digital Signal Controller Systeme. Ein 15kW Linearverstärker ermöglicht

die Nachbildung von Netzen, auch unter den verschiedenen Power Quality Aspekten.

Des Weiteren verfügt das Labor über programmierbare Gleichstromquellen und -senken zur Nachbildung regenerativer Energiequellen und Batterien, wie auch verschiedenster Belastungen u.a. zur Nachbildung von Antrieben.



Leistungselektronische Entwicklungsebene

Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen

Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future

Anna Sophia Koch

Netrückwirkungen in Form von Oberschwingungen stellen zunehmend ein Problem in elektrischen Energieversorgungsnetzen dar. Sie werden vor allem von Verbrauchern und Erzeugern mit leistungselektronischen Schnittstellen verursacht und führen sowohl an Netzbetriebsmitteln als auch an angeschlossenen Geräten beim Kunden zu Überbeanspruchungen, Fehlfunktionen und Minderungen von Wirkungsgraden. Auf Grund des erwarteten zunehmenden Einsatzes von Oberschwingungserzeugenden Geräten, werden in einer umfassenden Studie die Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen analysiert.

Distorted currents and voltages are an increasing problem in electrical power networks. Primarily, they are caused by loads and decentralized supply units which are connected by power electronic interfaces. The harmonic currents and voltages lead to electrical overstresses, malfunctions and reduced efficiency in grid equipments and consumer devices. Because of an expected increasing use of harmonic producing devices, the harmonic content in electrical infrastructures of the future is analyzed by an extensive study.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Auftrag der RWE AG durchgeführt.

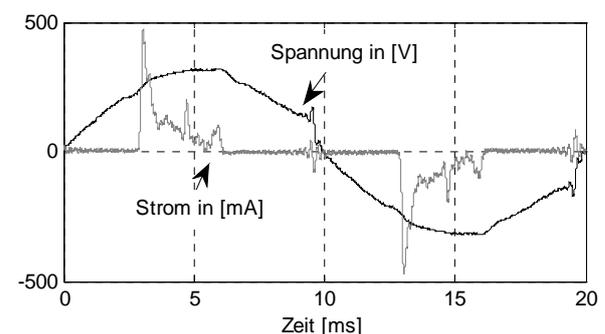
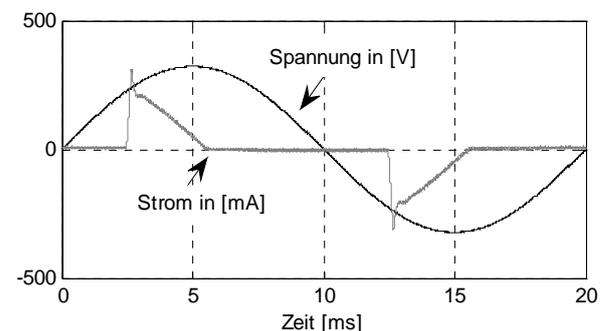
Das Ziel der Studie ist es, die Oberschwingungsproblematik detailliert zu analysieren und die zu erwartenden Belastungen abzuschätzen. Aufgrund der vielschichtigen Wechselwirkung von harmonischen Strömen und Spannungen im elektrischen Netz, werden verschiedene Oberschwingungserzeuger zunächst unter Laborbedingungen hinsichtlich ihres harmonischen Verhaltens untersucht. Folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Auswirkungen einer starken, aber zulässigen Spannungsverzerrung auf die Stromform einer Energiesparlampe.

Dabei wird deutlich, dass Harmonische der Netzspannung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Ausprägung von Oberschwingungsströmen haben. Im Allgemeinen wird bei der Modellbildung Oberschwingungserzeugender Geräte dieser Zusammenhang aber nicht berücksichtigt. Daher werden neue Modellsätze berechnet und evaluiert, die auf Basis von Messdaten das harmonische Verhalten unter Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit im Frequenzbereich nachbilden.

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

Parallel zu den Laboruntersuchungen werden Feldmessungen im Nieder- und Mittelspan-

nungsnetz an ausgewählten Netzknoten durchgeführt. Besonders Netzbereiche mit dezentraler Einspeisung (Wind oder Photovoltaik) werden dabei betrachtet.



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

Auf Basis der Messergebnisse im Netz und im Labor werden Simulationsmodelle entwickelt, die weitere Untersuchungen hinsichtlich der Ausbreitung und Wechselwirkung von Harmonischen ermöglichen.

Agentenbasiertes Management eines virtuellen elektrischen Energiespeichers in zukünftigen Verteilungsnetzstrukturen

Agent Based Management of a Virtual Electrical Energy Storage Device in Future Distribution Network Structures

Dennis Unger

Der Integration dezentraler Energieumwandlungsanlagen kommt auf Grund von nationalen und internationalen Klimaschutzzielen in Zukunft eine immer größere Bedeutung zu. Durch die volatile Einspeisung von erneuerbaren Energien ergibt sich das Problem des Ausgleichs zwischen der Energieeinspeisung und dem Energiebedarf. In diesem Zusammenhang ist die Verwendung von elektrischen Energiespeichern unerlässlich, um eine nachhaltige Energieversorgung gewährleisten zu können. Mit dem Konzept des Virtuellen Energiespeichers kann der Einsatz dieser Anlagen effizient koordiniert werden.

The integration of distributed energy resources will become more and more important, because of national as well as international climate goals. The volatile feed-in of renewable energy resources causes the problem of ensuring the balance between energy supply and energy demand. In this context, the integration of energy storage devices is an essential necessity to guarantee a reliable energy supply in the future. By the concept of Virtual Energy Storages, the operation of these devices can be coordinated efficiently.

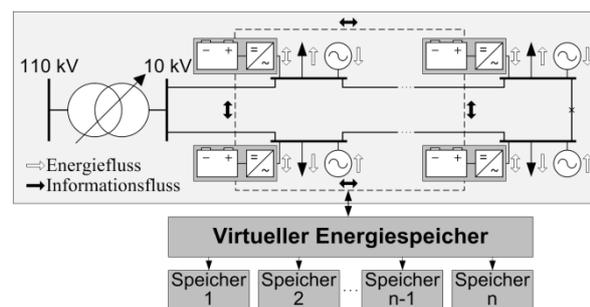
Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Forschungsschule für Energieeffiziente Produktion und Logistik gefördert.

Damit eine effiziente Energieversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien in Zukunft gewährleistet werden kann, kommt der Integration von elektrischen Energiespeichern eine immer größere Bedeutung zu. Dezentral angeordnete Energiespeicher können eingesetzt werden, um elektrische Energie möglichst dort zu verbrauchen, wo sie erzeugt wird. Eine gezielte Koordination vieler dezentraler Speicher ist dabei nötig, um die Effizienz des Gesamtsystems zu maximieren.

Analog zum Begriff des Virtuellen Kraftwerks wird zu diesem Zweck der Begriff des Virtuellen Energiespeichers definiert. Ein Virtueller Energiespeicher ist demnach ein Zusammenschluss physischer Energiespeicher, deren Betrieb zur Erfüllung eines übergeordneten Ziels - der Steigerung einer effizienten Energieversorgung - koordiniert wird. Die Speicher, die in den Virtuellen Energiespeicher integriert werden, können genutzt werden, um die Schwankungen zwischen Energieeinspeisung und -bedarf auszugleichen, welche durch den volatilen Charakter erneuerbarer Energiequellen verursacht wird.

Die Agententheorie bietet in diesem Zusammenhang die Möglichkeit eine Vielzahl dezentraler Elemente zu steuern und somit ihre Interaktion zu optimieren. Auf Grund des Verzichts auf eine zentrale Kontrolle kann der Kommunikationsauf-

wand minimiert werden, wodurch die Gesamteffizienz des Systems erhöht werden kann. Die folgende Abbildung zeigt schematisch das Konzept des Virtuellen Energiespeichers. Neben dem energietechnischen System des elektrischen Netzes ist auch die kommunikationstechnische Anbindung des Virtuellen Energiespeichers dargestellt.



Konzept des Virtuellen Energiespeichers

Das aufgebaute Agentensystem kann neben dem effizienten Management von elektrischen Energiespeichern auch zu Netzplanungszwecken herangezogen werden. So kann zum Beispiel die optimale Position von elektrischen Energiespeichern sowie die benötigte Anzahl und deren Dimensionierung, unter Berücksichtigung der vorhandenen Verteilungsnetzstruktur und der vorhandenen Durchdringung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen, ermittelt werden.

Technische und wirtschaftliche Potentiale zur Substitution konventioneller Energieträger durch den Energieträger Strom im Bereich der Haushaltskunden

Technical and Economic Study on the Potential for the Substitution of Conventional Energy Sources through Electrical Energy for the Household Sector

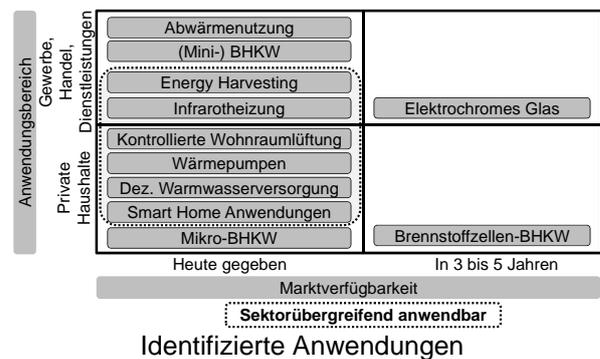
Lukas Spitalny

Dem Energieträger Strom wird in den kommenden Jahren eine immer wichtiger werdende Bedeutung als Effizienzträger zu kommen. Dabei steht nicht nur das Einsparen von Stand-by Verlusten im Vordergrund, sondern vielmehr die Substitution fossiler Energieträger im Bereich der Bereitstellung von Raumwärme für den tertiären Sektor. Im Rahmen einer Marktrecherche wurden relevante Anwendungen für die Substitution fossiler Energieträger durch den Energieträger Strom identifiziert und deren kurzfristiges Marktpotential für den Haushaltskundensektor ermittelt.

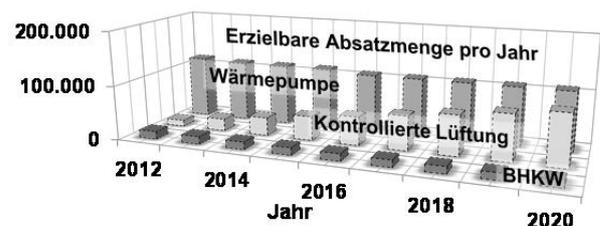
The use of the electrical energy as energy source will become a growing importance for efficient energy use in the future. Besides avoiding stand-by losses, the substitution of fossil fuels for space heating in the tertiary sector is of high importance. Relevant applications for the substitution of fossil fuels by the use of electrical energy were identified by a market research and their short-term market potential for the private household sector was estimated, respectively.

Dieses Forschungsvorhaben wurde im Auftrag der RWE Effizienz GmbH durchgeführt.

Energieeffiziente Produkte und Lösungen werden im Haushaltskundensektor und in der Kleinindustrie zunehmend wichtiger. Dabei kommt dem Energieträger Strom eine immer größere Bedeutung als Möglichkeit zur Energieeinsparung und zur CO₂-Reduzierung zu. Die Bedeutung des Energieträgers Strom steigt in dem Maße, wie die konventionellen Energieträger Öl und Gas durch strombasierte Anwendungen, wie zum Beispiel Wärmepumpen, substituiert werden. Für den forcierten Einsatz solcher und ähnlicher Strom-Applikationen existieren bisher, unter volks- und marktwirtschaftlichen Bewertungskriterien, wenige belastbare Angaben über das Potential der erzielbaren Einsparungen. Durch die dynamische Marktentwicklung existiert eine Vielzahl an massenmarktfähigen Technologien und Anwendungen. Aus diesem Grund ist es wichtig Tendenzen zu identifizieren, in welche Richtung sich der Endkundenmarkt entwickeln wird. Im Rahmen einer Marktrecherche wurden relevante Anwendungen zur Substitution fossiler Energieträger identifiziert, bei denen durch den Einsatz des Energieträgers Strom der Systemwirkungsgrad für die Bereitstellung von Raumwärme erhöht und CO₂-Emissionen gesenkt werden können (siehe Bild). Dabei wurden nur Anwendungen berücksichtigt, die heute existieren oder mit deren Markteinführung kurzfristig gerechnet werden kann.



Durch eine Marktanalyse und der Betrachtung weiterer Dimensionen, unter anderem von Absatz- und Fertigungszahlen, sollen die aktuellen Vertriebschwerpunkte ermittelt werden. Als Ausgangslage fließen in die Potentialbewertung sowohl der aktuelle Gebäudebestand und die zurzeit geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen als auch mittelfristige geplante rechtliche Anpassungen und deren Auswirkungen auf Gebäudefaktoren mit ein. In der folgenden Abbildung ist der wirtschaftlich adressierbare Markt bis zum Jahr 2020 zu sehen.



Wirtschaftlich adressierbarer Markt

Effizienzsteigerung von Photovoltaik-Modulen durch hochreflektierende Untergrundbeschichtungen auf Flachdächern

Efficiency Increase of Flat Photovoltaic Modules through High Reflective Coatings

Jonas Maasmann

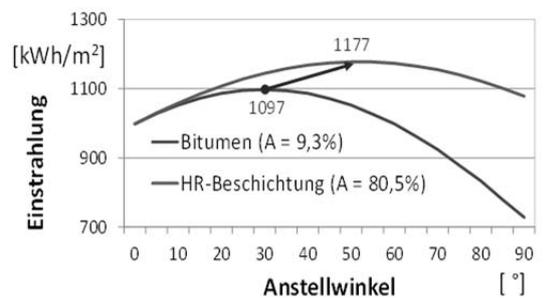
Am Beispiel eines neu entstandenen Netto-Nullenergiehauses konnte eine Effizienzsteigerung von zylindrischen Photovoltaik (PV)-Modulen durch eine hochreflektierende Untergrundbeschichtung (HR-Beschichtung) von 9,8% nachgewiesen werden. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Validierung dieser Effizienzsteigerung durch eine HR-Beschichtung mittels Simulationen und Messungen auch für verschiedene flache Modultypen.

Due to the use of a high reflective coating on a flat roof, as demonstrated at the net-zero energy building in Herten, the efficiency of PV tube modules increased around 9.8%. In this study the positive effect of HR coating on standard flat PV modules is validated through simulations and measurements.

Partner dieses Forschungsvorhabens sind die Daikin Europe N.V. und die TecneXum GmbH

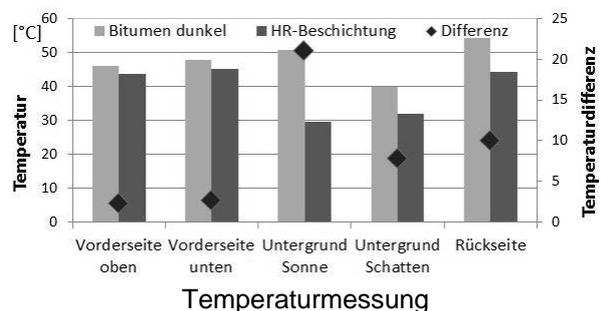
Um die Effizienz der Klimatechnik zu steigern, setzen sich gerade im Flachdachsegment Cool-Roof Technologien durch. Diese speziellen hochreflektierenden Beschichtungen senken durch ihren Reflexionsgrad, der bis zu 90% der einfallenden direkten Strahlung reflektiert, die Kühlleistung von Gebäuden. Die Verwendung einer solchen HR-Beschichtung in Kombination mit einer PV-Anlage weist positive Synergieeffekte auf. So kann als Sekundäreffekt eine Effizienzsteigerung durch die niedrigere Umgebungstemperatur des Moduls, hervorgerufen durch den Cool-Roof Effekt sowie eine höhere solare Einstrahlung auf dem Modul durch den reflektierten Anteil festgestellt werden. Der Anteil, der von der globalen Einstrahlung auf das Modul reflektiert wird, hängt maßgeblich vom Reflexionsgrad, dem Albedo-Wert A, des Untergrunds ab. Des Weiteren sinkt der PV-Modulwirkungsgrad mit ansteigender Temperatur.

Um allgemeine Aussagen zu marktgängigen PV-Modulen treffen zu können, erfolgen Simulationen und Messungen zu HR-Beschichtungen in Kombination mit verschiedenen PV-Modulen. Zuerst werden die Eigenschaften von HR-Beschichtungen analysiert, indem Messungen des Albedo einer dunklen Bitumenfläche, wie sie im Altbaubestand üblich ist, mit und ohne HR-Beschichtung durchgeführt werden. Auf Grundlage der Messergebnisse (Bitumen A=9,3% und HR-Beschichtung A=80,5%) werden die Auswirkung des höheren Reflexionsvermögens auf marktübliche PV-Module anhand von Simulationen gezeigt. Das Ergebnis der Simulation ist, wie in der folgenden Abbildung zu sehen eine Ertragssteigerung um bis zu 7,3%.



Simulierte jährliche Einstrahlung

Neben der oben beschriebenen höheren Einstrahlung auf Modulebene kann auch eine niedrigere Modultemperatur erfasst werden. Bei Messungen verschiedener Temperaturen kann eine Zelltemperaturdifferenz (Modulrückseite), wie in der folgenden Abbildung zu sehen, zwischen beiden Untergründen von 10°C festgestellt werden, was zu einer weiteren Effizienzsteigerung von bis zu 4,5% führt.



Zusammenfassend ist eine Effizienzsteigerung durch eine HR-Beschichtung zum einen durch den erhöhten reflektierten Anteil in Abhängigkeit von dem Flächennutzungsgrad festzustellen. Außerdem wird die Effizienzsteigerung durch den Cool-Roof-Effekt zusätzlich verstärkt.

Analyse des Lastverschiebungspotentials von Wärmepumpen zur Erhöhung der Eigennutzung solarer Strahlungsenergie im nZEB-Herten

Analysis of the load shifting potential of electrical heat pumps to increase the photovoltaic own consumption in nZEB-Herten

Lukas Spitalny, Dennis Unger

Auf Grund der Verknappung endlicher Ressourcen kommt neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch der effizienteren Nutzung von elektrischer Energie in Zukunft eine immer größere Bedeutung zu. In diesem Zusammenhang wurde das Lastverschiebungspotential von elektrischen Wärmepumpen zur Erhöhung des Direktnutzungsanteils von eigenerzeugter solarer Strahlungsenergie in einem Netto-Null-Energiehaus (nZEB-Herten) durch den Einsatz thermischer Speicher untersucht.

Due to the scarcity of fossil fuels, the more efficient use of electrical energy will gain in importance beside the expansion of renewable energies. The load shifting potential of electrical heat pumps was investigated in this context, to increase the photovoltaic own consumption in a net zero energy building (nZEB-Herten) by using thermal energy storage devices.

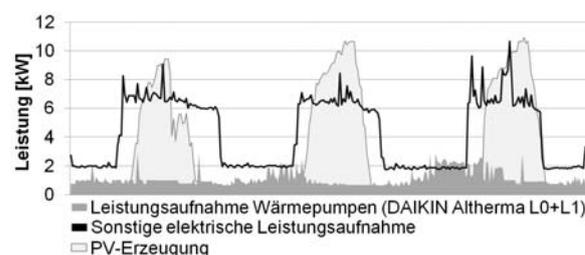
Dieses Forschungsprojekt wurde im Auftrag der DAIKIN Europe NV durchgeführt.

Während einer einjährigen Messperiode wurden im nZEB-Herten, einem Bürogebäude mit angrenzendem Warenlager, die elektrischen Energieverbräuche sowie der Energieertrag einer installierten Photovoltaikanlage (PV-Anlage) gemessen. Für die erste Messperiode konnte gezeigt werden, dass der PV-Ertrag den Energieverbrauch zum Betrieb des Gebäudes um ca. 5 % übersteigt und somit die Netto-Null-Energiehaus Ziele erreicht wurden. Das Ziel weiterer Untersuchungen war unter anderem, das Lastverschiebungspotential von elektrischen Wärmepumpen zur Erhöhung der Eigennutzung des PV-Ertrags mittels eines thermischen Energiespeichers zu analysieren. Die thermische Last des betrachteten Gebäudes wird mit Hilfe zweier Luft-Wasser Wärmepumpen sowie einer Luft-Luft Wärmepumpe gedeckt. Die Nennleistung der PV-Anlage beträgt 27,3 kWp.

Die Eigennutzung des PV-Ertrags kann unter verschiedenen Rahmenbedingungen, wie z.B. des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wirtschaftlich sein. Aus diesem Grund wurde durch eine Simulation untersucht, wie sich eine Verschiebung der elektrischen Last in den Zeitabschnitten, in denen die Erzeugung der PV-Anlage größer ist als der elektrische Energiebedarf des Gebäudes, auswirkt. Es wurde gezeigt, dass im Frühjahr und im Herbst das größte Potential zur Lastverschiebung vorhanden ist. Dies begründet sich durch den relativ hohen PV-Ertrag im Vergleich zum elektrischen Energiebedarf der Wärmepumpen. Im Sommer ist durch den geringen und im Winter durch den hohen Energiebedarf

der Wärmepumpen das Potential der Lastverschiebung sehr gering.

Die folgende Abbildung zeigt diesen Zusammenhang für drei aufeinander folgende Tage im März 2012. Neben dem Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der beiden Luft-Wasser Wärmepumpen sind auch der PV-Ertrag und die sonstige elektrische Leistungsaufnahme dargestellt. Die Differenz von PV-Erzeugung und elektrischer Leistungsaufnahme stellt die Leistung dar, welche genutzt werden kann, um einen thermischen Speicher zu laden. Dieser kann in Zeiten geringer solarer Einstrahlung entladen werden, wodurch die Betriebszeiten und somit die Leistungsaufnahme der beiden Wärmepumpen verringert und somit optimiert werden können.



Wärmepumpenbetrieb an drei Tagen im März

Die Analyse der Lastverschiebung von Wärmepumpen durch den Einsatz eines thermischen Energiespeichers hat gezeigt, dass eine Erhöhung der Eigennutzung des PV-Ertrags um mehr als 4 % möglich ist. Es wurde gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit der Lastverschiebung maßgeblich vom jeweiligen Wärmepumpenstromtarif, den Investitionskosten des Energiespeichers sowie der Einspeisevergütung abhängt.

4.4 Energiewirtschaft

Netzausbaustrategien als Portfolio von Realoptionen: Management von Netzinvestitionen unter Unsicherheit

Investment Strategies as a Portfolio of Real Options for Distribution System Planning under Uncertainty

Jonas von Haebler, Marc Osthues

Die Planung von Verteilungsnetzen hat sich durch den steigenden Einfluss der unsicheren Planungsgrößen zu einem komplexen Entscheidungsprozess entwickelt. Dieser führt zur Herausforderung, Ausbaustrategien zu finden, die zum einen ein ausreichendes Level an Handlungsflexibilität bieten und zum anderen ökonomisch effizient sind. In dieser Forschungsarbeit wurde eine Methodik zur Bewertung von Netzausbaustrategien auf Basis einer Realoptionsanalyse entwickelt.

Distribution system planning has become a complex decision making process, which includes the challenge to choose among strategies that provide, on the one hand, a sufficient level of flexibility to react on unforeseen future development and, on the other hand, are economically efficient. In this research work a valuation approach for strategic investments based on the real option valuation method to value the strategic flexibility of several investment strategies was developed.

Verteilnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, einen kostengünstigen und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Schwierigkeit liegt in der mittel- und langfristigen Netzplanung und der damit verbundenen Abschätzung der Planungsunsicherheiten. Für die Netzauslegung relevant sind die Entwicklung der Versorgungsaufgabe, z. B. die Entwicklung der elektrischen Last und die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Auf Basis dieser Anforderungen werden Zielnetze entwickelt, die die Versorgungsaufgabe in der Zukunft erfüllen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden Netzausbaumaßnahmen üblicherweise für Extremfälle, also hohe technische Belastungen ausgelegt. Dieser Planungsgrundsatz führt zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe für alle möglichen Entwicklungen der Planungsunsicherheiten, hat aber auch hohe Investitionskosten zur Folge.

Eine Investitionsstrategie ist die Reihung von Netzausbaumaßnahmen, die die ungünstigste Versorgungssituation am Ende des Planungshorizontes sicherstellen (Worst Case). Dadurch ist sie robust gegenüber allen Entwicklungen der Planungsunsicherheiten.

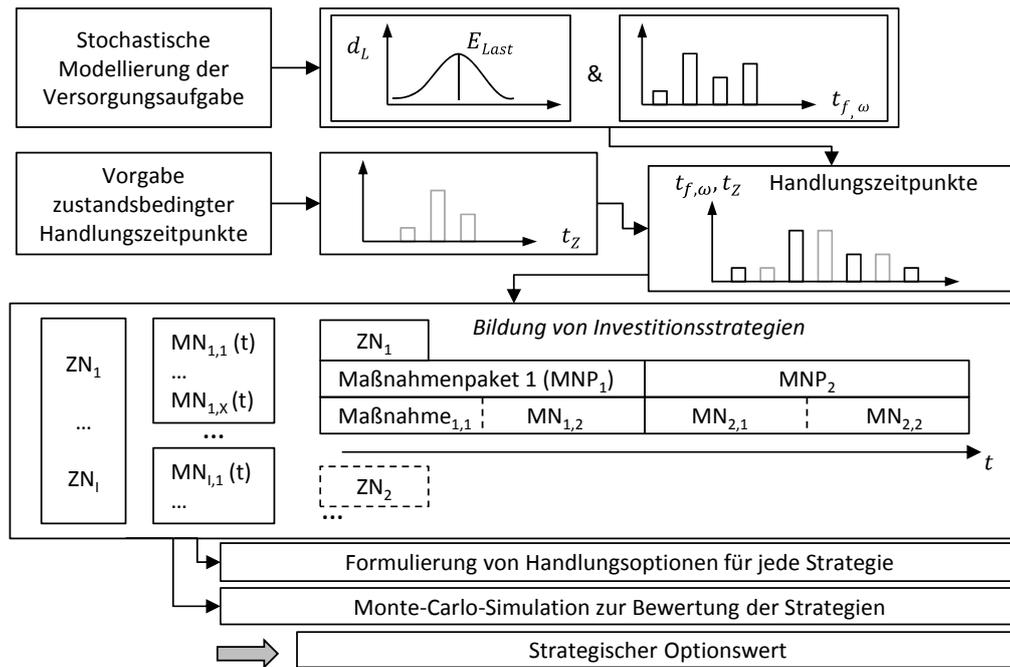
Darüber hinaus hat eine Investitionsstrategie einen gewissen Grad an Flexibilität, anhand aktiver Maßnahmen auf unerwartete Entwicklungen der Planungsgrößen reagieren zu können.

Als Entscheidungsgrundlage für die Durchführung einer Investitionsstrategie dient üblicherweise ein Kapitalwertvergleich. Die Bewertung des Risikos bzw. der Unsicherheit einer Investition wird bei der Kapitalwertmethode durch den Kalkulationszinssatz beachtet. Dies führt zu einer

häufigeren Ablehnung risikoreicher Projekte. Mögliche Abweichungen vom erwarteten Projektwert (Kapitalwert), insbesondere positive Entwicklungen, werden dadurch im Entscheidungsprozess unzureichend berücksichtigt.

Es gehört zu den Aufgaben des Managements, flexibel auf sich ändernde Rahmenbedingungen zu reagieren. Das geschieht etwa dadurch, dass Investitionen verschoben werden, durch andere Maßnahmen ersetzt werden oder eine Investition gestaffelt durchgeführt wird, indem auf Grundlage einer Anfangsinvestition Folgeinvestitionen durchgeführt werden. All diese Handlungsoptionen haben einen Wert für das Unternehmen, der in der klassischen Investitionsrechnung unberücksichtigt bleibt. Ein Verfahren, das die Abbildung der unternehmerischen Flexibilität in der Investitionsbewertung ermöglicht, ist die Realoptionsanalyse. In der Realoptionsanalyse wird der Kapitalwert um einen Wert für die Flexibilität erweitert, die einen Wertzuwachs für das Projekt bedeutet.

In dieser Forschungsarbeit wurde der Realoptions-Ansatz verwendet und weiterentwickelt, um Handlungsflexibilität innerhalb von Investitionsstrategien der Netzausbauplanung bei der Investitionsbewertung und im Entscheidungsprozess zu berücksichtigen und sichtbar zu machen. Der Bewertungsprozess strategischer Optionen in der Netzplanung ist im nachfolgenden Bild dargestellt. Die Grundlage der Bewertung stellt eine stochastische Modellierung der Versorgungsaufgabe dar. Aus den resultierenden Investitionserfordernissen werden Investitionsstrategien abgeleitet.

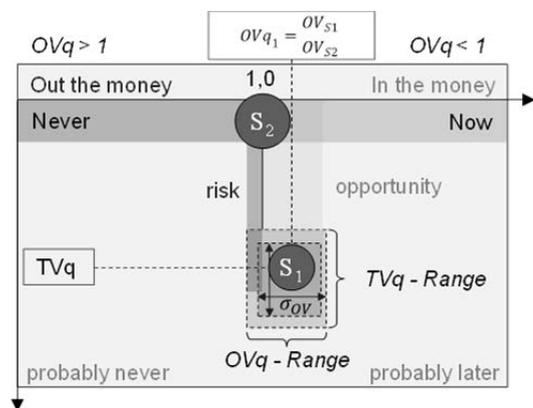


Bewertungsprozess strategischer Optionen

Jede Strategie weist einen Grad an Handlungsflexibilität gegenüber unerwarteten Zuständen der Versorgungsaufgabe auf, der durch definierte Handlungsoptionen gekennzeichnet ist. Die Bewertung der Strategien erfolgt unter Berücksichtigung ihrer Handlungsflexibilität gegenüber den Planungsunsicherheiten. Das Ergebnis ist ein strategischer Optionswert, der sich aus dem erwarteten Kapitalwert und einem Flexibilitätswert des Investitionsprojektes zusammensetzt. Bis zum Ausübungszeitpunkt der Option erhöht der Flexibilitätswert den Projektwert. Sobald die Fälligkeit der Option erreicht ist, entspricht der Projektwert dem klassischen Kapitalwert. Zu diesem Zeitpunkt verfällt die Flexibilität des Entscheidungsträgers.

Es wurde darüber hinaus eine Strategie-Matrix entwickelt (siehe nebenstehendes Bild), die es ermöglicht, die Leistungsfähigkeit von Investitionsstrategien bei unsicherer Entwicklung sichtbar zu machen und darüber hinaus zwei Strategien miteinander zu vergleichen. Dafür werden die Optionswerte der beiden zu vergleichenden Strategien zueinander in Beziehung gesetzt. Die Strategie mit der günstigeren Gesamtbewertung befindet sich auf der Abszisse im rechten Bereich (Investition im Geld resp. *in the money*), wobei die Vergleichsstrategie den Referenzwert kennzeichnet. Der Wert der Flexibilität wird auf der Ordinate abgebildet und macht den Grad der

Flexibilität anhand des Abstandes zu Abszisse sichtbar. Zusätzlich werden das Risiko und die Chance der Strategie S1 dargestellt, zukünftig günstiger (effizienter) oder teurer (ineffizienter) als die Vergleichsstrategie zu sein.



Strategie-Matrix

Der entwickelte Ansatz ermöglicht es, Investitionsstrategien unter Unsicherheit zu bewerten und die Performance gegenüber unerwarteten Veränderungen der unsicheren Einflussgrößen sichtbar zu machen. Die Strategie-Matrix stellt ein unterstützendes Management-Tool für den Entscheidungsprozess der Netzausbauplanung dar, das die quantitative Berücksichtigung der unsicheren Planungsgrößen ex ante ermöglicht und eine Entscheidungsfindung über den Planungshorizont erlaubt.

„Netzinvestitionen unter Unsicherheit“ – Aufbau einer bilateralen Kooperation mit der Universidad Nacional de Asunción

“Grid investment Under Uncertainty” – Initiation of a Bilateral Co-operation with the Universidad Nacional de Asunción

Marc Osthues, Jonas von Haebler, Ulf Häger

Unsichere Planungsdaten und Einflüsse Dritter auf den Erfolg von Investitionsentscheidungen erfordern optimale Strategien für einen effizienten Netzausbau. Im Rahmen eines Forschungsprojektes zwischen der polytechnischen Fakultät der staatlichen Universität Asunción, Paraguay, und des ie³ werden Methoden zur Bewertung von Investitionsstrategien weiterentwickelt. Ziel ist der Aufbau einer langfristigen Kooperation zwischen den beteiligten Instituten.

Uncertainty of the planning criterions and the influence of third parties on the success of investment decisions require optimal strategies for efficient network expansions. In a research project between the Polytechnic Faculty of the National University of Asunción, Paraguay and the ie³ methods for the evaluation of investment strategies are developed. The objective is to build up a long-term cooperation between the participating institutions.

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

Ziel des Projektes ist der Aufbau einer bilateralen Kooperation zwischen der *Technischen Universität Dortmund* und der *Universidad Nacional de Asunción* in Paraguay. Die zwei beteiligten Institute, das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) und die Facultad Politécnica (FPUNA) streben eine langfristige Zusammenarbeit im Fachgebiet Energietechnik und Energiewirtschaft an. In dem einjährigen Projekt soll als Ergebnis im März 2013 ein neues Forschungsvorhaben entstehen.

Das Forschungsfeld ist die Analyse und Bewertung von Netzinvestitionen unter Unsicherheit. Es wird ein Ansatz erforscht, mit dem die Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen Netzregulierung, Netzentwicklung und die Entwicklung des Marktes abgebildet und analysiert werden können. Trotz der Unterschiede zwischen den Energieversorgungssystemen Paraguays und Europas soll die zu erforschende Methodik, bestehend aus der Zusammenführung von technischen und finanzwirtschaftlichen Modellen, für Problemlösungen beider Systeme anwendbar sein.

Als Planungsunsicherheit sind die möglichen Entwicklungen von Angebot und Nachfrage, aber auch der Einfluss regulatorischer Vorgaben zu verstehen. Auf Transportnetzebene werden die Handlungsoptionen der beteiligten Akteure Netzbetreiber, Erzeuger und Regulierer in einem Entscheidungsmodell abgebildet. Dazu werden die Handlungsmöglichkeiten (Optionen) der Ak-

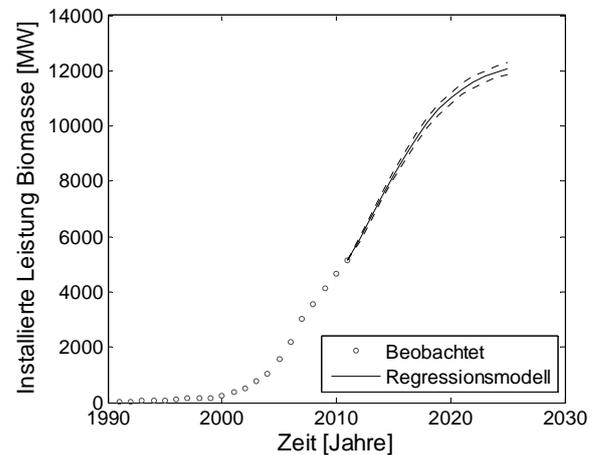
teure und dessen Einfluss auf die Zielfunktionen der jeweiligen Akteure modelliert und in einen spieltheoretischen Ansatz überführt. So besitzt der Netzbetreiber z. B. unterschiedliche Optionen, um einen Engpass zu beseitigen, sei es die Verschiebung von Erzeugungskapazitäten (Redispatch), der konventionelle Netzausbau oder der Einsatz von Technologien wie leistungsflusssteuernde Betriebsmittel, Hochspannungsgleichstromübertragung etc. Mit dem Ziel der Gewinnmaximierung sucht er den optimalen Investitionszeitpunkt, um die Risiken aufgrund unsicherer Planungsfaktoren zu reduzieren. Seine Investitionsentscheidungen stehen im Zusammenhang mit den regulatorischen Anreizen (Vorgaben des Regulierers) und dem Netzausbaubedarf, der von der Marktentwicklung (Erzeugung und Verbrauch) abhängt. Die Abhängigkeiten lassen sich auf die weiteren Akteure übertragen: Zielt der Regulierer auf die Maximierung der sozialen Wohlfahrt, d. h. optimale Kosten für Energieerzeugung und -transport bei angemessener Versorgungsqualität, so treffen die Erzeuger ihre gewinnmaximierenden Entscheidungen entsprechend der Nachfrage nach elektrischer Energie sowie der verfügbaren Netzkapazität.

Für das Forschungsvorhaben soll das Netz- und Marktmodell des ie³ zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs sowie zur Bewertung der jeweiligen Maßnahme des Netzbetreibers angewendet werden. In einem ersten Schritt werden die unsicheren Planungsfaktoren des Netzbetreibers

durch stochastische Modelle abgebildet. Dazu gehören unter anderem die Entwicklung der elektrischen Last (Nachfrage) und die installierten Leistungen Erneuerbaren Energien (Angebot). Die Auswirkung neuer Transportkapazitäten auf die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks gilt es ebenfalls zu modellieren. Die finanzielle Bewertung der Entscheidungsmöglichkeiten der Akteure erfolgt unter Anwendung von Realoptionen (*Real Options*), die zusammen mit den Interaktionen zwischen den Akteuren durch Verwendung der Spieltheorie (*Game Theory*) in ein Optionsspiel (*Option Game*) überführt werden. Mithilfe der zu entwickelnden Methodik können die optimalen Entscheidungen eines Akteurs unter der Kenntnis der optimalen Entscheidung der anderen Akteure modelliert werden. Letztendlich ließe sich z. B. der Einfluss der Regulierung auf den Netzausbau im europäischen Verbundnetz bewerten und effiziente Anreizsysteme analysieren.

Im Rahmen des ersten Besuchs von Prof. Blanco im May 2012 in Dortmund wurden die ersten Arbeitsschritte des Projektes geplant. Mit einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung von Leistungsflussreglern und deren Koordination im Energiesystem unter unsicheren Einflussfaktoren wurde anschließend in einer Diplomarbeit am ie^3 begonnen. Während des Aufenthaltes von Marc Osthués in Paraguay (August 2012) wurden stochastische Modelle zur Prognose der Erneuerbaren Energien besprochen und ein erster Prototyp entwickelt. So lassen sich die Marktintegrationen von Technologien durch Lernkurven beschreiben (s. Bild oben). Bei Technologieeinführung steigt der jährliche Zuwachs sehr langsam an, folgt ab einem bestimmten Zeitpunkt einer Wachstumsphase, die relativ schnell abschwächt und langfristig in eine Sättigung übergeht. Als Grundlage für die dargestellte Prognose diente die vergangene Entwicklung der installierten Leistungen für Gesamtdeutschland. Die Prognose enthält einen deterministischen und einen stochastischen Anteil, die aus der Datenbasis ermittelt wurden. Das entwickelte Modell enthält die Unsicherheitsfaktoren Wind, Photovoltaik und Biomasse. Durch die Erweiterung zu

einem multivariaten stochastischen Prozess können Korrelationen zwischen den Entwicklungsfaktoren berücksichtigt werden. In einem nächsten Schritt soll das Modell für die Anwendung auf die Verteilnetzplanung untersucht werden. Neben der Leistungshöhe ist auch die geographische Verteilung maßgeblich für den Netzausbaubedarf.



Prognose der installierten Leistung aus Biomasseanlagen für Gesamtdeutschland

Die Kombination beider Forschungsarbeiten wird derzeit von Felix Fernández während seines dreimonatigen Aufenthaltes von Oktober bis Januar 2013 am ie^3 fortgeführt. Ein weiterer Besuch von Prof. Blanco Anfang November wurde genutzt, um das beschriebene und weitere Vorhaben zu konkretisieren: So ist im Februar 2013 die Erstellung des neuen Projektantrages geplant, für dessen Abstimmung und Umsetzung der Aufenthalt von Ulf Häger in Asunción geplant ist.



(v. links) Prof. Blanco, Marc Osthués und Felix Fernández bei der Zeitung *abc* in Paraguay

Interdisziplinäres Forschungsprojekt Stromnetzplanung - Optimierung von Planungsabläufen unter technischen, rechtlichen und raumplanerischen Aspekten

Interdisciplinary Research Project Power System Planning – Optimizing of Planning Processes under Technical, Legal and Regional Aspects

Jonas von Haebler

Der Ausstieg aus der Kernenergie und der beschleunigte Einstieg in die erneuerbaren Energien in Deutschland hat die Notwendigkeit der Modernisierung und des Ausbaus der Übertragungsnetze zur Folge. In diesem Forschungsprojekt werden Planungsabläufe unter technischen, rechtlichen und raumplanerischen Gesichtspunkten interdisziplinär analysiert und optimiert. Ein neuartiger, integrierter Netzplanungsprozess kann Planungsabläufe effizienter machen und so den Stromnetzplanungsprozess beschleunigen.

The abandonment of nuclear power generation and the accelerated entry into the renewable energy in Germany leads to a significant need for modernization and development of the transmission networks. In this research project planning processes are analyzed and optimized interdisciplinary under technical, legal and spatial planning aspects. A novel and integrated power system planning process can make planning processes more efficiently and accelerate the current network planning process.

Dieses Forschungsvorhaben wird vom BMWi im Rahmen des Förderkonzeptes „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ gefördert und in Kooperation mit den Fachgebieten Ver- und Entsorgungssysteme, Raumplanungs- und Umweltrecht der Fakultät Raumplanung durchgeführt.

Die Energieinfrastruktur steht vor der umfassendsten Modernisierung seit den 1970er Jahren. Der Ausstieg aus der Atomenergie bildet den Höhepunkt einer bereits eingeleiteten Entwicklung zum Umstieg auf erneuerbare Energieträger. Infolge dieser Entwicklungen müssen laut des Netzentwicklungsplanes 2012 bis zum Jahr 2022 bis zu 3.800 km neue Leitungsverbindungen errichtet werden.

Der Netzausbau erfordert längere Leitungsabschnitte, etwa zum Transport von Windenergie aus dem Offshore-Bereich in die Verbrauchszentren im Westen und Süden. Dabei entstehen neue Fragen der Übertragungstechnik wie des Leitungsbaus. Außerdem entsteht ein erhöhter Koordinationsbedarf daraus, dass die Vorhaben die administrativen Grenzen der Bundesländer überschreiten, die zur Verfügung stehende Planungsinstrumente und -verfahren traditionell unterschiedlich handhaben.

Es ist im Hinblick auf die nachfolgenden Planungsprozesse wichtig, die technisch-wirtschaftlichen, raumplanerischen und verfahrensrechtlichen Kriterien zu Beginn bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen. Rechtsunsicherheit und Verzögerungen im Planungsablauf können die Entwicklung der energiepolitischen Ziele in Frage stellen und die Versorgungssicherheit und -qualität gefährden. Zur Beherrschung dieses Risikos muss die

Netzarchitektur gemeinsam mit einer neuen Verfahrensarchitektur entwickelt werden.

Gesamtziel des Forschungsprojektes ist es, technisch-wirtschaftliche, raumplanerische und verfahrensrechtliche Anforderungen in einem transparenten, partizipativen Verfahren der Stromnetzplanung zu verbinden und den Planungsprozess interdisziplinär zu optimieren. Zunächst wird in einem ersten Schritt ein Verfahren zur Bewertung von Technologiealternativen (Netzausbaubedarf) unter Berücksichtigung von technisch-wirtschaftlichen, raumplanerischen und verfahrensrechtlichen Aspekten geschaffen. In einem zweiten Schritt werden mit diesem Verfahren Konzepte zur Weiterentwicklung des Planungsprozesses entwickelt, mit deren Hilfe der Netzausbaubedarf im Sinne der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, der Akzeptanzsteigerung und der Steuerungspotentiale minimiert werden kann. Es werden systemtechnische Grundlagen und Prozesse zur Ermittlung von Übertragungsleistungen und Ausbaualternativen ermittelt und dargestellt. Hierbei werden neueste Planungsverfahren berücksichtigt. Kriterien für die Bewertung der Dringlichkeit und Reduktion von Planungsalternativen werden erarbeitet. Parallel werden raumplanerische und verfahrensrechtliche Prozesse ermittelt und hinsichtlich ihres Einfluss auf den technischen Planungsprozess evaluiert.

Gekoppelte Modellierung von Energiemärkten und dem elektrischen Energieübertragungsnetz

Coupled Modeling of Electricity Markets and Transmission Network

Volker Liebenau, Sven Christian Müller, Johannes Schwippe, André Seack, Jan Teuwsen

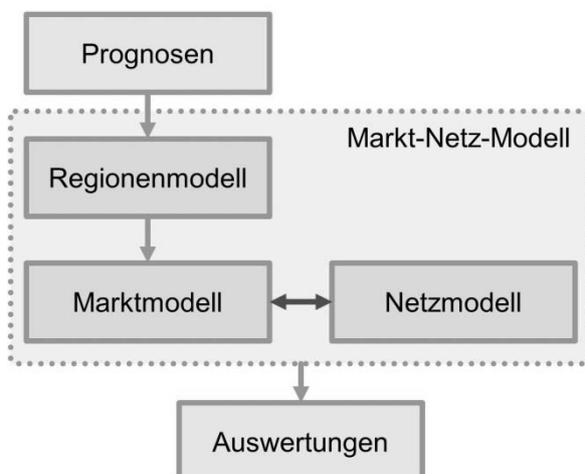
Die starken Interdependenzen zwischen Elektrizitätsmärkten und verfügbarer Netzinfrastruktur erfordern eine Analyse des Marktes unter Netzrestriktionen. Am ie³ wird fortlaufend eine gekoppelte Markt- und Netzsimulation weiterentwickelt, die die Untersuchung der Folgen durch den Ausbau Erneuerbarer Energien, verschiedener Verfahren des Netzengpassmanagements und weiterer zukünftiger Entwicklungen der regulatorischen Rahmenbedingungen ermöglicht.

Due to significant interdependencies between electricity markets and available network infrastructure, market studies need to be performed under consideration of network constraints. A coupled market and network simulation is successively developed at the ie³ that enables the analyses of consequences caused by the growth of renewable energy sources, different approaches to congestion management as well as future scenarios of regulatory frameworks

Im Rahmen mehrerer Forschungsvorhaben wurde am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft ein Modell zur gekoppelten Simulation der kommerziellen und technischen Ebene des Handels mit elektrischer Energie entwickelt.

Dieses Modell wird fortlaufend weiterentwickelt: Ein wesentlicher Aspekt besteht hierbei in der Verbesserung der Qualität und regionalen Genauigkeit der Eingangsdaten sowie des Detailgrads des deutschen Netzmodells. Darüber hinaus liegt ein Fokus auf der marktseitigen Weiterentwicklung des Modells zur Analyse von Zukunftsszenarien mit einer hohen, fluktuierenden Einspeisung und neuen Marktstrukturen.

In der folgenden Abbildung sind die wesentlichen Komponenten des Modells dargestellt.



Strukturdarstellung des Markt-Netzmodells

Regionen-Modell

Im Regionenmodell wird zunächst die aktuell installierte Leistung von zentralen und dezentralen Energieumwandlungsanlagen basierend auf erneuerbaren und fossilen Energiequellen sowie der elektrischen Last regionengenau bestimmt. Ausblickend werden ebenfalls die thermische Last und die Mobilitätsnachfrage ermittelt. Für Deutschland ist dies auf Gemeindeebene möglich. Auf europäischer Ebene werden größere Einspeise- oder Lastzentren zu Regionen zusammengefasst. Anhand von Wetterzeitreihen können jeder Gemeinde oder Region zudem spezifische Wind- und Solarprofile zugewiesen werden.

Weiter wird im Regionenmodell eine Verteilung von Entwicklungsprognosen auf die Gemeinden oder Regionen durchgeführt (Regionalisierung). Dies betrifft insbesondere den Zubau von Energieumwandlungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energiequellen, die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks sowie der elektrischen Last. Für die Verteilung werden verschiedene Verteilschlüssel basierend auf unterschiedlichen Strukturdaten entwickelt und verglichen.

Somit ist die Topologie der heutigen und zukünftigen Versorgungsaufgabe in Deutschland auf Gemeindeebene und in Europa für die identifizierten Regionen bekannt. Anhand der geographischen Lage einer Gemeinde oder Region kann der zugehörige Datensatz übergeordneten Übertragungsnetzknotten zugeordnet werden. Bei der detailgenauen Abbildung innerhalb Deutschlands ist ebenfalls eine Zuordnung zu Verteilnetzknotten möglich.

Netzmodell

Bereits im vergangenen Jahr wurde das Markt-Netz-Modell auf den gesamten europäischen und russischen Netzbereich (ENTSO-E / IPS-UPS) erweitert. Zudem wurde die Möglichkeit zur dynamischen Netzsimulation erarbeitet. Das Netz ist auf insgesamt 585 Knoten reduziert, wovon 210 auf das ENTSO-E Modell entfallen. Bei dem Aggregationsprozess wurden Einspeise- und Lastzentren, sowie Schwerpunktstationen als ein Netzknoten abgebildet. Da aufgrund der Aggregation eine genaue Auflösung der Spannungsebene nicht möglich ist, wurden alle Netzknoten in der ENTSO-E Region vereinfachend mit $U_n = 380$ kV angenommen. Die Impedanzen von Übertragungsleitungen anderer Spannungsebenen wurden auf diese Spannung umgerechnet und Transformatoren vernachlässigt. Eine Ausnahme bildet das russische Übertragungsnetz, welches von russischen Projektpartnern zur Verfügung gestellt wurde und unterschiedliche Spannungsebenen berücksichtigt.

Das deutsche Übertragungsnetz ist in diesem Modell mit 31 Knoten abgebildet. Um Untersuchungen innerhalb Deutschlands mit der Genauigkeit der Eingangsdaten aus dem überarbeiteten Regionenmodell zu ermöglichen, wurde das deutsche Netzmodell weiterentwickelt und mit Stand vom 01.01.2012 exakt nachgebildet. Dieses Netz umfasst folglich alle deutschen Netzknoten und berücksichtigt ebenfalls unterschiedliche Spannungsebenen. In das reduzierte und das detaillierte Netzmodell sind die geplanten Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans für verschiedene Zeitschritte integriert.

Marktmodell

Das Marktmodell bildet für die Analyse der aktuellen Rahmenbedingungen den Spot-Markt in einem ATC- oder lastflussbasierten Market-Coupling und anschließendem Redispatch zur Auflösung verbleibender Engpässe ab. Hierfür stehen detaillierte Informationen über den europäischen Kraftwerkspark und das oben vorgestellte Netzmodell zur Verfügung. Zur Sicherung der Netzstabilität werden die erforderlichen Regelleistungsreserven auf einem Regelleistungsmarkt gehandelt. Zur Simulation des Spotmarktes wird basierend auf regionalen Eingangsdaten wie der zu deckenden Last, der Einspeisung aus Energieumwandlungsanlagen unter Berücksichtigung der Wetterverhältnisse und den Grenzkos-

ten der konventionellen Kraftwerke der stündliche Kraftwerkseinsatz jeder Region bestimmt. Das Modell bietet auch die Möglichkeit zur Untersuchung von Nodal-Pricing- oder Market-Splitting-Ansätzen.

Zukünftig wird insbesondere die Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen weiter ansteigen. Die Einspeiseleistung dieser Anlagen ist aufgrund der Wetterabhängigkeit nur bedingt prognostizierbar und unterliegt einer gewissen Schwankungsbreite. In Deutschland wird die Bereitstellung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen aktuell durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz stark gefördert. Eine Einbindung in den Energiemarkt erfolgt nur in Ansätzen. Zur langfristigen Integration der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem sind Konzepte zu entwickeln, die sowohl den Betreibern von konventionellen, zentralen als auch den Betreibern von dezentralen Energieumwandlungsanlagen eine wirtschaftliche Planung der Investitionen ermöglicht. Aktuell werden Kapazitätsmarktansätze diskutiert, die für Betreiber konventioneller Kraftwerke Anreize setzen sollen, auch in Spitzenlastkraftwerke zu investieren, die zur Ergänzung der volatilen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien immer wichtiger werden. Die integrierte Analyse mehrerer Märkte (z.B. Spotmarkt, Regelleistungsmarkt, Kapazitätsmarkt) bedarf weiterer Forschungsarbeit. Am Institut wurde hierfür bspw. ein agentenbasierter Simulationsansatz zur integrierten Analyse von Spot- und Regelleistungsmarkt entwickelt.

Auswertungen

Basierend auf dieser Modellierung können verschiedene Auswertungen vorgenommen werden. Möglich ist beispielsweise eine Untersuchung und Verbesserung der Mechanismen des Netzengpassmanagements. Der regionale Bedarf an Flexibilitäten wie dem Demand Side Management oder installierter Speicherleistung kann abgeschätzt werden. Zudem können Maßnahmen wie Abregelung dezentraler Energieumwandlungsanlagen sowie der notwendige Netzausbau abgeschätzt werden. Möglich sind anschließend auch die Gegenüberstellung und Bewertung dieser Flexibilitäten und Maßnahmen. Das Modell kann ebenfalls genutzt werden, um für Deutschland einen Vergleich verschiedener Entwicklungsszenarien im Systemverbund mit der Gas- und Wärmewirtschaft vorzunehmen.

Ausgestaltung eines adaptiven Regelleistungsmarktes mit Kapazitätsreserve

Shaping the Market for Control Reserve towards a Reserve Capacity

Stefan Kippelt, Thorsten Schlüter

Der starke Zubau dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen äußert sich in erhöhten Prognoseunsicherheiten im deutschen Energiesystem. Abhängig von der jeweiligen Einspeisesituation verändert sich auch der Bedarf an Minutenreserve. Gleichzeitig ergeben sich durch die geringen Grenzkosten erneuerbarer Erzeuger Investitionsrisiken, die den Neubau flexibler Kraftwerkskapazitäten verhindern. Ein Redesign des Minutenreservemarktes vermag beide Probleme zu lösen.

The increasing share of fluctuating renewable energies goes along with additional forecasting uncertainties and thus causes an additional demand for minute reserve. At the same time the marketing of renewable energies strongly affects the structure of electricity prices. This development induces additional risks for investments in flexible power plants. The introduced redesign of the market for minute reserve is capable of dealing with both challenges.

Dieses Forschungsprojekt wird von der Foundation for Research on Market Design and Energy Trading (FORMAET) gefördert.

Der fortschreitende Ausbau regenerativer Stromerzeugung stellt neue Herausforderungen an das deutsche Energieversorgungssystem. Besonders die zunehmende Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen übt starken Einfluss auf technische und wirtschaftliche Prozesse der Stromversorgung aus. Neben weiteren Aspekten betrifft diese Entwicklung auch die Investitionen in Kraftwerksneubauten und den Regelleistungsmarkt.

Einfluss auf die Regelleistungsmengen

Durch ihren dargebotsabhängigen Charakter sind fluktuierende Einspeisemengen stets mit einem Prognosefehler behaftet. Dieser wird mit dem Einsatz von Regelleistung ausgeglichen. Bei Wind- und PV-Prognosefehlern ist der auftretende Leistungsgradient verhältnismäßig gering, so dass für deren Ausgleich die Minutenreserve zum Einsatz kommt.

Die für das Energieversorgungssystem benötigte Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) abgeschätzt und über eine gemeinsame Ausschreibungsplattform beschafft. Für die Primär- und Sekundärregelleistung findet diese einseitige Auktion wöchentlich, für die Minutenreserve werktäglich statt. Faktoren, die die benötigte Menge an Regelleistung beeinflussen sind mögliche Kraftwerksausfälle, Lastrauschen, Fahrplansprünge und Prognosefehler.

In der Vergangenheit unterlagen diese Einflussfaktoren nur geringen Änderungen, so dass die Ausschreibungsmengen für Minutenreserve im

Jahresverlauf über weite Zeiträume konstant blieben (siehe Bild).

Mit dem weiteren Zubau fluktuierender Energieanlagen unterliegen die Einflussgrößen auf den Bedarf an Regelleistung jedoch ständigen Änderungen. In Zukunft kann somit mit einem stark volatilen Regelleistungsbedarf gerechnet werden. Die derzeitige quartalsweise Änderung der Ausschreibungsmengen kann diese starke Volatilität nur durch eine generelle Erhöhung der Regelleistungsmengen kompensieren. Auf dem Regelleistungsmarkt gebundene Leistung steht jedoch dem Spotmarkt nicht zur Verfügung und beeinflusst so das Marktergebnis.

Einfluss auf das Investitionsverhalten

Strommengen aus regenerativer Erzeugung werden nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entweder von den ÜNB auf den börsengebundenen Spotmärkten oder von den Anlagenbetreibern direkt vermarktet. Die geringen Grenzkosten dieser Anlagen und bevorzugte Abnahme des von diesen Anlagen eingespeisten Stroms führen zu unsicheren Einsatzzeiten fossiler Kraftwerke und damit zu sinkenden Deckungsbeiträgen für deren Fixkosten. Bleiben Investitionen in Kraftwerke aus, ist die Versorgungssicherheit langfristig gefährdet. Bereits im Winter 2011/2012 wurde ein Kapazitätsmangel identifiziert, woraufhin die Bundesnetzagentur Kaltreservekraftwerke auf Basis individueller Vereinbarungen kontrahierte. Eine langfristige und marktwirtschaftliche Möglichkeit, der Stilllegung bzw. Errichtung notwendiger Kraftwerkskapazitäten entgegenzuwirken, besteht in der Ein-

führung eines Kapazitätsmarktes. Die Ausgestaltung und Einführung eines solchen Marktes ist jedoch mit Parametrierungsrisiken verbunden und bedarf einer mehrjährigen Vorlaufzeit. Auf dem Regelleistungsmarkt wird bereits jetzt die Vorhaltung von Leistung vergütet. Über den Leistungspreis wird dadurch ein Investitionsanreiz zum Bau neuer oder der Erschließung alter flexibler Anlagen gesetzt. Mit einer Modifizierung der Minutenreserve könnte ein zusätzlicher Investitionsanreiz geschaffen werden, ohne den eigentlichen Zweck der Regelleistung zu beeinträchtigen.

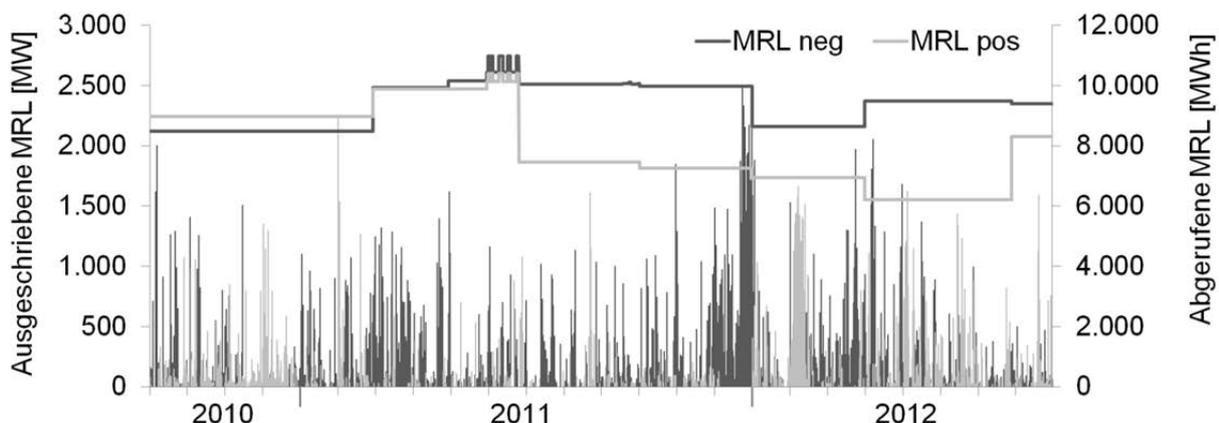
Ausgestaltung eines adaptiven Regelleistungsmarktes

Untersuchungen am Institut *ie³* haben gezeigt, dass durch eine flexiblere Ausschreibungspraxis die Auswirkungen einer zunehmenden fluktuierenden Einspeisung auf die Ausschreibungsmengen kompensiert werden können. Hierbei richtet sich die ausgeschriebene Regelleistungsmenge nicht an den statischen Größen der installierten Leistungen der vorhandenen Erzeuger und Lasten aus. Stattdessen werden aktuelle Einspeise- und Lastprognosen dazu genutzt, den Regelleistungsbedarf für den folgenden Tag zu bestimmen. Auf diese Weise kann die ausgeschriebene Menge an Regelleistung in Energiesystemen mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung deutlich reduziert werden. Für die praktische Ausgestaltung eines solchen adaptiven Regelleistungsmarktes sind verschiedene Modelle denkbar.

Ein naheliegender Ansatz ist hierbei die Flexibilisierung der Minutenreserve. Die Ausschreibungsmenge für die vier Zeitscheiben des folgenden Tags orientiert sich hierbei an den Day-ahead-Prognosen für Last und EE-Einspeisung.

Somit kann in Situationen mit erwarteten hohen Einspeise- und Lastprognosen der Minutenreservebedarf und damit die Systemsicherheit erhöht werden. Sind jedoch nur geringe Saldoabweichungen zu erwarten, wird die ausgeschriebene Reservemenge reduziert. Hierdurch werden zum einen Kosten durch die vermindernden Leistungspreiszahlungen reduziert. Zum anderen werden weniger Erzeugungskapazitäten durch Regelleistungsvorhaltung gebunden. Anbieter, die den Zuschlag nicht erhalten haben, bekommen somit die Chance, ihre Leistung anderweitig zu vermarkten.

Ein erweiterter Ansatz verknüpft eine flexiblere Minutenreserveausschreibung mit den Grundprinzipien eines Kapazitätsmarktes. Hierbei werden für die positive Regelrichtung grundsätzlich höhere Mengen ausgeschrieben, als aus systemtechnischer Sicht erforderlich. Diese *Kapazitätsreserve* besteht dabei aus zwei Komponenten: der ursprünglichen Minutenreserve und einer Marktreserve. Für den Auktionszeitpunkt der Kapazitätsreserve ist ein Zeitraum von mehreren Monaten vor Erfüllung denkbar. Den bezuschlagten Anbietern wird die Vorhaltung in Höhe des Leistungspreises als Kapazitätzahlung vergütet. Die aus Systemsicht nicht benötigte Menge (Marktreserve) wird kurzfristig entweder vom ÜNB auf dem Spotmarkt angeboten oder aus der Reservepflicht entlassen. In diesem Fall kann der Anbieter seine Kapazität weiter vermarkten. Die absolute Höhe der auszuschreibenden Kapazitätsreserve muss hierbei so gestaltet sein, dass auf langfristige Sicht Investitionen in Kraftwerkskapazitäten motiviert werden. Somit sorgt der adaptive Minutenreservemarkt für die langfristige Sicherung ausreichender Kraftwerkskapazitäten.



Ausschreibungsmengen und Abruf der Minutenreserve pro Zeitscheibe (01.09.2010 – 31.08.2012)

Strategien zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge

Strategies for Providing E-Services by Plug-In Electric Vehicles

Thorsten Schlüter, Volker Liebenau, Johannes Rolink

Ziel des Projekts „open ECOSPhERE“ ist die Verknüpfung des Energiemarktes mit den Anforderungen der Nutzer von Elektrofahrzeugen. Das ie3 entwirft, analysiert und bewertet Strategien zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge vor dem Hintergrund der gezielten Nutzung fluktuierender Erneuerbarer Energieträger zur Ladung von Elektrofahrzeugen.

The goal of the project „open ECOSPhERE“ is to link the energy market to the requirements of Electric Vehicle Users. The ie3 creates, analyses and evaluates strategies to provide e-services. These e-services consider the specific use of fluctuating renewable energies for EV charging.

Das Projekt „open ECOSPhERE“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Technologiewettbewerbs „IKT für Elektromobilität 2“ gefördert

Elektrofahrzeuge können zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien (EE) leisten, vorausgesetzt, die Ladevorgänge werden gezielt gesteuert. Die Einsatzmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen (EV = Electric Vehicle) werden im Rahmen des Projekts aus energietechnischer und –wirtschaftlicher Sicht untersucht und auf ihre Praxistauglichkeit geprüft. Um Aussagen über die Arbeits- und Zeitverfügbarkeit der EV treffen zu können, ist eine möglichst genaue Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens notwendig.

Zunächst wird eine Bestandsaufnahme und Anforderungsanalyse hinsichtlich der Integration sowie des Ausgleichs von fluktuierenden EE durchgeführt. Zu diesem Zweck werden unterschiedliche Zielvorgaben definiert, die sich aus Sicht der EE für die Einsatzstrategien der EV ergeben. Bei dieser **Anforderungsanalyse** werden drei Ziele verfolgt:

- Maximale Nutzung der Stromerzeugung aus EE
- Ausgleich der EE am Energiemarkt
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Das Mobilitäts- und Ladeverhalten der Fahrzeugnutzer begrenzt das technische Beitragspotenzial von EV. Um die Fahrzeuge für die zuvor definierten Ziele einsetzen zu können, werden geeignete Prognosemodelle für EV entwickelt. Für die Erstellung von Prognosen über das individuelle Fahrverhalten werden am ie3 Fahrdaten von Privat-Pkw über einen Zeitraum von ca. 3 Monaten aufgezeichnet. Anhand dieser Modelle sollen sowohl auf globaler Ebene als auch im lokalen Bereich die Zeit- und Arbeitsverfügbarkeiten der EV abgeschätzt werden. Ziel ist

die Prognose der **Verfügbarkeit und des Lastverschiebungspotenzials** der EV.

Eine weitere Zielvorgabe ist, die EV möglichst CO₂-arm zu laden. Dies setzt eine Analyse der **CO₂-Emissionen** der Stromerzeugung voraus. Basierend auf Tagesprognosen der fluktuierenden EE und Lasten wird die Analyse mittels eines Kraftwerkseinsatzmodells stundenscharf durchgeführt werden. Zur Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen von EV sind zwei verschiedene Fälle zu berücksichtigen:

- Betrachtung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke
- Verursachergerechte Betrachtung der zusätzlichen CO₂-Emissionen.

Nachdem die potenziellen Anwendungsgebiete für EV identifiziert sind, werden die **Einsatzstrategien und das Poolmanagement** entworfen. Um die geforderten Mindestangebotsgrößen bei der Sekundär- und Minutenreserve zu erreichen, müssen die Fahrzeuge zu Regelleistungspools zusammengeschlossen werden. Auf Basis probabilistischer Ansätze werden daher Konzepte zur Zusammenstellung und Koordination von Fahrzeugpools entwickelt. Diese Konzepte fließen in die Anwendung der Poolstrategien zur Erbringung der Regelleistung ein.

Sind das Lademanagement und die unterschiedlichen Einsatzstrategien entwickelt, wird abschließend eine **Analyse und Bewertung der Einsatzstrategien** durchgeführt. Neben der technischen wird auch eine wirtschaftliche Bewertung stattfinden. Dazu werden verschiedene Szenarien erstellt und im Rahmen von Simulationen auf das Erlöspotenzial hin überprüft.

Wirtschaftliche Ladekonzepte von E-Flotten unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien

Economic Charging Concepts in Fleet Management Considering the Integration of Renewable Energy Resources

Ewa Plota, Johannes Rolink

Der wirtschaftliche Betrieb von elektrifizierten gewerblichen Fahrzeugflotten kann durch hohe Jahresfahrleistungen und geeignete Ladestrategien erreicht werden. Bei Ladung mit Strom aus erneuerbaren Energien werden ebenso Klimaschutzziele verfolgt. Im Rahmen der Untersuchung wird die Rechtsgrundlage für Ladestrategien betrachtet, die eine Eigennutzung von lokalen Erneuerbaren Energien erlauben sowie eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit fokussieren. Für Ladestrategien zur Erhöhung des Selbstverbrauchs wird ein Einspeise-Prognosetool entwickelt.

The economic operation of electrified commercial vehicle fleets can be achieved by high annual mileages and suitable charging strategies. By charging with electricity from renewable energy sources (RES) also climate protection objectives are pursued. In the research study the legal basis for charging strategies is considered pursuing a self-consumption of local RES and increase of economic efficiency. For increasing self-consumption, a prediction tool for feed-in is developed.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung im Rahmen des Projekts metropol-E gefördert.

Neben Klima- und Imagegründen sind die häufig hohen Jahresfahrleistungen von Flottenfahrzeugen Treiber für eine Elektrifizierung von gewerblich genutzten Fahrzeugflotten. Diese können zu einer höheren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konventionellen Flotten führen, da die fahrleistungsbezogenen Betriebskosten bei einem E-Fahrzeug in der Regel geringer sind als bei einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor. Im Projekt *metropol-E* werden Flottenfahrzeuge der Dortmunder Stadtverwaltung unter den Aspekten der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Reduktion substituiert. Für diese Ziele werden Ladestrategien entwickelt, die zum einen eine Integration der lokalen Erneuerbaren Energien (EE) ermöglichen und zum anderen eine Senkung der Energiegesamtkosten. Vornehmlich sollen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) auf den Dächern der städtischen Gebäude zur Ladung der Fahrzeuge genutzt werden. Dabei kann der Ladepunkt direkt über das Hausnetz angeschlossen werden oder räumlich getrennt, also mit Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz, von der PV-Anlage gespeist werden. Des Weiteren werden die PV-Anlagen entweder von der Stadt selbst oder von Dritten betrieben. Für diese unterschiedlichen Anschluss- und Betriebsfälle erfolgte eine Untersuchung der Rechtsgrundlage aus zwei Gründen: Zum einen muss geklärt sein, wie der erneuerbare Strom als Eigenverbrauch genutzt werden kann. Zum anderen bildet der Rechtsrahmen die Grundlage für die Wirtschaft-

lichkeitsbetrachtung. Denn der Direktbezug von Strom der betrachteten Anlagen weist andere Kostenkomponenten auf als konventionell bezogener Strom. Während beim letzteren Börsenpreise preisbildend sind, sind dies bei Strom aus EE die Vergütungssätze nach dem Gesetz für Erneuerbare Energien. Außerdem können bei dem alternativen Bezug Netzentgelte, Konzessionen, die EEG-Umlage und weitere Komponenten entfallen. Die Ladestrategien verfolgen weitere kostensenkende Ziele, die im Projekt durch die Beibehaltung der Gebäudelastspitze sowie durch Teilnahme der Flotte an Netzdienstleistungen nach §14a EnWG erreicht werden sollen.

Zur Integration des erneuerbaren Stroms wurde ein Prognosetool für die PV-Einspeisung entwickelt. Als Eingangsdaten verwendet das Modell Strahlungsprognosen des Deutschen Wetterdienstes, die für eine räumliche Auflösung von etwa 2,8 x 2,8 km vorliegen. Abhängig von der Lage der PV-Anlagen im Stadtgebiet und deren Ausrichtung sowie weiterer Anlagenparameter werden die Prognosen für die Einspeiseleistung ermittelt. Anhand der Strahlungswerte einer Messstation an der TU Dortmund sowie einer exemplarischen PV-Anlage konnte das Prognosemodell verifiziert und Rückschlüsse auf die Güte gezogen werden. Derzeit werden verschiedene Ansätze entwickelt und erprobt, um die Elektrofahrzeuge gezielt mit der prognostizierten Leistung der PV-Anlagen zu laden.

Zeitabhängige Abrechnung von Ladevorgängen über die Mobilfunkrechnung

Time-dependent Billing of Charging Processes via Mobile Phone Invoice

Malte Bolczek

Eine kostengünstige und nutzerfreundliche Variante zur Abrechnung von Ladevorgängen an (halb-) öffentlichen Ladesäulen für Elektromobilkunden basiert auf der Nutzung der Abrechnungsplattformen der Mobilfunkbetreiber. Um die Investitionskosten für die Ladesäulen zu mindern und eine erhöhte Auslastung der Ladesäulen zu ermöglichen, kann dazu die Ladung von Elektrofahrzeugen über die Mobilfunkrechnung zeitabhängig abgerechnet werden. Dieses innovative Abrechnungskonzept bedarf des Entwurfs eines energiewirtschaftlichen Belieferungskonzeptes der Ladesäulen, welches die regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft berücksichtigt. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Konzeptes werden Vergleichsrechnungen mit weiteren Abrechnungskonzepten angestellt.

A cost-effective and user-friendly option for the billing of charging processes at (semi-) public charging stations for electric vehicle customers is based on the use of the accounting center of the mobile operators. To reduce investment costs for the charging stations and to allow increased utilization of the charging stations, the load of electric vehicles can be charged time-dependent on the mobile phone bill. This innovative accounting concept requires the design of an energy-economic concept of supply for charging stations, taking into account the regulatory framework of the energy industry. To evaluate the efficiency of the concept, comparative calculations are made with other billing concepts.

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

Die Abrechnung von Ladevorgängen eines Elektrofahrzeugs im (halb-) öffentlichen Raum wird zurzeit meist über regionale Insellösungen mit geschlossenen Autorisierungs- und Abrechnungssystemen abgewickelt. In Anlehnung an die klassische Energieversorgung werden dazu Stromlieferverträge zwischen den Ladestationsbetreibern und den Elektromobilkunden geschlossen, die die elektrische Arbeit (kWh) als Abrechnungsgrundlage beinhalten.

Im Gegensatz dazu entwickelt das Forschungsvorhaben *sms&charge* eine Abrechnung der Ladekosten über die Mobilfunkrechnung, bei der die Nutzungszeit der Ladesäulen in Rechnung gestellt wird. Die erforderliche Kommunikation für Registrierung und Übergabe von Ladeparametern zwischen den beteiligten Marktakteuren und dem Kunden erfolgt über SMS (Short Message Service). Wesentliche Vorteile dieses Abrechnungskonzeptes sind die uneingeschränkte Interoperabilität, vereinfachte Registrierungsvorgänge und die nutzerfreundliche Bedienung mithilfe von Mobiltelefonen. Außerdem entfallen für den Ladesäulenbetreiber durch die zeitabhängige Abrechnung Kosten in Anschaffung und Betrieb für die Erfassung der elektrischen Arbeit in Verbindung mit verringerten Anforderungen aus dem Eichrecht.

Für das *sms&charge* - Abrechnungskonzept ist ein energiewirtschaftliches Belieferungskonzept für die Ladesäulen zu entwerfen, das die regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft berücksichtigt. Das Belieferungskonzept beschreibt die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung der Ladesäulen(-netze), das Zusammenwirken der beteiligten Marktakteure und deren Vertragsbeziehungen sowie den Rahmen der Entgelterhebung der einzelnen Kostenbestandteile des Nutzungsentgelts. Außerdem werden die wirtschaftlichen Auswirkungen der Erbringung von verschiedenen Netz- und Systemdienstleistungen dargestellt.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Konzeptes werden mittels Investitionsrechnungen Vergleiche mit Abrechnungskonzepten auf Basis der entnommenen elektrischen Arbeit durchgeführt. Dazu werden Investitions- und Betriebskosten des *sms&charge* - Konzeptes ermittelt und alternative Abrechnungskonzepte modelliert, die in den verwendeten Kommunikationstechnologien und Zahlungsverfahren variieren. Unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien für die Marktdurchdringung, Ladecharakteristika, Ladesäulenauslastung und Kundenverhalten werden die verschiedenen Konzepte gegenübergestellt.

Wirtschaftlicher Betrieb eines virtuellen Kraftwerks

Economical Operation of a Virtual Power Plant

Volker Liebenau, Thorsten Schlüter, Jan Teuwsen

Virtuellen Kraftwerken wird in der zukünftigen Energieversorgungsstruktur eine große Bedeutung zugewiesen. In diesen werden dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicherkapazitäten gebündelt und koordiniert eingesetzt. Ziel des Betriebs ist die Aufnahme fluktuierender Einspeisung aus Energieumwandlungsanlagen und die Erbringung von Systemdienstleistungen. Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks wird dessen Betrieb simuliert und das Erlöspotenzial an Spot- und Regelleistungsmärkten ermittelt.

Virtual power plants are assumed to play an important role in the future energy supply structure. In these plants, power generation systems and storage capacities are combined and operated in a coordinated manner. The aim is to store the fluctuating power feed-in of renewable energy sources as well as to provide system and ancillary services. In order to estimate the economic efficiency of a virtual power plant, the plant's operation is simulated and the potential revenues from offering capacities on the spot and control reserve markets are determined.

Dieses Forschungsvorhabens wurden zum Teil von DAIKIN Europe NV gefördert.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes für DAIKIN Europe NV wurde eine Methodik zur Ermittlung des Erlöspotenzials der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch Wärmepumpen in einem Gewerbegebäude entwickelt. Im Anschluss an das Projekt wurde die Methodik auf Wohngebäude angewandt. Basierend auf Zeitreihensimulationen von Last-, Einspeisungs- und Preisverläufen wird die Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken bewertet.

Dabei werden neben Wärmepumpen auch Blockheizkraftwerke, Stromheizungen, Elektromobile und Batteriespeicher berücksichtigt. Durch den koordinierten Betrieb einer Vielzahl von Anlagen wird ein virtuelles Kraftwerk simuliert. Die verwendeten Zeitreihen für Regelleistungspreise sowie die Wetterverhältnisse basieren auf den Jahren 2009 bis 2012. Insofern kann zunächst nur das Erlöspotenzial eines virtuellen Kraftwerks auf Basis der heutigen Preisstruktur ermittelt werden. Daraus wird abgeleitet, ab welcher Anlagengröße ein wirtschaftlicher Betrieb im virtuellen Kraftwerk unter den heutigen Marktbedingungen möglich ist. Zudem wird abgeschätzt, inwieweit und in welcher Höhe eine Förderung notwendig ist, wenn die Integration von Kleinstanlagen in das aktuelle Energiesystem politisch gewünscht ist.

Bei den niedrigen installierten Leistungen in Einfamilienhäusern ist ein wirtschaftlicher Betrieb einer Anlage im virtuellen Kraftwerk sehr unwahrscheinlich. Je höher der Energiebedarf in einem Gebäude und damit die installierte Leis-

tung einer Anlage ist, umso wahrscheinlicher wird die Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung von Minutenreserveleistung. Denn unabhängig von der Leistung der Anlage ist bspw. in allen Fällen eine vergleichbare Kommunikationstechnik erforderlich, um die Koordination der Anlagen im Verbund zu gewährleisten. Je geringer die hierfür notwendigen Investitionen im Verhältnis zu den Anlageninvestitionen sind, desto eher kann ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet und damit eine akzeptable Amortisationszeit erreicht werden.

Aus den bisherigen Ergebnissen der Zeitreihensimulationen wird weiter deutlich, dass die Erlöse in Abhängigkeit der Wetterverhältnisse, der Nutzung von Elektrofahrzeugen und der Regelleistungspreise in den drei betrachteten Jahren gebäude- und technologieunabhängig stark schwanken. Für die Heiztechnologien definieren bspw. die Wetterverhältnisse zu jedem Angebotszeitpunkt die Leistungspotenziale, die am Regelleistungsmarkt angeboten werden. Aufgrund der Wetterabhängigkeit sind diese Erlöspotenziale mit einer großen Unsicherheit verbunden. Daher ist zu untersuchen, inwieweit diese und weitere Unsicherheiten für Investoren reduziert werden können.

Weiter lässt sich die Methodik auch auf die Bereitstellung von Sekundärregelleistung anwenden. Abschließend können die Erlöspotenziale eines virtuellen Kraftwerks durch Vermarktung der bereitgestellten Energie am EPEX-Spotmarkt ermittelt werden.

Flexible Energieversorgung

Flexible Energy Supply

Michael Metz

In der Forschungsarbeit wird eine Methode entwickelt, um die Flexibilität eines Versorgungssystems aus Erzeugern, Speichern und Verbrauchern zu bewerten. Dadurch soll das Speichervermögen der virtuellen Batterie mit realen Speichern vergleichbar gemacht werden. Zunächst wurden die thermischen und elektrischen Lasten eines konfigurierbaren Versorgungsgebietes detailgetreu modelliert.

The research work aims at a flexibility assessment method for residential supply systems, consisting of generation, storage and demand. Thereby the storage capacity of this virtual battery can be compared to physical energy storage systems. At first, thermal and electrical loads of a configurable supply system were modeled in detail.

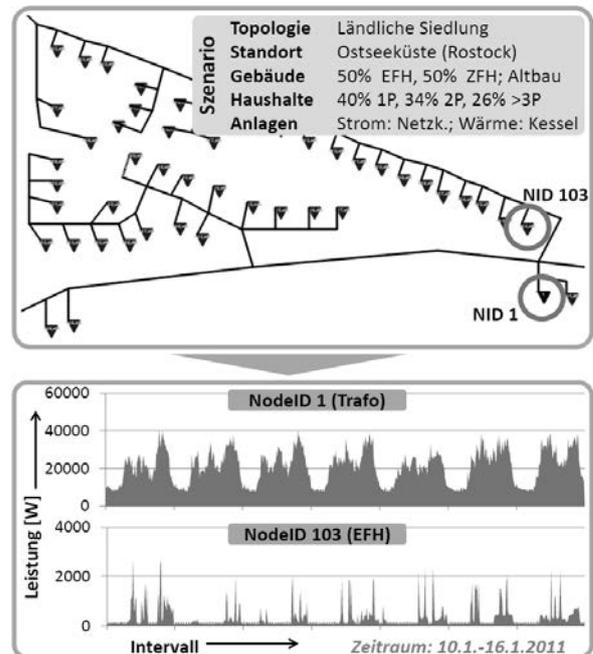
Um die Versorgungssicherheit bei steigendem Ausbau an Wind- und PV-Anlagen zu erhalten, werden zunehmend Flexibilitätsoptionen im verbrauchernahen Bereich benötigt. Diese Optionen umfassen flexible Erzeuger, Speichermöglichkeiten sowie verschiebbare Lasten. Dabei werden neben den elektrisch gekoppelten Komponenten auch die Potenziale im Wärmebereich berücksichtigt (bspw. Wärmepumpen). Aufgrund der vielfältigen Konfigurations- und Betriebsmodi ist die Flexibilität der Gesamtsysteme bislang nur unzureichend beschrieben worden.

Ziel der Forschungsarbeit ist es, die Flexibilität aller Ressourcen in einem Versorgungsgebiet bewertbar zu machen. Ein räumlich aggregiertes, heterogenes Portfolio an Flexibilitätsoptionen wird dabei unter expliziter Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe betrachtet. Die Komponenten sollen zu einer virtuellen Batterie zusammen gefasst und wie ein physikalischer Speicher durch die Merkmale Kapazität und Leistung charakterisiert werden.

Da eine solche Bewertung an realen Versorgungssystemen heute kaum möglich ist, wurde mittels *Matlab* ein Modell entwickelt, das Erzeugung und Verbrauch in einem Wohngebiet nachbildet. Dieses „Virtuelle Energieversorgungssystem“ (VEDIS) ist hinsichtlich Größe, Standort, Netztopologie, Anlagenkonfiguration, Bebauung und Haushaltsausstattung frei konfigurierbar. Somit können verschiedene Szenarien erstellt und hinsichtlich der zugrunde liegenden Fragestellung untersucht werden. Durch den generischen Ansatz und ein modulares Design ist das Modell erweiterbar, sodass auch andere Aspekte erforscht werden können.

Ein Entwicklungsschwerpunkt ist das Verbraucherlastmodell. Durch das Verfahren der „aktivi-

tätsbasierten Lastprofile“ wurde eine Methode entwickelt, um für Einzelhaushalte sowie ganze Versorgungsgebiete realitätsnahe elektrische und thermische Lastgänge zu erzeugen. Dazu wurde die ZBE genutzt, eine Erhebung des statistischen Bundesamtes zu zeitaufgelösten Personenaktivitäten. Die Abbildung zeigt, wie auf dieser Grundlage in VEDIS die elektrischen Lasten in Wohngebieten beschrieben werden.



Berechnungsbeispiel

Durch die vollständige Transparenz der Zustände eines jeden Erzeugers, Speichers und Verbrauchers soll im letzten Schritt das Bewertungsverfahren angewendet werden, dass die Freiheitsgrade der Einzelkomponenten ermittelt und zur Kapazität und Leistung der virtuellen Batterie aggregiert.

Intelligente Laststeuerung in Haushalten

Smart Demand Control in Households

Hans-Jörg Belitz, Sabine Winter

Das E-Energy Projekt E-DeMa befasst sich mit der Integration intelligenter Laststeuerung in zukünftigen Energiesystemen. In diesem Beitrag wird das wirtschaftliche Potenzial des sogenannten Aggregators vorgestellt, das auf Basis der Umsetzung im Feldtest analysiert wurde.

The objective of the E-DeMa project is to ensure more effective utilization of the existing supply infrastructure. Based on the technical potential in the model region, the economic potential of the aggregator is analyzed.

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des E-Energy-Programms gefördert und in Kooperation mit den Universitäten Bochum und Duisburg-Essen, der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE Deutschland, Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld und ProSyst durchgeführt.

Das Projekt E-DeMa beschäftigt sich mit der „Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft“. Übergeordnetes Ziel des Projektes ist die Entwicklung eines Energieversorgungssystems, das den geplanten Ausbau erneuerbarer Energieträger und deren Integration in die Energieversorgung fördert: Die elektrische Energie soll mithilfe verschiedenster Anreizsysteme zu den Zeiten nachgefragt werden, in denen die Einspeisung aus regenerativen Energiequellen besonders hoch ist.

E-DeMa greift die Möglichkeiten der heutigen Informations- und Kommunikationstechnologie auf und befähigt den Endkunden (Haushalte), an einem Lastmanagement teilzunehmen. Dazu wird der Endkunde mit fernsteuerbaren Geräten der Weißen Ware (Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler) und einer μ KWK-Anlage ausgestattet. Sowohl die Lasten als auch die μ KWK-Anlage, verfügen über eine vergleichsweise geringe elektrische Leistungsbeurteilung bzw. -aufnahme und können daher nicht vom Endkunden direkt vermarktet werden.

Daher gilt es, eine Vielzahl von Lasten bzw. Erzeugern zusammenzufassen und intelligent einzusetzen. Diese Aufgabe übernimmt bei E-DeMa der sogenannte Aggregator (AGG). Der AGG wird zusammen mit den traditionellen Marktteilnehmern Verteilnetzbetreiber, Lieferant und Endkunde mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) an ein elektronisches Marktplatssystem angeschlossen. Die im Rahmen des Projektes entwickelten Anreizsysteme sollen die Endkunden für eine aktive Teilnahme an diesem Energiemarkt und zur Last- bzw. Einspeiseverlagerung motivieren. So können sie

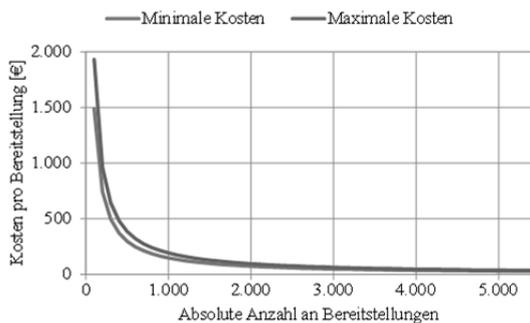
dort mit dem Aggregator in Kontakt treten und ihre erzeugte elektrische Energie aus μ KWK-Anlagen sowie ihre lastseitige Flexibilität anbieten. Der Aggregator verfügt wiederum über eine IKT-Infrastruktur. Diese ermöglicht es ihm, die Kleinstspeiseanlagen und steuerbaren Lasten in den Haushalten anzusteuern und den Einsatz der Geräte so zu aggregieren, dass er sie erlösbringend vermarkten kann.

Er ist über eine definierte Kommunikationsinfrastruktur mit den Endkunden verbunden und kann darüber Geräte der Weißen Ware in den Haushalten zuschalten. Ein Untersuchungsschwerpunkt ist eine Bündelung der Leistungsflexibilitäten zur Vermarktung an den Verteilnetzbetreiber. Zudem ist eine Vermarktung an andere Marktteilnehmer z. B. über die Börse, im OTC-Handel oder über den Regenergiemarkt möglich.

Um diese unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten zu analysieren, werden in diesem Beitrag die für den Aggregator entstehenden Kosten aufgezeigt. Dafür sind zunächst die Details, der vom Aggregator an den Endkunden angebotenen Produkte sowie die unterschiedlichen Kostenpositionen des Aggregators, zu definieren. Durch den Aggregator wird es dem Endkunden möglich, Leistungsflexibilitäten am Elektrizitätsmarkt zu vermarkten. Dazu muss der Endkunde dem Aggregator das entsprechende Gerät bis spätestens 09:00 Uhr morgens bereitstellen und die Endzeit des Geräteprogramms auf mindestens 18:00 Uhr setzen. Der Aggregator kann nun, abhängig von der Netz- und Strommarktsituation, das Gerät zu dem Zeitpunkt einschalten, zu dem er einen möglichst großen finanziellen Nutzen für die Vermarktung am Strommarkt erwirtschaftet. Der Aggregator zahlt bei E-DeMa

für eine Bereitstellung eines Gerätes eine fixe Vergütung in Höhe von 0,35 € an den Endkunden. Ob der Aggregator die bereitgestellte Leistung tatsächlich abrufen oder nicht, wirkt sich nicht auf die Vergütungspauschale beim Endkunden aus. Stellt ein Endkunde dem Aggregator mindestens 40 Mal innerhalb eines Jahres ein Haushaltsgerät zur Verfügung, erhält er zusätzlich eine einmalige Bonuszahlung in Höhe von 20 €. Zusätzlich wird vorausgesetzt, dass der Aggregator die Kosten für die Smart Meter (ca. 100-150 €), die Inhouse-Kommunikationsmodule (ca. 50-100 €) und das E-DeMa-Gateway (ca. 150-250 €) trägt. Dabei steuert das E-DeMa-Gateway die Haushaltsgeräte Waschmaschine, Geschirrspüler und Wäschetrockner.

Die Installationskosten für das erforderliche Backendsystem, sowie die Betriebs- und Wartungskosten werden dabei vernachlässigt. Die entstehenden jährlichen Kosten des Aggregators pro Bereitstellung, in Abhängigkeit von der Anzahl der bereitgestellten Geräte durch den Endkunden sind in dem nachfolgenden Bild dargestellt.



Jährliche Kosten des Aggregators pro Bereitstellung

Anhand des Bildes wird deutlich, dass die Kosten pro Bereitstellung mit zunehmenden Bereitstellungen geringer werden. Dies liegt vor allem an den hohen Installationskosten pro Haushalt, dessen Einfluss mit steigenden Bereitstellungen sinkt.

Zudem muss berücksichtigt werden, dass die maximale Leistung, die durch Haushaltsgeräte bereitgestellt werden kann, im einstelligen Kilowattbereich liegt. Bei den in E-DeMa verwendeten Haushaltsgeräten liegt die maximal aufgenommene elektrische Leistung bei ca. 2 kW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese 2 kW nicht für die gesamte Betriebsdauer, sondern nur für geringe Zeiten bezogen werden (z.B. für den Aufheizvorgang einer Waschmaschine). Für die Weitervermarktung des Aggregators folgt daraus, dass in der Modellregion maximal eine elektrische Leistung von 75 kW für eine Dauer von 15 Minuten erzielt wird. Bei einer in etwa realistisch anzunehmenden Größe, dass jede fünfte Verwendung eines Haushaltsgerätes dem Aggregator bereitgestellt wird, entstehen dem Aggregator Kosten in Höhe von 0,37 €/kW und somit 370 €/MW für eine Dauer von 15 Minuten. Anzumerken ist außerdem, dass eine konstante Leistungsbereitstellung über mehrere Stunden mit Hilfe von Lasten im Haushaltsbereich nur mit einer sehr hohen Anzahl an Kunden zu realisieren ist.

Die Kostenanalyse des Aggregators verdeutlicht, dass im Vergleich zu heutigen Leistungspreisen der Minutenreserve die mindestens zu veranschlagenden 370 €/MW vergleichsweise hoch sind. Um eine Vermarktung der Flexibilität von Haushaltsgeräten wirtschaftlich zu gestalten, sind weitere neue Produkte zu entwickeln, bei denen der Aggregator die Leistung und Energie der Weißen Ware Verteilnetzbetreibern, Lieferanten oder Händlern anbietet.

Der E-DeMa-Feldtest endet am 30. November 2012. Insbesondere die praktischen Erfahrungen bezüglich einer Fernsteuerung durch den Aggregator werden Aufschluss über die Auswirkungen im realen Netzbetrieb geben. Ein weiterer interessanter Aspekt ist das Verhalten und die aktive Teilnahme bzw. Akzeptanz der Kunden.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Shao, P.; Luo, L.; Li, Y.; Rehtanz, C.: „Electromagnetic Vibration Analysis of the Winding of a New HVDC Converter Transformer“, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 1, Januar 2012

Noll, T.; Rehtanz, C.: „Analyse möglicher Entwicklungspfade des zukünftigen deutschen Energieversorgungssystems“, Tagungsband des Power and Energy Student Summit, S. 2-5, PESS 2012, IEEE Student Branch, Ilmenau, 19.-20. Januar 2012

Shapovalov, A.; Kays, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.: „Agentenbasierte Netzrekonfiguration für einen optimierten Verteilnetzbetrieb“, Tagungsband des Power and Energy Student Summit, S. 71-75, PESS 2012, IEEE Student Branch, Ilmenau, 19.-20. Januar 2012

Rolink, J.; Horenkamp, W.; Rehtanz, C.: „Ladeinfrastrukturen für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen“, at-Automatisierungstechnik, Februar 2012

Zhang, X.-P.; Rehtanz, C.; Pal, B.: „Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control“, überarbeitete und erweiterte Edition, Springer-Verlag, 2. Edition, Februar 2012

Droste-Franke, B.; Paal, B.P.; Rehtanz, C.; Sauer, D.U.; Scheider, J.-P.; Schreuers, M.; Ziesemer, T.: „Balancing Renewable Electricity – Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective“, Ethics of Science and Technology Assessment, Vol. 40, Springer-Verlag, 2012

Rettberg, J.F.: „Staatliche Innovationsförderung und die Innovativität von Unternehmen. Eine empirische Untersuchung vor dem Hintergrund des Strukturwandels im Ruhrgebiet“, Verlag Dr. Kovac, Hamburg, 2012

Rolink, J.; Horenkamp, W.; Rehtanz, C.: „Ladeinfrastrukturen für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen“, at-Automatisierungstechnik, Februar 2012

Yang, D.; Rehtanz, C.; Li, Y.; Cai, D.: „Identification of dominant oscillation mode using complex singular value decomposition method“, Electric Power Systems Research, vol. 83, Issue 1, pp 227-236, Februar 2012

Yang, D.; Rehtanz, C.; Li, Y.; Liu, QJ.; Görner, K.: „Denoising and Detrending of Measured Oscillatory Signal in Power System“, Przeglad Elektrotechniczny (Electrical Review), vol. 88, no.3b, pp. 135-139, Februar 2012

Li, Y.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Rüberg, S.; Yang, D.; Xu, J.: „An Industrial DC Power Supply System Based on an Inductive Filtering Method“, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 59, no. 2, pp. 714-722, Februar 2012

Li, Y.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.; Liu, F.: „Harmonic Transfer Characteristics of a New HVDC System Based on an Inductive Filtering Method“, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 5, Mai 2012

Li, Y.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.: „Coordinated Wide-Area Damping Control of HVDC and FACTS for Stability Enhancement of Interconnected Systems“, IEEE Power & Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition, Orlando, Florida, 7.-10. Mai 2012

Spitalny, L.; Unger, D.; Myrzik, J.M.A.: „Potential of Small Hydro Power Plants for Delivering Control Energy in Germany“, IEEE EnergyTech, Cleveland, Ohio, USA, 29.-31. Mai 2012

Spitalny, L.; Unger, D.; Myrzik, J.M.A.: „Voltage Control by Small Hydro Power Plants Integrated into a Virtual Power Plant“, IEEE EnergyTech, Cleveland, Ohio, USA, 29.-30. Mai 2012

Unger, D.; Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.: „Potential of Small Hydro Power Plants for Delivering ancillary services in Germany“, CIRED Workshop, Lisbon, Portugal, 29.-30. Mai 2012

Engels, C.; Jendernalik, L.; Osthuus, M.; Spitzer, H.: „Integrated optimization of distribution system planning and transition into new grid structures“, CIRED Workshop, Lisbon, Portugal, 29.-31. Mai 2012

Osthuus, M.; Blanco G.; Rehtanz, C.: „Strategic investments and regulatory framework for distribution system planning under uncertainty - An option game approach“, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul, Turkey, 10.-14. Juni 2012

Stepanescu, S.; Osthuus, M.; Rehtanz, C.: „Influence of virtual power plants on the reliability“,

International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul, Turkey, 10.-14. Juni 2012

Rolink, J.; Rehtanz, C.: „Design of a Load Management System for Electric Vehicles Based on a Stochastic Model”, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul, Turkey, 10.-14. Juni 2012

Müller, S.C.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Wedde, H.F.: „Application of Self-Organizing Systems in Power Systems Control”, Springer Lecture Notes in Computer Science Volume 7343, 2012, S. 320-334, Juni 2012

Müller, S. C.; Häger, U.; Georg, H.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.; Wedde, H.F.; Zimmermann, T.: „Einbindung von intelligenten Entscheidungsverfahren in die dynamische Simulation von elektrischen Energiesystemen”, Informatik-Spektrum, Springer, Dezember 2012/Januar 2013

Koch, A.S.; Myrzik, J.M.A.; Wiesner, T.; Jendernalik, L.: „Harmonic Measurements and Modeling for Mass Implementation of Nonlinear Appliances”, IEEE PES General Meeting, San Diego, USA, 22.-26. Juli 2012

Häger, U.; Rehtanz, C.; Voropai, N.: „ICOEUR Project Results on Improving Observability and Flexibility of Large Scale Transmission Systems”, IEEE PES General Meeting in San Diego, USA, 22.-26. Juli 2012

Li, Y.; Rehtanz, C.; Rüberg, S.; Luo, L.; Cao, Y.: „Wide-Area Robust Coordination Approach of HVDC and FACTS Controllers for Damping Multiple Inter-Area Oscillations”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1096-1105, Juli 2012

Shapovalov, A; Schwippe, J.; Rehtanz, C.: „Application of convergence recovery methods for ill-conditioned load flow cases “, Proceedings of the 5th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems, LMPS´12, Konferenz in Irkutsk, Russia, 07. August 2012

Arestova, A.; Grobovoy, A.; Villella, F.; Bizumic, L.; Cherkaoui, R.; Häger, U.: „Application of HVDC to the emergency control of the hybrid DC/AC ENTSO-E – IPS/UPS network interface“, Cigré Session 44, Paris, France, August 2012

Li, Y.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Rüberg, S.; Liu, F.: „Realization of Reactive Power Compensation Near the LCC-HVDC Converter-Bridges by

Means of an Inductive Filtering Method“, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 9, pp. 3908-3923, September 2012

Müller, S.C.; Georg, H.; Rehtanz, C. Wietfeld, C.: „Hybrid Simulation of Power Systems and ICT for Real-Time Applications”, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference 2012, Berlin, 14.-17. Oktober 2012

Müller, S.C.; Kubis, A.; Brato, S.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Götze, J.: „New Applications for Wide-Area Monitoring, Protection and Control”, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Berlin, 14.-17. Oktober 2012

Hidalgo Rodriguez, D.I.; Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Braun, M.: „Development of a control strategy for mini CHP plants for an active voltage management in low voltage networks“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Berlin, 14.-17. Oktober 2012

Ruthe, S.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.: „Towards Frequency Control with Large Scale Virtual Power Plants“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Berlin, 14.-17. Oktober 2012

Langhammer, N.; Müller, C.; Winter, S.; Belitz, H-J.; Kays, R.; Wietfeld, C; Rehtanz, C.: „Technical and Economic Analysis of Future Smart Grid Applications in the E-DeMa Project“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Berlin, 14.-17. Oktober 2012

Li, Y.; Liu, F.; Rehtanz, C.; Luo, L.; Cao, Y.: „Dynamic output-feedback wide area damping control of HVDC transmission considering signal time-varying delay for stability enhancement of interconnected power systems“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, No.8, pp.5747-5759, Oktober 2012

Wagner, C.; Liebenau, V.; Teuwsen, J.; Rehtanz, C.: „Direktvermarktung 2012: Instrument zur Marktintegration erneuerbarer Energien oder Kostentreiber?“, Zeitschrift et-Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11, November 2012

Liebenau, V.; Schlüter, J.; Teuwsen, J.; Rehtanz, C.: „Bestimmung des Erlöspotenzials der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch Last- und Erzeugungsmanagement“, VDE-Kongress „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“, Stuttgart, 5.-6. November 2012

Belitz, H.J.; Bolczek, M.; Rehtanz, C.: „Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure für die Laststeuerung im Haushaltssektor“, VDE-Kongress „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“, Stuttgart, 5.-6. November 2012

Ruthe, S.; Worgull, A.; Rehtanz, C.: „Diskriminierungsfreiheit im Netzmanagement von Verteilnetzen“, VDE-Kongress „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“, Stuttgart, 5.-6. November 2012

Müller, S.C.; Kubis, A.; Brato, S.; Rehtanz, C.; Götze, J.: „Innovative Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“, Tagungsband des VDE-Kongresses „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“, Stuttgart, 5.-6. November 2012

Langhammer, N.; Mueller, C.; Winter, S.; Belitz, H-J.; König, D.; Kays, R.; Wietfeld, C.; Rehtanz, C.: „Zuverlässige Integration intelligenter Laststeuerung und dezentraler Energieerzeugung im E-Energy Projekt E-DeMa“, VDE-Kongress „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“, Stuttgart, 5.-6. November 2012

Plota, E.; König, D.; Rettberg, F.; Rehtanz, C.: „Wirtschaftliche Ladekonzepte von E-Flotten unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien“, VDE-Kongress „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“, Stuttgart, 5.-6. November 2012

Georg, H.; Müller, S.C.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.: „A HLA based simulator architecture for co-simulating ICT based power system control and protection systems“, Proceedings of the IEEE SmartGridComm 2012, Tainan City, Taiwan, November 2012

Li, Y.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Wang, C.; Rüberg, S.: „Simulation of the Electromagnetic Response Characteristic of an Inductively Filtered HVDC Converter Transformer Using Field-Circuit Coupling“, IEEE Transactions on Industrial Electron-

ics, vol. 59, no. 11, pp. 4020-4031, November 2012

Li, Y.; Rehtanz, C.; Rüberg, S.; Luo, L.; Cao, Y.: „Assessment and Choice of Input Signals for Multiple HVDC and FACTS Wide Area Damping Controllers“, IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, no. 99, November 2012

Engels, C.; Jendernalik, L.; Kienle, A.; Osthues, M.; Spitzer, H.: „Smart Planning - IO. Netz* Integrierte Optimierung zur Netzentwicklung und zum Übergang in neue Stromnetzstrukturen“, Tagungsband Smart Energy 2012 - „Wie ist der Weg zur Energiewende?“, Verlag Werner Hülsbusch / Fachverlag für Medientechnik und -wirtschaft, Boizenburg, 2012

Winter, S.; Belitz, H-J.; Werner, B.: „Entwicklung eines E-Energy-Marktplatzes und erste Erfahrungen aus dem Feldversuch im E-DeMa-Projekt“, Tagungsband Smart Energy 2012 – „Wie ist der Weg zur Energiewende?“, Verlag Werner Hülsbusch / Fachverlag für Medientechnik und -wirtschaft, Boizenburg, 2012

Aldejohann, C; Horenkamp, W.; Rettberg, F.; Rehtanz, C.: „Residual Current Detection with DC Components in Electric Vehicle Charging“, European Electric Vehicle Congress (EEVC), Brüssel, Belgien, 20.-22. November 2012

H. Lopes Ferreira, G. Fulli, A. L'Abbate, and U. Häger: Flexible Alternating Current Transmission Systems, in “Integration of advanced technologies for future transmission grids”, G. Migliavacca, Ed. Springer, 2013

S. Rüberg, A. L'Abbate, G. Fulli, and A. Purvins: High-Voltage Direct-Current Transmission, in “Integration of advanced technologies for future transmission grids”, G. Migliavacca, Ed. Springer, 2013

U. Häger: Coordination Methods for Power Flow Controlling Devices, in “Integration of advanced technologies for future transmission grids”, G. Migliavacca, Ed. Springer, 2013

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dipl.-Wirt.-Ing. A. Koch: „Results of the Study Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future“, Workshop on Harmonics in Distribution Networks, TU Dortmund, 22.02.2012

Dr. Yong Li, Hunan University, Hunan, China: „Wide area stability analysis and control of interconnected power system with HVDC and FACTS Devices“, 27.06.2012

Dr. Dechang Yang, Agricultural University Pe-king, China: „Identification of Low Frequency Oscillations in Power Systems Based on Wide Area Measurement Systems“, 06.07.2012

Prof. Michael Negnevitsky: University of Tasmania, Australien: „What is Common Between Power Engineering and Computational Intelligence?“, 19.09.2012

Dr. Nikita Tomin, ESI, Irkutsk, Russland: „Intelligent Monitoring and Forecasting for Modern Electric Power Systems“, 27.09.2012

Dr. Jiazhu Xu, Hunan University, China: „The Development of HVDC and Smart Distribution Power Grid & What will We Do and What have We Done“, 23.10.2012

Prof. Göran Andersson, ETH Zürich, Schweiz: „Indicators for Transmission System Expansion in Europe“, 05.11.2012

Dipl.-Ing. Ulf Häger, Institut ie³, TU Dortmund: „Agentenbasierte Realzeitkoordinierung von Leistungsflussreglern“, 05.11.2012

Prof. Dr. Gerardo Blanco, FPUNA, Asuncion, Paraguay: „Power System in Evolution: Towards Smarter and more Flexible Grids“, 07.11.2012

Dr. Václav Šmídl, University of West Bohemia, Russland: „Bayesian filtering for power quality monitoring“, 14.11.2012

Dr. Denis Sidorov, ESI, Irkutsk, Russland: „Volterra Integral Models in the Theory of Evolving Dynamical Systems Modeling“, 14.11.2012

Dipl.-Ing. M. Kleemann, Institut ie³: „Flexibler Netz- und Anlagenschutz in der Mittelspannung mit speicherprogrammierbaren Steuerungen“, 21.12.2012

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

NRW Kongress Infrastruktur und Netze, Dortmund, 05.09.2012

Dr. Gerhard Hörpel, Electrochemical Energy Technology, (MEET), WWU Münster: „Stand Batterie“

Dipl.-Ing. Sebastian Mathar, Institut für Kraftfahrzeuge, RWTH Aachen: „Stand Fahrzeugtechnik“

Prof. Dr.-Ing. Christian Wietfeld, LS für Kommunikationsnetze, TU Dortmund: „Interoperable Kommunikationsdienste für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen“

Kurt Pommerenke, Stadt Dortmund, Wirtschaftsförderung: „Metropol-E- Ein Projekt zur Elektrifizierung der kommunalen Flotte der Stadt Dortmund“

Marc Krugmann, TÜV Rheinland AG: „Die Wertschöpfungskette der Elektromobilität, Batterieprüfungen, Fahrzeugprüfungen und Ausbildung von Fachkräften“

Peter Barth, Amprion GmbH: „Entstehung und Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplans (NEP)“

Prof. Dr.-Ing. Frank Jenau, LS für Hochspannungstechnik, TU Dortmund: „HVDC-Prüfinfrastruktur“

Prof. Dr. Felix Höffler, EWI an der Universität zu Köln : „Regulatorische und energiewirtschaftliche Aspekte der Energiewende“

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut ie³, TU Dortmund: „NRW-Kompetenzzentrum Elektromobilität - Infrastruktur und Netze“

Dr. Fritz Rettberg, Institut ie³, TU Dortmund: „Schnittstelle Fahrzeug/Netz/Elektrizitätsmarkt/-alle Herausforderungen im Griff?“

Carsten Busch, ABB Automation Products GmbH: „Integrierte Ladeinfrastruktur-Lösungen für Elektrofahrzeuge“

Dr. Daniel Kürschner, Vahle GmbH: „Induktives Laden“

Prof. Dr. Markus Zdrallek, LS für Elektrische Energieversorgungstechnik, BU Wuppertal: „Praxiserfahrung erster autarker, intelligenter Niederspannungsnetze“

Georg Kutschke, RWE Deutschland AG: „Anforderungen an zukünftige Verteilnetze aus regulatorischer Sicht“

Dipl.-Ing. Torsten Hammerschmidt, RWE Deutschland AG: „Ein Jahr Zukunftsnetze im Praxisbetrieb“

ZEDO/ie³-Workshop "Innovationen in der Energieversorgung", 02.11.2012

Dr.-Ing. Thomas Stephanblome, E.ON Connecting Energies GmbH: „Dezentrale Energieversorgungs-konzepte - eine Chance für die Energiewende“

Ir. Patrick van de Rijt, Tenne T TSO B. V., Niederlande: „Netzplanung in den Niederlanden: Herausforderung und Innovationen“

Dr.-Ing. Thomas Reißing, Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH: „Energiewende - sind Smart Grids die Lösung?“

Doktoranden-Seminar des ie³

Dipl.-Wirt.-Ing. Malte Bolczek, Institut ie³, TU Dortmund: „Market models for public charging infrastructures for electric mobility“, 24.01.2012

ation of storage applications using a generic optimization model for energy storage“, 26.06.2012

Barbara Burstedde, EWI Köln: „From Nodal to Zonal Pricing - A Bottom-Up Approach to the Second-Best“, 13.03.2012

Dipl.-Wirt.-Ing. Ewa Plota, Institut ie³, TU Dortmund: „Smart charging of EVs in fleet management to leverage the economical and ecological potential“, 10.07.2012

Dipl.-Wirt.-Ing. Anna Sophia Koch, Institut ie³, TU Dortmund: „Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future“, 10.04.2012

Dipl.-Ing. Michael Metz, Fraunhofer Umsicht, Oberhausen: „Flexible energy supply – Evaluating the electric storage potential of aggregated flexible resources in residential areas“, 21.08.2012

Rommel Aguilar Chiriboga, San Juan, Argentinien: „Empirical Orthogonal Decomposition Applied to Transmission Line Protection“, 24.04.2012

Dipl.-Wirt.-Ing. Sven Christian Müller, Institut ie³, TU Dortmund: „Real-time congestion management“, 09.10.2012

Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Worgull, Institut ie³, TU Dortmund: „Applications of Smart Metering Systems in distribution networks“, 08.05.2012

Dipl.-Ing. Michael Kleemann, Institut ie³, TU Dortmund: „Power System Protection for Medium Voltage Grids with Programmable Logic Controllers“, 16.10.2012

Dipl.-Ing. Annedore Kanngießler, Fraunhofer Umsicht, Oberhausen: „Techno-economic evalu-

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

A. Shapovalov: „Agentenbasierte Netzrekonfiguration für einen optimierten Verteilnetzbetrieb“, Konferenz Power and Energy Student Summit 2012, TU Ilmenau, 19.01.2012

CORES0 Coordination Service Center, Brüssel, Belgien, 12.02.2012

T. Noll: „Analyse möglicher Entwicklungspfade des zukünftigen deutschen Energieversorgungssystems“, Konferenz Power and Energy Student Summit 2012, TU Ilmenau, 19.01.2012

S. C. Müller: „Decentralized Coordination of Power Flow Controllers for Increasing Transmission Capacity and Security“, DFG-Forschergruppe FOR 1511, CORESO Coordination Service Center, Brüssel, Belgien, 12.02.2012

J. Myrzik: „Energieeffizienz: Notwendig, aber auch finanzierbar? – Wege zur Steigerung der Energieeffizienz“, Energiepolitische Vortragsreihe der CDU Dortmund, Dortmund, 02.02.2012

C. Rehtanz: „Energiekonzept und Verteilnetze der Zukunft“, 2. Energie- und Rohstoffwirtschaftliches Symposium des Landes NRW, Hagen, 13.02.2012

S. C. Müller: „Hybrid Simulator for Energy and ICT Systems“, DFG-Forschergruppe FOR 1511,

J. F. Rettberg.: „Elektrofahrzeuge als Energiespeicher in intelligenten Gebäuden - Zuverlässige Anbindung in zukünftigen Smart Home Infra-

strukturen“, Facility Management Kongress, Frankfurt/M., 26.02.2012

J. Myrzik: „Anforderungen an zukünftige Netze“, Arnsberger Energiedialog, Arnsberg, 27.02.2012

C. Rehtanz: „Elektrofahrzeuge als Speicher im Energiesystem - Von der Infrastruktur- und Fahrzeugprüfung bis zur Marktintegration“, Batterietag NRW, Münster, 05.03.2012

S. Kippelt: „Flexible Dimensioning of Control Reserves by means of a Stochastic Model – a Future Application“, INREC International Ruhr Energy Conference, Essen, 06.03.2012

E. Plota: „Test Center for Interoperable Electromobility – Infrastructure and Grids“, Batterietag NRW, Münster, 07.03.2012

C. Rehtanz: „Smart Grids - Challenges and Opportunities in Selected Research Areas“, BMWi / EU SET-Plan Konferenz, Berlin, 19.03.2012

S. Rüberg: „Impact of HVDC on synchronously operated HVAC grids“, Advanced Submarine Power Cable Interconnection Forum, Berlin, 20.04.2012

C. Rehtanz: „Möglichkeiten von Gebäuden im Rahmen des Energiekonzeptes der Bundesrepublik Deutschland“, YIT-Konferenz, Aachen, 24.04.2012

J. Myrzik: „Auf Taten folgen Daten - Ein Jahr Live Labor nZEB Herten, 8. Deutscher Planertag, Berlin, 10.05.2012

S. Kreuzt: „Business cases for active demand - E-DeMa“, 2nd Belgian regional workshop, Brügge, Belgien, 10.05.2012

S. Kreuzt: „Interaction aggregator/E-box/consumer-E-DeMa“, 2nd Belgian regional workshop, Brügge, Belgien, 10.05.2012

H.-J. Belitz: „Betriebswirtschaftlicher Nutzen für Kunden und Stromlieferanten durch Laststeuerung in E-DeMa“, Smart Grid Evaluationsworkshop, Frankfurt/Main, 10.05.2012

C. Rehtanz: „Anforderungen und Innovationen für zukünftige Verteil- und Übertragungsnetze“, Symposium 'Energy 2050', Enerio, Oldenburg, 15.05.2012

J. Myrzik: „Energiemanagementsysteme und Energieeffizienz“, ENERVIE, Hagen, 24.05.2012

U. Häger: „Load flow and dynamic model of European and Russian power systems, Final

ICOEUR Workshop, Brussels, Belgium, 24.05.2012

U. Häger: „Coordinated real-time power flow control“, Final ICOEUR Workshop, Brussels, Belgium, 24.05.2012

J. Myrzik: „Power Electronics: Problem Maker and Solver“, Symposium on Voltage and Current Quality“, TU Eindhoven, 08.06.2012

J. Rolink: „Design of a Load Management System for Electric Vehicles Based on a Stochastic Model“, PMAPS conference 2012, Istanbul, Turkey 12.06.2012

M. Ostthues: „Strategic investments and regulatory framework for distribution system planning under uncertainty - An option game approach“, PMAPS conference 2012, Istanbul, Turkey, 12.06.2012

M. Ostthues: „Issues of virtual power plants on the reliability“, PMAPS conference 2012, Istanbul, Turkey, 12.06.2012

C. Rehtanz: „Wie kommt der Strom ins Auto?“, 4. Deutscher Elektro-Mobil-Kongress, Essen, 14.06.2012

S. C. Müller: „Application of Self-Organizing Systems in Power Systems Control“, Profes Conference Center, Madrid, Spain, 14.06.2012

J. F. Rettberg: „metropol-E. Ein Projekt zur Elektrifizierung der kommunalen Flotte der Stadt Dortmund“, 4. Deutscher Elektro-Mobil-Kongress, Essen, 14.06.2012

J. F. Rettberg: „Schnittstelle Fahrzeug/Netz/-Elektrizitätsmarkt - Alle Herausforderungen im Griff?“, 5. Ruhrsymposium – Neue Zukunft für Mobilität, Dortmund, 21.06.2012

U. Häger: „Anreize zur Durchführung von EU-Projekten am Beispiel des ICOEUR Projektes“, Zenit Informationsveranstaltung „Last call for the last calls“, Dortmund, 25.06.2012

S.C. Müller: „Einbindung von intelligenten Entscheidungsverfahren in die dynamische Simulation von elektrischen Energiesystemen“, D-ACH-Konferenz Energieinformatik, Oldenburg, 05.07.2012

U. Häger: „ICOEUR Project Results on Improving Observability and Flexibility of Large Scale Transmission Systems“, IEEE PES General Meeting 2012, San Diego, USA, 23.07.2012

J. Myrzik: „Harmonic Measurement and Modeling or Mass Implementation of Nonlinear Appliances“, IEEE PES General Meeting 2012, San Diego, USA, 25.07.2012

A. Shapovalov: „Application of convergence Recovery Methods for III-Conditioned Load-Flow Cases“, 5th International conference on Liberalization and Modernization of Power Systems: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid“, Irkutsk, Russia, 07.08.2012

J. F. Rettberg: „Electric Vehicles – Storages in an intelligent Energy System“, Electric-Auto Battery Technology Workshop des Korean Embassy Bonn Office, Düsseldorf, 28.08.2012

D. König: „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, GWI-Praxisforum Kraft-Wärme-Kopplung in der Hausenergieversorgung, 30.-31.08.2012

U. Häger: „Consequences of increasing penetration of distributed generation on transmission and distribution grids“, Second Latin American and the Caribbean Electricity Seminar, San José, Costa Rica, 04.09.2012

S. Ruthe: „Towards Frequency Control with Large Scale Virtual Power Plants“, IEEE PES ISGT Europe Conference, Berlin, 15.10.2012

S. C. Müller: „Hybrid simulation of power systems and ICT for real-time applications“, IEEE PES ISGT Europe Conference, Berlin, 16.10.2012

S. C. Müller: „New Applications for Wide-Area Monitoring, Protection and Control“, IEEE PES ISGT Europe Conference, Berlin, 16.10.2012

H.-J. Belitz: „Technical and Economic Analysis of Future Smart Grid Applications in the E-DeMa Project“, Third IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe Conference, Berlin, 16.10.2012

J.-F. Rettberg: „Staatliche Förderung von Innovationen in KMU“, 3. Forum Mittelstandsforschung, Frankfurt/M., 18.10.2012

H.-J. Belitz: „Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure für die Laststeuerung im Haushaltssektor“, VDE-Kongress 2012 Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, 05.11.2012

S. C. Müller: „Innovative Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“, VDE-Kongress 2012, Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, 06.11.2012

E. Plota: „Wirtschaftliche Ladekonzepte von E-Flotten unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien“, VDE-Kongress 2012, Smart Grid -Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, 06.11.2012

T. Schlüter: „Bestimmung des Erlöspotentials der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch Last- und Erzeugungsmanagement, VDE-Kongress 2012, Smart Grid -Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, 06.11.2012

A. Kubis: „Systemschutz für Übertragungskorridore“, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Alumnitreffen, FH Dortmund, 16.11.2012

J.-F. Rettberg: „Batterien für stationäre Anwendungen im Energiesystem“, MEET Akademie: Die Batterie als Schlüsseltechnologie der Zukunft, Münster, 15.11.2012

J.-F. Rettberg: „Having a Cutting Point - Testing and Development Environment at TU Dortmund University“, European Electric Vehicle Congress Brussels, Belgium, 19.11.2012

C. Aldejohann: „Residual Current Detection with DC Components in Electric Vehicle Charging“, European Electric Vehicle Congress Brussels, Belgium, 21.11.2012

J. Myrzik: „Evaluierung eines Energiemanagementsystems und die Integration in intelligente Netze“, Deutscher Kälte und Klimatechnikverein, Würzburg, 22.11.2012

H.-J. Belitz: „Entwicklung eines E-Energy-Marktplatzes und erste Erfahrungen aus dem Feldversuch im E-DeMa-Projekt“, Fachtagung Smart Energy 2012, Dortmund, 23.11.2012

C. Rehtanz: „Infrastruktur und Netze als notwendiger Rahmen für die Elektromobilität“, Elektromobilität in NRW - 1. Kompetenztreffen in der Zeche Zollverein, Essen, 27.11.2012

A. Kubis: „DFG FOR 1511-Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“, Fachausschuss ETG V2.1 / GMA 7.16 Netzregelung und Systemführung, Frankfurt/Main, 04.12.2012

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Aldejohann, C.: „Nachbildung eines Netzanchlusspunktes für die Untersuchung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“; Januar 2012

Wenning, L.: „Analyse der netzstabilisierenden Wirkung dezentraler Einspeiser“; Januar 2012

Skrbic, S.: „Konzeption und Entwicklung eines Dateninterfaces zwischen Zähler, Netzbetreiber und Smart Home“; Februar 2012

Voormann, M.: „Technische und wirtschaftliche Analyse der Rahmenbedingungen für Methanisierung von Erdgas zur Speicherung regenerativer Energie“; Februar 2012

Krischik, T.: „Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen nach SDLWindV“; März 2012

Falk, M.: „Entwicklung und Simulation eines Virtuellen Kraftwerks mit Hilfe eines Multiagentensystems unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen“; März 2012

Tiltsch, M.: „Entwicklung von innovativen Energiekonzepten für gewerblich genutzte Gebäude unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen“; März 2012

Asmacher, K.: „Aufbau eines dSPACE-Testsystems für Elektromobilitätsanwendungen“; März 2012

Maasmann, J.: „Aufbau eines Batterieprüfstandes für die Elektromobilität“; März 2012

Messing, I.: „Modellierung der für den Einspeise- und Lastzustand des europäischen Verbundnetzes bestimmenden Marktteilnehmer und Märkte“; Mai 2012

von Haebler, J.: „Strategie als Portfolio von Realloptionen: Management von Netzinvestitionen unter Unsicherheit“; Juni 2012

Baczewski, C.: „Entwicklung einer transportablen Testeinrichtung für DC-Ladestationen“; August 2012

Kaliwoda, M.: „Selektiver Unter- und Überfrequenzschutz unter Nutzung von Smart Metering Systemen“; August 2012

Keune, B.: „Realisierung eines Distanzschutzes mit Methoden der Industrieautomatisierung“; September 2012

Almeida Streitwieser, R.: „Efficiency estimation of wind turbines based on production based availability and evaluation of the power performance optimisation potential“; September 2012

Poier, N.: „Analyse von Gestaltungsoptionen für einen Kapazitätsmarkt in Deutschland“; September 2012

Szukat, P.: „Vergaberelevante Kriterien und deren Gewichtung für den Entscheidungsprozess bei Vergaben komplexer Instandhaltungsprojekte im Kraftwerksbereich am Beispiel von Dampfturbinen“; September 2012

Ne Titi Itondo Aristide, T.: „Analyse des Ertrages und des elektrischen Verhaltens verschiedener Photovoltaiksysteme bei unterschiedlichen Randbedingungen“; September 2012

Zhang, L.: „Parallel Processing in Embedded PDC Application for FACTS Control“; September 2012

Kopitzki, M.: „Kosten-/Nutzenanalyse zur Verwendung von Hochtemperaturfähigen Komponenten in Umrichtersystemen“; September 2012

Rekowski, C.: „Realloptionsanalyse von Leistungsflussregelung im europäischen Verbundnetz“; September 2012

Kaupmann, S.: „Erstellung einer Adapterplattform zur Anbindung von Energiezählern an Multi-Utility Communication Controller am Beispiel Euridis“; Oktober 2012

Dawin, F.: „Modellierung und Analyse des koordinierten Betriebs dezentraler Lasten und Erzeuger in Hinblick auf einen virtuellen Energiespeicher“; Oktober 2012

Gördes, S.: „Analyse, Entwicklung und Aufbau von bidirektionalen DC/DC Konvertern“; Oktober 2012

Tschöke, R.: „Entwicklung eines Bilanzkreismanagementkonzepts für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs von Haushalts- und Gewerbetkunden“; Oktober 2012

Ringel, M.: „Untersuchung des Einflusses von einphasig angeschlossenen Erzeugungsanlagen auf Mittelspannungsnetze im Normal- und Störbetrieb“; Oktober 2012

Spieker, C.: „Perspektiven des Netzengpassmanagements im europäischen Verbundnetz“; November 2012

6.2 Bachelor- und Studienarbeiten

Cimino, A.: „Quantifizierung von CO₂-Vermeidungskosten“; Januar 2012

Abid, W.: „Batterieladestrategien für Anwendungen in der Elektromobilität“; Januar 2012

Rekowski, C.: „Untersuchung des Potentials von Speichern und Overlaynetzvarianten für eine regional autarke Energieversorgung in Deutschland“; Februar 2012

Ringel, M.: „Automatische Bestimmung der Startbedingungen für eine dynamische Netzsimulation in Abhängigkeit eines vorgegebenen Marktszenarios“; Februar 2012

Smirek, T.: „Implementierung eines Optimal Multiplier Power Flow Verfahrens zur Bestimmung der kritischen Netzbereiche“; März 2012

Deltchev, D.; Ivanov, H.: „Dezentrale Energieressourcen in dem bulgarischen Netz“; März 2012

Tekaya, M.: „Entwicklung eines messungsbasierten nichtlinearen Modells für Kompaktleuchtstofflampen“; April 2012

Manaa, Q.: „Dimensionierungsregeln für die mitlaufende Kraftwerkreserve bei vermehrter Einspeisung durch leistungselektronische Umrichter“; Mai 2012

Wagner, C.: „Analyse und Diskussion der Strategien zur Marktintegration Erneuerbarer Energien“; Juni 2012

Ke, L.: „Power Quality Analysis of Distribution System with integrated Wind Energy“; Juni 2012

Fischer, S.: „Analyse der Folgekosten und möglichen Ursachen von ausgedehnten Stromausfällen in Deutschland“; Juni 2012

Schlüchtermann, C.: „Entwicklung und Funktionsverbesserung einer automatisierten Umschalteinrichtung“; November 2012

Brölz, D.: „Grundlegende Methodiken zur Ermittlung idealer Zielnetzstrukturen“; Juni 2012

Wohlinger, T.: „Entwicklung von Lastprofilen für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs nichtleistungsgemessener Kunden“; Juni 2012

Westkamp, F.: „Netz- und Marktmodellierung für Prognosen im Netzengpassmanagement“; Juli 2012

Vogelsang, L.: „Dynamische Berechnung von Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung“; Juli 2012

Mengue Ngaba, A.-J.; Tchoupou Lactio, H.: „Entwicklung eines didaktischen Simulationssystems zur Abbildung der Interdependenzen der Öffentlichen Energieversorgung“; Juli 2012

Schneider, C.: „Einführung und Optimierung eines PMI-basierten Projektmanagement-Standards bei internationalen Großprojekten zum Neubau von Energieerzeugungsanlagen“; Juli 2012

Wiesinger, B.: „Entwurf und Auslegung einer Klein-Windkraftanlage für die Nutzung im öffentlichen Raum in Dortmund“; August 2012

Scheffer, V.: „Smart Grid und die Bedeutung für urbane Verteilnetzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen“; September 2012

Münch, M.: „Abrechnungskonzepte der Elektromobilität“; September 2012

Kaatz, M.: „Ausgestaltung einer (halb-) öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur für Elektrofahrzeuge“; September 2012

Jungmann, F.: „Untersuchung zur Beeinflussung von Spannungsprofilen und Kurzschlussleistung durch Integration dezentraler Erzeugungsanla-

gen in die Niederspannungs-/Mittelspannungsnetze“; Oktober 2012

Topolewski, T. : „Bewertung des (n-1)-Kriteriums basierend auf Multi-Szenarien-Berechnungen“; Oktober 2012

Hansel, K.-M.: „Passive Filterstrukturen für dreiphasige netzgekoppelte Wechselrichter“; November 2012

6.3 Projektgruppen

Altenrath, A.; Münch, M.; Lange, M.: „Entwicklung von Lastprofilen für Elektrofahrzeuge in privaten und (halb-) öffentlichen Räumen auf Basis von Mobilitätsdaten heutiger Kraftfahrzeuge“; Juli 2012

Griwenka, B.; Hartmann, M.; Messing, R.; Schild, V.: „Wirtschaftliche und ökologische Bilanz einer Elektrofahrzeugflotte unter Berücksichtigung der Integration von Erneuerbaren Energien“; August 2012

7. Promotionen

Weitbereichsstabilitätsanalyse und -regelung von Energieübertragungssystemen mit HGÜ und FACTS-Geräten

Wide Area Stability Analysis and Control of interconnected Power Systems with HVDC and Facts Devices

Dr.-Ing. Yong Li

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Dirk Westermann

Mündl. Prüfung: 27.06.2012

In order to damp low-frequency oscillations and improve the overall stability of large-scale interconnected power systems, this dissertation investigates the wide-area stability analysis and control methods from different perspectives. The flexible and fast control capability of high-voltage direct current (HVDC) and flexible ac transmission systems (FACTS) is investigated in detail to implement a wide-area measurement based damping control. A sequential and global mixed optimization method is proposed to simultaneously optimize local and wide-area damping con-

trollers. A wide-area robust coordination method is presented to coordinate multiple wide-area damping controllers (WADC). A delay-dependent robust design method is also proposed to handle time-varying delays commonly existing in wide-area signal communication. A closed-loop hardware experiment is used to validate the damping performance. The research activities of this dissertation include power system stability analysis and control, wide-area damping control as well as HVDC & FACTS technologies.

Identifikation niederfrequenter Schwingungen in Energieübertragungssystemen basierend auf Weitbereichsmessungen

Identification of Low Frequency Oscillations in Power Systems Based on Wide Area Measurement Systems

Dr.-Ing. Dechang Yang

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Ing. Jürgen Götze

Mündl. Prüfung: 06.07.2012

In this dissertation, an integrated systematic method (ISM), which combines the nonlinear hybrid method (NHM) based on the single nonlinear measured signal and the complex orthogonal decomposition (COD) based on the ensemble measurement matrix, is proposed to identify the dominant oscillation mode based on wide area measurement system (WAMS). The NHM

and COD work in a way of parallel and complementary manner. The NHM is used to analyze the single measured signal from the nonlinear view and it contains two aspects: the improved Hilbert Huang Transform (HHT) and Relative Phase calculation Algorithm (RPCA). The improved HHT, which contains the Extreme Symmetrical Extension (ESE), Frequency Heterodyne Tech-

nique (FHT) and Normalized Hilbert Transform (NHT), is utilized to calculate the oscillatory parameters of single nonlinear measured signal; the RPCA is employed to explore the phase relationships among different measured signals from different locations. For the dominant oscillation mode, the node contribution factor (NCF) and approximate mode shape (AMS) are identified based on the computational results from improved HHT and RPCA. At the same time, the COD is performed on the complex ensemble measurement matrix to find the optimal complex orthogonal modes (COMs) according to the energy distribution in wide area. The temporal vari-

ations and spatial distributions of dominant COM which stands for the optimal energy orthogonal basis in the ensemble measurement matrix are determined. The calculated results of NHM and COD are checked with each other. The near real-time application of ISM combining with the sliding time window is researched based on the instantaneous computation capability of NHM and recursive algorithm of the covariance matrix of ensemble measurement matrix. The validity and feasibility of proposed ISM are tested by the simulation data and actual measured data from WAProtector.

Agentenbasierte Realzeitkoordinierung von Leistungsflussreglern

Agent-based real-time Coordination of Power Flow Controllers

Dr.-Ing. Ulf Häger

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Göran Andersson

Mündl. Prüfung: 05.11.2012

Energiemarktaktivitäten und zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien führen zu größeren Entfernungen zwischen Einspeisung und Last, sowie zu volatileren Leistungsflüssen. Leistungsflussregler (LFR) werden zunehmend eingesetzt, um Engpässe zu entschärfen. In dieser Arbeit wurde ein neues real-zeitiges verteiltes Koordinationsverfahren entwickelt, bei dem LFR weitestgehend autonom auf kritische Belastungssituationen reagieren und eine weiträumige Ausregelung ermöglichen. Dezentrale Mess- und Steuerungskomponenten, sogenannte Agenten tauschen lokale Informationen über den aktuellen Zustand und die Belastung von Netzbetriebsmitteln aus. Zur Auswertung dieser Nachrichten führen regelnde Agenten eine verteilte Topologie- und Sensitivitätsanalyse durch, deren Ergebnisse anschließend mittels einer

Gewichtungsfunktion zur Bestimmung der nächsten Regelaktion verwendet werden. Zur Verifikation des Koordinierungsverfahrens wurden LFR-Stellwerte des Agentenverfahrens mit Koordinierungsergebnissen eines Optimalen Leistungsfluss Programms (OPF, Optimal Power Flow) verglichen. Als weiterer Verifikationsschritt wurde das dynamische Regelverhalten der Multi-Agenten-Koordinierung untersucht. Die Testergebnisse belegen, dass das Koordinierungsverfahren geeignet und zuverlässig auf Störungssituationen reagiert. Der Einfluss von Verzögerung durch Kommunikation und Messwerterfassung auf das Koordinierungsverfahren ist beim Einsatz von Querreglern vernachlässigbar, während das Regelverhalten von schnellen LFR deutlich beeinflusst wird.

Flexibler Netz- und Anlagenschutz in der Mittelspannung mit speicherprogrammierbaren Steuerungen

Power System Protection for Medium Voltage Grids with Programmable Logic Controllers

Dr.-Ing. Michael Kleemann

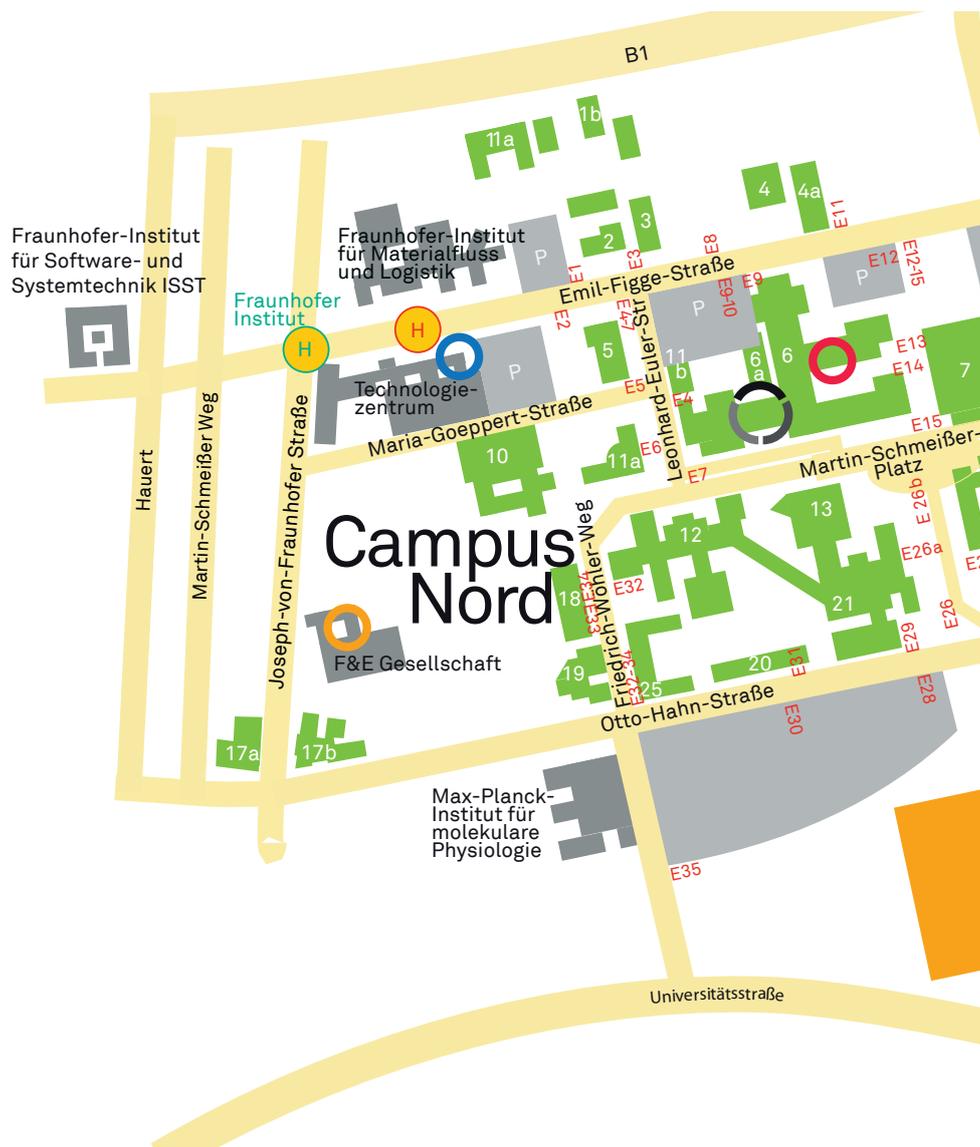
Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

Mündl. Prüfung: 21.12.2012

Heutige Schutzgeräte in elektrischen Energieversorgungsnetzen sind aufwendig zu entwickeln, schwierig anzupassen und deshalb kostenintensiv. Der Grund dafür liegt darin, dass die Schutzfunktion (Software) eng mit der speziellen Gerätetechnik (Hardware) gekoppelt ist. Mit einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) aus der Industrieautomatisierung kann diese Kopplung aufgetrennt werden. Der Prototyp eines SPS-basierten Schutzgeräts für die Mittelspannung beweist die technische Machbarkeit dieses Ansatzes. Er basiert auf einer handelsüblichen SPS, die um Schnittstellen erweitert und auf der Schutzfunktionen erstellt werden: Überstromzeit-

schutz, Spannungs- und Frequenzüberwachung. Test nach einschlägigen Normen zeigen, dass der Prototyp ausreichend schnell und genau auf Fehler reagiert, um die Anforderungen an Schutzgeräte in der Mittelspannung zu erfüllen. Dabei übertrifft er Referenzgeräte vom Stand der Technik. Die Vorteile eines SPS-basierten Schutzgeräts werden anhand eines Anwendungsfalls besonders deutlich. Ein flexibler Netz-Anlagenschutz für eine Erzeugungsanlage kann in ihrer Anlagensteuerung integriert werden. Diese basiert in der Regel auf einer SPS, so dass auf ein zusätzliches Schutzgerät auf Seiten der Mittelspannung verzichtet werden kann.



Sekretariat

Abteilung Mess- und
Automatisierungssysteme

Abteilung Elektrizitätswirtschaft

Emil-Figge-Straße 70, Einfahrt 10
Campus Nord, Gebäude BCI-G2, 4. OG



**Kompetenzzentrum
für Elektromobilität**

Emil-Figge-Straße 76
Technologiezentrum



**Abteilung Energieeffizienz und
regenerative Energiequellen**

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



Abteilung Transport- und Verteilnetze

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

Gestaltung ie³ 2011, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB, RWE

Copyright

Technische Universität Dortmund

ie³ Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

D-44227 Dortmund