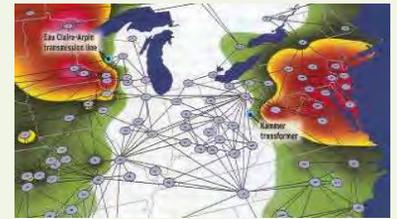


JAHRESBERICHT 2010

ANNUAL REPORT 2010



**LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME
UND ENERGIEWIRTSCHAFT**
INSTITUTE OF POWER SYSTEMS
AND POWER ECONOMICS

ARBEITSGEBIET ENERGIEEFFIZIENZ
ENERGY EFFICIENCY RESEARCH GROUP

Herausgegeben vom

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft
Technische Universität Dortmund
Univ. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: christian.rehtanz@tu-dortmund.de

Redaktion: D. König, K. Jaskolla
K. Görner, S. Rüberg, L. Spitalny

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Energie steht zunehmend im Fokus öffentlicher Debatten. Konzepte für eine zukünftige Energieversorgung werden von vielen Institutionen vorgestellt. Zur Gestaltung einer zukunftsfähigen, gesamtheitlichen Energieversorgung sind jedoch vielfältige Technologien und Lösungen im Detail zu betrachten. Fragestellungen der Energiesystemtechnik, Energieeffizienz und Energiewirtschaft sind zu erforschen. Wir widmen uns vielfältigen Aspekten dieser Themengebiete in Projekten zu Übertragungs- und Verteilnetzen, der effizienten Verwendung von Energie in Haushalten, Industrie und Verkehr bis hin zur Simulation zukünftiger Marktstrukturen.

Das Projektportfolio umfasst sowohl Grundlagenprojekte der DFG, Konsortialprojekte gefördert von Bundes- und Landesministerien sowie der EU bis hin zu reinen Industrieprojekten und Studien.

Das Team des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft und des Arbeitsgebiets Energieeffizienz ist auch im vergangenen Jahr stark gewachsen so dass die einzelnen Forschungsrichtungen gestärkt werden konnten.

Hervorzuheben ist im abgelaufenen Jahr der Projektbereich der Elektromobilität. Die TU Dortmund unter Federführung des Lehrstuhls wurde NRW-Kompetenzzentrum für Elektromobilitätsinfrastruktur und Netze. Mit Landes-, Bundes-, EU- und Industrieprojekten wird die Elektromobilität von der Infrastruktur und Anbindung der Fahrzeuge an Ladesäulen und das Netz bis hin zu Geschäftsmodellen beforscht.

Daneben stehen aber genauso alle Aspekte intelligenter, sprich smarter, Transport- und Verteilnetze im Fokus. Der Netzbedarf wird hierbei aus europäischen Versorgungsszenarien und Elektrizitätsmarktsimulationen abgeleitet.

Wir freuen uns, dass der Lehrstuhl und das Arbeitsgebiet gemeinsam und zusammen mit vielen Partnern die Zukunft der Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft gestalten kann.

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

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Prof. Dr.-Ing. em. Edmund Handschin

Inhalt

1. Personal	3
2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	5
3. Lehrbetrieb	6
3.1 Vorlesungen.....	6
3.2 Exkursionen	8
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	9
4.1 Forschungsschwerpunkte des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft	9
4.2 Forschungsschwerpunkte im Arbeitsgebiet Energieeffizienz.....	12
4.3 Fachberichte	15
5. Vorträge	170
5.1 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik	170
5.2 Vorträge von Mitgliedern des Lehrstuhls und des Arbeitsgebietes	171
6. Veröffentlichungen	174
6.1 Publikationen.....	174
6.2 Master- und Diplomarbeiten.....	190
6.3 Bachelor- und Studienarbeiten.....	191
7. Promotionen.....	193

1. Personal

Lehrstuhl ESW:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. C. Rehtanz Univ.-Prof. em. Dr.-Ing. E. Handschin
Arbeitsgebiet EEF:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik
Sekretariat:	N. Funke
Technische Mitarbeiter:	K. Jaskolla, D. Rode, K.-D. Tesch
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. L. Jendernalik, <i>RWE WVE Verteilnetz GMBH</i> Dr.-Ing. U. Möhl, <i>YIT Germany GmbH</i>
Akademische Gäste:	Prof. N. I. Voropai, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> Dr. Ekaterina Ivanova, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> Alexander Domyshev, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> D. Panasetkiy, M. Sc., <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> Alexey Osak, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> Elena Buzina, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> Dr. Dimitri Efimov, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i>
Stipendiaten:	Y. Dechang, M. Sc., <i>V.R. China</i> A. El-Hadidy, M. Sc., <i>Ägypten</i> Y. Li, M. Sc., <i>V.R. China</i>
Externe Doktoranden:	Dipl.-Ing. Sascha Berthold, <i>FhG UMSICHT</i> Dipl.-Ing. Torsten Hammerschmidt, <i>RWE RWN AG</i> Dipl.-Ing. Oliver John, <i>Amprion GmbH</i> Dipl.-Ing. Annedore Kanngießer, <i>FhG UMSICHT</i> M.Sc. Jochen Link, <i>FhG ISE</i>

Wiss. Mitarbeiter ESW: Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Wirt.-Ing. H. Belitz
 Dipl.-Wirt.-Ing. M. Bolczek Dipl.-Ing. K. Görner
 Dipl.-Ing. B. Gwisdorf Dipl.-Ing. W. Horenkamp
 Dipl.-Ing. U. Häger Dipl.-Ing. J. Kays
 Dipl.-Ing. M. Kleemann Dr.-Ing. O. Krause
 Dipl.-Wirt.-Ing. S. Kreutz Dipl.-Wirt.-Ing. V. Liebenau
 Dipl.-Wirt.-Ing. T. Noll Dipl.-Wirt.-Ing. M. Osthues
 Dipl.-Wirt.-Ing. E. Plota Dipl.-Ing. J. Rolink
 Dipl.-Ing. S. Rüberg Dipl.-Inf. S. Ruthe
 Dipl.-Wirt.-Ing. T. Schlüter Dipl.-Ing. J. Schwippe
 Dipl.-Ing. A. Seack M. Sc. S. Stepanescu
 Dipl.-Wirt.-Ing. J. Teuwsen Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek
 Dipl.-Wirt.-Ing. A. Worgull

Wiss. Mitarbeiter EEF: Dipl.-Ing. Y. Cüceoglu Dipl.-Wirt.-Ing. A. Koch
 M. Sc. L. Spitalny Dipl.-Wirt.-Ing. D. Unger

Studentische Hilfskräfte: R. Almeida C. Baron S. v. Bobart
 B. Deckert D. Dietz C. Do
 A. Friese J. v. Haebler D. Hilbrich
 R. Hoffmann J. Jost M. Kaliwoda
 B. Keune S. Kippelt S. König
 T. König I. Messing H. Montag
 L. Robitzky C. Schlüchtermann
 S. Scholz M. Seiffert S. Skribic
 K. Stiens D. Strehl R. Tschöke
 M. Voormann A. Vorkoeper N. Wilker

2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

Der Lehrstuhl ist neben projektbezogenen Konsortien schwerpunktmäßig an den folgenden drei Clusterorganisationen zur interdisziplinären Forschung beteiligt.

Innerhalb der Universität ist die Energieforschung in der Interdisziplinären Dortmunder Energieforschung (IDE e.V.) zusammengefasst und bietet eine ideale Kooperationsplattform.

IDE - Interdisziplinäre Dortmunder Energieforschung e.V.

Technische Universität Dortmund

Emil-Figge-Str. 70

44227 Dortmund

Universitätsübergreifend bündelt die **ef.ruhr GmbH** die deutschlandweit größte Anzahl von Lehrstühlen 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 GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

44227 Dortmund

Ebenso bietet das ZEDO e.V. die Möglichkeit zu industrienaher Forschung und zum Technologietransfer.

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

Joseph-von Fraunhofer Str. 20

44227 Dortmund

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 neu 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 (z.B. PSCC).

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

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

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

Inhalt: Drehstromschaltungen; Transformator; Grundlagen elektromechanischer Energie-wandlung; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Systemelemente, Netzaufbau und Netzberechnung; Schutztechnik

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

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

Inhalt: Netzzugangs- und Netznutzungsmanagement; Verbundsysteme; Optimierung; Wirtschaftlichkeitsrechnung; Bezugsüberwachung; Instandhaltung

Leistungselektronik (SS) *Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik*

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

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

Elektrotechnik u. Nachrichtentechnik für Informatiker (SS) *Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik*

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik

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

Betrieb und Aufbau von Netzen (WS) *Dr.-Ing. L. Jendernalik*

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

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

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

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

Inhalt: Aufgaben und Betriebsanforderung der Netzleittechnik; Systemarchitektur und Algorithmen; Verfahren zur Netzzustandsbeurteilung und zum Störungsmanagement; IT-Integration von Leitsystemen; Schutzsysteme für Energienetze und deren Algorithmen

Dynamik u. Stabilität von Energieübertragungssystemen *Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

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

Inhalt: Stabilität in elektr. Energieübertragungssystemen; Modellbildung, dyn. Systemmodellierung und Simulation; statische und transiente Stabilität; Frequenzstabilität und Frequenz-/Leistungsregelung; Spannungsstabilität und Spannungsregelung

Elektrizitätswirtschaft*Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

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

Inhalt: Rechtsrahmen der leitungsgebund. Energiewirtschaft; wettbewerbsorientierte Systeme und Marktmodellierung; Portfoliomanagement und Optimierung; Lastprognose und Lastmanagement; Netzzugang und Netzmanagement; Asset Management

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: Erstellung Energiekonzepte, Wärmedämmung, KWK und Wärmepumpen, Wärmerückgewinnung und Kälteerzeugung, Beleuchtung, Druckluft und Pumpensysteme

Technisches Energie- und Gebäudemanagement*Dr.-Ing. U. Möhl*

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

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

3.2 Exkursionen

11.02.2010 Energieversorgungsexkursion, Besichtigung der Umspannanlagen
Nehden und Meschede

16.02.2010 Besuch der Thyssen-Krupp Steel Europe AG, Standort Duisburg, mit
Besichtigung der Stahlproduktion und der industriellen Stromversor-
gung

09.07.2010 Gebäudetechnische Begehung des RWE-Tower in Dortmund im Rah-
men der Vorlesung Technisches Energie- und Gebäudemanagement.

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Forschungsschwerpunkte des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft

Die Forschungsschwerpunkte für den Lehrstuhl liegen in systemtechnischen Betrachtungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, Kommunikationstechnik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energien und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht und in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Energiemärkte integriert.

Diese neuen Technologien bilden die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur. Energiewirtschaftliche sowie gesetzliche Rahmenbedingungen finden hierbei Berücksichtigung. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die aber durch eine praxisnahe Verifikation von prototypischen Anwendungen ergänzt werden müssen. Das übergeordnete Ziel ist es, technisch und wirtschaftlich machbare Wege zu einer umweltgerechten und nachhaltigen Energieversorgung zu erforschen.

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.

Insbesondere die verteilten Strukturen einer zukünftigen Energieversorgung erfordern ein verteiltes, sich selbstorganisierendes Leit-, Regelungs- und Energiemanagementsystem. Hierzu werden verteilte Rechner-, Software- und Algorithmenstrukturen benötigt, die sich als aktuelle Trends in der Informationstechnik abzeichnen. Hierin liegt ein großes Synergiepotential zwischen der Energiesystemtechnik und der Informationstechnik innerhalb der Fakultät. Der Lehrstuhl fokussiert sich auf den nachfolgend beschriebenen Schwerpunkten.

Leittechnik-Systemarchitektur zum Energie- und Netzmanagement

Bei der Leittechnik in der Energieversorgung steht ein Generationssprung an, der zukünftige Informationstechnologien sowie die Anforderungen an System-sicherheit bei volatilen Energiemärkten und durch zunehmend verteilte und auch diskontinuierliche Einspeisungen berücksichtigt. Die bisherige Architektur ist

streng hierarchisch aufgebaut und basiert auf Speziallösungen für die Energietechnik. In Zukunft sind Synergien durch die konsequente Verwendung neuester informationstechnischer Entwicklungen und Standards zu erzielen.

Ausgewählte Themen sind:

- Kostengünstige Leittechnik- und Energiemanagement-Systeme basierend auf modernsten Informationstechnologien (Hardware-, Software- und Kommunikationstechnologien)
- Weitbereichsmess-, Regelungs- und Schutzsysteme einschließlich deren Algorithmen zur Verbesserung der Systemzuverlässigkeit und Sicherheit. Hierbei bilden satellitengestützte zeitsynchronisierte Zeigermesseinrichtungen (Phasor Measurement Units, PMU) eine neue messtechnische Grundlage, die für praktische Anwendungen nutzbar gemacht wird.
- Verteilte Energiemanagementsysteme und deren Algorithmen (z.B. Multiagentensysteme) zum optimierten Betrieb und zur koordinierten Regelung von Energieversorgungssystemen (z.B. Selbstkoordinierende Regelung von leistungselektronischen Netzkomponenten wie HVDC / FACTS oder von dezentralen Umrichter gekoppelten Einspeisungen / Speichern)

Neue systemtechnische Konzepte im Netz und zur Netzbeeinflussung

Flexibler, sicherer und mehr Energie zu übertragen, sind Hauptanforderungen an heutige Energienetze. In diesen Bereich fällt auch die Integration dezentraler Energieeinspeisungen. Hierzu lassen sich neue Komponenten wie z.B. leistungselektronische Netzregler (FACTS), spezielle Hochspannungsgleichstrom-Übertragungen (HVDC) sowie Kombinationen von Funktionen bisheriger Komponenten ableiten.

Begleitend sind Messungen realer Netzsituationen durchzuführen, die zum Beispiel die Problematiken der Versorgungsqualität oder bei der Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen, wie insbesondere Windkraftanlagen, analysieren. Eine geeignete Messtechnik bildet hierbei die Grundlage praxisnah zu forschen.

Ausgewählte Themen sind:

- Netzbedarf und Netzstabilität europäischer Übertragungsnetze bei zunehmender erneuerbarer Einspeisung und Marktaktivitäten bis hin zu Overlay- und Supergrids, insbesondere auch mittels HGÜ.

- Modularisierte Netzregler zur Leistungsflussregelung und Versorgungsqualität (FACTS), zum Beispiel die Verknüpfung von leistungselektronischen Modulen mit Unterstationen und Transformatoren. Hierbei steht der Systemaufbau im Vordergrund.

Gekoppelte Netz- und Energiemarktanalysen

In der Energieversorgung bilden Modellierung und Simulation eine wesentliche Grundlage für die Netzplanung, den Betrieb und das Marktgeschehen. Insbesondere sind Netz- und Marktsimulationen zu kombinieren. Neue technische Lösungen müssen durch Elektrizitätsmarktszenarien evaluiert werden, um deren Nutzen für die Marktteilnehmer abzuschätzen.

Ausgewählte Themen sind:

- Modellierung von Energiemärkten und Netzen, insbesondere unter Berücksichtigung von Verfahren zum Engpassmanagement. Daraus resultiert die Möglichkeit zur wirtschaftlichen Bewertung neuer technischer Lösungen z.B. zur Engpassreduktion.
- Probabilistische Netzplanung insbesondere bei erneuerbaren Einspeisungen. Asset Management zum Entwurf und Betrieb effizienter Netzstrukturen unter Anreizbedingungen
- Flexible Integration von Kunden bis hin zu Elektrofahrzeugen in den Energiemarkt (E-Energy) zur Erlangung eines effizienten technischen und wirtschaftlichen Gesamtsystems.

Systembetrachtungen für eine zukünftige Energieversorgung

Dieser letzte Bereich dient der strategischen Planung einer zukünftigen Energieversorgung einschließlich zukünftiger Energiemarktstrukturen. Welche Szenarien einer zukünftigen Entwicklung sind anzunehmen und welche technischen und Markt-Anforderungen ergeben sich daraus? Welche technologischen Entwicklungen machen langfristig Sinn oder sind Zwischenstadien einer weitergehenden Entwicklung? Diese Fragen müssen beantwortet werden, um die Vision einer umweltgerechten und nachhaltigen Energieversorgung und einen technisch und wirtschaftlich machbaren Weg dorthin definieren zu können.

Ausgewählte Themen sind:

- Gesamtsystembetrachtungen (Modellierung, Simulation, Optimierung) bei veränderten Einspeisestrukturen und unter Berücksichtigung aller Energiearten und –nutzungen.
- Zukünftiges Gesamtscenario für die Energieversorgung unter Berücksichtigung der Anforderung einer nahezu CO₂-freien Energieversorgung bis zum Jahr 2050 und der daraus resultierenden Konsequenzen für das Netz und den Elektrizitätsmarkt.

4.2 Forschungsschwerpunkte im Arbeitsgebiet Energieeffizienz

Das im September 2009 neugeschaffene Arbeitsgebiet Energieeffizienz, eine RWE-Stiftungsprofessur besetzt durch Frau Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik, konnte im Jahr 2010 bereits auf vier neue Mitarbeiter anwachsen. Damit sind die Forschungsschwerpunkte Energiemanagementsysteme, Power Quality und neue Infrastrukturen mit wissenschaftlichen Mitarbeitern besetzt. Im Bereich Komponentenentwicklung mit Schwerpunkt auf Stromrichtertechnik für Elektromobilität wird eine Mitarbeiterstelle Beginn 2011 geschaffen.

Eine der größten Herausforderungen zukünftiger Energieversorgung liegt in der stets steigenden Nachfrage nach elektrischer und nichtelektrischer Energie. Dabei wird einer effizienten Nutzung von Energie eine immer größer werdende Rolle zu kommen. Die Weltenergieagentur schätzt, dass durch Effizienzmaßnahmen allein im Bereich der Energieerzeugung und des Verbrauchs eine CO₂-Einsparung von 40% erreicht werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine umfassende und wirkungsvolle Energieeffizienz nicht nur mit individuellen Lösungen zu erreichen ist, sondern vor allem mit systemtechnischen Lösungen, die die regionalen, kommunalen und lokalen Bereiche der Energieversorgung wie auch die der industriellen gleichermaßen berücksichtigt.

Die Forschungsschwerpunkte des Arbeitsgebietes konzentrieren sich auf drei Themengebiete:

Energiemanagementsysteme für die kommunale und industrielle Energieversorgung

Die Zielstellungen der EU bis zum Jahr 2020 den CO₂-Ausstoß um 20% zu reduzieren, die Integration regenerativer Energien um 20% zu erhöhen sowie eine Energieeinsparung um 20% zu erzielen, setzt die Entwicklung einer neuen flexiblen, effizienten und intelligenten Energieversorgung voraus. Gerade im Bereich urbaner und industrieller Energieversorgung lassen sich auf den Elektrizitäts- und Wärmebedarf zugeschnittene CO₂-arme Versorgungskonzepte entwickeln. Solche

neuen Versorgungskonzepte haben einen multi-technologischen Charakter durch die gleichzeitige Verwendung verschiedener Energieerzeugungseinheiten und Speichermöglichkeiten für Elektrizität und Wärme. Forschungsschwerpunkte sind hier:

- Integration von Kraft-Wärme-Kopplungskonzepten, dezentraler/regenerativer Energiequellen
- Entwicklung von integralen $E_{(\text{Elektrizität})} W_{(\text{Wärme})} K_{(\text{Kälte})}$ -Systemmodellen und Managementstrategien unter Einbezug ökonomischer Aspekte
- Multi-technologische Versorgungsstrukturen für Gebäude, Wohnviertel und industrielle Anlagen
- Neue Infrastrukturen in der kommunalen Energieversorgung
- Einbindung von Elektroautos in die kommunale Versorgungsstruktur
- Energiebilanz- und -Effizienzanalyse bestehender industrieller Anlagen

Effiziente Nutzung von Apparaten und Entwicklung neuer Infrastrukturen

Die Anzahl Kleinverbraucher mit leistungselektronischen Komponenten nehmen im privaten und bürotechnischen Bereich stark zu. Zum einen bietet die verwendete Leistungselektronik Möglichkeiten zur Energieeinsparung am individuellen Gerät zum anderen belastet sie aber das Netz durch sogenannte Netzurückwirkungen. Gerade bei einer massenhaften Benutzung solcher Geräte sind die Netzurückwirkungen und ihre Konsequenzen für das Versorgungssystem nicht mehr zu vernachlässigen.

Die meisten Geräte, die im privaten und bürotechnischen Bereich verwendet werden, basieren auf DC-Technologien. Zur Spannungsanpassung werden meist Schaltnetzteile (mit Teils schlechtem Wirkungsgrad) verwendet. Zur Erhöhung der Systemeffizienz ist es zu prüfen, inwieweit DC-Infrastrukturen in Gebäuden eine mögliche Lösungsoption darstellen, zumal die Integration von z.B. Photovoltaik oder Batteriesystemen auch auf DC-Technologien beruhen. Forschungsschwerpunkte sind hier:

- Entwicklung von DC-Infrastrukturen und Technologien, Untersuchung zur idealen Spannungsform
- Untersuchung zu Netzurückwirkungen von Verbrauchern und dezentralen Versorgungseinheiten und ihre Konsequenzen für das elektrische Netz
- Testen bestehender und Entwicklung neuer Energieeinsparungsmethoden für Apparate, motorische Anwendungen und Beleuchtung

Komponentenentwicklung

In Zukunft werden dezentrale Energieversorgungseinheiten nicht allein Leistung liefern, sondern auch verschiedene Dienste anbieten müssen. Solche Dienste betreffen nicht nur die Leistungs- und Spannungsregelung, sondern auch das Beeinflussen von Power Quality Aspekten (z.B. aktives Filtern und Dämpfen). Das Fachgebiet Energieeffizienz kann hier einen Beitrag leisten zu:

- Multifunktionale Leistungselektronik für dezentrale Energieversorgungseinheiten
- Erhöhen der Kapazität des Netzes durch Leistungselektronik
- Multifunktionale und effektive Leistungselektronik für E-Mobility

4.3 Fachberichte

Übersicht

Herausforderungen an das zukünftige System der elektrischen Energieversorgung mit hohem Anteil an EE-Einspeisung	17
REALISEGRID - gesamteuropäische Netzausbauplanung für eine regenerative Energieversorgung	23
Entwicklung eines Europäisch-Russischen Übertragungsnetzmodells für das internationale Forschungsprojekt ICOEUR	27
Überwachung von Transportnetzen mit Weitbereichsmesssystemen	31
Dimensionierung von Regelleistung bei unsicheren Eingangsgrößen	37
Robustheitsanalyse einer verteilten koordinierten Lastflusssteuerung für elektrische Energieübertragungsnetze	42
Verbesserung des Konvergenzverhaltens von Lastflussberechnungsverfahren mit automatisierten Ausbaumaßnahmen	47
Entwicklung eines dynamischen Lastflußreglers (dynamic power flow controller, DPFC) für das physische Labornetzmodell	50
A new hybrid method for the estimation of Low Frequency Oscillation parameters	55
Auswirkungen von Demand Side Management auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen	60
Adaptive Netzüberwachung für dezentrales Netznutzungsmanagement	65
Einsatz kleiner Wasserkraftanlagen in einem 6-kV-Netz	70
Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen	74
Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen	78
Einsatz von neuartigen supraleitenden YBCO-Tape Strombegrenzern in Eigenbedarfsnetzen von Kraftwerken	81
Schutz von Energiesystemen basierend auf der Information des Widerstands an der Fehlerstelle- Konzept und Anwendungen	85
Umfassende Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik	89
Energiebedarfsatlas 2030 für das Versorgungsgebiet Dortmund	93
Auswirkungen des Demand Side Managements auf die residuale Last in Deutschland	99

Optimierte Betriebsführungskonzepte von Plug-In-Fahrzeugen im Smart Home	104
Betriebsverhalten von Mikro-Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden	108
Standardisiertes Smart Metering als Schlüsselfunktion für die Energieeffizienz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen.....	112
Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge – Chancen und Hürden	116
Ladestation - Laderegleransteuerung für Elektrofahrzeuge.....	120
Benutzerschnittstellen zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug	124
Smart Charge Protokolle und Schnittstellen	128
Power Line Communication über den Pilotleiter	131
Aufbau einer Laborumgebung zur Simulation von Elektrofahrzeugen am Niederspannungsnetz	134
Gleichstromversorgungsstrukturen in Rechenzentren.....	138
Forschungspotential: Kombiniertes Netz-, Markt- und Speichermodell	143
Geschäftsmodelle eines Aggregators in einem zukünftigen Elektrizitätsmarkt	148
Erarbeitung von Geschäftsmodellen für den Massenmarkt „Elektromobilität“	153
Wirtschaftlich optimales Entscheidungsverhalten von Netzbetreibern unter unsicheren, regulatorischen Rahmenbedingungen	160
Risikooptimale Erneuerungs- und Instandhaltungsplanung: Ein Realoptionsansatz.....	164

Herausforderungen an das zukünftige System der elektrischen Energieversorgung mit hohem Anteil an EE-Einspeisung

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien (EE) stellt das Energieversorgungssystem vor neue Herausforderungen: Flexible Erzeugungskapazitäten sind notwendig, um die Ungenauigkeiten der Einspeiseprognosen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen auszugleichen. Zudem führt der EE-Ausbau und der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten zu einer veränderten geographischen Verteilung der Erzeugung, was neue Anforderungen an das Übertragungs- und Verteilungsnetz stellt. Vor allem der steigende Leistungstransit in Nord-Süd-Richtung durch die zunehmende Windenergieeinspeisung in Norddeutschland erfordert eine Stärkung der Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes. Darüber hinaus müssen im Verteilungsnetz ausreichend Kapazitäten für die Integration der dezentralen Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaikanlagen geschaffen werden.

Dieser Forschungsbericht konzentriert sich auf die Untersuchungsergebnisse, die die Auswirkungen einer starken Zunahme von EE-Einspeisung auf die zukünftige Erbringung von Regelleistung (Fokus: Sekundär- und Minutenreserve) sowie eine Abschätzung von Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz beinhalten. Zur Veranschaulichung werden an dieser Stelle die Ergebnisse des untersuchten Leitszenarios 2009 des Bundesumweltministeriums dargestellt.

Challenges to a future electrical power system with a high penetration of renewable energy feed-in

The increase of renewables in Germany is connected with a new challenge for the transmission system: Flexible generation units are needed to balance the deviations caused by forecasts of wind and solar power generation. In addition, the renewable energy expansion and the decline of conventional generation capacity leads to a geographical distribution of generation capacity. This shift implies a new challenge for the transmission and distribution network. Particularly, an increasing north-south-directed transit caused by the growing wind energy supply in the North necessitates expansions in the German transmission grid. In addition, the investments in the distribution network are needed for the integration of distributed wind and photovoltaic power stations.

In 2010, different surveys about the impact of a high penetration of renewables on the power system have been performed. In this report, the calculation results for the development of needed secondary and tertiary power reserve are presented. In addition, the need of network expansions for the German transmission network is estimated by the utilization of long-term scenarios of the Federal Environment Ministry ("Leitszenario 2009").

Theresa Noll, Marc Osthues

Grundlage eines stabilen Energieversorgungssystems ist eine ausgeglichene Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie. Zufällige Ereignisse, wie z. B. Kraftwerksausfälle, die Prognose des Verbraucherverhaltens und der dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, führen zu einer unausgeglichenen Leistungsbilanz. Für den Ausgleich eines Defizits wird eine Leistungsreserve der Erzeugungseinheiten als sogenannte Regelleistung vorgehalten.

Ein am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund entwickeltes, faltungsbasiertes Verfahren ermöglicht eine Abschätzung der Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL).

In der Berechnung werden folgende Parameter berücksichtigt:

- installierte Leistung der Kraftwerkstypen und die dazugehörige Ausfallwahrscheinlichkeit (Verfügbarkeitsdaten)
- Jahreshöchstlast
- installierte Leistung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen
- Zufallsgrößen einer Normalverteilung (μ, σ) für die Prognosefehler (Last-, Wind- und Solarprognose) und für das Lastrauschen

Durch die zukünftigen Veränderungen auf Erzeugerseite – die Abnahme konventioneller Kraftwerkskapazitäten – und die deutliche Zunahme fluktuierender Einspeisungen muss mit einem Anstieg der Regelleistungsreserve gerechnet werden. Im vergangenen Jahr wurden Entwicklungsszenarien diverser Studien untersucht. An dieser Stelle werden die Ergebnisse für die analysierten Szenarien des Leitszenarios 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU) dargestellt.

Entsprechend der Eigenschaften der SRL (schnelle Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden) wird der Reservebedarf durch das Lastrauschen (Schwankung um den Viertelstunden-Prognosewert) und die potentiellen Kraftwerksausfälle bestimmt. Für die Szenarien 2020, 2030 und 2050 des Leitszenarios ergeben sich geringe Veränderungen für die positive und negative SRL, die in der Größenordnung der heutigen ausgeschriebenen Sekundärreserve liegt (siehe Bild 1). Die negative SRL nimmt aufgrund der Abnahme der Jahreshöchstlast geringfügig ab. Der Wert der positiven SRL bleibt in den Szenarien annähernd konstant. Die Höhe der SRL wird durch den Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten insofern nicht beeinflusst, da der Zubau an einer Gas- und GuD-Anlagen mit höherer Nichtverfügbarkeit zu einem Anstieg der Reserveleistung führt.

Die Bereitstellung der SRL ist durch die flexiblen (Pump-)Speicherkapazitäten sowie das Reservepotential der verbleibenden, sich in Betrieb befindenden Kraftwerkskapazitäten (rotierende Reserve) prinzipiell möglich.

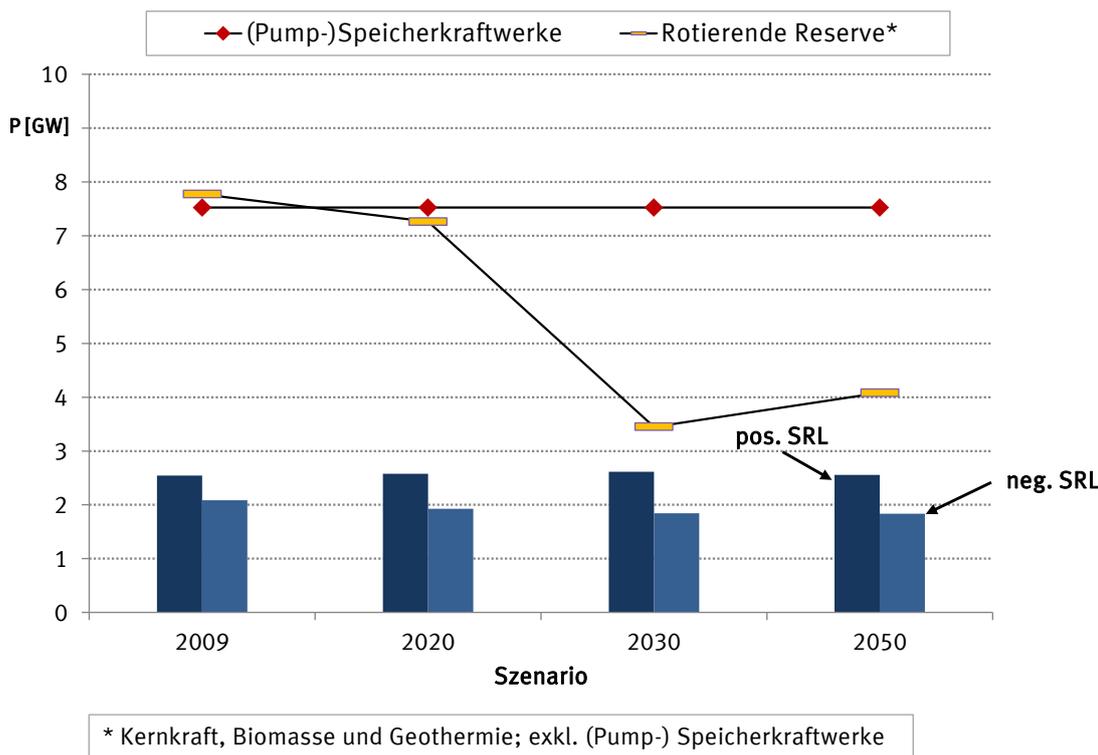


Bild 1: SRL-Dimensionierung und verfügbare Reserve an Erzeugungskapazitäten

Die Prognoseungenauigkeiten aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) beeinflussen vor allem in den Szenarien 2020, 2030 und 2050 die Höhe der MRL (siehe Bild 2). Die notwendige Reserve wird von der Entwicklung der installierten Anlagenleistung und der Prognosegüte bestimmt. In der Literatur schwanken die Angaben der entsprechenden Prognosefehler. Gemäß der heutigen Prognosegüte wird eine Standardabweichung von 5% (Wind) und 4% (Solar) als maximaler Wert gewählt. Sie ergeben den maximalen Wert der berechneten Reserveleistung. Das Intervall zwischen minimaler und maximaler Reserve entspricht einer zukünftigen Verbesserung der Prognosegüte.

Die Ergebnisse zeigen, dass die minimale MRL in positiver und in negativer Regelrichtung (2,8/3,0 GW) ungefähr in der Größenordnung der heutigen ausgeschriebenen Reserveleistung liegt. Eine Berücksichtigung der installierten Leistungen der WEA und PV-Anlagen führt zu Werten von 4,7 GW (positive MRL) und 5,0 GW (negative MRL). Die Abweichungen legen nahe, dass die Prognosefehler in der derzeitigen Dimensionierung nicht berücksichtigt werden und dass die Durchmischung der Prognosen zu einem Reserveabruf führt, der durch die gegenwärtige Reserve gedeckt werden kann. Für die Szenarien 2020, 2030 und 2050 ist eine Berücksichtigung der Prognosefehler aufgrund des deutlichen Anstiegs der installierten EE-Anlagen notwendig.

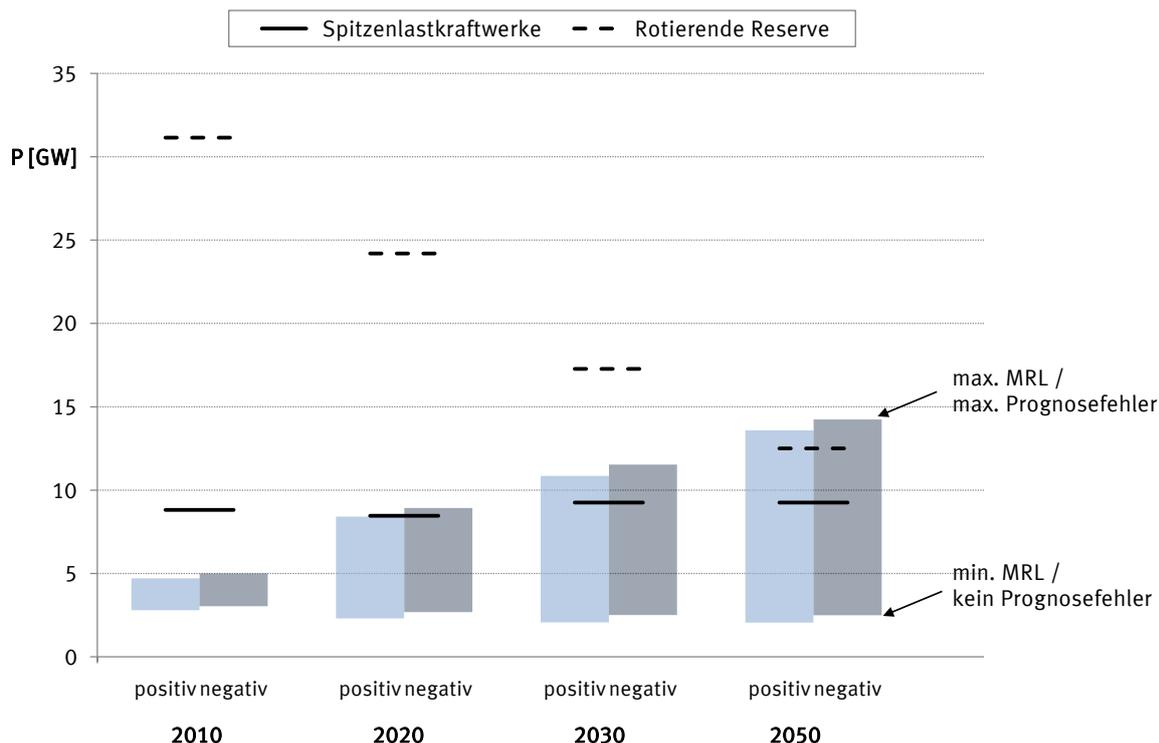


Bild 2: Bemessung der MRL für zukünftige Szenarien und installierte Reserveleistung

Für eine qualitative Beurteilung der MRL-Erbringung werden entsprechend der Anforderungen der MRL die installierten Leistungen der vorhandenen flexiblen Spitzenlastkraftwerke (Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen) sowie die maximal verfügbare rotierende Reserve berücksichtigt (siehe Bild 2). Die MRL der rotierenden Reserve entspricht dem maximalen Potential der regelbaren Erzeugungskapazitäten abzüglich der Spitzenlastkraftwerke unter Annahme eines Betriebspunktes von 70% der installierten Kraftwerksleistung, folglich einem Regelband von $\pm 30\%$. Den Untersuchungen zufolge sind ohne Prognoseverbesserungen Spitzenlastkraftwerke bereits 2020 nicht ausreichend vorhanden, so dass eine Beteiligung durch eine Vorhaltung von aktivierten konventionellen Kraftwerken notwendig ist. Da bereits in Szenario 2030 starke EE-Einspeisungen in zahlreichen Situationen zu einer negativen Residuallast führen, folglich keine konventionellen Kraftwerke am Netz sind, müssen Konzepte einer flexiblen Reservevorhaltung entwickelt werden. Im Rahmen der Studien wurde eine Beteiligung der Erneuerbaren Energien an der Reservevorhaltung untersucht. Sie ist vor allem für die langfristigen Szenarien mit hoher EE-Einspeisung notwendig. In Zeitpunkten mit stark schwankender Residuallast werden zudem mehr flexible Erzeugungskapazitäten als in den Szenarien angenommen benötigt.

Neben der Bereitstellung einer ausreichenden Sekundär- und Minutenreserve stellt der Ausbau des Übertragungsnetzes eine wesentliche Herausforderung für

den verstärkten Einsatz regenerativer Energien dar. Ausgangspunkt für eine Abschätzung des erforderlichen Übertragungsnetzausbaus ist ein zugrundeliegendes Einspeisemuster, das von einer hohen Einspeisung aus EE-Anlagen, vor allem in den Einspeisepunkten der On- und Offshore-WEA ausgeht. An dieser Stelle wird ebenfalls das BMU-Leitszenario 2009 verwendet.

Die Ausbaumaßnahmen werden mit einem AC-Lastflussmodell abgeleitet. Das Modell bildet das deutsche Übertragungsnetz mithilfe von 31 Knoten und rund 50 (Verbindungen) sowie angrenzende Länder als Erzeugungs- und Lastknoten ab. Zwar geht die Identifizierbarkeit einzelner realer Knoten und Leitungen verloren, die elektrischen Eigenschaften werden jedoch in guter Näherung abgebildet. Mithilfe des Netzmodells können Ausbaunotwendigkeiten identifiziert werden, die als guter Orientierungspunkt für den Ausbau des realen Netzes dienen. In den Ausbaustufen für die untersuchten Szenarien wurden die Umrüstungen von 220-kV- auf 380-kV-Systeme sowie die Ausbaumaßnahmen berücksichtigt, die im Pilotprojekt „Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)“ des Zusammenschlusses der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) identifiziert wurden.

Die gewählte Einspeisesituation beschreibt einen Zeitpunkt, in dem keine Einspeisung aus PV-Anlagen vorliegt und aufgrund einer hohen Windeinspeisung mit einem starken Nord-Süd-Transit zu rechnen ist. Da für das Szenario 2050 aufgrund der hohen EE-Einspeisung die Residuallast negativ ist (ca. -16 GW), werden folgende drei Varianten zur Herstellung des Leistungsgleichgewichtes untersucht:

1. Abregelung der Offshore-Windeinspeisung
2. Export des Leistungsüberschusses in angrenzende Länder
3. Speicherung des Leistungsüberschusses in ausgewählten Gebieten

Im ersten Fall erfolgt eine Leistungsreduktion der Einspeisungen an den Offshore-Netzknöten. In der Variante Export wird der Leistungsüberschuss entsprechend der heutigen NTC-Werte auf die benachbarten Länder verteilt. Für die Speicherung des Leistungsüberschusses werden Druckluftspeicherkraftwerke (Compressed-Air Energy Storage, CAES) in der norddeutschen Tiefebene angenommen.

Ausgehend von dem Netzzustand des Jahres 2020 werden für die Entwicklungsszenarien notwendige Ausbauten basierend auf dem alleinigen Einsatz von 380-kV-Freileitungen des Typs 265/35-Al/St durchgeführt. Die Auslegung des Netzes erfolgt auf Basis des (n-2)-Kriteriums. Dies entspricht der Situation, dass während der Wartung eines netzbildenden Betriebsmittels ein weiteres Betriebsmittel fehlerbedingt ausfällt. Der Betriebszustand des Netzes wird mithilfe eines verlustoptimierten Lastflusses bestimmt, welcher einen Betriebspunkt für die Blindleistungseinspeisungen zur Minimierung der Netzverluste bestimmt. Die Verwendung

eines optimalen Lastflusses trägt hierbei den Eingriffen des Netzführungspersonals Rechnung.

Im Jahr 2020 ist ein Ausbau von rund 400 km Einzel- und Doppelsystemen über denen im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) identifizierten Bedarf erforderlich (siehe Bild 3). Im Jahr 2030 sind bei konventionellem Netzausbau rund 1300 km notwendig. Bei Abregelung des Leistungsüberschusses in 2050 ist jedoch kein weiterer Netzausbau notwendig, da sich durch die Abregelung die Einspeisesituation verglichen mit 2030 kaum ändert. Bei konventionellem Netzausbau weist die Variante „Speicher“ Vorteile gegenüber der Variante „Export“ auf, da die Transportstrecke und damit die Belastung des Übertragungsnetzes tendenziell abnehmen.

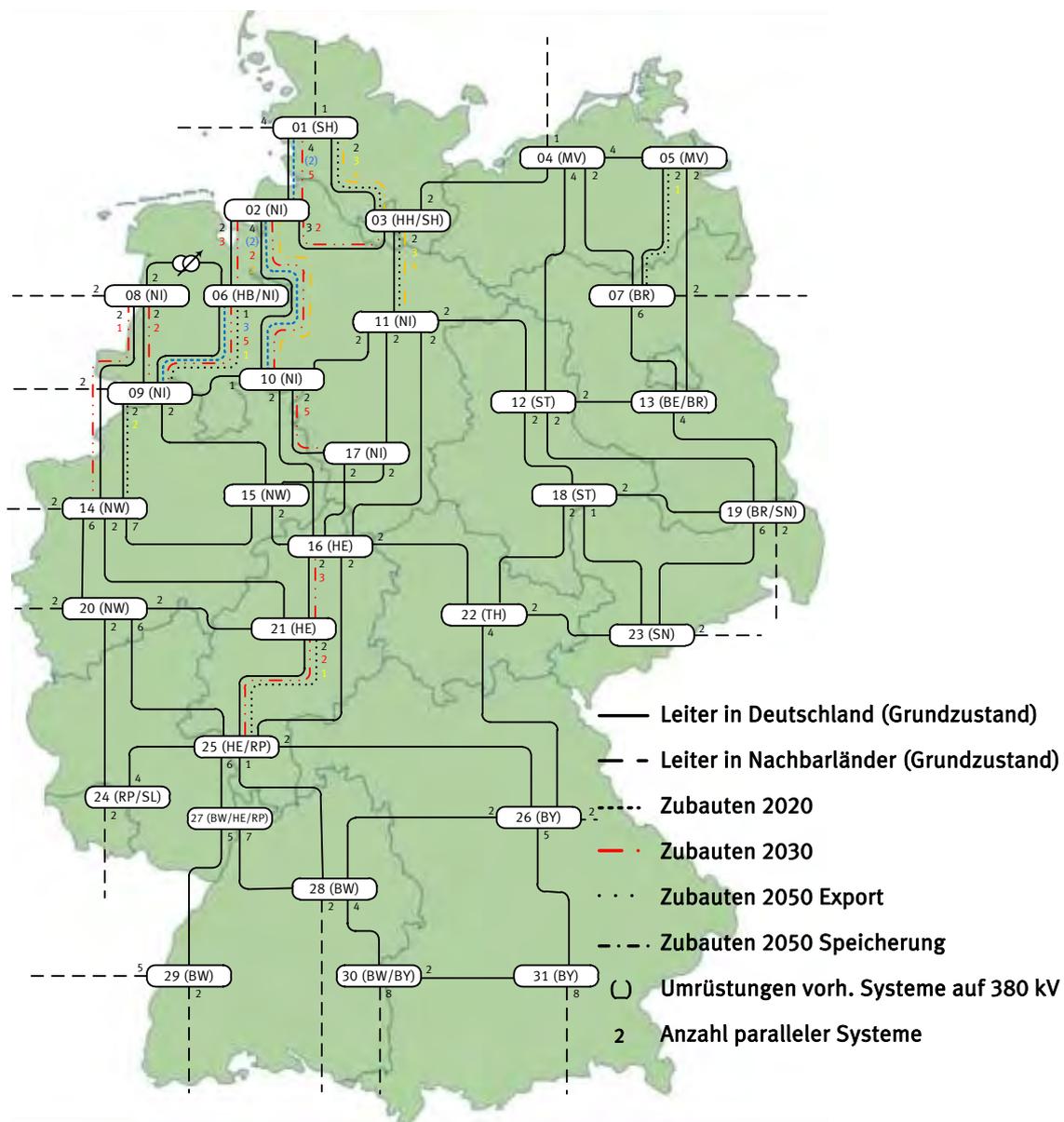


Bild 3: Notwendige Maßnahmen bei konventionellem Netzausbau

REALISEGRID - gesamteuropäische Netzausbauplanung für eine regenerative Energieversorgung

Die Integration der erneuerbaren Energieträger (EE), insbesondere der Windkraft, in den europäischen Kraftwerkspark bedeutet einen umfangreichen Strukturwandel für die Fachgebiete der Stromerzeugung und -übertragung, dessen Bewältigung als eine der zentralen Aufgaben der europäischen Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angesehen werden kann. Vor diesem Hintergrund sind die Ertüchtigung und der Ausbau der Netzinfrastruktur von gewichtiger Bedeutung. Die Aufgabe des REALISEGRID-Projektes ist die Entwicklung von Kriterien, Kenngrößen, Methoden und Werkzeugen zur Beurteilung, wie die Netzinfrastruktur optimal ausgebaut werden sollte, um eine versorgungssichere, wettbewerbsfähige und nachhaltige europäische Energieversorgung auf den Weg zu bringen. Das Hauptaugenmerk liegt unter anderem auf der Förderung innovativer Übertragungstechnologien.

In diesem Beitrag wird über den Fortschritt bei der Erarbeitung einer Technologiebeschreibung für die HGÜ und ihrer Berücksichtigung beim Netzplanungsprozess berichtet.

REALISEGRID – pan-European development of the transmission infrastructure for a ‘green’ electricity supply

The Integration of renewable energy sources (RES), in particular wind power, into the European power generation portfolio constitutes a fundamental structural change to the fields of power generation and transmission whose accomplishment can be considered a key challenge for European power plant and transmission system operators (TSO). Before this background, the reinforcement and development of the network infrastructure are of utmost importance. The mission of the REALISEGRID project is the development of a set of criteria, metrics, methods, and tools to assess how the transmission infrastructure should be optimally developed to support the achievement of a reliable, competitive, and sustainable electricity supply in the European Union (EU). The focus is (among other things) on the promotion of innovative transmission technologies.

This article describes the progress gained in developing a system description of the HVDC transmission technology and its consideration in the network expansion planning process.

Sven Rüberg

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Europäische Kommission im Rahmen des Siebten Rahmenprogramms (Seventh Framework Programme, FP7) gefördert und in Kooperation mit insgesamt 20 Partnern aus neun europäischen Ländern durchgeführt. Weitergehende Informationen zu allen anderen Themengebieten des REALISEGRID-Projektes können der Internetpräsenz realisegrid.erse-web.it entnommen werden.

Die Fachgebiete der Stromerzeugung und -übertragung stehen einem umfangreichen Strukturwandel gegenüber: Angetrieben durch den gesellschaftlichen und politischen Willen, die verbleibenden fossilen Brennstoffreserven (wie Steinkohle, Braunkohle, Öl und Gas) verantwortungsbewusst einzusetzen und die Emission des Klimagases Kohlendioxid (CO₂) zu minimieren, halten immer mehr regenerative Energiequellen Einzug in den gesamteuropäischen Kraftwerkspark. Insbesondere die Windenergie wird zukünftig in ganz Europa eine nicht zu vernachlässigende Anzahl konventioneller Erzeugungseinheiten ersetzen. Beispielhaft seien hier die Offshore-Windparks genannt, deren dargebotsabhängigen Standorte sich in vielen Fällen nicht mehr in unmittelbarer Nähe zu den Lastzentren befinden werden. Hierdurch steigt die Notwendigkeit zur weiträumigen Übertragung großer Mengen elektrischer Energie in einem bereits derzeit ausgelasteten Stromversorgungsnetz und zur länderübergreifenden Koordination von Ausbaumaßnahmen. Ein weiteres Problem stellt der Umgang mit regenerativen Energiequellen dar, deren fluktuierende Einspeisung zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebes mit einer sinkenden Anzahl von regelbaren (d. h. konventionellen) Kraftwerken kompensiert werden muss. Zusätzlich stellt auch die Deregulierung des europäischen Elektrizitätsmarktes hohe Anforderungen an das Stromnetz: Zusätzliche Übertragungskapazitäten müssen durch die Netzbetreiber vorgehalten werden, um europaweit einen fairen und offenen Stromhandel zu ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich das durch das Siebte Rahmenprogramm (Seventh Framework Programme, FP7) der Europäischen Kommission geförderte und in Kooperation mit insgesamt 20 Partnern aus neun europäischen Ländern durchgeführte Forschungsprojekt REALISEGRID unter anderem mit der Erarbeitung einer Roadmap, anhand derer der oben beschriebene Wandel der europäischen Energieversorgung auf Netzebene bewältigt werden kann.

Aufgrund seiner fachlichen Expertise ist der Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund aktiv an der Erstellung einer Technologiebeschreibung für die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) beteiligt, die die wesentlichen technologischen, ökonomischen und ökologischen Eigenschaften wiedergibt. Hierzu wurden umfangreiche Recherchen insbesondere bezüglich der Lebenserwartung, Zuverlässigkeit und Kosten der betrachteten Technologien betrieben. Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse dieser Recherchen für die netzgeführte (current source converter, CSC) und die selbstgeführte (voltage source converter, VSC) HGÜ.

Tabelle 1: Systembeschreibung der Hochspannungsgleichstromübertragung

Systemeigenschaft	CSC-HVDC	VSC-HVDC
Systemkonfiguration in Betrieb	±800 kV, 3000 MW	±150 kV, 350 MW
Kommerziell verfügbar	±800 kV, 6400 MW	±300 kV, 1100 MW
Zukünftiger Trend	In Richtung höherer Leistungen	
Betriebserfahrung	> 50 Jahre	~ 10 Jahre
Lebensdauer	30-40 Jahre	30-40 Jahre ⁽¹⁾
Umrichterverluste ⁽²⁾	0,5-1%	1-2%
Verfügbarkeit ⁽³⁾	> 98%	> 98%
spezifische Errichtungskosten	60-125 €/kW	75-110 €/kW
Systemeinfluss		
Übertragungskapazität	■■■	■■
Lastflusskontrolle	■■■	■■■
Transiente Stabilität	■■	■■■
Spannungsstabilität	■	■■
Dämpfung von Leistungsflusssoszillationen	■■	■■■
Blindleistungsbedarf	■■■	■
Netzurückwirkung	■■■	■
Blindleistungseinspeisung möglich	nein	ja
Vernetzbarkeit	nein	ja
Begrenzte Kabellänge	nein	nein
Anbindung von Offshore-Windparks	nein	ja

Worin: ■ — gering; ■■ — mittel; ■■■ — stark; ⁽¹⁾ geschätzter Wert, bisher keine Langzeiterfahrung; ⁽²⁾ bei Bemessungswirkleistung, pro Umrichter; ⁽³⁾ pro System

Die selbstgeführte HGÜ eignet sich im Besonderen zum Netzanschluss von Offshore-Windparks: Zum einen ermöglicht sie (ebenso wie die netzgeführte HGÜ) die Verwendung langer Kabelstrecken ohne die Notwendigkeit einer Blindleistungskompensation. Zum anderen besitzt sie (anders als die netzgeführte HGÜ) die Fähigkeit, offshoreseitig die für das Anfahren des Windparks notwendige Magnetisierungsblindleistung bereitzustellen. Auch die eventuelle, zukünftige Vernetzung mehrerer HGÜ-Strecken zu einer Mehrpunkt-HGÜ oder gar einem Gleichstromnetz wird durch Verwendung der selbstgeführten Umrichter-Technologie erleichtert, da hier die Leistungsflussumkehr durch Wechsel der Stromrichtung herbeigeführt werden kann.

Die Vorteile der netzgeführten HGÜ liegen sowohl in der umfangreichen Betriebserfahrung als auch in den großen Bemessungsleistungen, die derzeit am Markt verfügbar sind. Ihr Einsatz bietet sich aus europäischer Sicht daher vor allem dann an, wenn im Rahmen einer nahezu vollständig regenerativen Energieversorgung große Energiemengen zur Wahrung des Leistungsgleichgewichts über weite Entfernungen innerhalb Europas transportiert werden müssen. Dies setzt aber gleichzeitig eine länderübergreifende, gesamteuropäische Netzplanung voraus, deren administrative Ausgestaltung noch auf europapolitischer Ebene zu diskutieren ist.

Trotz der im Vergleich zur konventionellen Drehstromhochspannungsübertragung (DHÜ) höheren Investitionskosten kann der Einsatz der HGÜ lohnenswert sein. Beispielsweise sind die Kosten für den Bau einer bipolaren HGÜ-Freileitungen geringer als die einer DHÜ-Freileitung, da nur zwei anstatt drei Leiterseile mitzuführen sind und die bei der HGÜ geringeren Isolationsabstände zu einem schlankeren Mastbild führen. So können die anfänglich hohen Investitionskosten in die notwendige Umrichter-Technologie ab einer bestimmten Übertragungsweite durch die geringen Freileitungskosten kompensiert werden. Aber auch die Möglichkeit, eine HGÜ-Trasse durch Verwendung einer geeigneten Kabeltechnologie komplett unterirdisch zu verlegen, kann als Vorteil gewertet werden: Aufgrund des geringeren Raumeingriffs und der geringeren Sichtbarkeit einer solchen unterirdischen Übertragungstrecke kann mit einer höheren Bevölkerungsakzeptanz und einem dadurch verkürzten Genehmigungsverfahren gerechnet werden. Die Bereitstellung von zusätzlichen Systemdienstleistungen, wie beispielsweise die dynamische Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstabilisierung oder auch die dynamische Leistungsflussmodulation zur Bedämpfung von Lastpendelungen, kann einen positiven Einfluss auf die Kosten-Nutzen-Analyse haben.

Entwicklung eines Europäisch-Russischen Übertragungsnetzmodells für das internationale Forschungsprojekt ICOEUR

Zukünftige Energieübertragungssysteme zeichnen sich durch eine wachsende Kopplung von Einzelsystemen aus, welche Vorteile bei der Betriebssicherheit, dem grenzüberschreitenden Handel und der Integration von erneuerbaren Energien bietet. Zum Betrieb dieser wachsenden Strukturen sind innovative Technologien erforderlich die im Rahmen des internationalen Forschungsprojektes ICOEUR weiterentwickelt und verifiziert werden. Als Basis für die Untersuchungen zur Kopplung von ausgedehnten Energieübertragungssystemen dient ein spezieller Betrachtungsfall, hier die Kopplung zwischen dem durch den europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) betriebenen Übertragungsnetz und dem integrierten Energieversorgungssystem (Integrated Power System, IPS) sowie dem vereinigten Energieversorgungssystem (Unified Power System, UPS) der Russischen Föderation. Das Übertragungsnetzmodell der ENTSO-E-Region wurde am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft entwickelt. Dieses auf öffentlichen Quellen basierende Netzmodell wurde bei gleichzeitiger Erhaltung der charakteristischen Übertragungseigenschaften reduziert. Weiterhin wurde ein Marktmodell zur Generierung der Eingangsgrößen und Erstellung möglicher Zukunftsszenarien entwickelt.

Development of a European-Russian transmission network model for the international research project ICOEUR

Future Energy transmission systems are defined by a trend of coupling of existing systems which gives advantages for the network operation and opens a market for trades within the coupled regions. For the operation of such large scale power systems innovative technologies are required which are enhanced and verified in the course of the international research project ICOEUR. The research is based on a transmission network model for the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) and the Integrated Power System / Unified Power Systems of Russia (IPS/UPS) transmission grid. The European part was developed by the Institute of Power Systems and Power Economics and includes every country of the ENTSO-E region. This simplified network model was derived from publicly available data. Furthermore a market model for the generation of valid input parameters and nodal power balance was developed.

André Seack, Johannes Schwippe, Ulf Häger

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Europäischen Union im Rahmen des siebten Forschungsrahmenprogrammes gefördert und in Kooperation mit 14 Partnern aus der europäischen Union und der Schweiz sowie sieben Partnern aus der Russischen Föderation durchgeführt.

Schwerwiegende Störungen in den elektrischen Energieübertragungsnetzen verursachen oftmals großflächige Ausfälle der elektrischen Energieversorgung, wie beispielsweise die europaweite Störung im November 2006. In dem, Anfang 2009 begonnenen, Forschungsprojekt ICOEUR (INTELLIGENT COORDINATION OF OPERATION AND EMERGENCY CONTROL OF EU AND RUSSIAN POWER GRIDS) werden Anwendungen für Technologien zur Verbesserung des Betriebs und der Sicherheit großer elektrischer Energietransportnetze weiterentwickelt. Der Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft an der TU Dortmund arbeitet dabei als Konsortialführer mit 21 Partnern aus der Europäischen Union und der Russischen Föderation zusammen.

Die internationale Kopplung von elektrischen Übertragungsnetzen bietet eine Reihe von Vorteilen bei der Betriebssicherheit, bei der Integration von erneuerbaren Energien oder auch für den Energiehandel. Aus diesen Gründen wurde das europäische Verbundnetz (ENTSO-E) seit seiner Einführung im Jahr 1951 ständig erweitert. Um Netze dieser Größenordnung störungsfrei betreiben zu können, sind innovative Verfahren und Technologien notwendig, die weiterentwickelt werden. In diesem Zusammenhang ist im Rahmen des ICOEUR Projektes die Weiterentwicklung einer dynamischen Weitbereichsmessung, basierend auf zeitsynchronisierten Zeigermessungen im Hinblick auf die Erfassung und Detektion gefährlicher Netzzustände ein Forschungsschwerpunkt.

Als Basis für die Forschungsvorhaben des Projektes wird am Lehrstuhl ein Übertragungsnetzmodell des europäischen Verbundsystems (ENTSO-E) auf Basis öffentlich zugänglicher Quellen entwickelt. Die unterschiedlichen Technologien können unter Verwendung von variierenden Einspeise- und Lastszenarien untersucht werden. Bei der Entwicklung des Netzmodells wurden parallele Leitungen zusammengefasst und Stationen zwischen großen Netzknotenpunkten vernachlässigt, die keinen nennenswerten Einfluss auf die Charakteristik des gesamten Netzes haben. Das Modell ist in drei, über Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) angebundene Teilnetze gegliedert, wobei der kontinentaleuropäische Teil 172 Knoten umfasst. Nordeuropa und Großbritannien sind mit 24 und 13 Knoten nachgebildet (**Bild 4**). Weiterhin haben die russischen Partner des ICOEUR Projektes ein entsprechendes Modell des IPS/UPS- Übertragungsnetzes erstellt. Dieses Modell besitzt einen Detaillierungsgrad von 368 Knoten. Die Teilnetze der ENTSO-E- und IPS/UPS- Regionen können über Technologien wie HGÜ oder Drehstromsysteme verbunden und zusammengeschaltet analysiert werden.

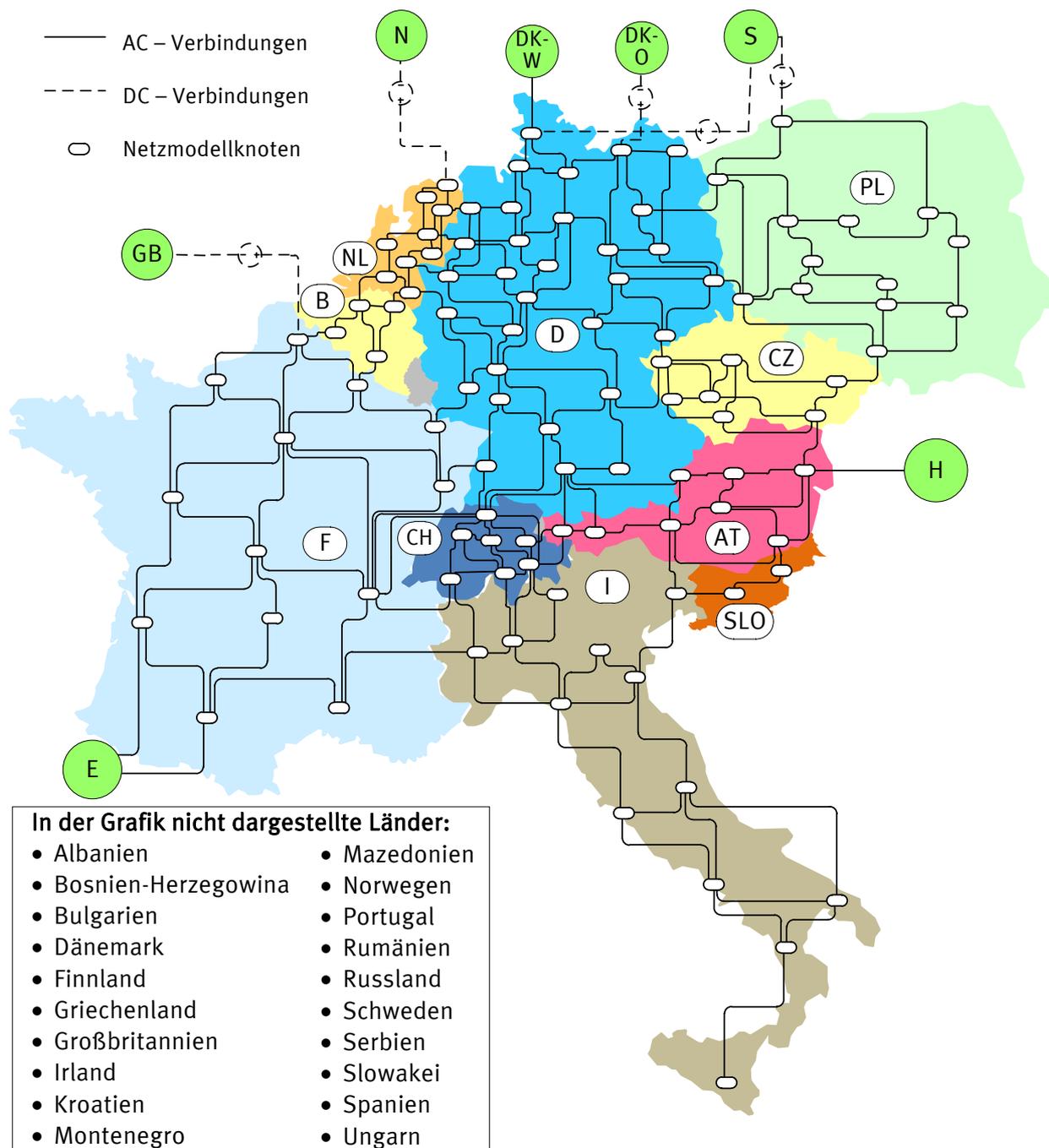


Bild 4: Exemplarische Darstellung des entwickelten Übertragungsnetzmodells

Das charakteristische Verhalten des gesamten Netzverbundes lässt sich mit diesem Modell in einer ausreichenden Genauigkeit nachbilden, Detailplanungen sind jedoch nicht möglich.

Die Eingangsgrößen des Modells (die Knotenleistungen) werden von einem neu entwickelten Marktmodell auf europäischer Ebene generiert. Erzeugte regenerative Energie im Verbundnetz wird bevorzugt abgenommen und über einen detaillierten Verteilschlüssel den Knoten zugeordnet, konventionelle Kraftwerke werden im Wesentlichen nach Grenzkosten eingesetzt. Mögliche Verfügbarkeiten von

Kraftwerken können berücksichtigt werden. Netzverluste die durch den Energietransport auftreten werden lokal über das Modell durch eine erhöhte Einspeisung in dem entsprechenden Land kompensiert. Die Lastverteilung in den Ländern ergibt sich nach der Zuordnung der Bevölkerung auf die Knoten im Modell. Szenarien die auch hohe Transitleistungen aufweisen, können mit dem abgestimmten Markt- und Netzmodell effizient eingestellt und hinsichtlich möglicher zukünftiger Herausforderungen untersucht werden. Durch die Berücksichtigung der bisher veröffentlichten zukünftigen Ausbaumaßnahmen in der ENTSO-E Region können Zielnetze effektiv geplant werden.

Die Entwicklung des Netzmodells im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes ICOEUR ermöglicht es, dass Projektpartner basierend auf einem einheitlichen Netzmodell Forschungsergebnisse zusammentragen können. Dabei liegt der Schwerpunkt der Untersuchungen nicht auf der erneuten Studie einer möglichen Zusammenschaltung des ENTSO-E- und IPS/UPS-Übertragungsnetzes, sondern vielmehr bei einer generellen Studie sehr großer Übertragungsnetzverbände an dem besagten Beispiel. Unter anderem soll das Potential der Integration von Regelementen in großen Übertragungsnetzen bewertet werden. Es erfolgen Untersuchungen, ob eine zusätzliche Spannungsebene oder alternative Übertragungstechniken wie gasisolierte Leitungen und HGÜ positive Auswirkungen auf den sicheren Netzbetrieb in großen Übertragungsnetzen haben. Zusätzlich kann abgeschätzt werden, ob in der Politik diskutierte, ambitionierte Projekte wie die Überlagerung des bestehenden Übertragungsnetzes durch HGÜ-Netze, beziehungsweise Offshoregrids zielführend und realisierbar sind.

Die Folgeentwicklung aus dem Netzmodell ist ein dynamisches Modell des ENTSO-E und IPS/UPS- Übertragungsnetzes, das zur Analyse von Weitbereichsschutz- und Regelungssystemen im Übertragungsnetz angewendet werden soll.

Überwachung von Transportnetzen mit Weitbereichsmesssystemen

Transportnetze werden von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) überwacht, um die Stabilität der Energieversorgung zu gewährleisten. Hierbei werden innerhalb von Regelzonen interne Netzwerke und SCADA-Systeme (engl.: Supervisory Control and Data Acquisition) verwendet. Der Austausch von Daten zwischen Netzleitstellen mit benachbarten ÜNB erfolgt durch ein spezielles Netzwerk, dem Electronic Highway. Hierbei ist die Bandbreite sehr begrenzt.

Alternativ zu diesem konventionellen Überwachungssystem bieten Weitbereichsmesssysteme (engl.: Wide-Area-Measurement-System, WAMS) die Möglichkeit, mit einer hohen Datenrate spezifische Messungen von Spannungs- und Stromzeigern sowie der Frequenz, Informationen schnell bereitzustellen. WAMS basieren auf der Messung mit zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten (engl.: Phasor Measurement Unit, PMU).

Wenn PMU im Niederspannungsnetz angeschlossen werden, dann können Frequenzeinbrüche an verschiedenen Orten sowie Pendelungen des Phasenwinkels detektiert werden. Durch die zeitsynchronisierte Messung kann der zeitliche Ablauf eines Frequenzeinbruchs innerhalb einer netzsynchronen Zone erfasst werden. Die Auswertung aufgezeichneter Messungen aus dem September 2010 wird im folgenden Beitrag exemplarisch beschrieben.

Monitoring Transmission Networks by Wide-Area-Measurement-Systems

Transport networks are monitored by transmission system operators (TSOs) to ensure the stability of energy transmission. Here, within control zones internal networks and SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) systems are used. The exchange of data between network control centres with neighbouring TSOs is done by a special network, the Electronic Highway. In this network the bandwidth is very limited.

As an alternative to this conventional monitoring system, wide area measurement systems (WAMS) offer the possibility of having specific measurements of voltage- or current phasors and frequency at a high data rate to provide fast exchange of information. WAMS base on time-synchronized phasor measurement units (PMU).

If PMU are connected in the low voltage network, then frequency drops can be detected at different locations as well as oscillations of the phase angle. The dynamic of frequency collapse within a network-synchronous zone can be monitored. As an example the analysis of recorded measurements from September 2010 is described in the following article.

Kay Görner

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Europäischen Union im Rahmen des FP7 ICOEUR-Projektes gefördert und in Kooperation mit den Universitäten und Instituten innerhalb der Europäischen Union und der Russischen Föderation sowie mit den Unternehmen ABB, ELPROS, ELES, TEIAS und TRACTEBEL durchgeführt.

Die Überwachung von Transportnetzen ist eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Zu diesem Zweck werden konventionelle SCADA-Systemen eingesetzt. SCADA-Systeme basieren auf verteilte Messungen der Knotenspannungen und -ströme, um damit Leistungsflüsse zu ermitteln. Der Informationsaustausch mit Netzleitstellen wird über verschiedene dedizierte Kommunikationsmedien ausgeführt, welche nur zum Zwecke der Überwachung von Transportnetzen benutzt werden. Der allgemeine Stabilitätszustand der Energieversorgungsnetze wird durch eine State Estimation und Lastflussrechnungen ermittelt.

Alternativ zu den konventionellen Messungen bieten PMU die Möglichkeit, durch Bestimmung von Betrag und Phasenwinkel, Leistungsflüsse genauer und schneller zu ermitteln. Die Daten werden von einem Datenkonzentrator (engl.: Phasor Data Concentrator, PDC) empfangen und in einer Datenbank gespeichert. Zeitsynchronisierte Messwerte der Zeiger können von verschiedenen Orten, die über große Distanzen entfernt sind, ausgewertet werden. Solche Weitbereichsmesssysteme (engl.: Wide-Area-Measurement-System, WAMS) bestehen aus mehreren PMUs und mindestens einem PDC. Der Aufbau eines WAMS ist in Bild 5 dargestellt.

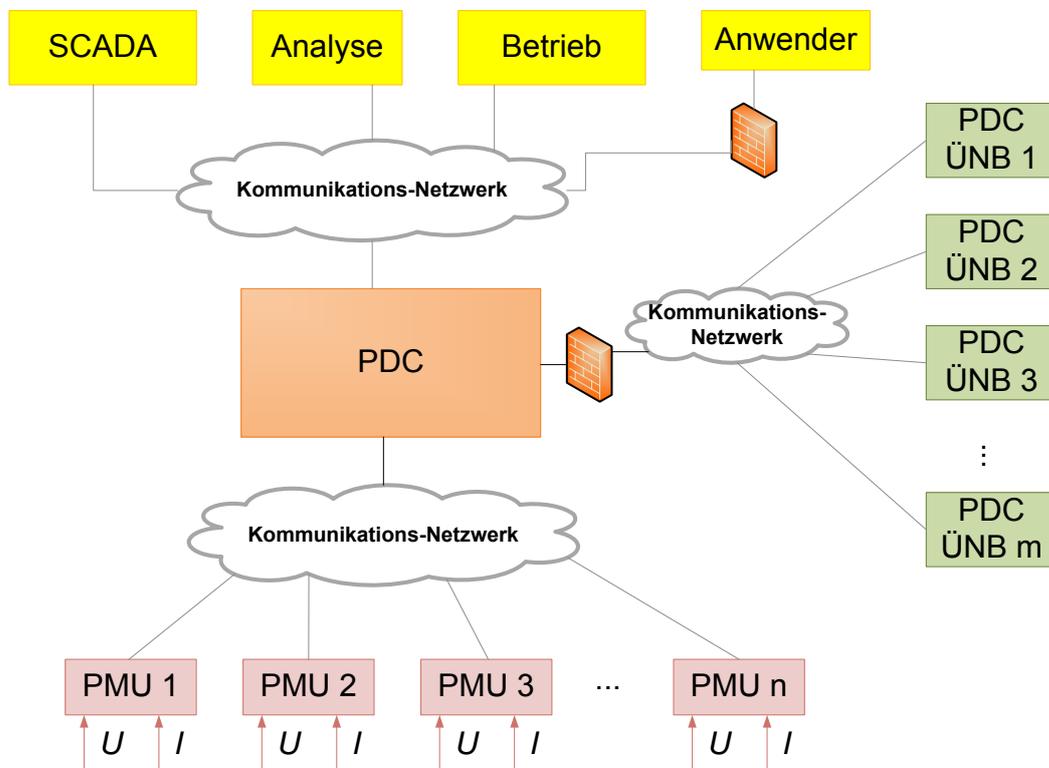


Bild 5: Konzept eines WAMS

In SCADA-Systemen in Energieübertragungsnetzen werden Daten mit einer zeitlichen Rate von zwei Sekunden ausgetauscht. Die erhöhte Datenrate eines WAMS ermöglicht zusätzlich die Erfassung dynamischer Vorgänge mit höherer Frequenz.

Sicherheitsrelevante Daten, wie zum Beispiel Leistungsflüsse stehen dem Übertragungsnetzbetreiber durch Messungen mit SCADA-Systemen und auch Weitbereichsmesssystemen, deren Messwandler direkt im Transportnetz installiert sind, zur Verfügung. Die Daten werden durch ein Prozessnetzwerk kommuniziert. Die Verbindung zu einem öffentlichen Netzwerk, zum Beispiel dem Internet ist untersagt. Durch die konsequente Trennung der Netzwerke wird die Gefahr von Cyber-Attacken von außen reduziert. Ausgewählte Daten aus benachbarten Regelzonen werden zwischen Netzleitstellen über ein spezielles Netzwerk, dem „Electronic Highway“ ausgetauscht. Hierbei beschränkt sich, bedingt durch eine begrenzte Bandbreite, der Datenaustausch auf Statusmeldungen. Durch Messungen verursachte Datenströme sind verboten.

Die Schlussfolgerung ist, dass bislang Netzbetreiber in Europa keine echtzeitfähige Überwachung der Transportnetze über deren Regelbereich hinaus besitzen. Daher kooperieren aktuell einige europäische ÜNB in verschiedenen Projekten, wie etwa Coreso (engl.: Coordination of Electricity System Operators) und TSC (engl.: TSO System Security Cooperation) um echtzeitfähige Überwachungs- und IT-Plattformen zu entwickeln. Die Bandbreite ist jedoch begrenzt, da immer dedizierte Netzwerke genutzt werden müssen. Ebenso ist auch die Anzahl der Messungen begrenzt. Es wird also eine über Regelzonen hinaus reichende Überwachungsplattform gesucht, die zur Vermeidung von großflächigen Störungen dient. Die Anzahl der Messungen als auch die Orte der Messungen müssen zuvor ausgewählt werden.

Durch Überwachung der Transportnetze soll dabei die Gefahr von Stabilitätsverletzungen entsprechend schnell genug erkannt werden, sodass Gegenmaßnahmen rechtzeitig ausgeführt werden können. Sämtliche Vorgänge während Störungen im Transportnetz verursachen eine spezifische Änderung der lokalen Netzfrequenz abhängig vom Ursprungsort der Störung. Solche Ereignisse sind zum Beispiel Leitungsausfälle, Verlust von Kraftwerkseinspeisungen, Abschalten von Lasten oder gar der Verlust der Frequenzstabilität und des Synchronismus. Desweiteren müssen niederfrequente Pendelungen von Einspeisern überwacht und reduziert werden.

Eine Messung der Frequenz im öffentlichen Niederspannungsnetz bietet verschiedene Vorteile; im Niederspannungsnetz existieren praktisch eine Vielzahl von Messpunkten sowie eine hohe Bandbreite bei Nutzung des Internets. Die Anzahl

der Messungen ist nicht beschränkt. Durch den Austausch von öffentlichen Daten können auch Informationen von entfernten Orten erfasst werden. Auch für ÜNB mag der Austausch von Daten auf öffentlichen IT-Plattformen interessant sein, da Informationen außerhalb des eigenen Regelbereiches in Echtzeit zur Verfügung gestellt werden können. Beispiele für bereits installierte PMU im Niederspannungsnetz sind in Bild 6 dargestellt.

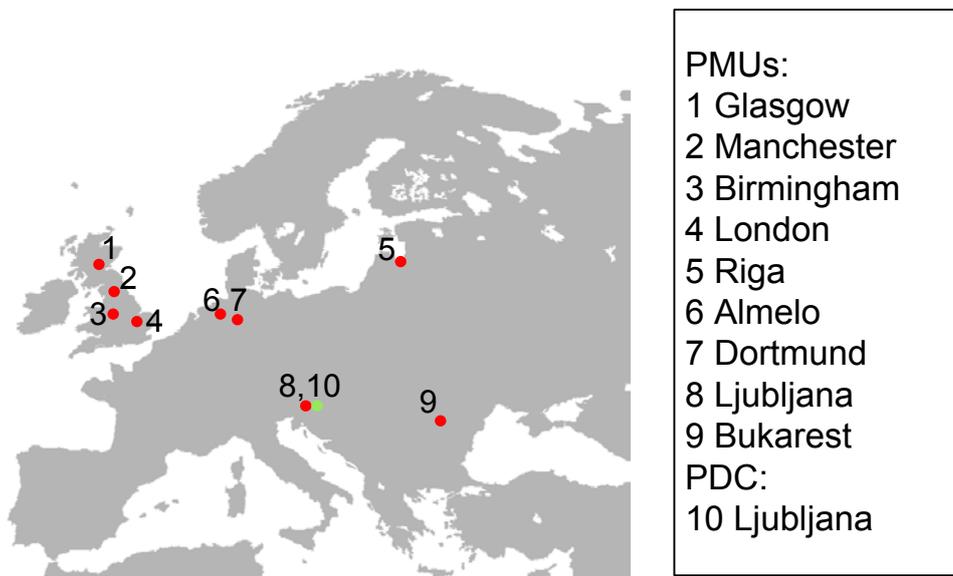


Bild 6: Standorte von PMU am Niederspannungsnetz und PDC in Europa

Die Frage ist, welche Ereignisse im Detail durch eine öffentliche Messung der Frequenz detektiert werden können. Im Rahmen des ICOEUR Projektes sollte die technische Machbarkeit eines WAMS untersucht werden. Aus diesem Grund wurde mit vorhandenen PMUs, welche sich in den Laboratorien der Universitäten befinden und einem PDC in Ljubljana, bereitgestellt durch das slowenische Unternehmen ELPROS, ein WAMS realisiert. Mittlerweile beteiligen sich neben den Partner aus dem ICOEUR-Projekt auch weitere Universitäten und Unternehmen an dem WAMS, welches in Bild 6 dargestellt ist. Die PMUs sind jeweils an eine 230V Steckdose angeschlossen. Leistungsflüsse innerhalb des Transportnetzes sind durch die unbekannte Impedanz des Verteilnetzes nicht zu bestimmen. Es können aber Über-/Unterfrequenzen sowie Winkel- und Frequenzänderungen detektiert werden. Sobald hierbei ein Schwellenwert überschritten wird, kann ein Alarm gegeben werden.

Ein Beispiel dafür ist in Bild 7 gegeben. Im WAMS in Zentral-Europa wird eine sprunghafte Änderung der Frequenz gemessen. Die Messung erlaubt die Interpretation der Störung. Ein Frequenzabfall wird durch Ausfall eines einzelnen Kraftwerkes, eines Kraftwerksverbundes oder von Übertragungsleitungen und dem

somit entstandenen Leistungsdefizit hervorgerufen. Die Herkunft der Störung liegt im Süd-Osten der synchronen Zone. Dies ist durch den deutlich stärkeren Frequenzeinbruch in Bukarest, Rumänien zu erkennen. Die Störungsursache muss jedoch nicht zwingend in Rumänien liegen, da auch die Türkei synchron mit Zentral-Europa verbunden ist. Genauere Aussagen können aber nicht getroffen werden. In der Vergangenheit gab es jedoch mehrere Ereignisse dessen Ursprung im Süd-Osten von Europa oder auch in der Türkei liegt. Eine Installation weiterer PMUs in dieser Region würde die Messung und somit auch das Interpretationsergebnis verbessern.

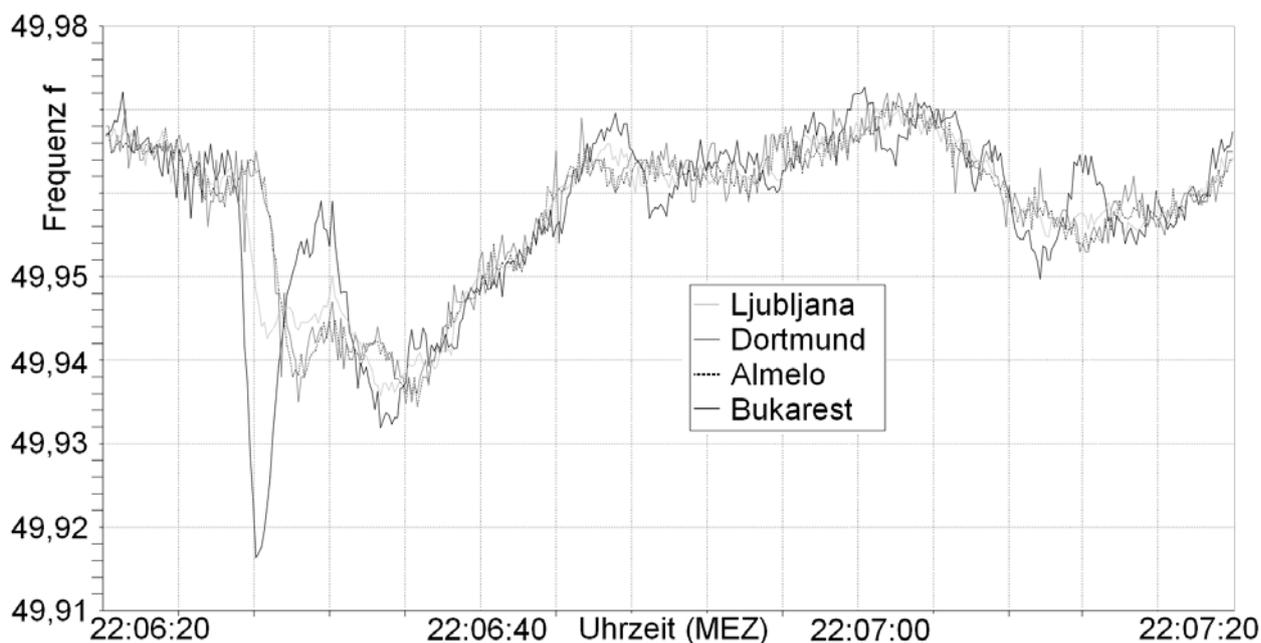


Bild 7: Frequenzverlauf im Niederspannungsnetz während einer Störung

Eine weitere Anwendung ist die Bestimmung von niederfrequenten Oszillationen des Phasenwinkels. Solche Oszillationen werden durch das Verteilnetz praktisch nicht gedämpft. Zur Bestimmung der Frequenz werden die Messreihen der zeit-synchronisierten Phasenwinkel herangezogen und bestimmte Algorithmen, wie etwa Prony-Analyse, Modal-Analyse, Hilbert-Huang Transformation oder eine Fast-Fourier-Transformation (FFT) mit einem genügend großem Fenster ausgeführt. Diese Pendelungen bieten einen weiteren Interpretationsansatz zur Identifizierung von Schaltvorgängen oder Kraftwerksausfällen. Ebenfalls kann durch Messung der Schwingungsmodi das Zuschalten von großen Regelzonen detektiert werden. Als Beispiel ist das Ergebnis der FFT während der Zuschaltung des türkischen Netzes am 18.09.2010 in Bild 8 dargestellt.

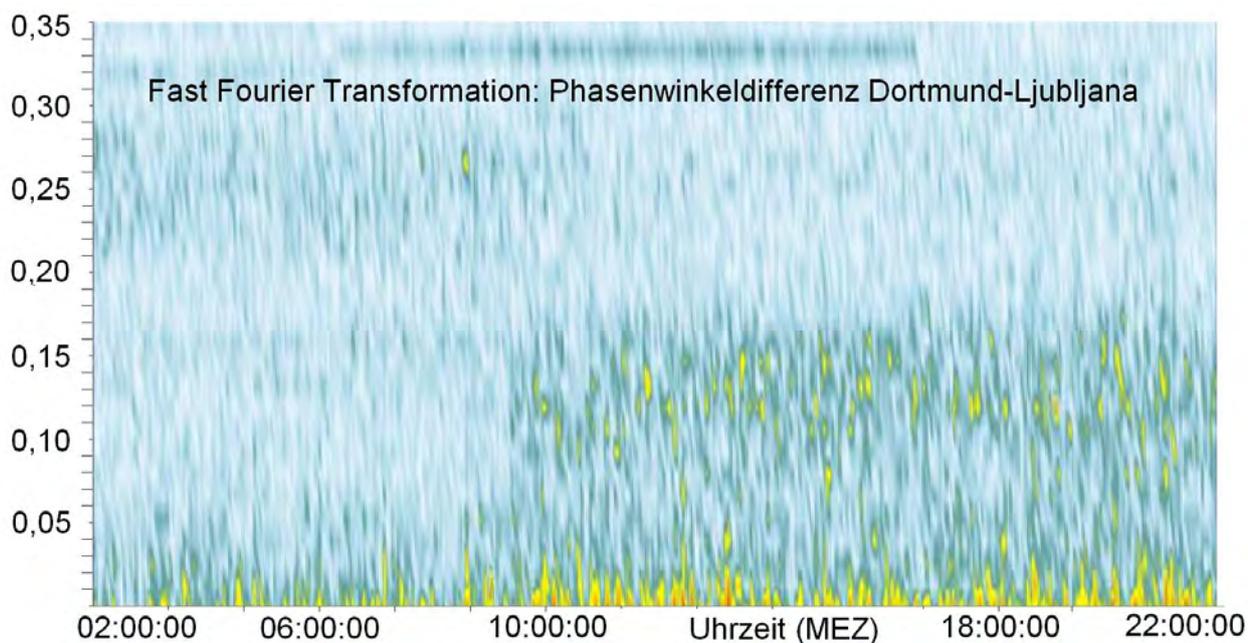


Bild 8: Zeit-Frequenzanalyse von niederfrequenten Oszillationen mit FFT während der Zuschaltung des türkischen Netzes (am 18.09.2010, ca. 9.40 Uhr MEZ)

Fazit, bei einer ausreichenden Anzahl von PMUs im Niederspannungsnetz können Ereignisse innerhalb des Transportnetzes detektiert werden. Eine höhere Anzahl von PMUs würde jedoch das Interpretationsergebnis weiter absichern. Es wird angestrebt, weitere PMUs innerhalb des vorhandenen WAMS zu integrieren. Mit der Messung der Frequenz werden ausschließlich öffentlich zugängliche Daten erfasst und kommuniziert. Da die Daten öffentlich sind, können auch ÜNB sich über Ereignisse in benachbarten Regelzonen über eine öffentliche IT-Plattform informieren. Die Auswertung der Daten kann offline oder auch in Echtzeit erfolgen. Mit steigender Anzahl von PMUs und auch der Implementierung von Anwendungen zur Analyse, wie etwa Bestimmung niederfrequenter Oszillationen oder Grenzwertüberwachung steigen auch die Anforderungen an den PDC. Da die Anzahl der PMUs deutlich erhöht werden muss, wird empfohlen, dass ein PDC die Messwerte von mindestens 100 PMUs mit einer Datenrate von 20 Millisekunden parallel verarbeiten kann.

Zukünftige Forschungsschwerpunkte sind des Weiteren die Analyse der Datenverarbeitung innerhalb eines WAMS und die Bestimmung von Ereignissen im Transportnetz in angemessener Zeit. Hierbei muss eine große Datenmenge effizient verarbeitet werden.

Dimensionierung von Regelleistung bei unsicheren Eingangsgrößen

In der elektrischen Energieversorgung muss zu jeder Zeit ein Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen. Um dieser Forderung gerecht zu werden, wird Reserveleistung vorgehalten, die im Bedarfsfall Kraftwerksausfälle oder Abweichungen von Prognosen ausgleichen kann. Die Vorhaltung der Reserveleistung ist sehr kostenintensiv für die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Bedingt durch das so entstehende Spannungsfeld zwischen Systemstabilität und Wirtschaftlichkeit ist eine möglichst genaue Prognose des Bedarfs an Reserveleistung erforderlich. Der Bedarf einer Regelzone hängt im Wesentlichen von den Prognosefehlern ab, deren angegebene Höhe in der Literatur großen Schwankungen unterliegt. Bisherige Berechnungsverfahren bilden diese Unsicherheiten über Variationsrechnungen ab. Daher wurde eine Erweiterung für das derzeit übliche, faltungsbasierte Verfahren entwickelt, bei der Intervalle zur Modellierung dieser Schwankungen genutzt werden. Unter der Voraussetzung der statistischen Unabhängigkeit wird jeder variierten Größe eine Dimension zugewiesen, damit die Einflüsse der einzelnen Größen untersucht werden können. Mehrdimensionale Ergebnismatrizen sind nicht im Gesamten darstellbar, weshalb zwei ausgewählte Darstellungsmöglichkeiten präsentiert werden, die gemeinsam eine umfangreiche Analyse der Einflüsse einzelner Eingangsgrößen auf den Reserveleistungsbedarf ermöglichen. Zusätzlich werden Verteilungsfunktionen auf den Intervallen angenommen, aus denen Wahrscheinlichkeitsdichten für die einzelnen Reserveleistungsprodukte berechnet werden.

Sizing control reserve capacity taking into account uncertainties

A crucial constraint in the operation of electrical power supply systems is the permanent balance between generation and load. Reserve power is held ready to keep this balance also in case of the occurrence of unpredictable events like power plant outages or inevitable deviations of power injections from their predicted values. At this, the allocation of operating reserves is in the field of conflict between level of reliability and cost effectiveness. The amount of reserve generation capacity required in a control area heavily depends on prediction quality. This article is about the influence of prediction quality on the amount of reserve generation capacity required in a control area. The algorithms for the assessment of required reserve generation capacity known from literature use the variation calculus technique to account for the aforementioned unpredictable events and prediction errors. Therefore, an extension to a convolution-based method was developed in which the uncertainties of the predictions are expressed using intervals. Each parameter is represented by an independent dimension, assuming statistical independence among them. This allows the distinct analysis of each parameter's influence on the amount of required reserve generation capacity. In addition, two methods for the visualization of the multi-dimensional results are presented, allowing a comprehensive analysis of the parameters' influences. Standard distribution functions are used to represent the parameters for the simulation and the results are shown as probability density functions.

Jan Kays

Bisherige Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Regelleistungsbedarfs erlauben ausschließlich die Verwendung diskreter Eingangsparameter. Damit die aufgezeigten Intervalle der Angaben zu den Einflussgrößen berücksichtigt werden können, wird das faltungsbasierte Verfahren erweitert. Zusätzlich werden Annahmen über eine Wahrscheinlichkeitsverteilung innerhalb dieser Intervalle getroffen. Daraus wird eine resultierende Wahrscheinlichkeitsdichte (WDV) für die vorzuhaltende Reserveleistung berechnet, die zur Einhaltung der Defizitwahrscheinlichkeit notwendig ist. Mit Hilfe dieser Verfahrenserweiterungen lässt sich der Einfluss einzelner Größen auf die Höhe des Regelleistungsbedarfs komfortabel auswerten, um Abhängigkeiten und Ansätze zur Optimierung zu erkennen.

Bei der Berechnung werden die WDV des Lastrauschens h_{LR} des Lastprognosefehlers h_{LPF} und des Windprognosefehlers h_{WPF} und die Ausfallwahrscheinlichkeit von Kraftwerksleistung einer Viertelstunde h_{KW4} und einer Stunde h_{KW} berücksichtigt. Die Berechnung der resultierenden WDV für die positive und negative Sekundär- und Gesamtregelreserve h_{SR+} , h_{SR-} beziehungsweise h_{GRR+} , h_{GRR-} erfolgt aufgrund der stochastischen Unabhängigkeit mit der Faltungsoperation nach den Gleichungen:

$$h_{SR-} = h_{LR}$$

$$h_{SR+} = h_{LR} * h_{KW4}$$

$$h_{GRR-} = h_{LR} * h_{LPF} * h_{WPF}$$

$$h_{GRR+} = h_{LR} * h_{LPF} * h_{WPF} * h_{KW}$$

Aus den resultierenden Matrizen werden durch Integration entlang der Leistungsdimension die Verteilungsfunktionen berechnet. Aus den Verteilungsfunktionen der Regelleistungsarten lassen sich auf einfache Weise die zugehörigen Defizitwahrscheinlichkeiten bestimmen. Die Werte der Defizitwahrscheinlichkeiten liegen im Intervall zwischen 0 und 100%. Durch Festlegung der Toleranzgrenze für die Defizitwahrscheinlichkeit auf einen bestimmten Wert, üblicherweise 0,1%, kann die vorzuhaltende Sekundär- und Gesamtregelleistung aus der Matrix bestimmt werden, die diese Toleranzgrenze einhalten. Durch Subtraktion der Sekundärreserve von der Gesamtreserve kann die erforderliche Minutenreserve berechnet werden. Einen zusammenfassenden Überblick über die Berechnungsschritte des erweiterten Verfahrens gibt Bild 9.

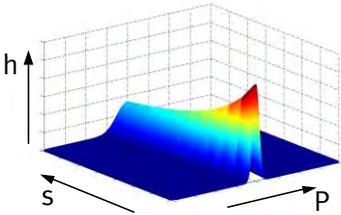
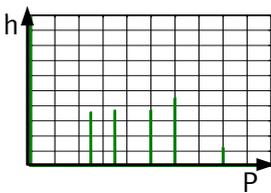
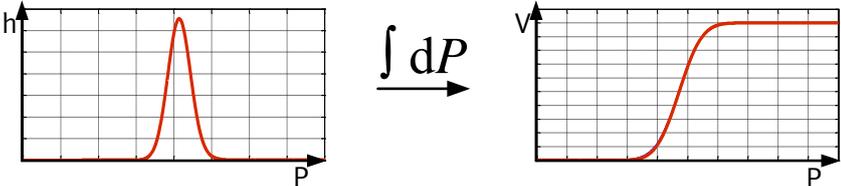
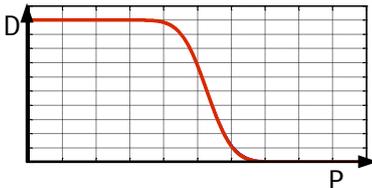
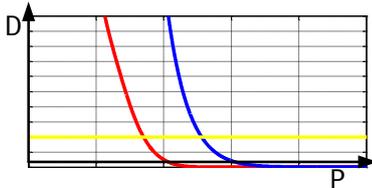
<p>1. Eingangsgrößen</p>	<p>Lastrauschen & Lastprognose:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; margin: 5px;">Netzlast</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; margin: 5px; margin-left: 20px;">Installierte Anlagenleistung</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; margin: 5px; margin-left: 20px;">Typische Wahrscheinlichkeitsdichten der Prognosefehler</div>	<p>Wind & Sonne:</p> <p>Kraftwerke:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; margin: 5px;">Kraftwerkspark</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block; margin: 5px; margin-left: 20px;">Zuverlässigkeitskenndaten</div>
<p>2. Variation</p>	<p>Festlegung des Variationsintervalls</p>	
<p>3. Anpassung</p>	<p>Wahrscheinlichkeitsdichte des Prognosefehlers</p> 	<p>Defizitleistungsverteilung</p> 
<p>4. Faltung</p>	<p>Faltung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen nach Gl. (1)-(4)</p> <p>4-dimensionale Matrix</p>	
<p>5. Darstellung</p>	<p>Auswahl von Darstellungsmöglichkeiten für die Ergebnisse</p>	
<p>6. Verteilungsfunktion</p>	<p>Integration der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen</p> 	
<p>7. Defizitwahrscheinlichkeit</p>	<p>Defizitwahrscheinlichkeit = 1 - Verteilungsfunktion</p> 	
<p>8. Toleranzgrenze</p>	<p>Defizit-Toleranzgrenze festlegen und in Diagramm eintragen</p>	
<p>9. Regelleistung</p>	<p>Benötigte Regelleistung aus dem Diagramm ablesen</p> 	

Bild 9: Übersicht über das erweiterte faltungsbasierte Verfahren

Aufgrund der Mehrdimensionalität der Ergebnismatrizen muss eine Reduktion der gleichzeitig betrachteten Größen erfolgen. Die Ergebnisse können maximal in einer dreidimensionalen Grafik visualisiert werden, um eine übersichtliche Darstellung zu gewährleisten. Von besonderem Interesse sind dabei die Auswirkungen der Unsicherheitsintervalle der Eingangsgrößen auf die Defizitleistung und Defizitwahrscheinlichkeit. Eine mögliche Darstellungsvariante ist in Bild 10 abgebildet. Dort wird der Regelleistungsbedarf in Abhängigkeit von zwei variierten Eingangsgrößen dargestellt. Der Gradient der benötigten Regelleistung entlang einer Dimension kann zur Beurteilung des Effektes einer prozentualen Senkung des Prognosefehlers herangezogen werden. Dieser eignet sich daher als Kriterium zur Abschätzung des Nutzens einer Prognoseverbesserung der Eingangsgröße.

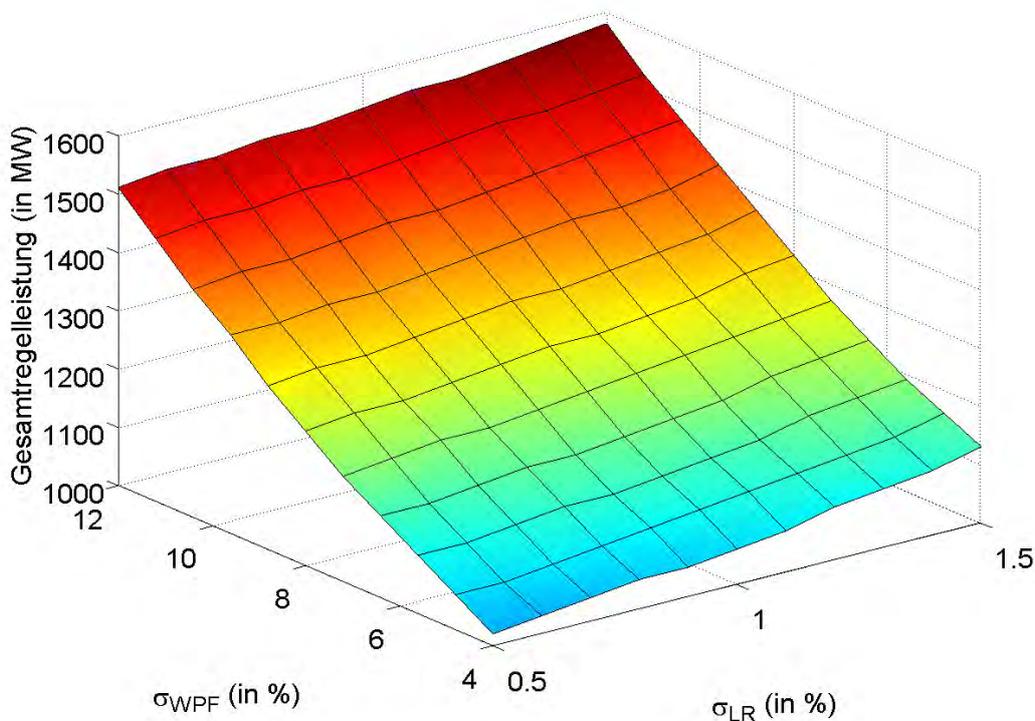


Bild 10: Gesamtregelleistungsbedarf in Abhängigkeit des Wind- und Lastprognosefehlers

Das vorgestellte multidimensionale faltungsbasierte Verfahren verdeutlicht, dass selbst bei kleinen Änderungen des Prognosefehlers die vorzuhaltende Regelleistung stark beeinflusst wird. Die Angabe der Regelleistung mit einer Genauigkeit von 1 MW erscheint daher fragwürdig, insbesondere wenn die Veränderung eines Prognosefehlers um einen Prozentpunkt den Regelleistungsbedarf eines 10-GW-Systems bereits um 200 MW verschieben kann. Daher werden hier auf den Intervallen der variablen Standardabweichungen Wahrscheinlichkeitsdichten angenommen. Sie ermöglichen, unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen,

eine Gewichtung der vorzuhaltenden Regelleistung. Zusätzlich können mit den Verteilungen der Standardabweichungen Konfidenzintervalle für die benötigte Regelleistung in Abhängigkeit einer einzelnen Verteilung oder der Kombination aller Verteilungen angegeben werden. Zur Modellierung der Wahrscheinlichkeitsdichten der variablen Eingangsgrößen (hier Standardabweichungen der Prognosefehler) werden exemplarisch Betaverteilungen angenommen. Aus den Wahrscheinlichkeitsdichten kann eine resultierende Verteilung für die Regelleistung bestimmt werden, die in Bild 11 exemplarisch für die negative Gesamtreserveleistung dargestellt ist. Die senkrechten Linien stellen die Grenzen für die Konfidenzintervalle von 50%, 95% und 99% dar. Aus dem Diagramm kann der vorzuhaltende Regelleistungswert bestimmt werden, der bedingt durch die Betaverteilungen der Standardabweichungen am wahrscheinlichsten benötigt wird. Besonders deutlich zeigt das Diagramm, dass es nicht sinnvoll ist, die Regelleistung mit einer Genauigkeit von 1 MW zu ermitteln und anzugeben. Eine Auflösung von 10 MW oder 20 MW ist bei der momentanen Qualität der Eingangsgrößen mehr als ausreichend, wie die Breite des 50%-Konfidenzintervalls belegt.

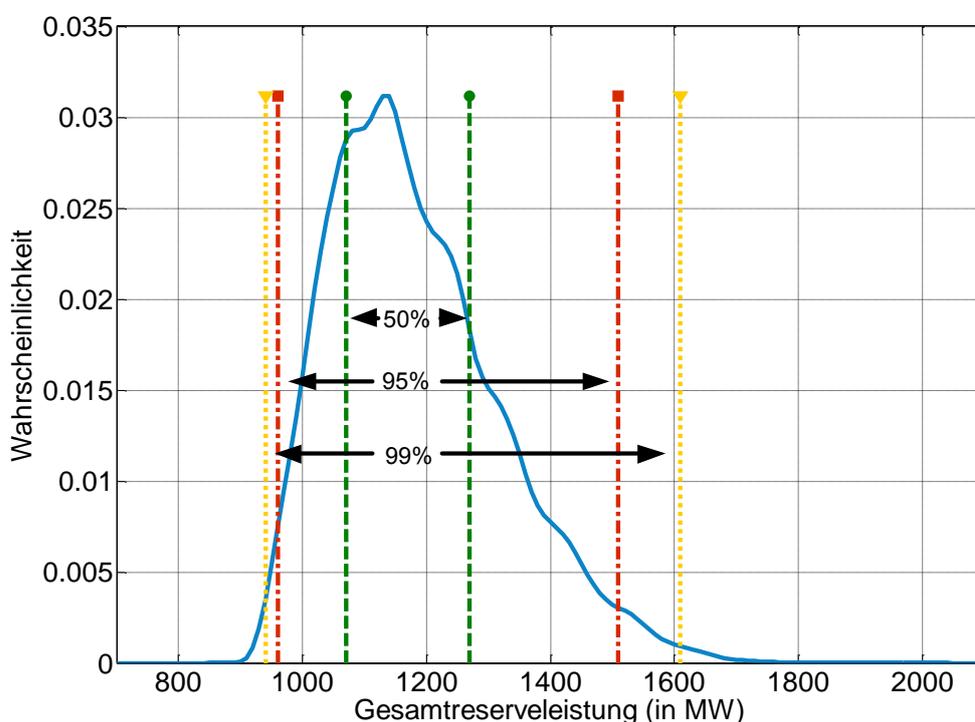


Bild 11: Resultierende Verteilung für die Auftrittswahrscheinlichkeit der negativen Gesamtreserveleistung

Robustheitsanalyse einer verteilten koordinierten Lastflusssteuerung für elektrische Energieübertragungsnetze

Großräumiger Handel mit elektrischer Energie und die zunehmende Windenergieeinspeisung führen zu einer erhöhten Belastung der elektrischen Energieübertragungsnetze. Um dabei entstehende Netzengpässe zu beheben sind Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Neue Leitungen können aufgrund von Umweltauflagen nur zögerlich errichtet werden. Leistungsflussregler (LFR) werden zunehmend eingesetzt, um Netzengpässe zu entschärfen. In diesem Beitrag wird ein agentenbasierter verteilter Koordinationsansatz vorgestellt, bei dem LFR weitestgehend autonom auf kritische Belastungssituationen reagieren und eine weiträumige Ausregelung ermöglichen. Zudem wird ein wichtiger Ansatz für eine Robustheitsanalyse vorgestellt, die für den praktischen Einsatz des Koordinierungsverfahrens in Abhängigkeit des jeweiligen Übertragungsnetzes und der zugrundeliegenden Kommunikationsnetzstruktur durchgeführt werden muss.

Robustness of a distributed coordination system of power flow controllers in electrical power transmission systems

Wide area trade of electrical energy together with an increasing integration of high capacity unpredictable renewable resources (e.g. wind power) pose an increased utilization of electrical transmission networks. In order to eliminate consequential congestions it is necessary to upgrade the grid. Constructing new transmission lines is difficult due to environmental specifications. An alternative is the integration of power flow controllers in order to dynamically redirect power flows. This article presents a multi-agent based algorithm which allows for an autonomous distributed coordination of power flow controllers. Furthermore an approach is presented for analyzing the robustness of the coordination system which is dependent on the structure of the transmission system as well as the communication network.

Ulf Häger

Energieübertragungsnetze wie zum Beispiel das europäische Verbundnetz werden aufgrund veränderter Energiemarktaktivitäten und zunehmender Windenergieeinspeisung immer häufiger an ihren Kapazitätsgrenzen betrieben: mit steigender Zahl von Windenergieanlagen großer Leistung vor allem in Küstennähe vergrößert sich die Länge des Transportweges der elektrischen Energie. Damit erhöht sich die Netzbelastung, da ein Überschuss an Energie im Norden Deutschlands produziert wird, der erst viel weiter südlich zur Versorgung der Lasten benötigt wird. Die Volatilität der Netzbelastung nimmt durch die fluktuierende Erzeugung zu, die Netzverluste steigen deutlich an.

Neue (Frei-)Leitungen, welche die Kapazität der Übertragungsnetze erhöhen würden, können aufgrund von Umweltauflagen und geringer gesellschaftspolitischer

Akzeptanz nur sehr aufwändig errichtet werden und stellen daher kurzfristig kein umsetzbares Mittel dar, den Betrieb der Übertragungsnetze unter den veränderten Betriebsbedingungen zu stabilisieren und effizienter zu gestalten. Leistungsflussregler (LFR) wie konventionelle Querregler, leistungselektronische FACTS-Geräte sowie Hochspannungsgleichstromübertragungen mit Kabeln werden zunehmend eingesetzt. Diese Betriebsmittel steuern den Wirkleistungsfluss über eine Leitung durch das Einprägen einer Spannung oder die Veränderung der Impedanz. Hierdurch wird auch der Wirkleistungsfluss auf den umliegenden parallel verlaufenden Übertragungspfaden einer Transitstrecke beeinflusst, so dass die Leistungsflüsse von überlasteten Leitungen auf Leitungen mit freier Übertragungskapazität verschoben werden. Das Ziel der Regelaktion ist eine effizientere Betriebsmittelauslastung im betrachteten Netzbereich und eine Erhöhung der Gesamtübertragungskapazität der bestehenden Netzinfrastruktur. Schon heute sind dazu im europäischen Verbundnetz diverse konventionelle Querregler in Betrieb (Benelux-Raum, Alpenraum Richtung Italien).

Bislang werden installierte LFR von den verantwortlichen Netzbetreibern weitestgehend manuell betrieben: LFR werden so gestuft, wie vorab (offline) für bestimmte kritische Netzsituationen geplant. In der lokalen Umgebung eines LFR ist hierdurch eine Erhöhung der Übertragungskapazität möglich. Aufgrund des weiträumig nicht präzise vorhersagbaren dynamischen Einflussbereichs eines solchen LFR führt dies jedoch oftmals nur zu einer Verlagerung, nicht aber zu einer Beseitigung des Engpasses. Der erwartete Zuwachs an LFR und die Integration in die Transportnetze macht eine Koordinierung dieser Regler unbedingt erforderlich.

Um adäquat und rechtzeitig auf unvorhersehbare Veränderungen der Netztopologie reagieren zu können, wird am Lehrstuhl ESW ein verteilter Regelungs- und Koordinierungsansatz entwickelt, bei dem die Einflussbereiche einzelner LFR kontinuierlich neu bestimmt werden. Die Grundidee basiert auf einer verteilten Koordinierung mit Agentenverfahren, die nach einer Systemstörung die Sollwerte für die Leistungsflussregler schnell und robust verändert, so dass Leitungsüberlastungen und eine Ausdehnung der Störung vermieden werden können. Die prinzipielle Funktionsweise des Verfahrens ist in Bild 12 dargestellt.

Jedes impedanzbehaftete Betriebsmittel ist mit einem passiven Agenten und jeder LFR mit einem regelnden Agenten ausgestattet. Zustandsnachrichten von passiven Agenten werden entlang der Übertragungsnetztopologie versendet. Regelnde Agenten von LFR nutzen die darin enthaltenen Informationen über den aktuellen Zustand des Übertragungsnetzes, um lokale und regionale Admittanzmatrizen aufzustellen. Jedem Leistungsflussregler wird darauf basierend ein bestimmtes

Einflussgebiet über Sensitivitäten zugeordnet. Diese Einflussgebiete überlappen sich typischerweise. Aus den zusammengesetzten Teilgebieten kann das Gesamtsystem gebildet werden. Die Einstellung der Sollwerte der Leistungsflussregler in den Teilgebieten erfolgt derart, dass sowohl regional als auch global die Verletzung betrieblichen Randbedingungen dynamisch minimiert wird. Die Nachrichten über den Zustand der Leitungen innerhalb des Einflussbereichs eines LFR werden nach Dringlichkeit sortiert (dabei werden Belastung und Sensitivität eines Regeleingriffs eines LFR auf eine Leitung berücksichtigt). Aus den Dringlichkeiten werden unter Anwendung einer Entscheidungsfunktion Regelaktionen abgeleitet, die die Netzbelastungssituation verbessern. In der Beispielsituation aus Bild 12 wird der LFR nach unten gestuft, da durch diese Regelaktion die Leitung mit der höchsten Dringlichkeit entlastet wird. Nach der Regelaktion werden wieder neue Nachrichten über den Netzzustand abgewartet, um anschließend eine aktualisierte Bestimmung der Dringlichkeit durchzuführen.

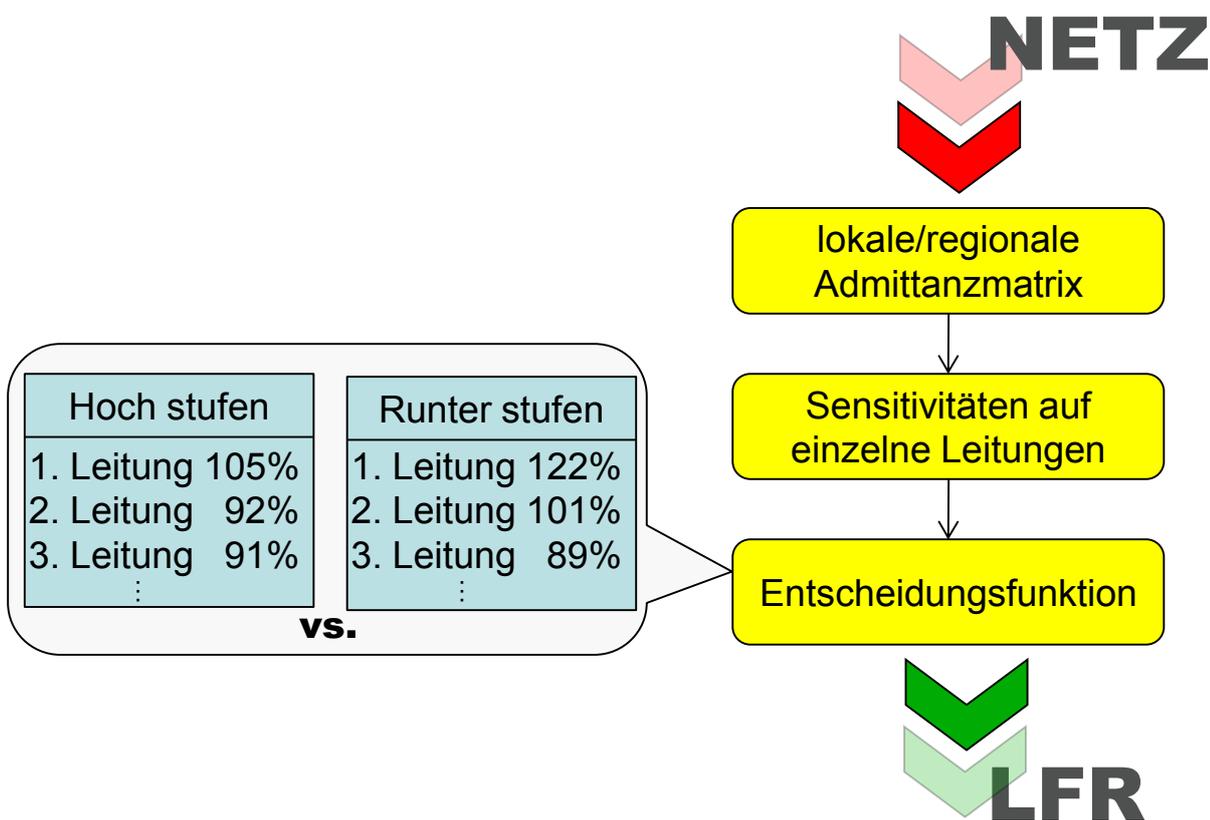


Bild 12: Funktionsweise des verteilten Koordinierungsverfahrens für LFR

Derzeitig findet am Lehrstuhl ESW eine Robustheitsanalyse des Koordinierungsverfahrens statt. Entscheidend für die Robustheit ist, dass Regelaktionen nie zu einer Verschlechterung des vorhandenen Systemzustandes führen. Zentrale Einflussgröße auf die Robustheit des Verfahrens ist die Latenzzeit der Nachrichten-

übertragung zwischen den Agenten. Im Folgenden wird ein exemplarisches Beispiel für eine kritische Regelsituation dargestellt, die durch Kommunikationsverzögerung ausgelöst wird. Bild 13 zeigt ein einfaches Beispielnetz mit einem LFR.

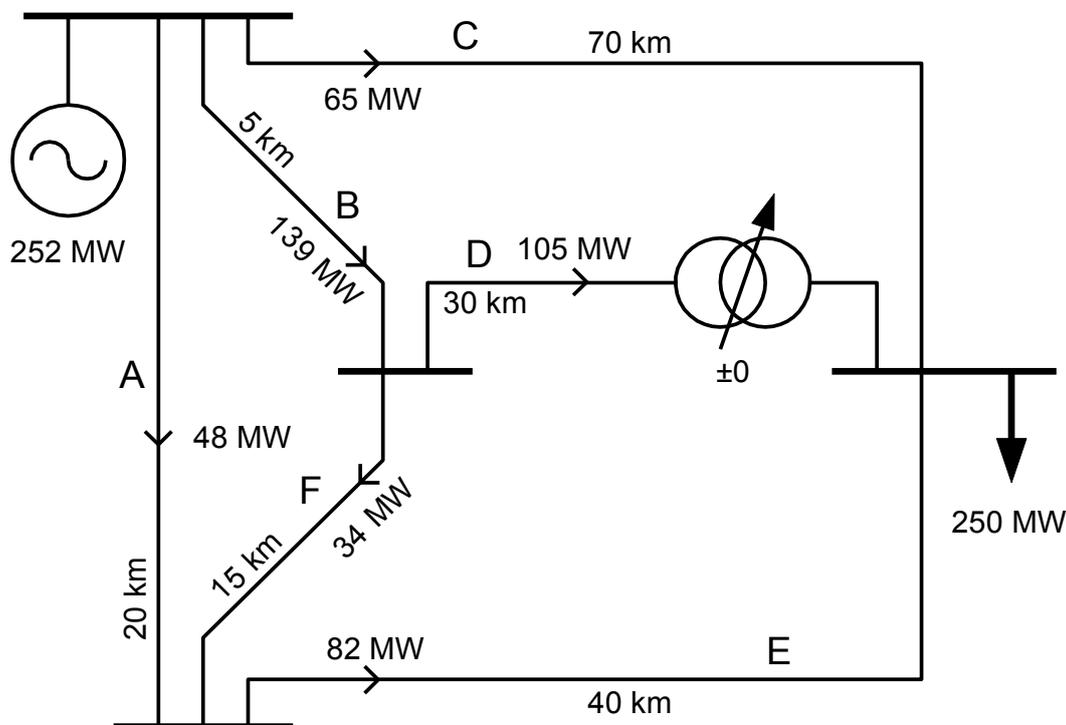


Bild 13: Beispielnetz zur Simulation von unvorhersehbaren Regelungseinflüssen

Bild 14 zeigt das Regelverhalten der verteilten Koordinierung während eines Störungsszenarios, in dem Leitung B zum Zeitpunkt $t=0,5$ s ausfällt. Dargestellt ist die Belastung von Leitung A für unterschiedliche Latenzzeiten der Kommunikation zwischen benachbarten Agenten. Bei diesem Experiment tritt der Effekt auf, dass aufgrund von Kommunikationslatenzen die Information über die Veränderung der Topologie erst später vom regelnden Agenten empfangen wird, als die Information über die Überlastung von Leitung A. Aus diesem Grund wird die Umkehrung der Sensitivität auf Leitung A zu spät erkannt und es folgt eine Regelung in die falsche Richtung (Falschregeffekt), die zu einer Erhöhung der Überlastung von Leitung A führt, bis dem regelnden Agenten die aktuelle Topologieinformation vorliegt. Je nach Größe der Verzögerung der Kommunikation zwischen benachbarten Agenten können signifikante Überhöhungen der Leitungsbelastung, sowie Verzögerungen bei der Ausregelung entstehen (siehe Bild 14).

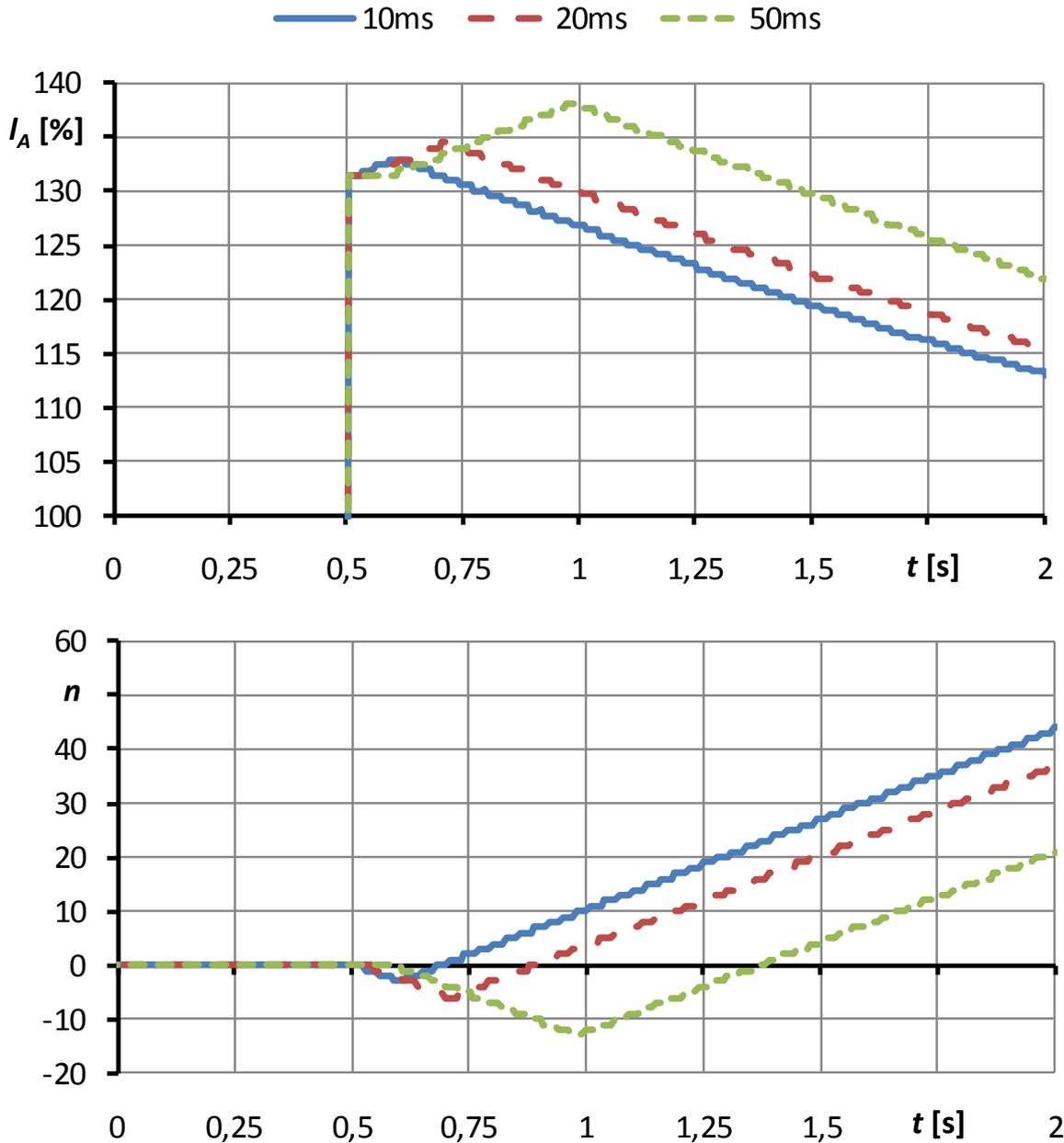


Bild 14: Belastung von Leitung A (oben) und Stellwert des LFR (unten) nach einer Schutzauslösung von Leitung B bei unterschiedlichen Latenzzeiten.

Zur Vermeidung von Betriebsstörungen aufgrund von Falschregelleffekten ist bei der Umsetzung des Koordinierungsverfahrens eine geeignete Parametrierung des Agentensystems in Abhängigkeit der Übertragungsnetztopologie sowie des Kommunikationsnetzes zwingend erforderlich. Dazu muss im Agentensystem eine dynamische Verzögerung von Regelaktionen implementiert werden, die in kritischen Fällen (z.B. bei Umkehr von Sensitivitäten) auf das Eintreffen zusätzlicher Daten wartet, bevor die Stellgröße eines LFR verändert wird.

Verbesserung des Konvergenzverhaltens von Lastflussberechnungsverfahren mit automatisierten Ausbaumaßnahmen

Zukünftige Systeme zur elektrischen Energieversorgung werden aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte und der weiter steigenden Notwendigkeit der Kostenreduktion immer näher an den Stabilitätsgrenzen betrieben. Aufgrund der langen Lebensdauern der Betriebsmittel und Planungsphasen sind Markt- und Netzsimulationen notwendig um mögliche Ausbaumaßnahmen zu bestimmen. Die notwendigen Netzszenarien werden über ein am Lehrstuhl entwickeltes Marktmodell generiert, wobei die Knotenblindleistungen nicht vorgegeben werden, da sie stark abhängig vom Belastungszustand des Netzes sind. Gleichwohl haben sie jedoch einen großen Einfluss auf das Konvergenzverhalten von Verfahren zur Lastflussberechnung. Ziel dieses Ansatzes ist die Verbesserung des Konvergenzverhaltens durch gezielte Ausbaumaßnahmen schon während der Konvergenz.

Enhancement of load flow computation methods to improve the convergence with automated measures based on stability analyses

Due to the liberalization of the energy markets and the increasing need for cost reductions, the electrical networks are operated closer to their stability limits than ever before. As a result of the long live cycle of the equipment involved, simulations of possible future energy markets and network scenarios are necessary to determine needed grid extension. The reactive nodal powers are not determined by market simulation but they have a great impact on the convergence of load flow methods. This method improves the convergence characteristic by network extensions which are determined by a stability analysis of the load flow equations during the iterations of the load flow method.

Johannes Schwippe, André Seack

Die Integration regenerativer Erzeuger aber auch die Öffnung der Energiemärkte hat eine Zunahme der Leistungstransfers im gesamteuropäischen Energienetz zur Folge, wodurch der Betrieb des Netzes näher an die Stabilitätsgrenze rückt. Das Konvergenzverhalten von Verfahren zur Lastflussberechnung nimmt aber mit Annäherung an diese Stabilitätsgrenze aufgrund der Nichtlinearität der Leistungsflussgleichungen stark ab, bis schließlich keine Konvergenz mehr erreicht werden kann. Häufig ist das Erreichen der Spannungsstabilitätsgrenze an einem oder wenigen Netzknoten als Ursache zu identifizieren. Zur Analyse der Stabilitätsprobleme ist allerdings eine konvergente Lastflussrechnung notwendig. Um diese zu erreichen, werden die Einspeisungen und Lasten (und somit auch die Belastung des Netzes) gleichermaßen reduziert, bis eine Lastflussrechnung (LFR) erfolgreich durchgeführt werden kann. Auf Basis dieser ist dann eine Identifikation schwach gekoppelter Netzbereiche mit Hilfe der Eigen- oder Singulärwertanalyse der Jacobimatrix der Leistungsflussgleichungen möglich. Kleine Eigen- oder Singulärwerte kennzeichnen einen geringen Abstand zur Stabilitätsgrenze. Eine Identifika-

tion der beteiligten Netzknoten beziehungsweise Leitungen ist über Beteiligungsfaktoren möglich. Variationen an den betroffenen Netzelementen, wie z.B. eine Veränderung der Blindleistungsaufnahme, können zu einer Konvergenz führen, wobei zusätzlich auch eine wieder gesteigerte Auslastung des Netzes das Ergebnis sein kann. Dieses Vorgehen verlangt große Erfahrung und gute Kenntnis des Netzes. Veränderte Einspeise-/Lastsituationen weisen stark voneinander abweichende Probleme auf, weshalb die Lösung von Problemen dieser Art sehr zeitaufwendig ist.

Aus diesem Grund wird mit dieser neuartigen Methode versucht, schon während der Iteration des Newton-Raphson-Lastflusses eine mögliche Divergenz festzustellen um gegebenenfalls in geeigneter Weise eingreifen zu können. Hierzu wird während der Iterationen der Abstand zur Stabilitätsgrenze mit einer Singulärwertzerlegung der reduzierten Jacobimatrix, welche ausschließlich die Abhängigkeiten zwischen Spannungsbetrag und Knotenblindleistungen darstellt, analysiert. Der kleinste Singulärwert nimmt bei einer konvergierenden LFR stetig ab. Dies entspricht der Annäherung des Knotenspannungsvektors ausgehend vom Startwert, welcher einer „Nullbelastung“ entspricht, an den Zielvektor, welcher mit den Knotensollleistungen korrespondiert. Hingegen ist bei einer Divergenz nach einer anfänglichen Abnahme des Singulärwertes häufig ein Springen dieses Wertes zu erkennen, vergleiche Bild 15.

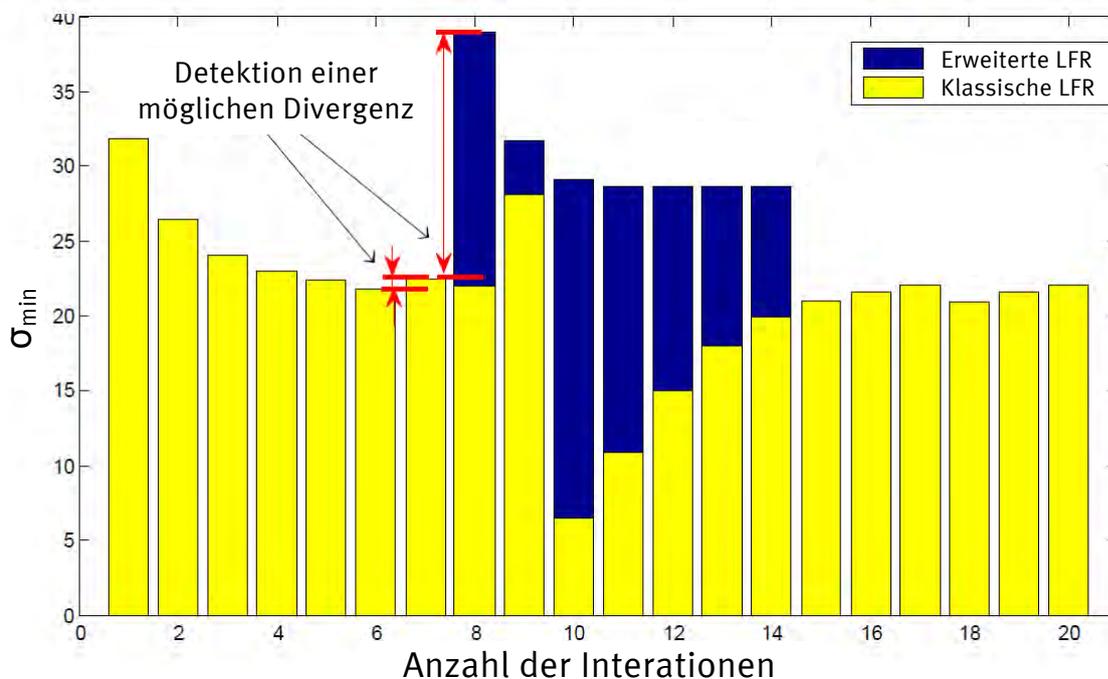


Bild 15: Typischer Verlauf des minimalen singulären Wertes während einer konvergierenden bzw. divergierenden Lastflussrechnung

In diesem Punkt greift das Verfahren ein, identifiziert über Beteiligungsfaktoren die betroffenen Netzknoten und führt eine Anpassung der Blindleistungseinspeisung durch. Das Vorzeichen der Beteiligungsfaktoren gibt die Richtung einer möglicher Blindleistungskompensation an. Verschiedenen Kompensationsstrategien sind durch unterschiedliche Funktionsparametern realisierbar.

Das Verfahren wurde am Modell des deutschen Übertragungsnetzes des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund verifiziert. Hierzu ist in Anlehnung an zukünftig denkbare Einspeiseszenarien, welche aufgrund der Höhe der eingespeisten Windleistungen im Norden hohe Transitleistungen und somit auch Stabilitätsprobleme hervorrufen, eine Monte-Carlo-Simulation entwickelt worden. Die Ergebnisse für eine unterschiedlich hohe Entscheidungsschwelle, welche bestimmt, an welchen und wie vielen Netzknoten zusätzliche Blindleistung bereitgestellt werden muss, zeigt Bild 16.

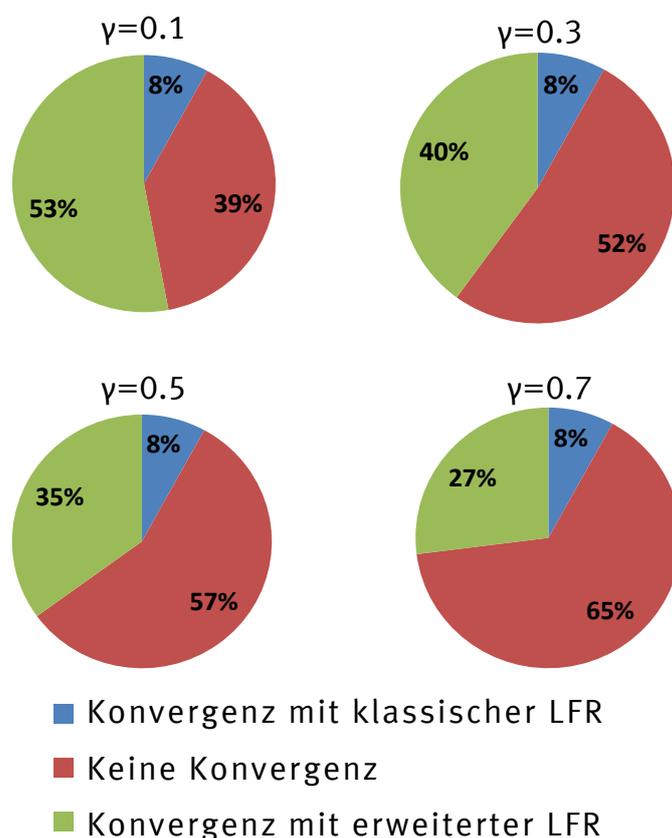


Bild 16: Auswertung der durchgeführten Monte-Carlo-Simulation

In 8% der Fälle konnte bereits die klassische LFR eine Konvergenz erreichen. Je nach gewähltem Parameter konnte in 27 bis 53% der betrachteten Fälle mit diesem Ansatz eine Konvergenz der LFR erreicht werden. Eine denkbare Erweiterung umfasst die zusätzliche Betrachtung von Spannungswinkelproblemen und die damit verbundenen Ausbaumaßnahmen.

Entwicklung eines dynamischen Lastflussreglers (dynamic power flow controller, DPFC) für das physische Labornetzmodell

Bedingt durch fluktuierende Windeinspeisung aber auch durch Energiehandel treten dynamische Änderungen des Leistungsflusses auf. Es werden Anlagen zur Regelung des Leistungsflusses benötigt. Am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund werden neben Software-Simulationen auch analoge Simulationen an einem Netzmodell ausgeführt, um die praxisnahe Anwendung von Regelungen zu testen.

Der Artikel beschreibt den Entwurf eines DPFC-Modells, welches entwickelt wurde, um Laborexperimente am DPFC in verschiedenen Gebieten auszuführen, zum Beispiel für Regelung, dynamische Vorgänge, Schutz-, Leit- und Messtechnik. Durch eine geeignete Skalierung entsprechen die Parameter des Netzmodells denjenigen der 380-kV-Spannungsebene. Die Nennspannung des Netzmodells und des DPFC beträgt 380 V. Desweiteren wird ein Beispiel für die Verwendung des DPFC im Netzmodell gegeben.

Development of a dynamic power flow controller (DPFC) in hardware for a laboratory network model

Dynamic power flow changes induced by dynamic wind feed-in but also by market operations require new devices for power flow control in transmission networks. Power system simulations at the Institute of Power Systems and Power Economics of TU Dortmund University are not only carried out by software simulations but also by executing analogue simulations on a hardware network model in order to test the practical feasibility of control systems.

This article describes a new hardware model of the DPFC which has been developed to carry out laboratory experiments and to study the DPFC in different fields, such as controllability, dynamics, telecontrol, protection, and measurement. The DPFC model has been embedded into the existing hardware network model. Due to a predefined downscaling factor, the parameters of all network devices correspond to the transmission system equipment of the 380 kV voltage level. The nominal voltage of the network model and of the DPFC is 380 V. Furthermore this article contains an example of how to use the DPFC in the network model.

Kay Görner, Ulf Häger

Seit der Öffnung der Strommärkte hat der grenzüberschreitende Handel von elektrischer Energie zugenommen. Es ergeben sich höhere und volatilere Leistungsflüsse über Verbindungsleitungen zwischen Regelzonen. Als Folge steigt die Zahl von Netzengpässen mit häufig wechselnden Leistungsflüssen. In den letzten Jahren haben Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mehrere Querregler (phase shifting transformer, PST) installiert, um Netzengpässe zu vermeiden. In der europäischen Benelux-Region sind zum Beispiel an sechs verschiedenen Standorten unabhängig geregelte PST installiert, die von vier verschiedenen ÜNB betrieben werden. Schnell schaltende Leistungsflussregler, bestehend aus leistungselektronischen Komponenten, könnten besser auf volatile Netzereignisse reagieren, werden aber auf Grund hoher Anschaffungspreise nicht in großer Stückzahl eingesetzt. Ein neuer Ansatz ist ein Hybrid-Gerät bestehend aus einem PST und von Thyristoren geschalteten Serienelementen, um eine kosteneffiziente, schnelle Regelung des Leistungsflusses zu gewährleisten. Ein solches Gerät wird als dynamischer Leistungsflussregler (dynamic power flow controller, DPFC) bezeichnet. Bisher werden DPFC weitgehend in Software-Simulationen modelliert. Dabei stellt sich die Frage, in wie weit diese Modelle der Realität entsprechen und welche spezifischen Eigenschaften modelliert werden müssen.

Auch für den Aufbau und die Integration eines DPFC in einem analogen Netzmodell müssen die maßgeblichen Eigenschaften der Bauteile modelliert werden. Der Aufbau eines DPFC ist in Bild 17 dargestellt.

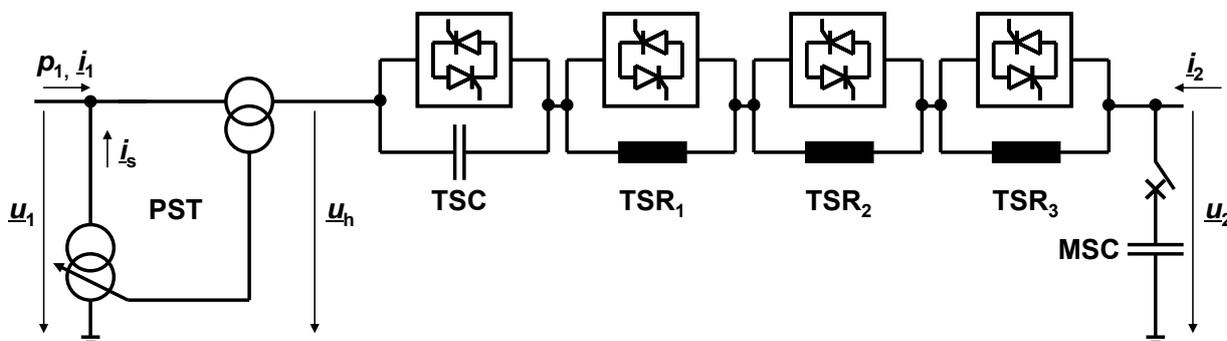


Bild 17: Einphasiges Ersatzschaltbild eines DPFC

Alle Einzelkomponenten des DPFC sind in der Praxis gut bekannt. Die Stellzeit eines Stufenschalters am PST liegt im Bereich einiger Sekunden. Der Schaltvorgang ist somit relativ langsam und wird im Modell durch einen Ringstelltransformator nachgebildet. Häufiges Schalten ist zu vermeiden, da dies in der Praxis die Lebensdauer des Schalters reduziert.

Die Serienelemente sind geschaltete Induktivitäten oder Kapazitäten (thyristor-switched capacitor/ reactor, TSC / TSR). Wie der PST sind TSC und TSR in der Pra-

xis ebenfalls Standardkomponenten. Ein schnelles Schalten innerhalb einer Periode wird wie in der Realität auch im DPFC-Modell durch Thyristoren für TSR und TSC gewährleistet. Werden die antiparallel geschalteten Thyristorventile für jeweils eine Halbperiode ihrer Klemmenspannung gezündet, dann ist der Thyristorschalter leitend und die Induktivität oder Kapazität wird kurzgeschlossen. Die Thyristorventile können nicht zu einem beliebigen Zeitpunkt gezündet werden, sondern nur bei Anliegen von Spannung und Strom mit gleicher Richtung. Wird der entsprechende Thyristor nah am Nulldurchgang der Spannung gezündet, dann erhält man ein verzerrungsfreies Umschalten des Stroms. Zündvorgänge außerhalb des Nulldurchganges verursachen Strom- und Spannungsverzerrungen. Es treten transiente Spannungs- und Stromüberhöhungen auf. Neben dem Schalten im Nulldurchgang werden restliche transient auftretende Überspannungen und -ströme durch Schutzbeschaltungen kompensiert. Die Schutzbeschaltung verhindert auch große Rückströme beim Abschalten der Thyristoren (Trägerstauereffekt). Mit fehlenden Zündimpulsen fließt der Wechselstrom nur bis zu seinem natürlichen Nulldurchgang weiter. Danach sperren die Thyristoren und es liegt im Strompfad die jeweilige Impedanz. Die Serienelemente TSR und TSC werden entweder völlig ein- oder ausgeschaltet. Für praktische Versuche, die auch von Studenten ausgeführt werden können, wurden die ausgewählten Thyristoren im DPFC für das Netzmodell entgegen der Realität deutlich überdimensioniert. Fehlerhafte Schaltungen, die erhöhte Ströme zur Folge haben, führen somit nicht zwangsläufig zur Zerstörung. Dieser Kompromiss wurde getroffen, da es sich bei Thyristoren um Standardbauteile handelt, deren spezifische Funktion bekannt ist. Häufig enthalten DPFC auch noch eine manuell zu schaltende Parallelkapazität (manually switched capacitor, MSC).

Die Dimensionierung der Bauteile erfolgt durch eine geeignete Skalierung. Bei PST und TSR ist das R/X-Verhältnis identisch zu realen Bauteilen. Die Dynamik der Signale von Strom und Spannung entspricht damit realen Szenarien.

Eine wichtige Untersuchung ist die Wahl einer geeigneten Regelung für den DPFC. Eine Regelung, die für den DPFC im Netzmodell entworfen wird, behandelt auf Grund identischer Dynamik dieselben Größen wie ein DPFC-Regler in der Realität. Die Lastflussregelung beim DPFC erfolgt in diskreten, binären Schaltstufen. Um den Lastfluss gezielt zu beeinflussen, werden zuerst die thyristorgeschalteten Komponenten schnell angesteuert, damit die Längsimpedanz in feinen Regelstufen geändert wird. Wenn der Regelbereich von TSC und TSR für eine gewünschte Regelanforderung nicht ausreichend ist, dann wird der PST gestuft und die Spannungswinkel im Übertragungsnetz stufenweise verstellt. Durch die aus

der PST-Stufung resultierende Lastflussänderung wird eine Verschiebung des Regelbereiches von TSC und TSR ausgelöst.

Exemplarisch ist das Prinzip einer DPFC-Regelung in Bild 18 dargestellt. Die Führungsgröße ist die gewünschte Transferleistung. Sofern die Abweichung einen Grenzwert übersteigt wird ein PI-Regler aktiviert. Wie in der Praxis ist die Stellgröße auch im Modell begrenzt. Um das Windup-Problem zu beseitigen wird ein Über- und Unterschreiten der Stellgröße detektiert und die Integration durch den Faktor Null begrenzt. Aus der Stellgröße wird ein binärer Schaltzustand der Serielemente aus einer Tabelle ermittelt. Der Stufenschalter wird angesteuert, wenn alle Induktivitäten geschaltet werden müssen.

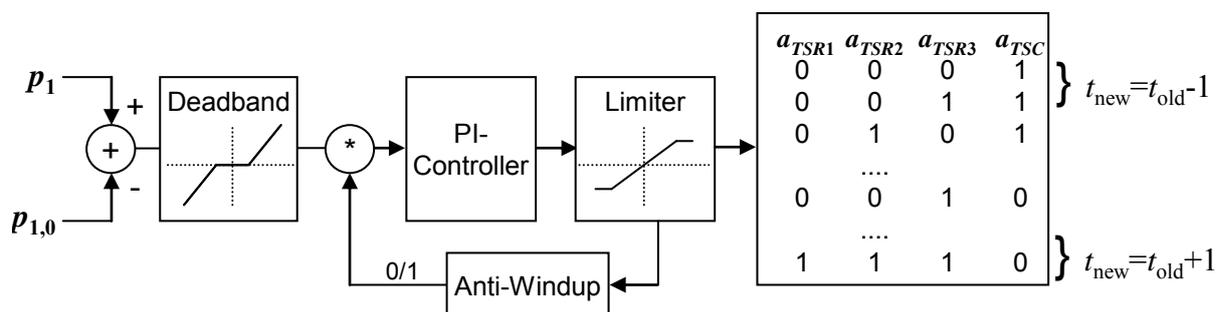


Bild 18: Prinzip der DPFC-Regelung

Im folgenden Beispiel wird die Funktion des DPFC am Netzmodell verdeutlicht. Zwei parallele Leitungen übertragen den Leistungsfluss zu einer Last. Der DPFC ist in Reihe zu Leitung 2 geschaltet und regelt den Leistungsfluss auf dieser Leitung.

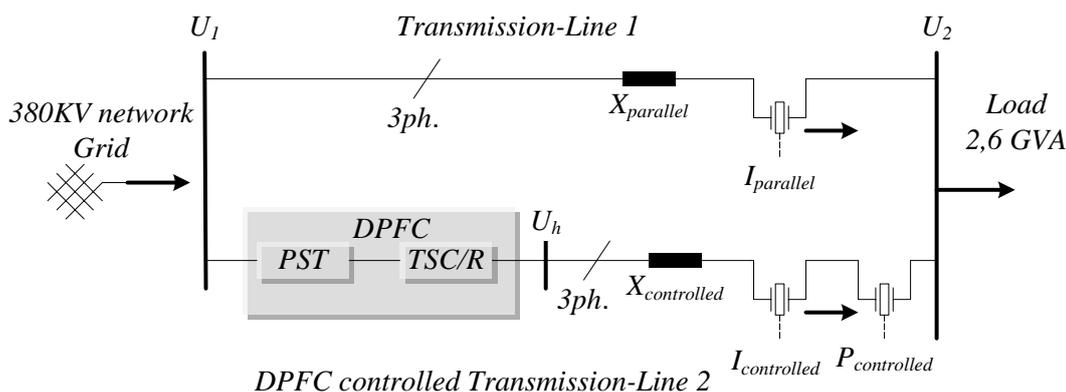


Bild 19: Szenario DPFC im Netz

Im vorliegenden Szenario wird der Sollwert für den geregelten Leistungsfluss auf Leitung 2 von etwa 875 MW auf 1100 MW erhöht. Die resultierende Stromänderung ist in Bild 20 dargestellt. Durch den Anstieg der Leistung steigt auch der Strom. Durch die Schaltvorgänge kommt es zu Ausgleichsvorgängen, die aber innerhalb von wenigen Perioden abklingen. Durch Stufungen am PST kommt es zu-

dem zu einem weiteren linearen Anstieg des Stroms. Durch den PI-Regler kommt es zum Überschwingen des Stroms. Nach 3,5 Sekunden ist jedoch der Schaltvorgang abgeschlossen und der Strom beträgt konstant 1,57 kA. Der resultierende Leistungsfluss beträgt somit 1040 MW. Eine genauere Ausregelung auf die gewünschte Leistung ist ohne eine feinere Stufung nicht möglich.

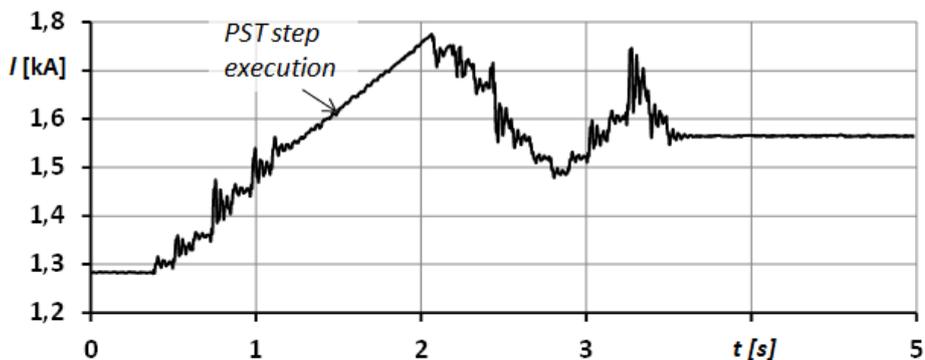


Bild 20: Stromverlauf Leitung 2

Die dazugehörigen Stufungen von TSR, TSC und PST sind in Bild 21 dargestellt. Kleine Stufungen werden durch Schalten der Serielemente bewirkt. Die Stufung am PST verursacht eine deutliche Änderung der Stellgröße. Die Stellgröße wird begrenzt, verursacht aber dennoch das Überschwingen des Leitungstromes. Dies wird wiederum durch Schalten der Serielemente ausgeglichen. Zu dem Zeitpunkt von 2,5 Sekunden werden ausschließlich die Serielemente geschaltet, damit die Regelgröße den Sollwert erreicht. Kleine Stufungen gewährleisten eine hinreichende Genauigkeit.

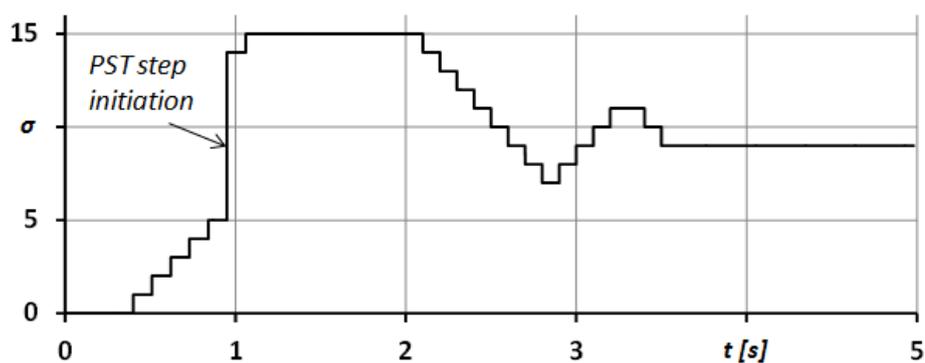


Bild 21: Schaltzustand des DPFC

Folglich kann mit dem gegebenen Aufbau des DPFC im Netzmodell die Funktion und der Einsatz eines DPFC effektiv untersucht werden. Es werden praxisnahe Fragestellungen wie die geeignete Stufung eines DPFC oder der Entwurf eines Regelkreises behandelt.

A new hybrid method for the estimation of Low Frequency Oscillation parameters

Non-linear analysis tools based on Hilbert Huang Transform (HHT) are widely used to extract time-varying oscillations characteristics. The filtered signal can be decomposed into a finite number of Intrinsic Mode Functions (IMFs) by Empirical Mode Decomposition (EMD). Subsequently the instantaneous oscillatory parameters, including frequency, amplitude and damping ratio of each IMFs can be obtained by Hilbert Transform (HT) and specific calculating formulas.

However, HHT suffers from a number of inherent shortcomings. In order to dispose these problems of conventional HHT, a hybrid method which contains generalized Mathematical Morphology (MM) filtering method and improved EMD, is proposed and researched.

Eine neue Hybridmethode zur Abschätzung der Parameter von niederfrequenten Schwingungen

Die nicht-lineare Analyse basierend auf der Hilbert-Huang Transformation (HHT) wird zur Bestimmung von zeitveränderlichen Schwingungen verwendet. Durch empirische Zerlegung (engl.: Empirical Mode Decomposition, EMD) kann ein gefiltertes Signal in eine endliche Anzahl von sogenannten Intrinsic Mode Functions (IMFs) zerlegt werden. Von jeder IMFs werden anschließend die Parameter Frequenz, Amplitude und Dämpfung durch eine Hilbert-Spektralzerlegung und weiterer Algorithmen ermittelt.

Jedoch besitzt die konventionelle HHT Nachteile. Daher wird eine Hybridmethode, die aus einer Filterung des Signals mit modernen Methoden der mathematischen Morphologie einer verbesserten EMD besteht untersucht und im Folgenden vorgestellt.

Dechang Yang

With the rapid development and interconnection of power systems, the low frequency oscillation has become one of the serious factors threatening the power system stability. In recent years, Wide Area Measurement System (WAMS) based on Phasor Measurement Units (PMUs) has been built. WAMS provides favorable opportunity to monitor and detect LFOs on-line. Nevertheless, the information captured by WAMS, which contains useful data, requires advanced techniques to extract and estimate the interesting parameters.

Currently, the popular approaches for LFO are the Fourier Transform, Prony Algorithm, Wavelet Algorithm, Matrix Pencil and Hilbert-Huang Transform (HHT). Each of them has its own feature characteristics and application areas. The main advantages and disadvantages of them are summarized in Table 2.

Table 2: Overview of existing methods for detection of LFO

	Advantages	Disadvantages
Fourier Transform	easy implementation, efficient execution and high noise-resistance	difficult to handle the non-stationary signals
Prony Method	estimates damping, amplitude and frequency	
Matrix Pencil	estimates the oscillation mode and high noise-resistance	
Wavelet Transform	analyzes the signal both in the time and frequency domains	selection of basic wavelet function is difficult
Kalman Filter	identifies unknown state of a dynamic system	hard to define the order of dynamic model
HHT	reflects the non-linear characteristics of the power system	end effects and mode-mixing

From above analysis, it is clear that each single technique is limited for analyzing the LFO problem. Therefore, a new hybrid method is proposed and researched. This method contains generalized Mathematical Morphology (MM) filtering method, improved EMD based on Symmetrical Extrema Extension (SEE) and Frequency Heterodyne Technique (FHT).

Generalized MM filter

As a form of nonlinear filter, morphological filter has been widely applied in the field of digital signal processing. Comparing with traditional digital filtering algorithm, the calculations of dilation and erosion are quite simple, which only contain addition and subtraction and do not involve multiplication and division. Therefore, the processing speed is fast and the time delay is small. The block of the generalized MM filter is displayed in Figure 22.

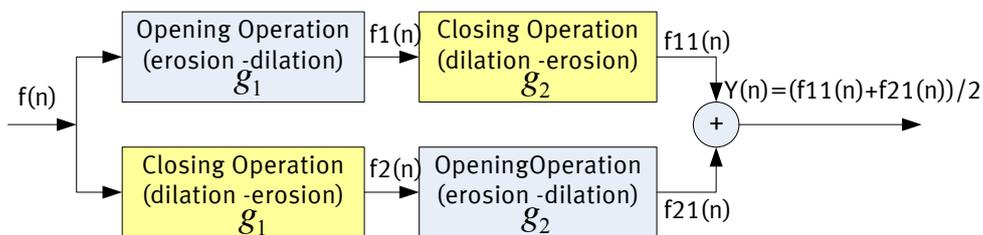


Figure 22: Block of the generalized MM Filter

In order to simulate the actual measuring signal and validate the generalized MM filter, the signal polluted by white noise and random positive and negative spikes

is composed. Then Least Mean Square (LMS) adaptive filter, Wavelet de-noising method, conventional MM filter and generalized MM filter are applied to extract and remove the mixed noise from the testing signal.

Form the analyzing results, the conclusions are summarized as follows:

1. LMS adaptive filter has a certain ability to deal with mixed noise, but it takes longer calculating time.
2. Wavelet Transform de-nosing technique has advantages not only in calculating time but also in dealing with white noise, but spikes and impulse noises provoke faulty calculations.
3. Generalized MM filter has less calculating time and better filtering capability than LMS adaptive filter.

Improved EMD

HHT is a data-analysis method, which is proposed by Huang et al. in 1998. HHT is consisted of two parts: one is the EMD and the other is the HT. The kernel of HHT is EMD, which decomposed the complicated data into a set of finite intrinsic mode functions (IMFs) that admit well-behaved HTs. The decomposition is based on the local time scale characteristic of the data, thus it is applicable to nonlinear and non-stationary data. IMF is a function that satisfies following two conditions:

1. In the whole data set, the number of extrema and the number of zero crossings must either equal or differ at most by one;
2. At any point, the mean value of the envelope defined by the local maxima and the envelope defined by the local minima is zero.

Because interpolating points are not decided, there will appear problems on both ends of data. The divergences gradually influence inside of data with the decomposing procedure and will lead to false components. Actually, that has become a bottleneck of EMD. In order to solve this problem, Symmetrical Extrema Extension method is applied to expand the original signal during the processing of EMD. Both the characteristic of signal and the kinds of end points are considered synchronously. SEE extension method contains two steps: the first step is the addition of extrema points that are symmetrical with respect to the end point of the original signal; the second step is to correct insertion of the end point into the extended extrema series.

EMD also has the problem of mode mixing, which is defined as either a single IMF consisting of components of widely separate scales, or a component of a similar scale residing in different IMFs. The physical meaning of the IMF itself can't be analysed correctly. Aiming at mode mixing phenomena, Frequency Heterodyne

Technique is added to the conventional EMD processing. However, the shifting frequency factor has direct relation with the performance of Frequency Heterodyne Technique. If the shifting frequency is too big, it is difficult to guarantee the ability of dealing with the mode-mixing problem; if it is too small, the frequencies in the shifted signal are near to zero, which will increase the error of EMD and energy leakage. The selection of shifting frequency factor does not only depend on the initial parameters of the signal, but also depends on the dynamics characteristics of the time-varying oscillations. The schematic diagram of improved EMD is shown in Figure 23.

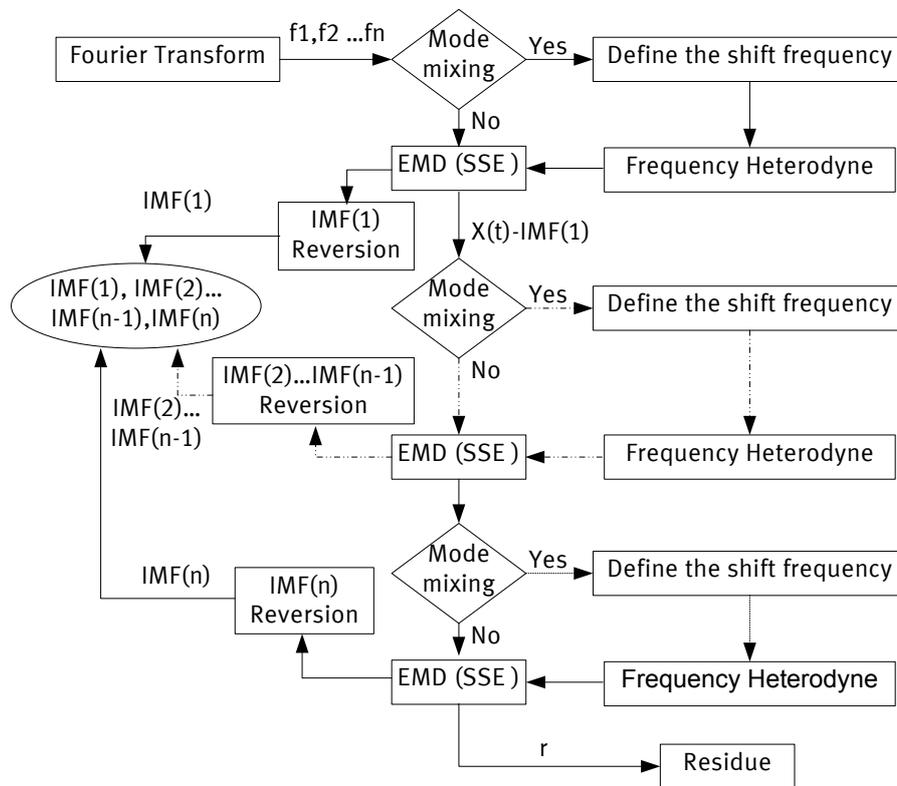


Figure 23: Schematic Diagram of Improved EMD

The improved EMD does not only diminish the influences of the End Effect, but also extends the application of conventional HHT. But during the processing of EMD, the first shifting frequency factor has the effect on others hindering IMFs and to increase error. However, the numbers of relevant oscillation modes is limited in actual power system. Frequency heterodyne technique will be used only under conditions that there exist mode-mixing phenomena between two near oscillation mode.

The improved HHT

In order to abstract the dynamic oscillating performance and abundant transient fault information, the conventional HHT is improved from two parts: generalized MM filter, improved EMD and prototype algorithm. Proposed hybrid method is shown in Figure 24.

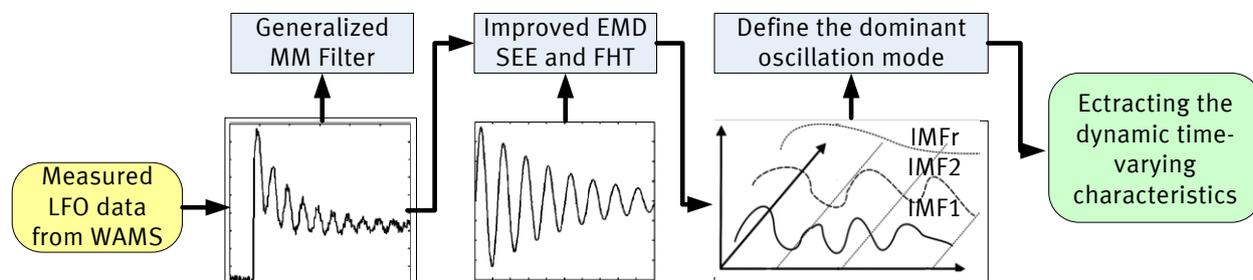


Figure 24: Flow Chart of the Hybrid Method

Conclusion, the proposed method is an improvement for estimation of instantaneous parameters of Low Frequency Oscillation in power system. Generalized MM filter reduces the effects of mixed noises on the prototype algorithm. Improved EMD based on SEE and Frequency Heterodyne technique overcome the inherent shortcomings of traditional EMD. In order to improve the computation accuracy, the prototype algorithm is used to substitute the original Hilbert Transform. Therefore, this hybrid method not only has ability to filter and de-noise the mixed noise in the measurement data, but also extends the application area of traditional EMD.

Auswirkungen von Demand Side Management auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen

Demand Side Management (DSM) kann zur besseren Integration von fluktuierenden Erzeugungseinheiten in das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung genutzt werden. Dabei werden die Energieentnahmen von Verbrauchern zeitlich verschoben um das Erzeugungsprofil von fluktuierenden Erzeugungseinheiten auszugleichen. In diesem Zusammenhang kann DSM zur Glättung der residualen Last, zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie und zur partiellen Frequenzregelung genutzt werden.

DSM beeinflusst die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen. Aus diesem Grund wird zunächst der Einfluss von DSM auf die Gleichzeitigkeit elektrischer Lasten betrachtet. Ein hoher DSM-Anteil in Verteilnetzen kann zeitweise zu einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit führen. Daher werden die Auswirkungen eines erhöhten Gleichzeitigkeitsfaktors auf die Belastung der Betriebsmittel und die Spannungshaltung für eine typische Verteilnetzkonfiguration untersucht.

Effects of Demand Side Management on the Planning and Operation of Distribution Grids

Demand Side Management (DSM) can be used for integrating fluctuant generation units into the overall electricity supply system. Here, the time of loads' energy consumption is shifted in order to balance the daily generation profile of the fluctuating generation units. In this context, DSM might be used to provide services like the smoothing of residual load, allocation of balancing power and particular frequency regulation to the electricity supply system.

DSM affects the planning and operation of distribution grids. For this purpose the impact of DSM on the simultaneity function (also known as coincidence function) of electrical loads is taken into consideration. If there is a high DSM participation a distinct increase of the simultaneity factor can occur temporarily. The effects of an increased simultaneity factor on the loading of equipments and local voltage is analyzed taking a typical distribution grid configuration into account.

Björn Gwisdorf, Sebastian Stepanescu

Die dargestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Förderprojektes „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ erarbeitet. Die RWE Rheinland Westfalen Netz AG (Konsortialführerin), ABB AG und Consentec GmbH bilden zusammen mit der TU Dortmund das Projektkonsortium. Das Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.

Demand Side Management (DSM) kann zur Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen in das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung genutzt werden. Dabei werden Energieentnahmen von Lasten zeitlich verschoben, um die Fluktuation der Erzeugung im Tagesverlauf auszugleichen. Diese Einflussnahme auf das zeitliche Verhalten von Lasten beeinflusst den Betriebszustand von Verteilnetzen, sodass ggf. kritische Betriebszustände erreicht werden können.

Bei der Planung heutiger Verteilnetze ist allerdings unkoordiniertes Lastverhalten (kein DSM) vorausgesetzt worden. Das Verhalten von unkoordinierten Verbrauchern kann rein stochastisch beschrieben werden. Aus Verteilnetzsicht ist dabei die maximale Gleichzeitigkeit des Verbrauchsverhaltens die relevante Größe für die Dimensionierung der Betriebsmittel.

Das stochastische Verhalten unkoordinierter Verbraucher wird durch die Gleichzeitigkeitsfunktion $g(n)$ abgebildet. Die Parameter der Gleichzeitigkeitsfunktion werden mit $g_{\infty} = 0,028$ und $x = 0,75$ festgelegt und sind durch Messwerte der RWE Rhein-Ruhr abgesichert.

$$g(n) = g_{\infty} + \frac{1 - g_{\infty}}{n^x}$$

Somit kann für die n Verbraucher, die einem Betriebsmittel unterlagert sind, die maximale Gleichzeitigkeit $g(n)$ bestimmt werden. Der Verlauf der Funktion $g(n)$ ist in Abhängigkeit der betrachteten Wohneinheiten (WE) in Bild 25 dargestellt.



Bild 25: Gleichzeitigkeitsfunktion bei Lasten mit und ohne DSM

Durch die Einflussnahme auf das zeitliche Verhalten von Lasten kann mit DSM eine höhere Gleichzeitigkeit als im unkoordinierten Fall erreicht werden, da im Extremfall alle DSM-Lasten gleichzeitig eingeschaltet werden. Somit wird für Lasten mit DSM eine Gleichzeitigkeit von eins angenommen.

Eine höhere Gleichzeitigkeit der Lasten bewirkt höhere Leistungsflüsse im Verteilnetz, die zur Überschreitung der maximal zulässigen Betriebsmittelbelastung und zur Verletzung des Spannungsbandes (DIN EN 50160) führen können.

Der Verlauf der Gleichzeitigkeitsfunktion für Lasten ohne DSM wird durch die verfügbare Nennleistung der Verteilnetzbetriebsmittel pro WE plausibilisiert (Tabelle 3). So wird für Netzgebiete ohne DSM in Richtung höherer Spannungsebenen, auf Grund der höheren Anzahl unterlagerter WE und der daraus resultierenden geringeren Gleichzeitigkeit, eine geringere Nennleistung pro WE vorgesehen.

Tabelle 3: Nennleistung der Betriebsmittel pro unterlagerter WE

	HS/MS-Trafo	MS-Kabel	MS/NS-Trafo	NS-Kabel
Nennleistung / WE	1,6 kVA	2,3 kVA	4,2 kVA	7,6 kVA

Zur Untersuchung der Auswirkungen von DSM auf den Betriebszustand von Verteilnetzen wird eine typische Konfiguration eines heutigen Verteilnetzes modelliert. Dabei wird der Anteil der WE mit DSM sukzessiv erhöht, um die Auswirkungen von DSM auf die Betriebsmittelbelastung und Spannungshaltung bewerten zu können. Des Weiteren wird auch der Anteil der Lasten, die innerhalb einer DSM-WE gesteuert werden können, variiert.

Der Leistungsbeitrag einer WE ergibt sich aus dem Produkt der Netzanschlusskapazität und $g(n)$. Die Netzanschlusskapazität einer WE beträgt 30 kW. Der Leistungsbeitrag kann separat für WE mit und ohne DSM bestimmt werden. Entsprechend des Anteils der DSM-WE im Verteilnetz werden die unterschiedlichen Leistungsbeiträge gewichtet.

Der Verlauf der Belastung der verschiedenen Betriebsmittel und der Spannung kann Bild 26 als Funktion des Anteils der DSM-WE entnommen werden. Dabei sind die Teildiagramme entsprechend ihrer hierarchischen Struktur im Verteilnetz angeordnet. Des Weiteren sind die jeweils einzuhaltenden Grenzwerte für die Betriebsmittelbelastung sowie die Spannungshaltung dargestellt.

Mit steigendem Anteil von DSM-WE in einem Verteilnetz steigt die maximale Belastung der verschiedenen Betriebsmittel. Des Weiteren steigt die Belastung der Betriebsmittel je höher der Anteil steuerbarer Lasten (SL) innerhalb einer DSM-WE in Bezug auf die Anschlussleistung ist.

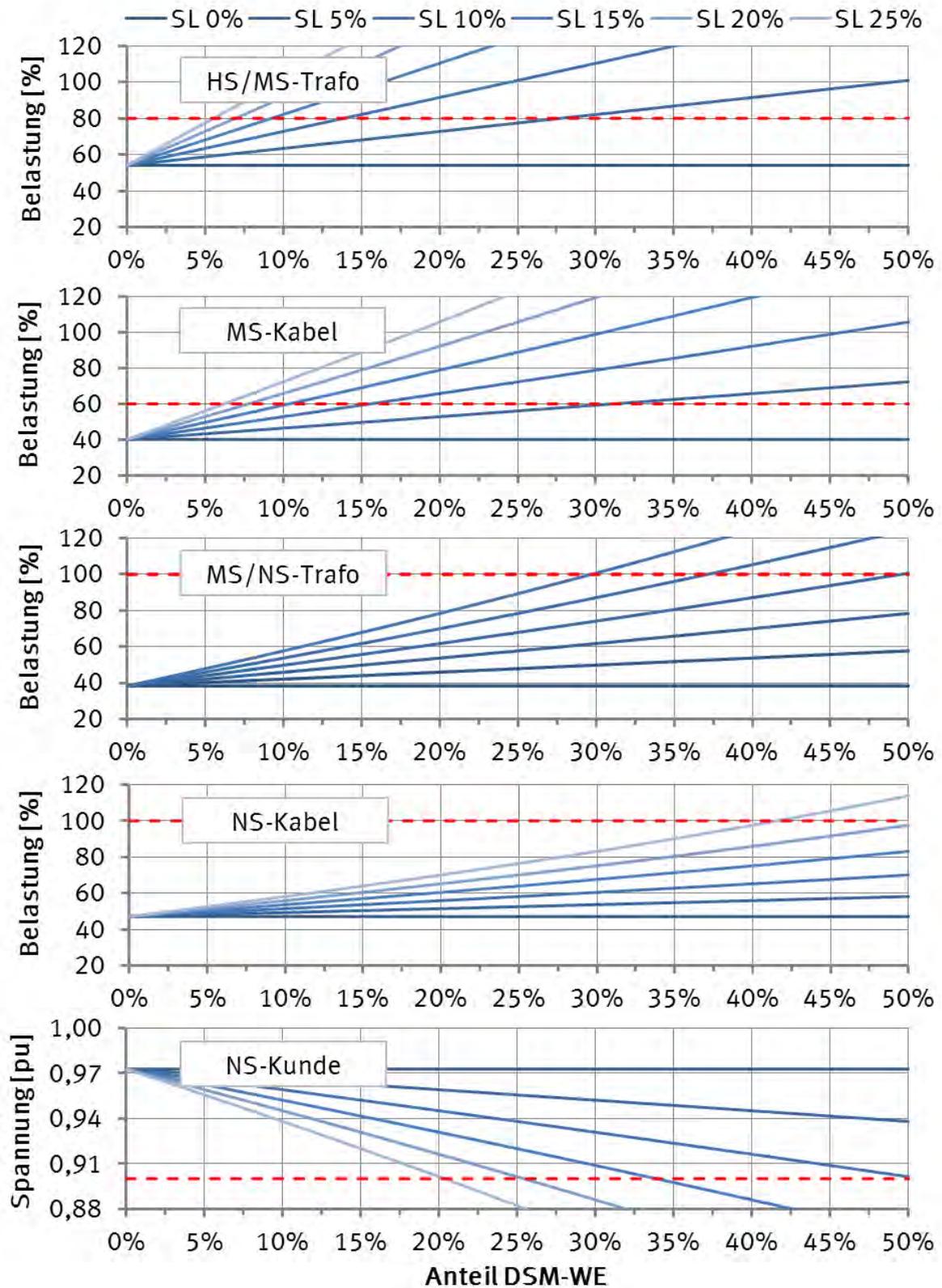


Bild 26: Betriebsmittelbelastung und Spannung in Abhängigkeit des Anteils von DSM-WE und des Anteils steuerbarer Lasten (SL) innerhalb von DSM-WE

Die kritische Belastung wird bei den Betriebsmitteln des modellierten Verteilnetzes bei steigendem Anteil von DSM-WE in folgender Reihenfolge erreicht:

1. HS/MS-Trafo
2. MS-Kabel
3. MS/NS-Trafo
4. NS-Kabel

Die Reihenfolge des Überschreitens der kritischen Belastung der verschiedenen Betriebsmittel liegt in der bei der Netzplanung getroffenen Annahme des rein stochastischen Verhaltens der Kunden bzw. der maximal erwarteten Gleichzeitigkeit begründet. Mit höherer Spannungsebene kommt es bei Kunden ohne DSM zu einer stärkeren Durchmischung des zeitlichen Verhaltens, so dass je Kunde weniger Nennleistung vorgehalten werden muss. Mit der Nutzung von DSM ist diese Annahme nicht mehr möglich. Je stärker die maximale Gleichzeitigkeit der unterlagerten Lasten bei der Dimensionierung von Betriebsmitteln genutzt worden ist, umso eher wird es bei der Nutzung von DSM zur Überschreitung der kritischen Belastungsgrenze kommen.

Auf Grund sozio-demographischer Faktoren ist in Verteilnetzen mit einer inhomogenen Verteilung von DSM-WE zu rechnen. Dementsprechend kann auch in NS-Netzen mit DSM-Hot-Spots ein kritischer Betriebszustand erreicht werden. Gleichzeitig bleiben andere NS-Netze von der DSM-Einführung unberührt.

Somit stellen die maximale Belastung der Betriebsmittel und die Einhaltung des Spannungsbandes im Verteilnetz grundsätzlich Restriktionen für den flächigen Einsatz von DSM dar und müssen bei der Realisierung von DSM-Piloten berücksichtigt werden. Insbesondere ist für Demonstrationsprojekte eine gewisse Streuung der DSM-WE über das Versorgungsgebiet empfehlenswert, damit das Erreichen von übergeordneten Optimierungszielen – wie der Glättung der residuellen Last – nicht durch die Restriktionen des Verteilnetzes erschwert wird.

Adaptive Netzüberwachung für dezentrales Netznutzungsmanagement

Energieeffizienzbestrebungen sowie der Wunsch CO₂-Emissionen und die Abhängigkeit von sich verknappenden Ressourcen zu reduzieren wird voraussichtlich in den kommenden Jahren zu einer erhöhten Verwendung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen führen. Über die grundlegende Versorgungsaufgabe hinaus wird auch die Beeinflussung des Lastverhaltens (nicht nur der oben erwähnten Energieanwendungen) mittels Demand Side Management (DSM) oder ähnlicher Mechanismen diskutiert. Bei einer entsprechend umfangreichen Nutzung dieser zusätzlichen Energieanwendungen mittels DSM oder vergleichbarer Ansätze ist ohne entsprechende Gegenmaßnahmen mit Überlastungen in den Verteilnetzen zu rechnen. Die bisherigen Planungs- und Auslegungsprinzipien machen daher Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in nicht unerheblichem Umfang nötig. Da sich die in naher Zukunft zu erwartenden neuartigen Energieanwendungen sowie die unter dem Regime eines DSM-Systems stehenden Verbraucher gut in ihrem Verhalten beeinflussen lassen, besteht eine Alternative zum kostenintensiven Netzausbau in der Entwicklung und dem Einsatz eines Netznutzungsmanagements. Ein derartiges Management würde in Phasen, in denen eine Überlastung der Netzinfrastruktur droht, (minimal) korrigierend eingreifen und somit eine Netzverstärkung bzw. einen Netzausbau vermeiden helfen. Für die Entwicklung eines Netznutzungsmanagements/-koordinators ist jedoch eine Vielzahl theoretischer und mathematischer Problemstellungen zu lösen. In diesem Artikel wird über den Fortschritt auf diesem Gebiet berichtet.

Adaptive grid monitoring for a decentralized grid usage management

Aims to increase efficiency in energy usage, the intent to reduce CO₂ emissions, and an increased adversity towards the dependence on (depleting) fossil resources will inevitably lead to an increased occurrence and usage of electrically driven heat-pumps and electric vehicles within the next few years. In addition to the general task of supplying these new energy applications with electricity it is widely discussed to influence the behavior of such high-capacity applications by means of Demand Side Management (DSM) or comparable techniques in order to harness their potential for balancing out unpredictable fluctuations in renewable power generation. In case of an excessive usage of these energy applications under DSM (or comparable techniques) overloads are to be expected in the distribution system if no proper countermeasures are taken. According to present grid layout and design principles network reinforcements and network extensions of significant extent would be required. Since these aforementioned new energy applications as well as other loads under the control of a Demand Side Management regime are eminently suited to be influenced in their behavior, an alternative to expensive network reinforcements exists in the development and deployment of Grid Usage Coordinators. Such a management scheme would take influence on the loads' behavior in case of grid overloads and thus help to avoid network reinforcements and extension actions. In process of developing such a Grid Usage Coordinator a number of theoretical and mathematical issues have yet to be addressed and solved. In this article we report about the progress in this area.

Olav Krause

Energieeffizienzbestrebungen sowie der Wunsch CO₂-Emissionen und die Abhängigkeit von sich verknappenden Ressourcen zu reduzieren wird voraussichtlich in den kommenden Jahren zu einer erhöhten Verwendung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen führen. Diese stellen eine zusätzlich zu versorgende Last für das elektrische Energieversorgungsnetz dar, dessen Eignung hierfür ggf. überprüft werden muss. Ein wesentlicher Punkt, der die Auswirkungen auf das elektrische Energieversorgungsnetz stark intensiviert, ist die angestrebte Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens durch Demand Side Management (DSM), Demand Response (DR) o.ä. Das DSM- und DR-Potential der oben genannten Energieanwendungen wird aufgrund ihrer hohen elektrischen Leistung und ihrem hohen Automatisierungsgrad als sehr hoch eingeschätzt. Diese Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens ist im Hinblick auf die Belastung des elektrischen Energieversorgungsnetzes jedoch nicht unproblematisch, da sie die Gleichzeitigkeit des Energiebezugs deutlich erhöhen kann. Diese Gleichzeitigkeit ist ein statistisches Maß dafür, um welchen Faktor die maximale, durch eine Gruppe von Verbrauchern bezogene Leistung niedriger ist, als die Summe ihrer individuellen, maximal durch sie beziehbaren Leistungen. Dieser Faktor ist als Gleichzeitigkeitsfaktor bekannt und sinkt mit der Größe der versorgten Gruppe von den Niederspannungsnetzen bis zum überlagernden Hochspannungsnetz immer weiter ab und bildet eine wesentliche Planungsgrundlage, da mit ihm die zu erfüllende Versorgungsaufgabe für das entsprechende Netz bestimmt wird.

Eine signifikante Verwendung von DSM bzw. DR synchronisiert das Verhalten großer Gruppen von Verbrauchern und stellt unter den beeinflussten Lasten eine sehr hohe Gleichzeitigkeit her. Um dem zu begegnen und auch in Zukunft die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau gewährleisten zu können, muss nach klassischem Ansatz eine Netzverstärkung bzw. ein Netzausbau stattfinden. Obwohl bei den Elementen der oberen Spannungsebenen durch einen Anstieg der Gleichzeitigkeit als erstes ein Erreichen der Grenzen des zulässigen Betriebs zu erwarten ist, verursachen sie nicht die dominanten Kosten für die Netzverstärkungs- bzw. -ausbaumaßnahmen. Erreicht das Maß der DSM- bzw. DR-Nutzung ein Niveau, bei dem auch die Niederspannungsnetze an ihre Belastbarkeitsgrenzen stoßen, dann entstehen hier aufgrund der hohen Anzahl von Netzen (>500.000 in Deutschland) und dem Umfang notwendiger Erdarbeiten weitaus höhere Kosten für Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen.

Diese klassische Strategie zur Auslegung der Netzinfrastruktur geht bisher von einem passiven Netz aus, welches im Hinblick auf die durch die maximale Gleichzeitigkeit beschriebenen Worst-Case-Szenarien ausgelegt wird. Ein nach dieser Strategie ausgelegtes Netz bedarf keiner Überwachung seines Betriebszustandes bzw. seiner Auslastung. Der Fortschritt in der Informations- und Kommunikations-

technik erlaubt jedoch eine Koordination der versorgten Verbraucher auch im Hinblick auf die aktuelle Auslastung der Netzinfrastruktur zu realisieren. In einem solchen Szenario existieren ein oder mehrere Netznutzungskoordinatoren, welche aus verfügbaren Messdaten qualifiziert den wahrscheinlichen Netzbetriebszustand ermitteln und bei (drohender) Überlastung minimal auf das Verhalten ausgewählter, beeinflussbarer Lasten einwirken. Dies erscheint vor allem vor dem Hintergrund der Elektromobilität sinnvoll, da hier deutliche und kostenintensive Netzverstärkungsmaßnahmen für nur sehr selten und kurz auftretende Spitzenbelastungen nötig wären. Ein solcher Netznutzungs Koordinator hätte die in Bild 27 dargestellte Struktur und bestünde aus den folgenden Hauptfunktionen:

- Kommunikation/Datenaggregation
- Adaptiver State Estimator
- Netznutzungs Koordinator
- Einrichtungen zur Beeinflussung des Verhaltens ausgewählter Lasten

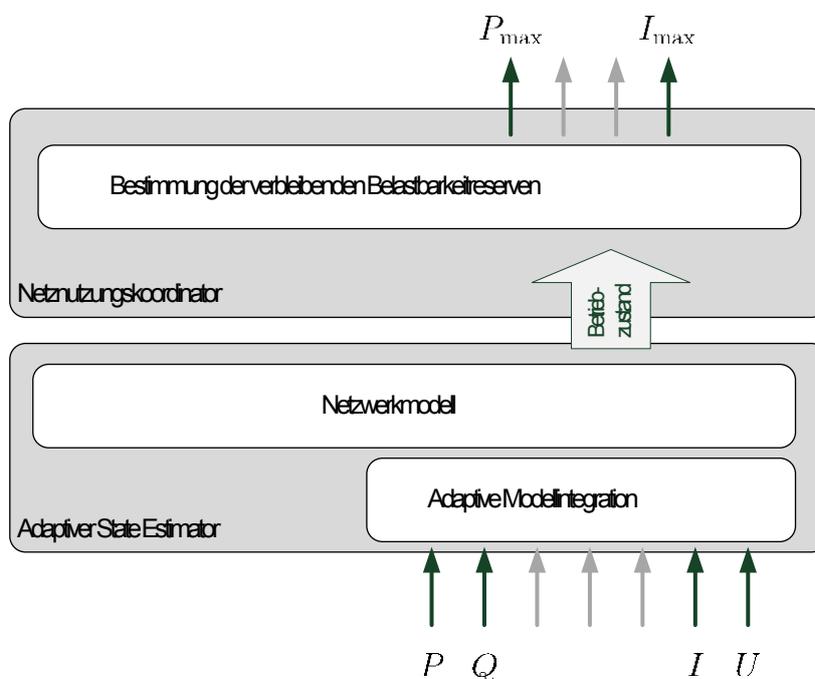


Bild 27: Grundlegende Struktur eines Netznutzungs Koordinators

Zur Erstellung eines Netznutzungs Koordinators ist eine Vielzahl theoretischer Problemstellungen zu lösen. Diese lassen sich in zwei Hauptbereiche unterteilen. Der erste Bereich betrifft die Bestimmung (oder zumindest die qualifizierte Abschätzung) des Netzbetriebszustandes aus den Messdaten einer äußerst heterogenen Messinfrastruktur, die darüber hinaus nicht zwangsläufig im Hinblick auf die Beobachtbarkeit des Betriebszustandes von Energieversorgungsnetzen ausgelegt wurde. Derzeit sind praktisch nur die oberen Spannungsebenen mit einer Messinfrastruktur ausgestattet, siehe Bild 28. Eine potentiell zukünftig zur Verfü-

gung stehende Möglichkeit der messtechnischen Überwachung in den Niederspannungsnetzen ist die, an vielen Stellen diskutierte, Verwendung von Smart Metern. Hier wird es in einem Netzbereich eine Vielzahl verschiedener Modelle mit unterschiedlichen erhobenen Messdaten und Abtastraten geben. Darüber hinaus werden Smart Meter nicht primär als Messpunkte für eine Netzzustandsüberwachung installiert, so dass ihre Verbreitung innerhalb des Netzbereiches an einigen Stellen nicht ausreichen wird, um dort den Netzzustand qualifiziert abzuschätzen. Aus theoretischer Sicht bedeutet dies, dass der zu entwickelnde Adaptive State Estimator selbständig erkennen können muss über welche Bereiche ein Netzes er eine Aussage bezüglich des Betriebszustandes treffen kann und über welche nicht.

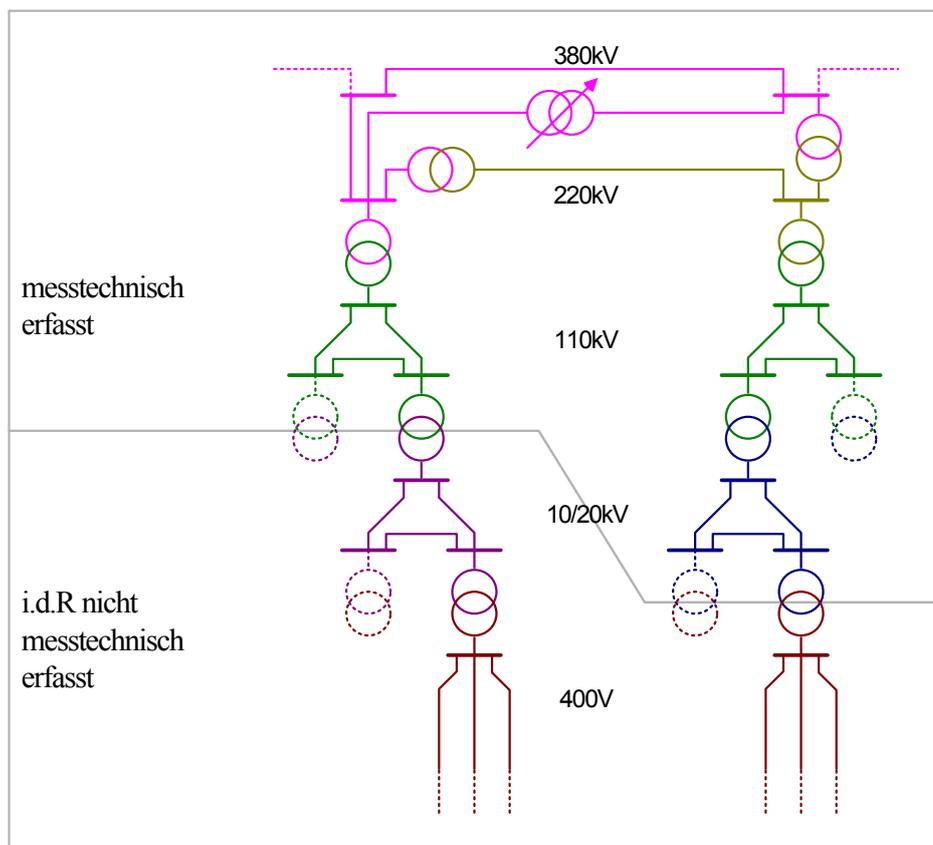


Bild 28: Hierarchische Struktur des Energieversorgungsnetzes

Ein Lösungsansatz für diese Problemstellung wird derzeit mathematisch ausgearbeitet. Erste Tests mit einer stark eingeschränkten Menge von modellierten Messgrößen (Beschränkung auf Wirk- und Blindleistungsbilanz an einzelnen Knoten) lieferten vielversprechende Ergebnisse. Die bisherigen Tests basieren bisher noch auf einem einphasigen Ersatzschaltbild und können daher unsymmetrische Belastungszustände (wie sie in Niederspannungsnetzen die Regel sind) nicht berücksichtigen. Die zukünftige Arbeit wird sich auf die Formulierung und Implementierung eines Mehrphasenmodells des Netzes sowie der Implementierung zusätzli-

cher Messgrößen richten (wie z.B. Knotenströme, Leitungsströme, verschiedene Spannungen etc.).

Der zweite wesentliche Bereich ist die Bestimmung der verbleibenden Belastbarkeitsreserven ausgehend von einem zuvor abgeschätzten Betriebszustand. In diesem Themengebiet wurde ein Referenzverfahren entwickelt, das es erlaubt, die Menge aller zulässigen Belastungskombinationen a priori zu bestimmen. Dies erlaubt, ausgehend von einem ermittelten Betriebszustand, die Distanz zur Grenze der Menge aller zulässigen Belastungskombinationen zu bestimmen. Auf diese Weise lässt sich zu jeder Zeit die verbleibende Belastbarkeitsreserve bestimmen. Bild 29 stellt ein exemplarisches Ergebnis für ein zweiknotiges Netz dar, in dem die Menge der zulässigen Belastungen als graue Fläche markiert sind.

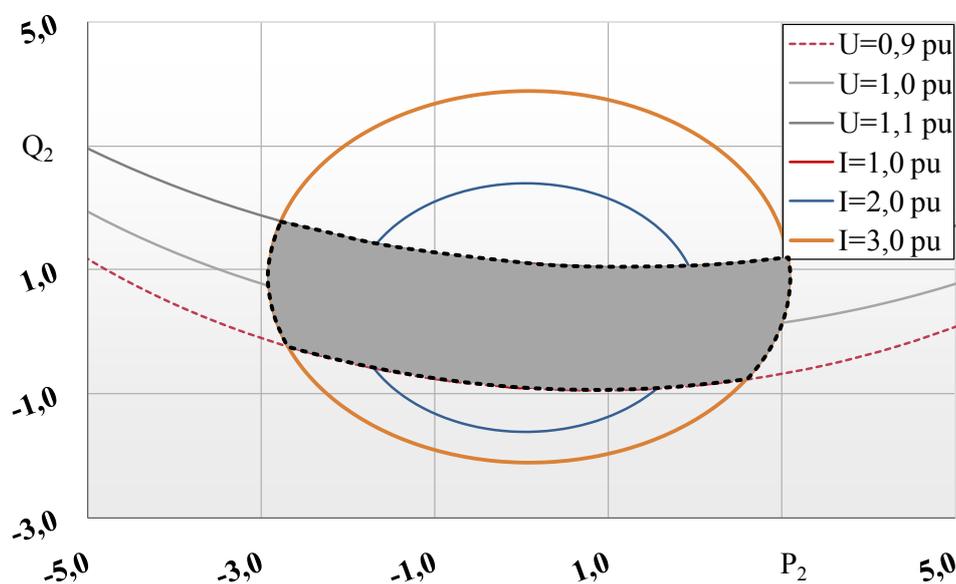


Bild 29: Beispiel für eine Menge zulässiger Belastungen an einem Netzknoten

Berücksichtigt sind die begrenzenden Wirkungen des zulässigen Spannungsbandes, des zulässigen Leitungsstromes sowie die Winkel- und die Spannungsstabilität. Nachteil dieses Verfahrens ist der hohe Rechenaufwand zur Bestimmung der Menge aller zulässigen Belastungskombinationen sowie die großen Datenmengen zu deren Darstellung. Zurzeit befinden sich mehrere Ansätze in der Entwicklung, die es ermöglichen sollen, eine hinreichend präzise Abschätzung der Position der Belastbarkeitsgrenze unter deutlich reduziertem Rechenaufwand zu erlauben. Das zuvor entwickelte Referenzverfahren dient hier zur Verifikation und Bewertung der erreichten Präzision.

Application of small hydropower generation in a 6-kV-grid

Non-conventional sources can make a power grid more efficient in terms of quality, losses, and voltage drops. This project focuses on a region where the potential for implementing small water-power plants is high. Inserting small water-power plants in this region will reveal the support of the sources which is provided to the grid. This research project determines the energy consumption of the area and then classifies the customers in reference to their consumption. Load curves and per-area consumption are then used to determine the specific consumption of the region. Using the determined consumption the stability of the grid can be assessed. The stability of the grid is derived from the loading of the lines, voltage limits, and short-circuit stability. Possibilities to reduce the peak loading and losses are also studied. It can be shown that the stability is not affected for today's consumption but under increased load, the stability is strongly influenced.

Einsatz kleiner Wasserkraftanlagen in einem 6-kV-Netz

Nicht-konventionelle Anlagen können helfen, ein Energieversorgungsnetz in Bezug auf Versorgungsqualität sowie Verluste und Spannungsstabilität zu verbessern. Dieses Projekt beschreibt eine geografische Region, in der das Potential zum Einsatz kleiner Wasserkraftanlagen groß ist. Es wird gezeigt, wie der Einsatz kleiner Wasserkraftwerke das Netz in der betrachteten Region stützen kann. Dieses Forschungsprojekt ermittelt zunächst den Energieverbrauch der betrachteten Region und klassifiziert dann die Kunden diesbezüglich. Lastkurven und Verbrauch pro Fläche werden verwendet, um den spezifischen Verbrauch der Region zu bestimmen. Mit diesen ermittelten Verbrauchsdaten kann die Stabilität des Netzes überprüft werden. Die Stabilität des Netzes wird abgeleitet aus der Belastung der Leitungen, der Spannungshaltung und der Kurzschlussstabilität. Ferner werden auch Möglichkeiten untersucht, um die Spitzenlast und Verluste zu reduzieren. Es kann gezeigt werden, dass die Stabilität für das heutige Lastszenario nicht beeinflusst wird; bei erhöhtem Energiekonsum wird die Stabilität jedoch stark beeinflusst.

Sebastian Stepanescu

In modern society, electric energy represents the basic element for the economic activity and development and even social development of a country. In the context of saving more of the scarce fossil fuel resources, world energy turns its attention mainly to renewable energy resources. From these resources, the hydro-energy is one of great importance.

Hydro-energy is produced by two categories of installations. The first category includes big capacity water-power plants. In the second one, we find small water-power plants. The hydraulic installations used for converting the water energy of low-flowing rivers also take part in the second category of water plants. This equipment is of major concern at international level. The implementation of this hydraulic equipment is made with relatively small costs and in short time.

The energy produced by micro-hydropower plants installed on rivers is fluctuating due to the hydrological cycles. Hence, some plants are provided with small dams

to avoid this dependency. Small communities and small industrial companies are using micro-hydropower plants to ensure a part of their energy necessities. Usually, the plants are used to provide for the peak energy demand of the customer. In this research project, the plants are shown to be not strongly dependent on the hydrological cycles.

The installed power of micro-plants varies from 5 to 200 kW. The category of 5-kW-units is also known as pico-hydropower plants. The considered region has been provided with three micro-plants with an installed power of 200 kW and twelve pico-plants with 5 kW of installed power. These plants are coupled to the 6-kV-grid and the 0.4-kV-grid (low-voltage (LV) grid), respectively.

The region taken into consideration has a medium-voltage (MV) grid of 6 kV. This voltage is chosen due to the distances from the source to the customers on the one hand and on the other hand because of the industrial customers in the region. The research focuses on household customers and also small industrial companies. This way, **Figure 30** shows the installed power at the MV/LV-transformer, but just for the households. The installed power is obtained from the energy consumption data sheet. The figure takes into consideration that the household customers are fully electrified. This means the heating system and the water heating are fully provided by electrical means. Of course, it also shows the increase in energy demand for the next years.

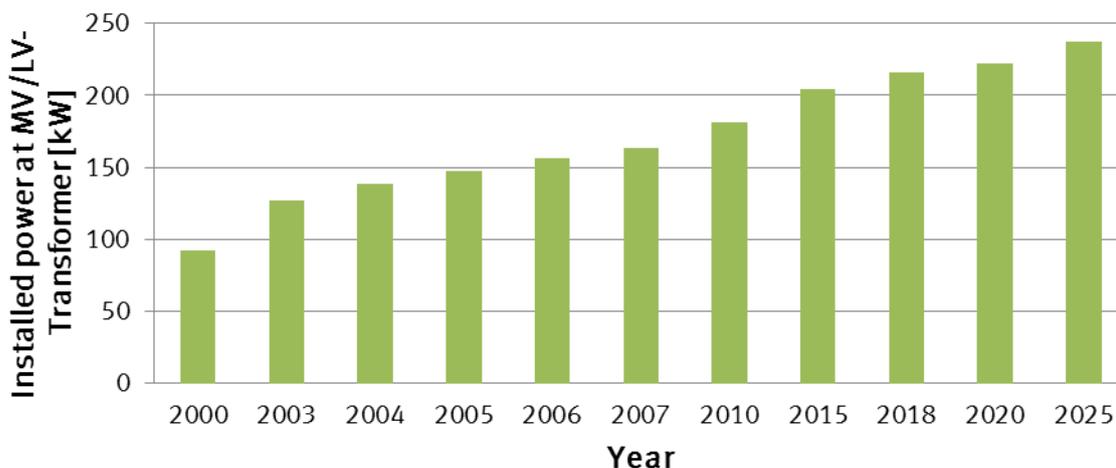


Figure 30: Installed power at the MV/LV-transformer level

The determination of the installed power for the consumers at the MV/LV-transformer level helps to establish the implementation of small power plants. The power plants will help to reduce the loading of both the lines and the transformers. This parameter will be one of the objectives of the study undertaken. It is considered that power plants are injecting power into the system 24 hours per day.

Since the conventional generating sources are mostly induction machines, it is taken into account that we have two scenarios referred to as ‘I Case’ and ‘II Case’,

respectively: 'I Case' in which there are only asynchronous machines connected to the network, and 'II Case' in which there are reactive power-compensation sources coupled to the machines.

In this study, the focus was on the first and the last lines of the MV-grid where the loading was supervised. Figure 31 represents how the loading of the MV-grid develops in three cases. The first case 'Today's situation' shows the nowadays loading of the grid based on the electrical-energy consumption of the customers. The energy consumption is assumed to be constant.

It is considered that the loading of the lines is approximately 60%. This value is used in literature and local energy distribution companies. Calculating the general loading of the MV-grid under the consideration of constant energy consumption, the loading of the MV-grid is 74% as an average value. This means that the lines are loaded 14% above the normal loading. The critical loading of the lines is approximately 80%. The high-voltage (HV)/MV-transformer has its critical loading at 120% and is considered to have a loading of approximately 100% in normal conditions.

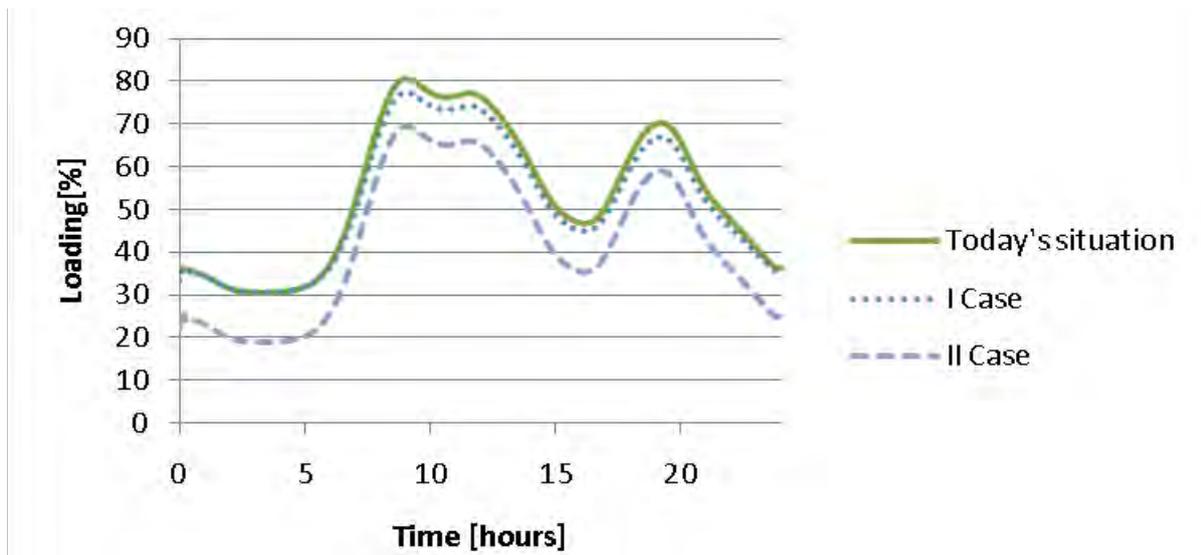


Figure 31: Loading of the first MV-Line

The loading drawn in Figure 31 shows the influence of the water plants on the consumption. It can be stated that the first case (I Case) does not have a great influence on the loading of the grid as the reactive power is consumed by the asynchronous generators. In the second scenario with reactive power compensation (II Case), the loading of the line is almost 15% smaller. After applying these methods to the grid, we can obtain a smaller loading of approximately 10% for the entire MV-grid. The critical loading of the lines is reached in the morning peak of each day. The critical overloading is avoided using the water power plants

The HV/LV-transformer has a loading of 50 to 60% under normal conditions. By including water power plants in the grid, the loading of the transformer decreased

by just 2% with respect to the normal situation, which proves that the transformer loading is not strongly affected.

The research also considers the possibility of increased load, as shown in Figure 30, and that the water power plants' power injection remains constant. This way, we can obtain the values of the loading and also the voltages. The considered year is 2020, when the load is supposed to increase by approximately the factor of 2 in respect to today's capacity.

Figure 32 represents the loading of the first line in the MV-grid. The critical loading is exceeded in the morning peak. At this point, the line is put under thermal stress and it is important to reduce the peak to avoid outages. Using the small power plants, a critical loading of the line is prevented as the power plants can cover 20% of the energy to be delivered through the line. This is an important aspect regarding the growth of consumption.

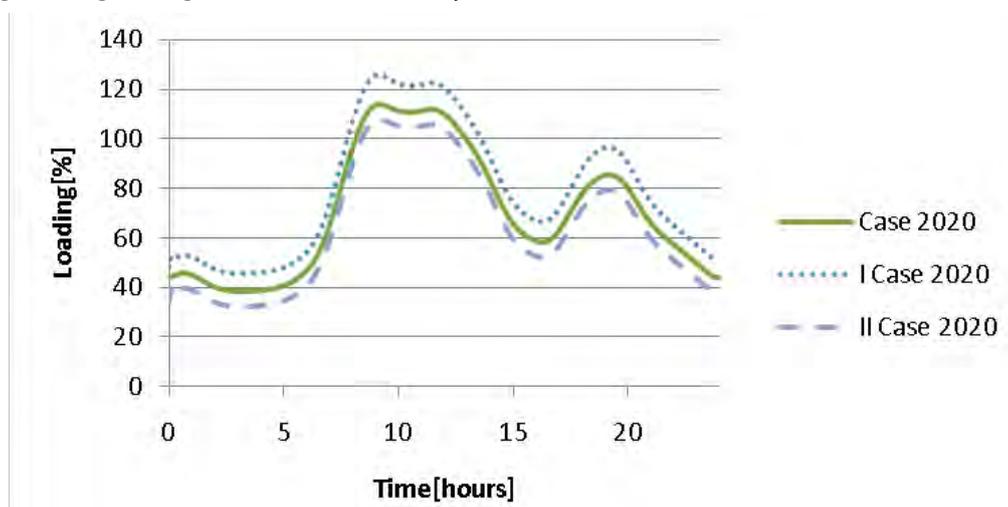


Figure 32: Loading of the first MV-Line in 2020

The voltage in the 6-kV-grid is not strongly affected in today's situation. At the end of the lines, the minimum value is 0.96 pu. By increasing the load, this value was exceeded at almost all lines. By applying the renewable sources to the grid, the voltage was kept above 0.96 pu.

This research shows that the method proposed to reduce the load efficiency of the electricity distribution network is satisfactory. By reducing the loading form, a necessary investment in the reconstruction of the grid in case of overloading can be avoided. Of course, the voltage is also an important aspect due to quality rules required by the customers. The voltage limits were kept within their boundaries at first but after consumption growth the limits were exceeded. The implementation of the water-power plants brought back the voltage to its quality limits. Further work will focus on the calculation of quality indices for this grid and on the implementation of a system to coordinate the small water-power plants in respect to energy saving and load profile shifting.

Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen

Netzurückwirkungen in Form von Oberschwingungen stellen zunehmend ein Problem in elektrischen Energieversorgungsnetzen dar. Sie werden vor allem von Verbrauchern und Erzeugern mit leistungselektronischen Komponenten verursacht. Die resultierenden verzerrten, nicht sinusförmigen Ströme und Spannungen verursachen dann sowohl an Netzbetriebsmitteln als auch an angeschlossenen Geräten beim Verbraucher Überbeanspruchungen, Fehlfunktionen und Minderungen von Wirkungsgraden.

Da zukünftig mit einem zunehmendem Einsatz von nichtlinearen Lasten und Erzeugern gerechnet werden muss, werden in der Studie „Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen“ der Einfluss und die Folgen einer Implementierung mit hohen Stückzahlen abgeschätzt. Wichtige Faktoren sind dabei die Strom- und Spannungsqualität, das Dämpfungs- und Resonanzverhalten des Netzes, sowie Instabilitäten und die Energieeffizienz. Ein weiteres Ziel ist das Aufzeigen von möglichen Lösungsansätzen, die entweder in die Lasten, die Erzeuger oder das Netz integriert werden können. Gegebenenfalls werden daraus Empfehlungen zur Definition neuer Verantwortlichkeiten, Rahmenbedingungen und Normen abgeleitet.

Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future

Distorted currents and voltages are an increasing problem in electrical power networks. Primarily, they are caused by loads and decentralized supply units equipped with power electronics, which inject non-sinusoidal currents into the grid. The resulting harmonic currents and voltages lead to electrical overstresses, malfunctions and reduced efficiency in grid equipment and in consumer devices.

Because of an expected increasing use of nonlinear devices, the study “Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future” covers the impact and the consequences of mass implementation of these devices. Thereby, important factors are power quality, damping and resonance behavior of the grid, as well as instabilities and energy efficiency. A further objective is identifying possible solutions, which can be integrated into devices (loads or producer) or into the electrical grid. Dependent on the analysis of these solutions, recommendations to define new responsibilities, general conditions and standards can be derived.

Anna Sophia Koch

Diese wissenschaftliche Studie wird in Zusammenarbeit mit der RWE AG erstellt.

Nichtlineare, elektronische Lasten haben heute bereits einen Anteil von 40% am elektrischen Energieverbrauch und für das Jahr 2020 wird eine Steigerung auf 80% prognostiziert. Gleichzeitig werden, politisch gefördert, immer mehr dezentrale Energieumwandlungsanlagen über Leistungselektronik an das Netz angeschlossen. Daher wird es notwendig, die Oberschwingungsproblematik detailliert zu analysieren und die erwarteten Belastungen abzuschätzen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass sich die Netzinfrastrukturen insgesamt verändern werden. Dies wirkt sich auf die Netzimpedanzen und damit auf die Beurteilung von Oberschwingungen aus. Zur Verdeutlichung der Zusammenhänge ist in Bild 33 eine Übersicht dargestellt.

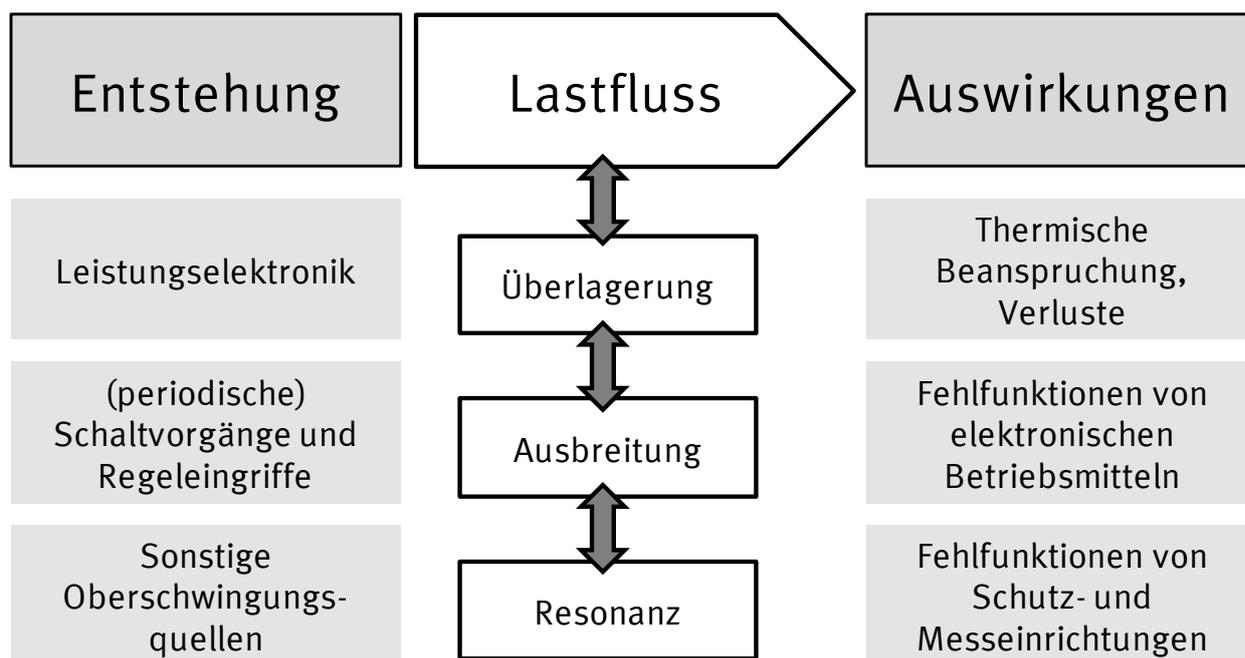


Bild 33: Übersicht zur Oberschwingungsproblematik

Grundsätzlich entstehen Oberschwingungen durch Betriebsmittel mit einer nichtlinearen Strom-Spannungskennlinie, die bei sinusförmiger Eingangsspannung einen nicht sinusförmigen Strom führen. Dies sind im Haushalts- und Bürobereich vor allem leistungselektronische Komponenten, die z.B. zur Netzkopplung von Computern und Fernsehgeräten verwendet werden. Aber auch andere Betriebsmittel wie z.B. Netztransformatoren weisen auf Grund ihres magnetischen Eisenkerns eine nichtlineare Kennlinie auf. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass Leistungselektronik auch zur Leistungssteuerung und -regelung eingesetzt wird (z.B. zum Dimmen von Beleuchtungseinrichtungen oder zur Regelung von Photovoltaikanlagen), wodurch die Stromform zusätzlich verzerrt wird. Beispielhaft ist in Bild 34 der verzerrte Stromverlauf einer 11 W-Energiesparlampe dargestellt, die bei einer sinusförmigen Wechselspannung betrieben wird.

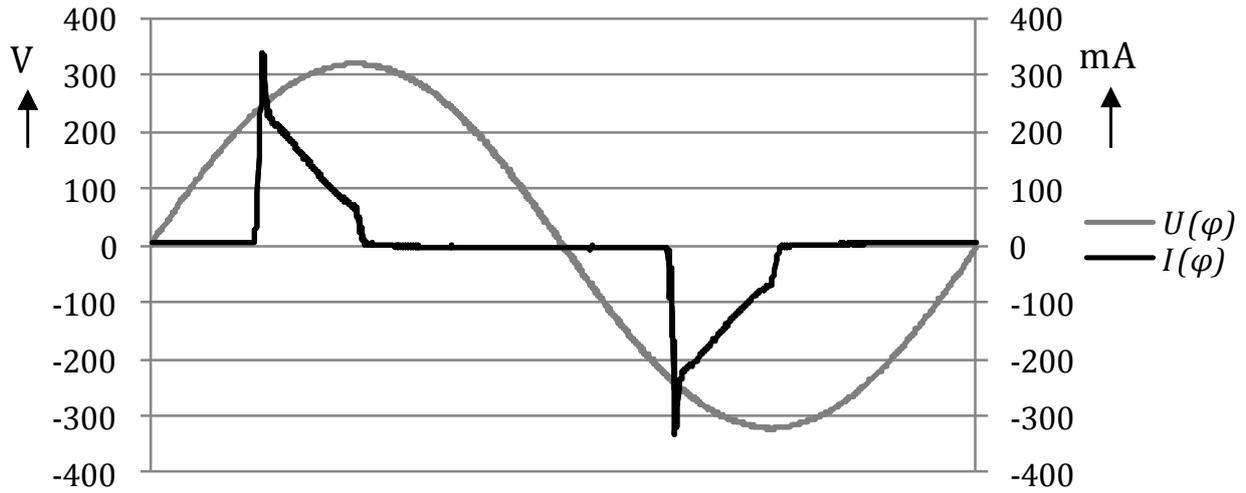


Bild 34: Stromverlauf einer 11 W-Energiesparlampe bei sinusförmiger Spannung

Durch den Zweiweg-Gleichrichter im elektrischen Vorschaltgerät entstehen Stromimpulse, während der Glättungskondensator geladen wird. Eine Fourierzerlegung dieser verzerrten Stromform ergibt die in Bild 35 dargestellten harmonischen Komponenten. Dabei zeigen die ungeraden Ordnungszahlen signifikante Stromamplituden, die mit steigenden Ordnungszahlen abnehmen.

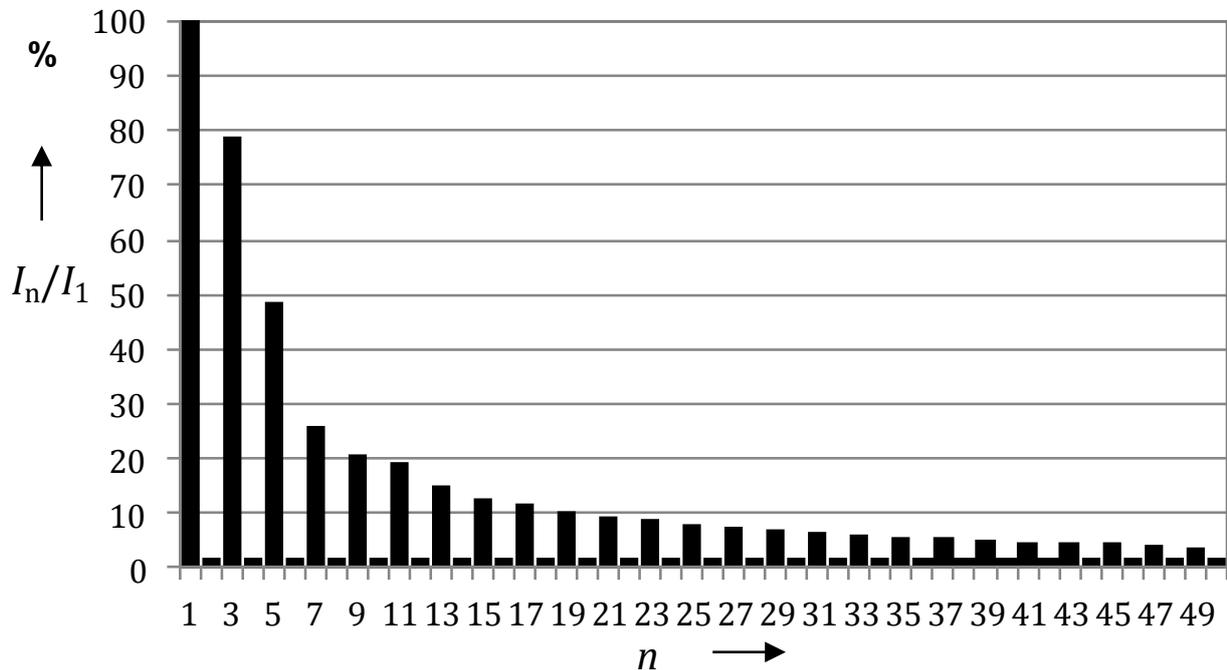


Bild 35: Stromspektrum einer 11 W-Energiesparlampe

Die Auswirkungen der Harmonischen im Netz hängen allerdings nicht von der Stromverzerrung einzelner Geräte ab. Die harmonischen Ströme überlagern sich vektoriell zu einem resultierenden Strom. Dabei können auf Grund von Phasenverschiebungen Kompensationseffekte auftreten, sodass einzelne Oberschwin-

gungserzeuger auch dämpfend auf den Gesamtoberschwingungsgehalt wirken können. Außerdem überlagern sich im Netz Strom- und Spannungsüberschwingungen, die durch die frequenzabhängige Netzimpedanz miteinander gekoppelt sind. Dabei stehen nicht nur Harmonische gleicher Ordnung, sondern auch Ströme und Spannungen mit verschiedenen Frequenzen in einer Wechselwirkung. Dieses Verhalten muss durch geeignete Impedanzmodelle nachgebildet werden, sodass eine harmonische Lastflussrechnung durchgeführt werden kann. Außerdem werden bei der Analyse Ausbreitungsmechanismen, die vom Übertragungsverhalten der Transformatoren und der Netzstruktur abhängen, berücksichtigt. Zum Beispiel übertragen Ortsnetztransformatoren auf Grund der Schaltung ihrer Wicklungen (Dyn) keine durch drei teilbaren Stromharmonischen von der Nieder- in die Mittelspannung. Als dritter wichtiger Effekt sind dann Resonanzerscheinungen zu untersuchen, die zu einer Überhöhung einzelner Strom- und Spannungsharmonischen führen können. Die Ausprägung der Überhöhungen hängt dabei von der Systemdämpfung ab, die durch die Zunahme an energieeffizienten elektronischen Lasten gesenkt wird (z.B. ersetzen Energiesparlampen die Glühbirne, die auf Grund der hohen Wirkverluste als rein ohmsche Last angesehen werden kann). Außerdem weisen leistungselektronische Umrichter häufig eine negative Steigung der Lastkennlinie auf und somit auch eine negative Dämpfung. Zusätzlich fällt der dämpfende Charakter einer zentralen Energieversorgungseinheit weg, wenn diese durch kleine dezentrale Anlagen mit einem sehr kleinen Trägheitsmoment ersetzt werden.

Insgesamt führen Überlagerung, Ausbreitung und Resonanz zu resultierenden harmonischen Strömen und Spannungen, die sich auf die angeschlossenen Betriebsmittel und Lasten negativ auswirken. Zum Beispiel führen thermische Beanspruchungen durch Harmonische zu zusätzlichen Verlusten und auch zu Beschädigungen an Geräten, die nicht darauf ausgelegt sind. Genauso kann es bei elektronischen Geräten zu Fehlfunktionen kommen, wenn diese auf eine sinusförmige Spannung angewiesen sind.

Zur Lösung gibt es verschiedene Ansätze, die in unterschiedliche Verantwortungsbereiche fallen. Die Lösungsmöglichkeiten, die die harmonische Quelle oder die gestörte Einrichtung betreffen, können jeweils in die Geräte implementiert werden und fallen somit in die Verantwortung des Herstellers. Lösungen, die in das Netz integriert werden können, fallen dagegen in die Verantwortung des Netzbetreibers. Die Aufteilung der Verantwortlichkeiten wird in Normen und Grenzwerten festgehalten und muss zukünftig eventuell an die neuen Bedingungen angepasst werden.

Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen

Durch die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen wird der Betrieb von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) gefördert. Dabei muss der sichere, umweltverträgliche und wirtschaftliche Betrieb der Anlagen gewährleistet sein ohne erhebliche Zusatzkosten im Bereich der Netzplanung und des Netzbetriebs hervorzurufen. In der Richtlinie für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz werden die technischen Mindestanforderungen an die DEA festgeschrieben, um unerwünschte Auswirkungen des Anlagenbetriebs auf den Netzbetrieb zu vermeiden und die Personensicherheit zu gewährleisten. Im Zusammenhang mit der technischen Weiterentwicklung wird die obengenannte Richtlinie zyklisch angepasst und fortgeschrieben.

Voltage Control in Low Voltage Grids with Distributed Generation Units

The operation of distributed generation units is supported by the current regulatory framework. The secure, ecological and economical operation of the generation units should be feasible without generating additional costs for network planning and operation. The guideline for connection and parallel operation of generation units to the low voltage grid defines the minimum standards for distributed generation units to avoid the objectionable effects of unit operation to the grid and guarantee individual safety. The guideline is matched regularly to consider technical improvements.

Björn Gwisdorf, Willi Horenkamp

Die dargestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Förderprojektes „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ erarbeitet. Die RWE Rheinland Westfalen Netz AG (Konsortialführerin), ABB AG und Consentec GmbH bilden zusammen mit der TU Dortmund das Projektkonsortium. Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.

In der bisher gültigen Richtlinie für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (NS-Anschlussrichtlinie) wird beim Betrieb von Erzeugungsanlagen ein Leistungsfaktor $\cos \varphi$ zwischen 0,9 kapazitiv und 0,8 induktiv gefordert. Der Leistungsfaktor kann dabei vom Anlagenbetreiber frei gewählt werden. Jedoch wird der Anlagenbetreiber bestrebt sein seine Anlage mit einem $\cos \varphi = 1$ zu betreiben, da er nur für die eingespeiste Wirkleistung eine Vergütung erhält. Nach dem zurzeit diskutierten Entwurf der novellierten Fassung der NS-Anschlussrichtlinie muss der Leistungsfaktor zukünftig von 0,9 kapazitiv bis 0,9 induktiv einstellbar sein. Der Netzbetreiber soll den Leistungsfaktor als konstante Größe oder als leistungsabhängige Kennlinie vorgeben können, um auch DEA zur lokalen Spannungshaltung nutzen zu können. Dabei soll insbeson-

dere der durch die Rückspeisung der DEA hervorgerufene Spannungsanstieg begrenzt werden, um die Einhaltung der EN 50160 zu gewährleisten.

Zur exemplarischen Bewertung der Blindleistungssteuerung wurde ein NS-Netz einer vorstädtischen Siedlung modelliert. Die Verbraucher wurden auf der Leitung gleichmäßig verteilt und durch standardisierte Lastprofile modelliert. Am Ende der Leitung wurde eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) angenommen. Die Nennleistung der PV-Anlage wurde für verschiedene Szenarien variiert.

In Bild 36 ist die Spannung für den Starklastfall und eine verhältnismäßig geringe Nennleistung der DEA (1/3 der Spitzenlast) im Tagesverlauf dargestellt.

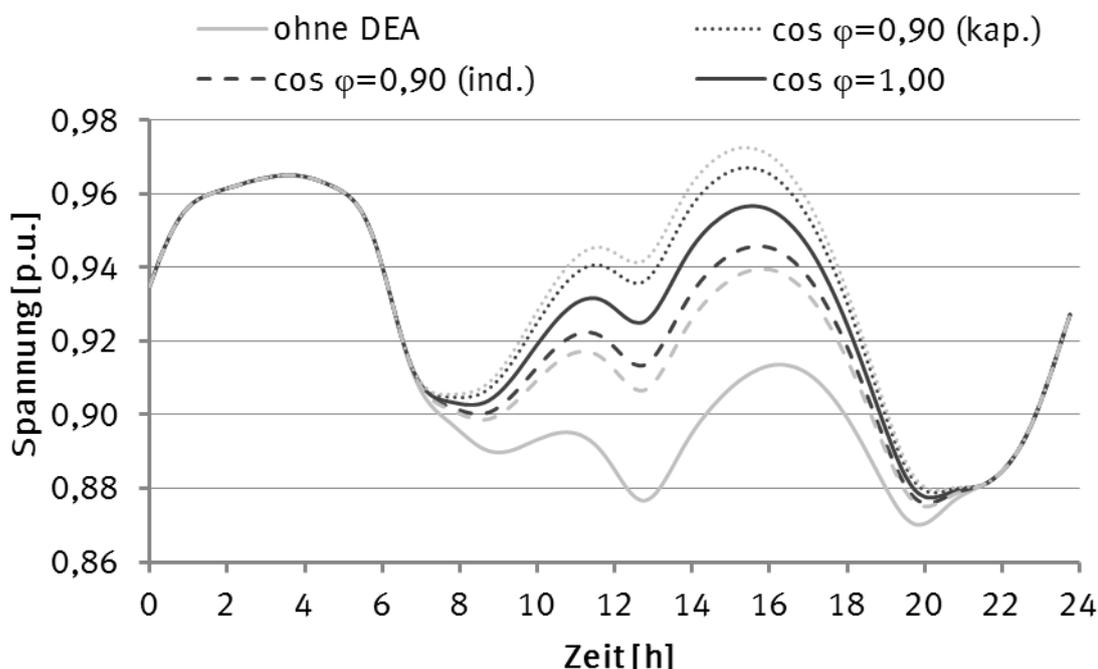


Bild 36: Spannungsverlauf für Starklast und geringes DEA/Last-Verhältnis

Durch den Betrieb der PV-Anlage wird, unabhängig vom gewählten Leistungsfaktor, die Spannung im Vergleich zum Spannungsverlauf ohne DEA temporär angehoben. Dies führt in dem betrachteten Szenario zu einer teilweisen Glättung des Spannungsverlaufs. Somit kann bei einer geringen Durchdringung von PV-Anlagen von einer teilweise netzstützenden Wirkung gesprochen werden. Die lastbedingte Absenkung der Spannung in den frühen Abendstunden wird durch den Betrieb der PV-Anlagen allerdings nicht kompensiert. Somit bleibt die Gesamtspreizung des Spannungsbandes (Differenz zwischen max. und min. Spannungswert) unverändert.

Um der Absenkung der Spannung in den Abendstunden mit DEA entgegenwirken zu können, wäre eine Bereitstellung von kapazitiver Blindleistung auch ohne Wirkleistungseinspeisung denkbar. In diesem Fall müssten für den Anlagenbe-

treiber finanzielle Anreize zur Erbringung von dezentralen Systemdienstleistungen vorgesehen werden.

In Bild 37 ist die Spannung für den durchschnittlichen Lastfall und eine verhältnismäßig hohe Nennleistung der DEA (5/3 der Spitzenlast) im Tagesverlauf dargestellt.

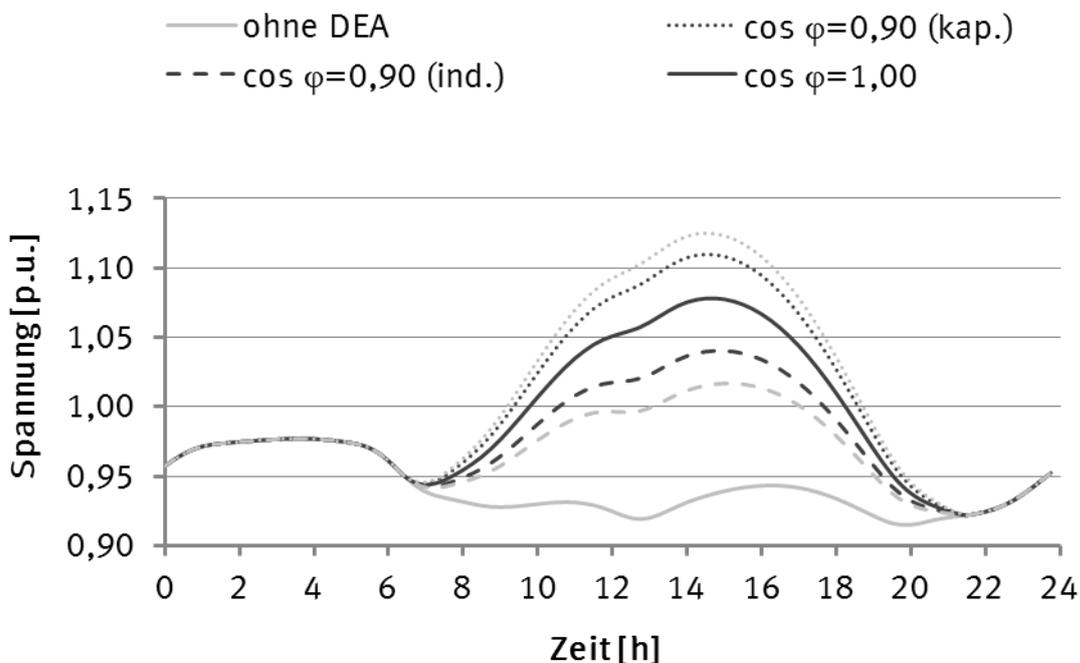


Bild 37: Spannungsverlauf für Normallast und hohes DEA/Last-Verhältnis

Durch die dezentrale Einspeisung kommt es im Tagesverlauf zu einer Anhebung der Spannung, sodass insgesamt eine erhöhte Spreizung des Spannungsbandes zu beobachten ist. Durch die Variation des $\cos \varphi$ in kapazitive Richtung wird die Anhebung der Spannung und somit die Spreizung des Spannungsbandes erhöht. Die Wahl eines induktiven Leistungsfaktors bewirkt dagegen eine Minderung der Spannungsanhebung und eine geringere Spreizung des Spannungsbandes. Der in diesem Fall unerwünschte Effekt der Spannungsanhebung durch dezentrale Einspeisung kann durch Variation des Leistungsfaktors auf Grund des hohen R/X-Verhältnisses in Verteilnetzen gemindert, aber nicht kompensiert werden.

Der Einfluss des Leistungsfaktors auf die Spannung zeigt des Weiteren ein konvergentes Verhalten. Somit würde ein größerer induktiver Verschiebungsfaktor, der über einen Leistungsfaktors von $0,8_{ind}$ hinausgeht, einen geringen Nutzen aufweisen. Dennoch kann durch geeignete Parametrierung des Leistungsfaktors ein Beitrag zur besseren Integration von DEA in Verteilnetze geleistet werden.

Einsatz von neuartigen supraleitenden YBCO-Tape Strombegrenzern in Eigenbedarfsnetzen von Kraftwerken

Das Rückspeiseverhalten von Asynchronmotoren innerhalb des Eigenbedarfsnetzes von Kraftwerken im Fehlerfall bestimmt das Gesamtkonzept der Kurzschlussstrombegrenzung. Ihr Einfluss auf die Schutzkonzeption und auf die Auslegung der Kurzschlussstrombegrenzer ist von großer Bedeutung. Hochtemperatur-Supraleiter eignen sich, um Kurzschlussströme effektiv zu begrenzen. Es werden zwei Szenarien betrachtet, die den Einfluss der Strombegrenzung auf das dynamische Kurzschlussverhalten von Eigenbedarfsnetzen zeigen.

Application of new superconductor YBCO-Tape current limiters in a power plant grid

The asynchronous motors which are installed in the power plant grid, define the concept of short-circuit-superconductor limiter. Their influence on the protection system and on the design of the short-circuit-superconductor limiter is from their meaning great. HTSL-superconductors are the ideal equipment, to limit the short-circuit-current. In this report, the calculation results of two different scenarios are presented. They will show the influence of the superconductor limiter on the grid.

Alexander Worgull, Sebastian Stepanescu

Die Eigenbedarfsversorgung eines Kraftwerksblocks ist durch Asynchronmotoren mit großen Bemessungsleistungen gekennzeichnet. Diese Asynchronmotoren bestimmen sowohl in der Mittelspannungs- als auch in der Niederspannungsebene das Gesamtkonzept der Kurzschlussstrombegrenzung. In Eigenbedarfsnetzen liegt durch große Kabelquerschnitte, kurze Leitungslängen und die hohe Einspeiseleistung eine geringe Netzimpedanz und damit eine hohe Kurzschlussleistung vor.

Hochtemperatur-Supraleiter (HTSL) charakterisieren sich durch die relativ hohe Temperatur bis zu welcher sie supraleitend sind. Bandleiter bestehend aus Yttrium-Barium-Kupferoxid, auch als YBCO bezeichnet, sind in der Lage bis zu einer kritischen Temperatur von $T_c = 90\text{K}$ den supraleitenden Zustand aufrechtzuerhalten. Der typische Aufbau eines YBCO-Bandleiters ist in Bild 38 dargestellt.

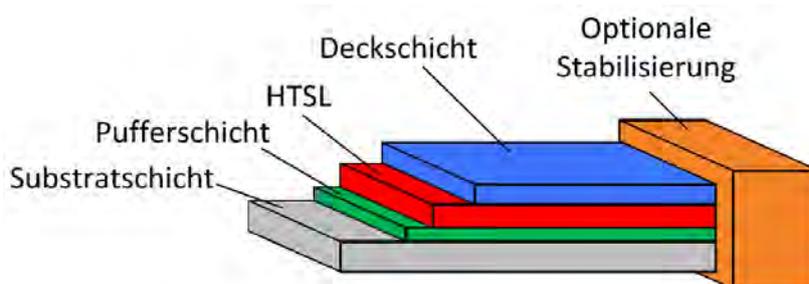


Bild 38: Aufbau eines YBCO-Bandleiters

YBCO-Tape-Kurzschlussstrombegrenzer sind geeignete Betriebsmittel, da sie die Forderungen im industriellen Maßstab nach sehr geringer Impedanz im Normalbetrieb und hoher Impedanz im Fehlerfall erfüllen. Dadurch tritt eine schnelle Begrenzung des Kurzschlussstromes bereits vor der ersten Halbwelle ein (Bild 39).

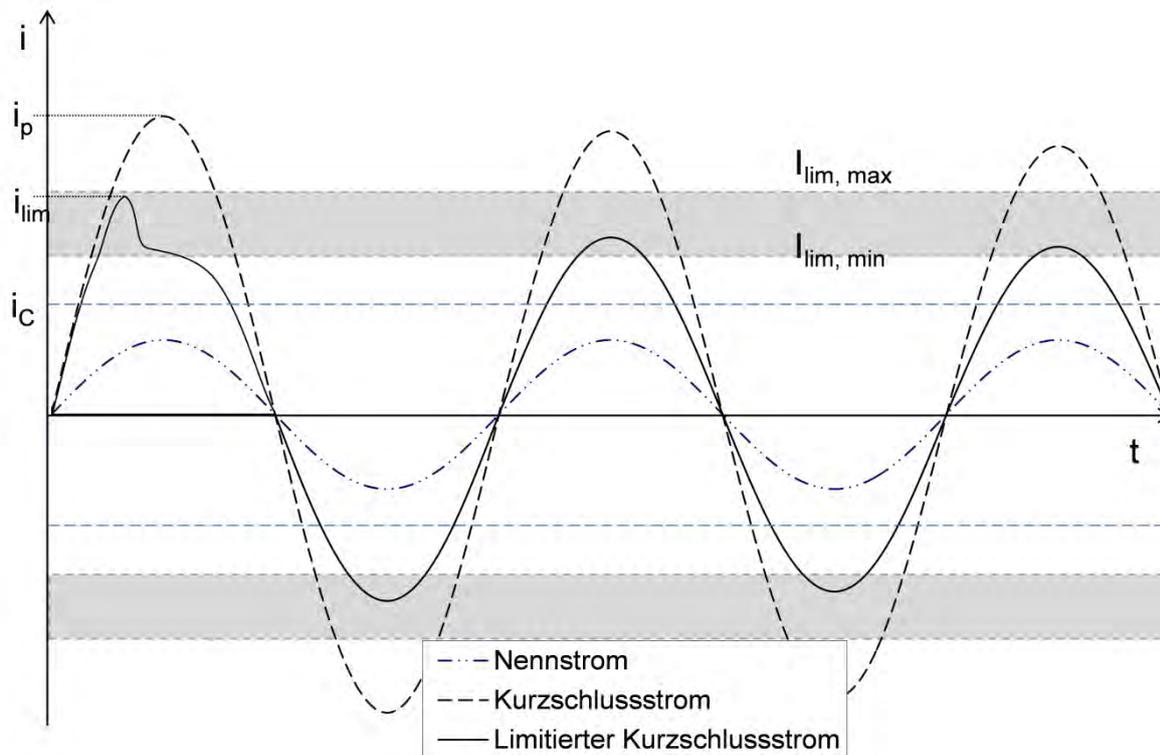


Bild 39: Begrenzungsverhalten von YBCO-Tape Strombegrenzern

Anhand der Topologie und Parameter des Kraftwerksnetzes erfolgt zunächst die Nachbildung des Netzgebietes. Das Netz stellt die Basis für die anschließenden Simulationen dar, welche das dynamische Betriebsverhalten der SSB und die Auswirkungen auf die weiteren Betriebsmittel im Fehlerfall abbilden.

Das Betriebsverhalten wird anhand von zwei Szenarien simuliert. Sie ergeben sich durch die unterschiedlichen Betriebszustände des Kraftwerksnetzes, d.h. der Verschaltungen der Motoren. In Szenario 1 sind alle Motoren abgeschaltet, in Szenario 2 alle Motoren in Betrieb. Als Simulationsumgebung dient die Netzberechnungssoftware DlgSILENT PowerFactory®.

Das Verhalten des Kurzschlussstrombegrenzers (SSB) ist durch den Widerstandsbelag charakterisiert. Der gemessene Kurzschlussstrom wird als Eingangsparameter in der dynamischen Simulation für eine Berechnungsschrittweite von 0,1 ms an die Temperaturberechnung übergeben. Anschließend wird über einen funktionalen Zusammenhang zwischen Temperatur und Widerstandswert dem SSB der neu berechnete Widerstandsbelag zugewiesen.

Durch die wirksame Kurzschlussstrombegrenzung und die kurzen Ansprechzeiten ändert sich die Belastung der vom Fehlerstrom betroffenen Betriebsmittel. Bild 40 und Bild 41 verdeutlichen das Maß der verringerten Betriebsmittelauslastungen im Fehlerfall beim Einsatz von SSB.

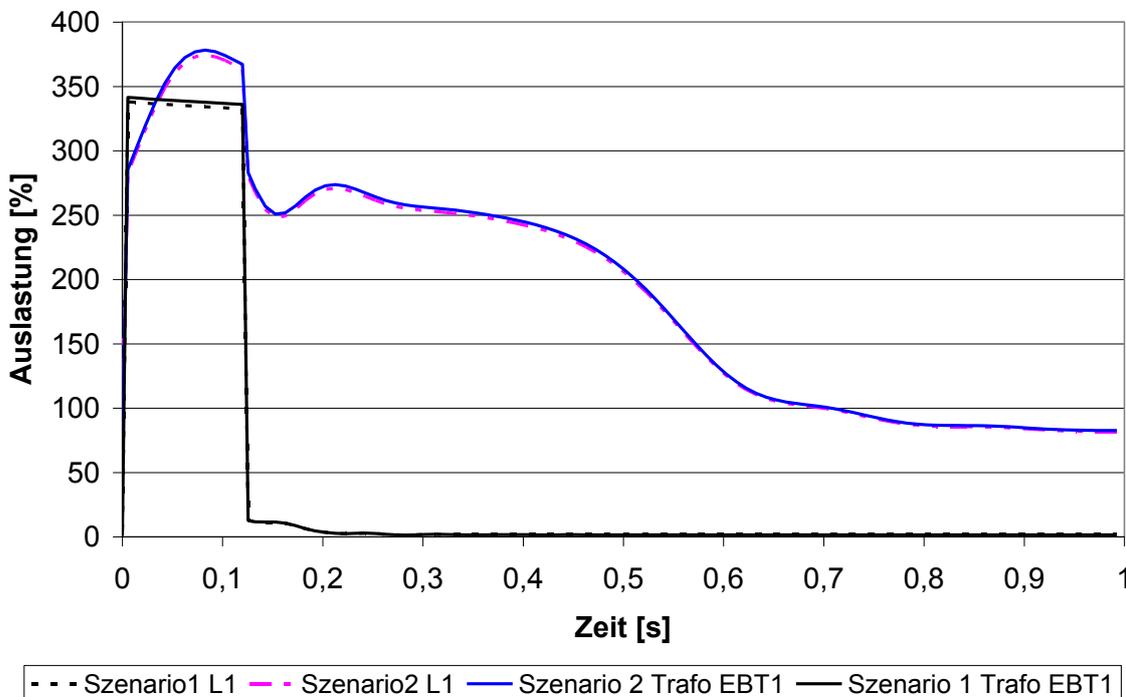


Bild 40: Betriebsmittelauslastung bei unbegrenzten Fehlerströmen

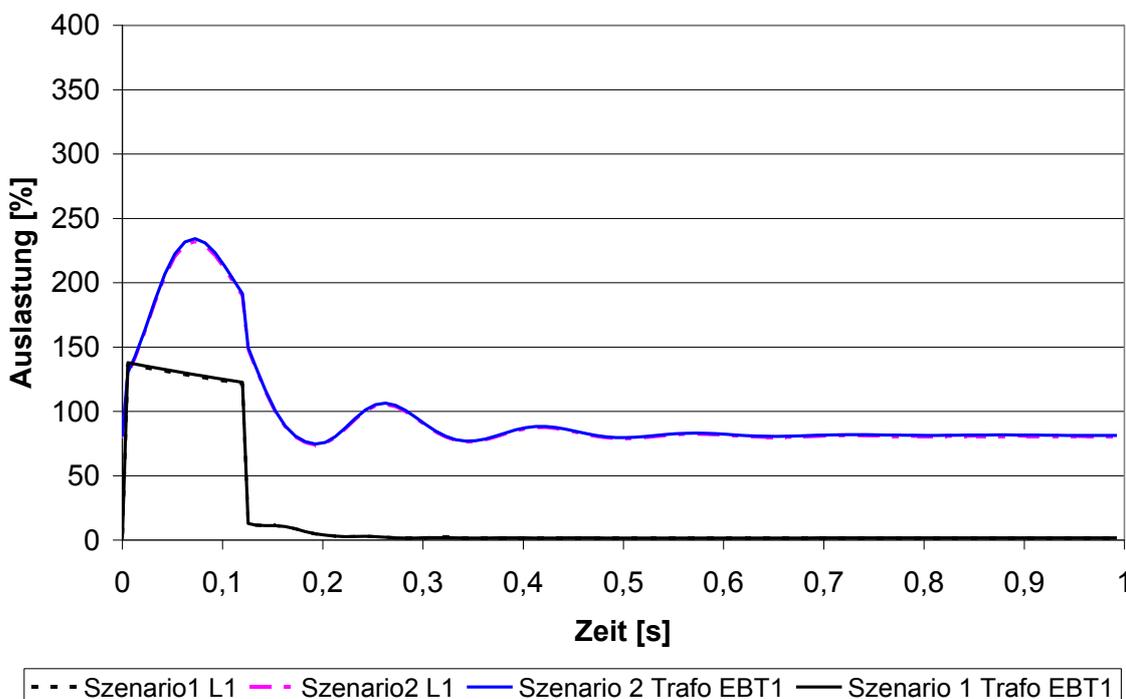


Bild 41: Betriebsmittelauslastung bei Einsatz des SSB

Abhängig vom Betriebszustand der Eigenbedarfsmotoren ergeben sich bei einer Strombegrenzung Belastungen von lediglich 40 bis 50% im Vergleich zu unbegrenzt auftretenden Fehlerströmen. Bei Neuplanungen von Kraftwerken ist beispielsweise die geringere Dimensionierung der Speisekabel zwischen Eigenbedarfstransformator und der Haupt- und Unterverteilung denkbar. Es ist ausreichend, das Schaltvermögen der Leistungsschalter auf den begrenzten Kurzschlussstrom auszulegen.

Der Einsatz der Supraleitertechnik ist durch folgende wesentliche Vorteile gekennzeichnet:

- Schnelle Kurzschlussstrombegrenzung
- Verringerung der Verluste und geringe Netzurückwirkungen im Normalbetrieb
- Steigerung der Systemzuverlässigkeit
- Hohe Eigensicherheit
- Skalierbarkeit für hohe Spannungen
- Schnelle Wiederverfügbarkeit

Ein entscheidender Vorteil der SSB liegt in der Eigensicherheit, da keine separate elektronische Kurzschlusserkennung und Auslösetechnik benötigt wird. Die Begrenzung erfolgt im Fehlerfall selbstständig durch die stromabhängige Erwärmung der supraleitenden Schicht mit dem Anstieg der Bandleiterimpedanz und der Kommutierung des Fehlerstromes auf normaleitende Parallelimpedanzen.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes wurde der Einsatz von SSB für den konkreten Anwendungsfall in der Eigenbedarfsversorgung simuliert. Das Berechnungsmodell liefert als Ausgangsgrößen der dynamischen Simulation den zeitlichen Verlauf des begrenzten Kurzschlussstromes. Die thermische und mechanische Belastung der Kabel, Transformatoren und Schaltgeräte wird durch den Einsatz von SSB deutlich verringert.

Im weiteren Projektverlauf erfolgen die Implementierung von SSB in Verteilungsnetzen und die Identifizierung von Anwendungsfällen.

Power System Protection Based on Fault Resistance Information- Concept and Applications

Cascaded tripping of power lines due to mal-operation of zone 3 distance relays was one of the main causes of many previous blackouts worldwide. Encroachment of load into zone 3 characteristics during stressed system operation, power swings and voltage instability were of the basic factors for the relays to lose security and degrade the system state. On the other hand the existence of fault resistances during normal faults and during High Impedance Faults (HIF) like tree faults affects the dependability of the protection system. HIF can affect power swing blocking of distance relays and it is characterized by being difficult to detect by all protection types.

This research work proposes a new technique to monitor the operation of protective relays. The technique uses Phasor Measurement Units (PMUs) at both line ends to extract a new fault detection criterion. The new criterion is used to decide either to block the relay operation (e.g. during power swing) or to issue the trip command if the protection system fails to detect the fault (i.e. due to HIF). Based on the function, operation of the relay is kept dependable and secure.

Schutz von Energiesystemen basierend auf der Information des Widerstands an der Fehlerstelle- Konzept und Anwendungen

Eine der Hauptursachen für viele frühere Stromausfälle weltweit war die Kaskaden-auslösung von Leitungen durch eine Fehlfunktion der 3. Zone des Distanzschutzes. Die Verschiebung des Betriebspunktes in die 3. Zone aufgrund von Lasterhöhung, Leistungspendelung und Spannungsinstabilität sind grundlegende Faktoren, warum die Sicherheit des Schutzsystems verloren gehen kann und die Gefahr eines Blackouts auftritt. Auf der anderen Seite beeinträchtigt die Existenz von Widerständen an der Fehlerstelle und High Impedance Faults (HIF), wie z.B. durch umstürzende Bäume verursachte Fehler, die Zuverlässigkeit des Schutzes. HIFs können die Pendelsperre von Distanzschutzrelais beeinflussen und außerdem sind sie schwer zu detektieren

Diese Arbeit schlägt eine neue Technik für den Betrieb des Netzschutzes vor. Die Technik verwendet Phasor Measurement Units (PMUs) an beiden Leitungsenden, um ein neues Fehlererkennungskriterium zu erhalten. Das neue Kriterium dient dazu, entweder das Relais im Betrieb zu blockieren (z.B. bei Leistungsschwingungen) oder den Auslösebefehl zu erteilen, wenn der konventionelle Schutz den Fehler, z.B. HIF, nicht erkennen kann. Der Betrieb des Schutzes zeigt sich daher zuverlässig und sicher.

Amr El-Hadidy

Previous large scale blackouts show that unwanted distance relays played a main role with the degradation of the system state causing it to collapse. The unsatisfying operation of distance relays could be due to:

- 1- Phenomena like power swings, voltage instability and load encroachment
- 2- The existence of fault resistance and HIF
- 3- Occurrence of the first two categories at the same time (e.g. a fault during power swing)

For the first category, there is no fault in the system and distance relays shouldn't issue a tripping signal. However, the measurements of the relay under such circumstances could interpret the system state as being faulty causing the relay to issue a false tripping signal. These phenomena will be referred to as non-real faults. The second and the third category present a fault case and the relay should detect that fault and issue a tripping signal. The existence of HIF could however cause the relay not to trip. In this case the system dependability will be affected. In the third category the relay should distinguish the fault when it occurs during a power swing. Also HIF shall not cause power swing blocking.

This research work proposes a new protection function that overcomes these problems keeping the protection system both dependable and secure. The fault resistance information is being used as a main criterion for detection of faults. Figure 42 explains the basic concept of the proposed function.

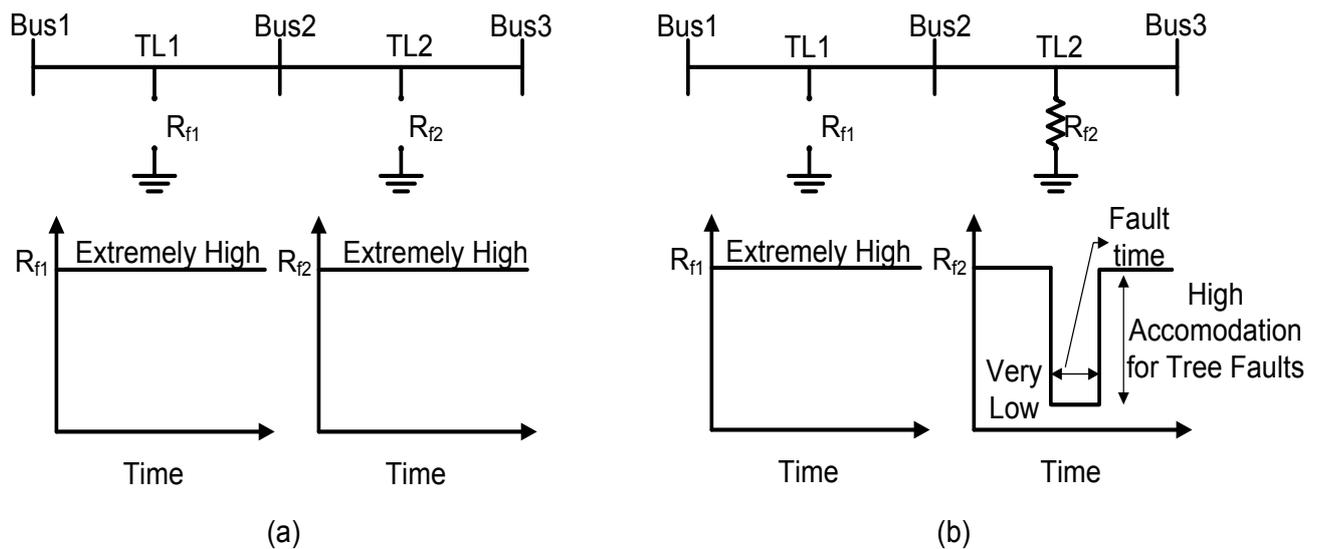


Figure 42: Different System Conditions

If the system is having no fault or having any of the non-real fault phenomena of the first category, the transmission lines TL1 and TL2 could be assumed to have fault resistances R_{f1} and R_{f2} of extremely high values as shown in Figure 42a. The extremely high values of R_{f1} and R_{f2} indicate that the relays in the system should be blocked; hence unwanted operations of the relays will be avoided. If, for instance, a fault takes place on TL2, then R_{f1} and R_{f2} will be as shown in Figure 42b. During the fault time, R_{f2} will reach very low value in comparison to the R_{f2} in case of non-fault conditions. If a power swing occurs during the fault, then TL2 will be tripped. If the fault is due to a tree resistance, conventional protection like differential and distance relays will possibly not detect that fault. The proposed method could detect these faults and trip the circuit breaker. The flow chart in Figure 43 explains the operation of the proposed protection function.

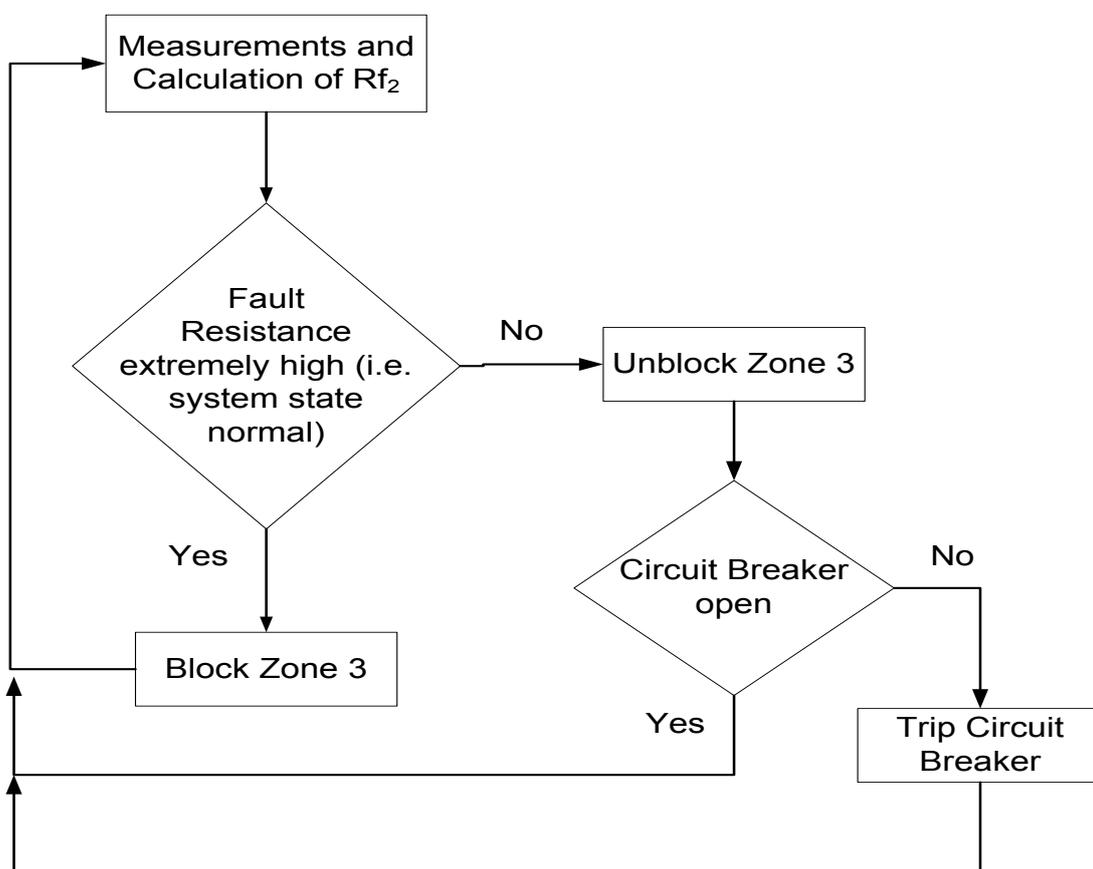


Figure 43: Flow Chart of the Proposed Algorithm

Both R_{f1} and R_{f2} are calculated using synchronised phasor measurements of voltage and current at both ends of the transmission lines. The measured phasors are sent through a communication structure to central PC that decides (depending on the values of the fault resistances) if a blocking signal should be sent to the re-

lays ® or if the Circuit Breakers (CB) should be tripped. The measurement system is shown in Figure 44. If the measurements done by the relays are synchronized then it is possible to use direct communication between the relays through a fibre optic network instead of using PMU's.

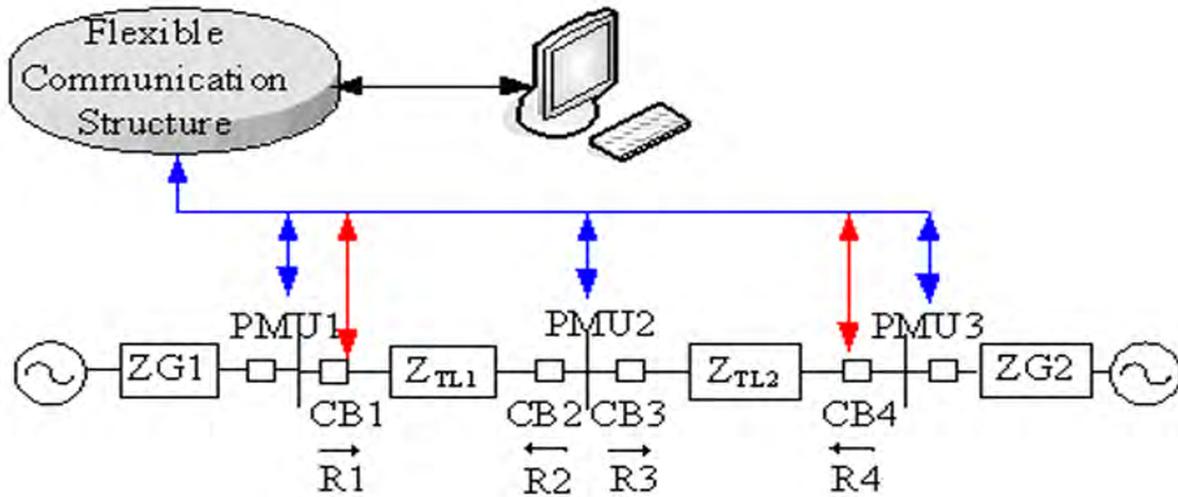


Figure 44: Measurement System

The proposed protection function has two main advantages:

- 1- Combines the advantages of both differential relays (most selective than other protection types) and distance protection (its operation is based on impedance measurements) and in addition to this it offers improved selectivity and reliability in case of normal faults (and HIF), non-real faults or combination of both. The method is called Differential-like Impedance-Relaying Algorithm (DIA).
- 2- The function is universal from the point of view that there is no need to have different algorithm for each phenomenon of the non-real faults or HIF.

These advantages keep the system simple, dependable and secure. Simulations show that the function can effectively prevent unwanted operation of distance relays in case of existence non-fault conditions like power swings, load encroachment and voltage instability. In case of HIF like tree faults, the function can also detect the fault. This in turn helps to reduce the occurrence of blackouts and results in early detection of HIF. Further exploration of the function operation in different practical test systems is however still mandatory to ensure the robustness of the function under different system topologies.

Umfassende Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik

Die Zunahme von dezentraler Einspeisung und der steigende Bedarf am Austausch von Informationen erfordern die Einbringung neuer Technologien der Schutz- und Leittechnik in den elektrischen Energieversorgungsnetzen. Ein Mangel an realitätsnahen Prüfumgebungen, die moderne Informations- und Kommunikationstechnologien berücksichtigen, hemmt jedoch deren Weiterentwicklung. Diesem Problem wird mit einer Forschungs- und Prüfinfrastruktur begegnet, welche die dynamische Simulation von elektrischen Netzen mit Schutztechnik und Informations- und Kommunikationstechnik verknüpft. Durch den Einsatz aktueller Geräte und Kommunikationsschnittstellen wird die Basis für die Entwicklung industrierelevanter Prototypen geschaffen und praxisnahes Wissen in die universitäre Ausbildung integriert.

Comprehensive Testbed for Development and Testing of Telecontrol- and Protection Applications

Increase of dispersed generation and the demand for extended data exchange require new technologies for the control and protection of power systems. As modern information and communication methods lack acceptance, the grids' control and protection systems do not evolve appropriately. A research and testing facility that has been implemented at the institute contributes to improve this situation. The facility combines dynamic grid simulation in real-time with modern control and protection equipment. The use of appropriate communication interfaces enables the development of prototypes, which are likely to be adopted by the industry.

Michael Kleemann

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Konjunkturpakets II gefördert.

Um in Zukunft die Versorgungszuverlässigkeit auch bei steigender dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien garantieren zu können, müssen diese intelligent in die Netzbetriebsführung integriert werden. Insbesondere koordinierte systemweite Schutzfunktionen bedingen eine verstärkte Verknüpfung von räumlich verteilten Funktionen mit der klassischen Schutz- und Leittechnik. Moderne Methoden der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und der Industrieautomatisierung sind der Schlüssel, um theoretische Ansätze aus der Forschung in industrierelevante Applikationen und Geräte umzusetzen. Allerdings hemmt die mangelnde Akzeptanz von IKT-Methoden im Umfeld der Energietechnik diese Entwicklung.

Um die klassische Schutztechnik mit moderner IKT zu verbinden, wird am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft eine umfassende Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik realisiert. Mit ihrer Hilfe können For-

schungsergebnisse realitätsnah und risikolos validiert und somit die Entwicklung von Prototypen vorangetrieben werden.

Für einfache zeitsparende Tests einzelner Schutzgeräten im Rahmen der Geräteentwicklung und Parametrierung, bei denen die Netzdynamik keine Relevanz hat, stehen kommerzielle Schutzrelaisprüfsysteme zur Verfügung. Es werden Schutzfunktionen, wie z.B. Überstromzeit-, Distanz- und Stromdifferentialschutz geprüft. Eine wirkliche Prozesssimulation ist auf diesem Wege jedoch nicht durchführbar.

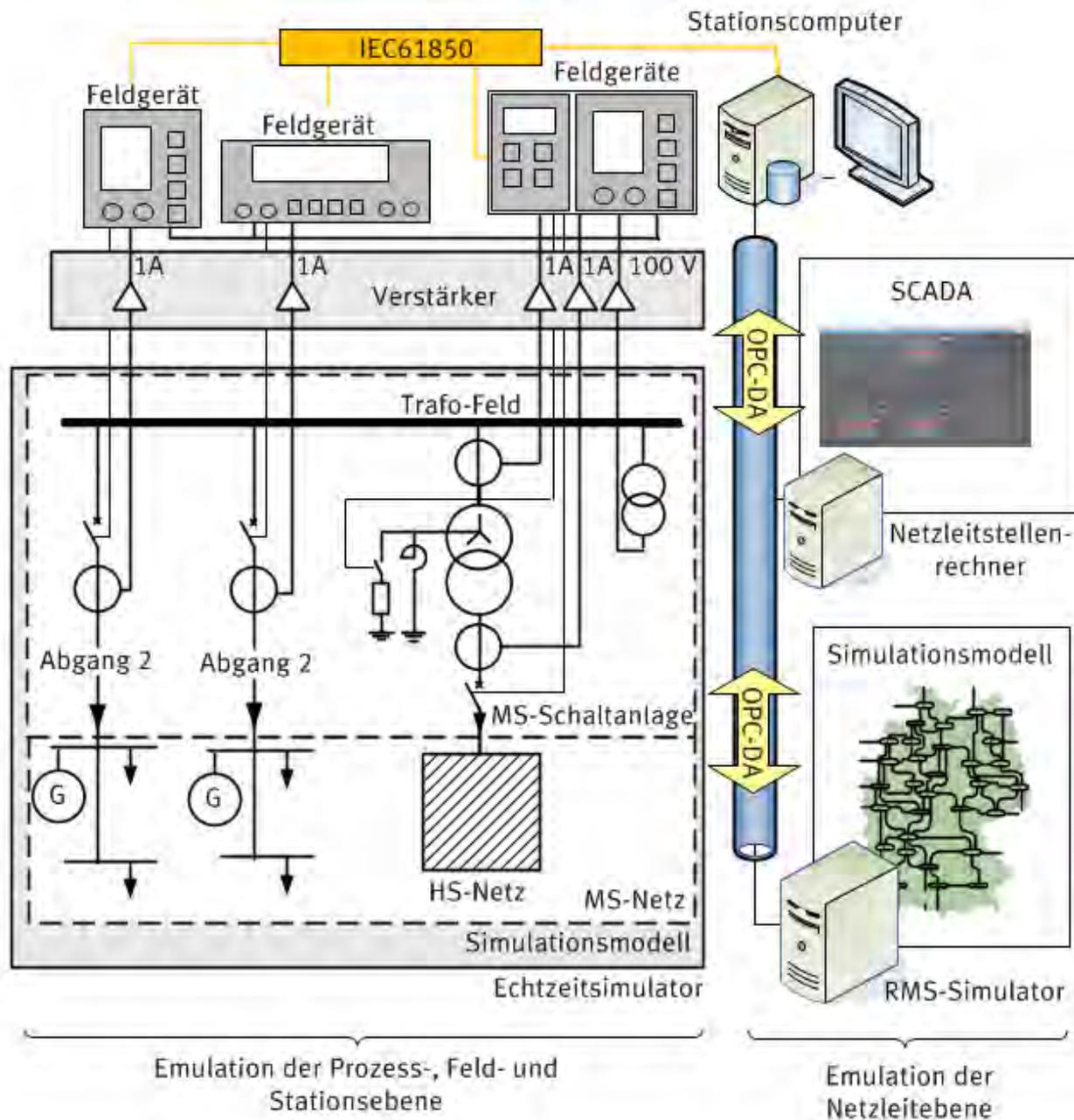


Bild 45: Schaltanlagenmodell

Auf Basis eines Echtzeitsimulators, der in Matlab/Simulink® entwickelte Modelle ausführen kann, wird eine dynamische Netzsimulation realisiert (Bild 45). Ein Mit-

telspannungsnetz (MS-Netz) bildet das Szenario für die Simulationen. Es ist mit dezentraler Einspeisung durchsetzt und über eine Schaltanlage mit dem Hochspannungsnetz (HS-Netz) verbunden. Die analogen Ausgangskanäle des Simulators sind mit der Sekundärseite der Wandler in den Feldern der Schaltanlage gekoppelt. Diese werden über Verstärker an die Normpegel von 1A, bzw. 100V angepasst, um eine Schnittstelle zur realen Sekundärtechnik zu ermöglichen (Bild 45 und Bild 46). Dank der breitbandigen Verstärker und der Schrittweite von 50 μ s pro Rechenschritt kann der physikalische Prozess mit Frequenzen von bis zu 20 kHz in Echtzeit emuliert werden.

An den Echtzeitsimulator gekoppelte Geräte reagieren auf nachgebildete Ereignisse durch Eingriffe in den Prozess, indem z.B. Auslösekommandos oder Befehle für den Transformatorstufensteller, zurück in den Echtzeitsimulator gesendet werden. Dadurch wird ein sogenanntes Closed-Loop-Testen realisiert, das Aufschluss auf die Wirksamkeit eines gesamten Schutzsystems unter Berücksichtigung der Netzdynamik gibt.

Kommerzielle Geräte unterschiedlicher Hersteller bilden das Schutz- und Steuerungssystem für die auf dem Echtzeitsimulator modellierte Schaltanlage. Die Funktionen der einzelnen Feldgeräte werden im Rahmen einer Projektierung zugewiesen und parametrisiert, die mit der IEC61850-6 konform ist. Die Feldebene wird über eine Ethernet-basierende IEC61850-Kommunikation mit einem Stationscomputer gekoppelt, der die Bedienung und Überwachung ermöglicht und die Schnittstelle zur Netzleitebene herstellt.

Die für die Netzleitebene relevanten Vorgänge werden auf einem leistungsfähigen PC mittels der Software PowerFactory® simuliert. Diese Lösung kann zwar keine transienten Vorgänge in harter Echtzeit nachbilden, emuliert jedoch das Prozessabbild komplexerer Netze mit einer für Supervisory Control and Data-Acquisition (SCADA) ausreichenden Leistungsfähigkeit. So werden Effektiv, bzw. RMS-Werte und Statusmeldungen in Intervallen von weniger als 100ms aktualisiert. Diese Daten werden über ein TCP/IP-Netzwerk ausgetauscht. Als Protokoll wird OPC-Data Access (OPC-DA) eingesetzt, das in der Industrieautomatisierung weit verbreitet ist und als offene Lösung die Integration prototypischer Applikationen erleichtert. Ein kommerzieller Netzleitstellenrechner und zugehöriger SCADA-Applikationen ermöglicht dem Bediener die Steuerung und Überwachung der Netzleitebene.

Die Forschungs- und Prüfinfrastruktur wird im Netzmodell im Labor integriert (Bild 46). Drei 19-Zoll-Schaltschränke nehmen die Komponenten der Einrichtung auf und ermöglichen einen modularen Austausch der Einzelkomponenten.

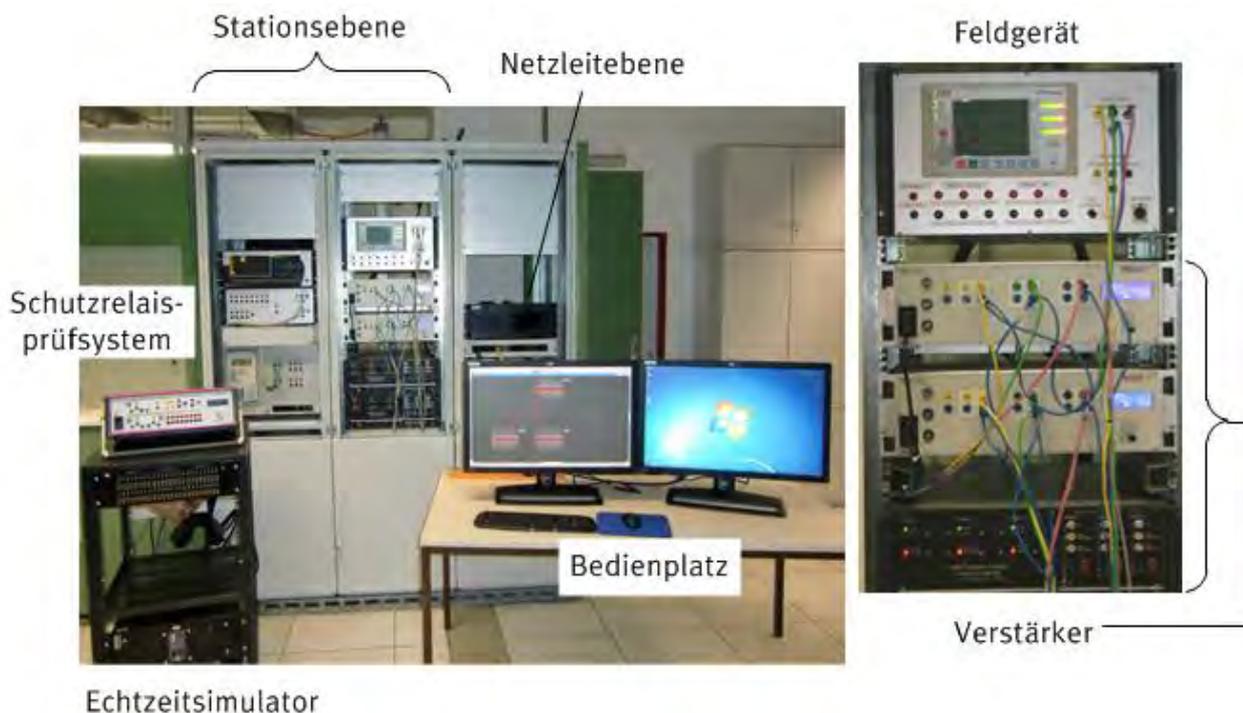


Bild 46: Integration der Forschungs- und Prüfeinrichtung im Labor

In folgenden Forschungsprojekten wird die Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik die Entwicklung neuer Geräte und Applikationen unterstützen. Die Simulationsmodelle können relativ einfach an den Anwendungsfall angepasst werden und die Verwendung standardisierter Kommunikationsprotokolle wahrt die Interoperabilität mit dem Stand der Technik.

Energiebedarfsatlas 2030 für das Versorgungsgebiet Dortmund

Die Erfüllung nationaler sowie internationaler Auflagen zur Stabilisierung des Weltklimas führt zu einem Wandel in den Energieversorgungsstrukturen. Durch den forcierten Ausbau regenerativer Energien sowie die Förderung eines ressourcenschonenden Energieeinsatzes wird sich in Zukunft der Energieverbrauch über alle Sektoren hinweg maßgeblich verändern. Dies stellt urbane Verteilungsnetzbetreiber vor die Aufgabe, Netzinfrastrukturen auf den zukünftigen Energieverbrauch auszurichten und gegebenenfalls Anpassungen vorzunehmen. Entscheidend für die Planung der Verteilungsnetze ist die Prognose der zukünftigen Energieverbrauchsstrukturen. Anhand aktueller Energieverbrauchsdaten sowie der erwarteten Entwicklung wird der Energiebedarf für das Versorgungsgebiet Dortmund bis zum Jahr 2030 abgeschätzt.

Map of the Future Energy Demand for the City of Dortmund in 2030

Achieving national and international requirements to stabilize the climate change leads to a change in energy supply structures. Due to the accelerated expansion of renewable energies and the promotion of a resource-saving energy use the energy consumption will change significantly across all sectors. This confronts urban distribution system operators with the challenge to develop the network infrastructure considering the future energy demand. Forecasting the future energy demand topology is essential to plan the distribution grid. For the supply area of Dortmund the energy consumption will be estimated until the year 2030, based on current energy consumption data.

Dennis Unger, Lukas Spitalny

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung-Netz GmbH gefördert.

Die Begrenzung der Auswirkungen des Klimawandels sowie die Verknappung globaler Ressourcen sind die größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Zurzeit verursacht der Energieverbrauch 80% der Treibhausgase weltweit. Um eine nachhaltige und zuverlässige Energieversorgung garantieren zu können, gilt es deshalb die aktuelle Energieverbrauchsstruktur zu erfassen und auf Effizienzpotentiale zu untersuchen. Bei der Betrachtung der aktuellen Struktur des Energieverbrauchs ist zu erkennen, dass der größte Anwendungsbereich in der Bereitstellung von Wärme zu finden ist. So entfallen im Bereich der privaten Haushalte über 70% des Endenergieverbrauchs auf die Bereitstellung von Raumwärme. Da ein Viertel des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland auf diesen Sektor entfällt, ergeben sich hier große Energieeinsparpotenziale durch eine effizientere Nutzung vorhandener Ressourcen bei der Bereitstellung von Raumwärme. Der Gesetzgeber hat gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen, welche zum einem

auf eine Senkung des Energiebedarfs und zum anderen auf einen verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen in privaten Haushalten zielen.

Der forcierte Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten sowie die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen führen zu einer starken Beeinflussung der Netzinfrastruktur. Durch die steigende Durchdringung von Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen und Wärmepumpen entsteht eine Korrelation zwischen dem elektrischen Verteilungsnetz und dem Erdgas-Verteilungsnetz, welche in diesem Maße zurzeit nicht existiert. Damit dieses bei der Planung von urbanen Versorgungsnetzen Berücksichtigung findet, ist eine Prognose über den zukünftigen Energieverbrauch und die damit verbundene Energieverbrauchsstruktur notwendig. Ausgehend vom aktuellen Energiebedarf werden Szenarien entwickelt, mit denen zukünftige Veränderungen der Verbrauchsstruktur abgebildet werden können. Die Auswirkungen einer veränderten Struktur der Bereitstellung von Raumwärme wird für die Sektoren Haushalt, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Industrie für das Versorgungsgebiet Dortmund zusammengeführt und anschließend in einem Energiebedarfsatlas visualisiert.

Für die Prognose des zukünftigen Energiebedarfs müssen zunächst die aktuellen Verbrauchsdaten, differenziert nach den Energieträgern Strom und Gas, ermittelt werden. Des Weiteren ist die Erfassung der Wohnungsstruktur notwendig, da Gebäudealter und -zustand Auswirkungen auf den Energiebedarf des jeweiligen Gebäudes haben. Hieraus lassen sich Energiebedarfskennwerte in den unterschiedlichen Stadtbezirken ableiten, mit denen der Bedarf an elektrischer Energie sowie Gas für die Bereitstellung von Raumwärme prognostiziert werden kann. Anhand verschiedener Szenarien lässt sich die Entwicklung der erfassten Kennwerte bzw. des Energiebedarfs in den einzelnen Stadtbezirken ermitteln. Dafür müssen die entscheidenden Faktoren bekannt sein, welche Einfluss auf den Energieverbrauch haben können. Diese sind neben der demografischen Entwicklung und dem technologischen Fortschritt insbesondere durch gesetzliche Rahmenbedingungen geprägt. Neben dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), durch welche der Ausbau von Erneuerbaren Energien gesteigert werden soll, sorgen die steigenden Ansprüche der Energieeinsparverordnung (EnEV) für eine Senkung des Energieverbrauchs bei Gebäuden durch einen energiesparenden Wärmeschutz und eine energiesparende Anlagentechnik.

Zunächst werden für das Dortmunder Versorgungsgebiet die notwendigen Daten für jeden Stadtbezirk ermittelt. Anhand der Daten können Potentiale für Energieeinsparmaßnahmen und den Einsatz dezentraler Energieerzeugungseinheiten ab-

geschätzt werden. Dafür werden Szenarien entwickelt, die an verschiedene Studien angelehnt sind und von zum Teil unterschiedlichen Entwicklungspotenzialen für die Ausbreitung von Technologien für die Wärmebereitstellung ausgehen. Das erste Szenario ist an eine Studie des Umweltbundesamtes angelehnt, in welcher von einer starken Verbreitung von Wärmepumpen ausgegangen wird. In einem zweiten Szenario wird ein verstärkter Zuwachs von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) angenommen. Im dritten Szenario wird von einer starken Diversifikation von Technologien auf Basis der aktuellen Entwicklung verschiedener Technologien ausgegangen. In diesem Szenario wird vorausgesetzt, dass sich nicht eine einzelne Technologie durchsetzt, sondern verschiedene Technologien zur Wärmebereitstellung nebeneinander existieren. In sämtliche Szenarien wird eine Steigung der aktuellen Sanierungsrate der Gebäude von derzeit etwa 1% auf 3% berücksichtigt. Weiterhin werden die steigenden Anforderungen der Energieeinsparverordnung berücksichtigt, so dass von einer deutlichen Senkung des durchschnittlichen Energiebedarfskennwertes von Gebäuden ausgegangen werden kann. Mit den entwickelten Szenarien wird der Energiebedarf im Dortmunder Versorgungsgebiet für das Jahr 2030 abgeschätzt. Die Auswirkung der einzelnen Szenarien auf den Bezug von elektrischer Energie in den einzelnen Stadtteilen ist in Bild 47 dargestellt.

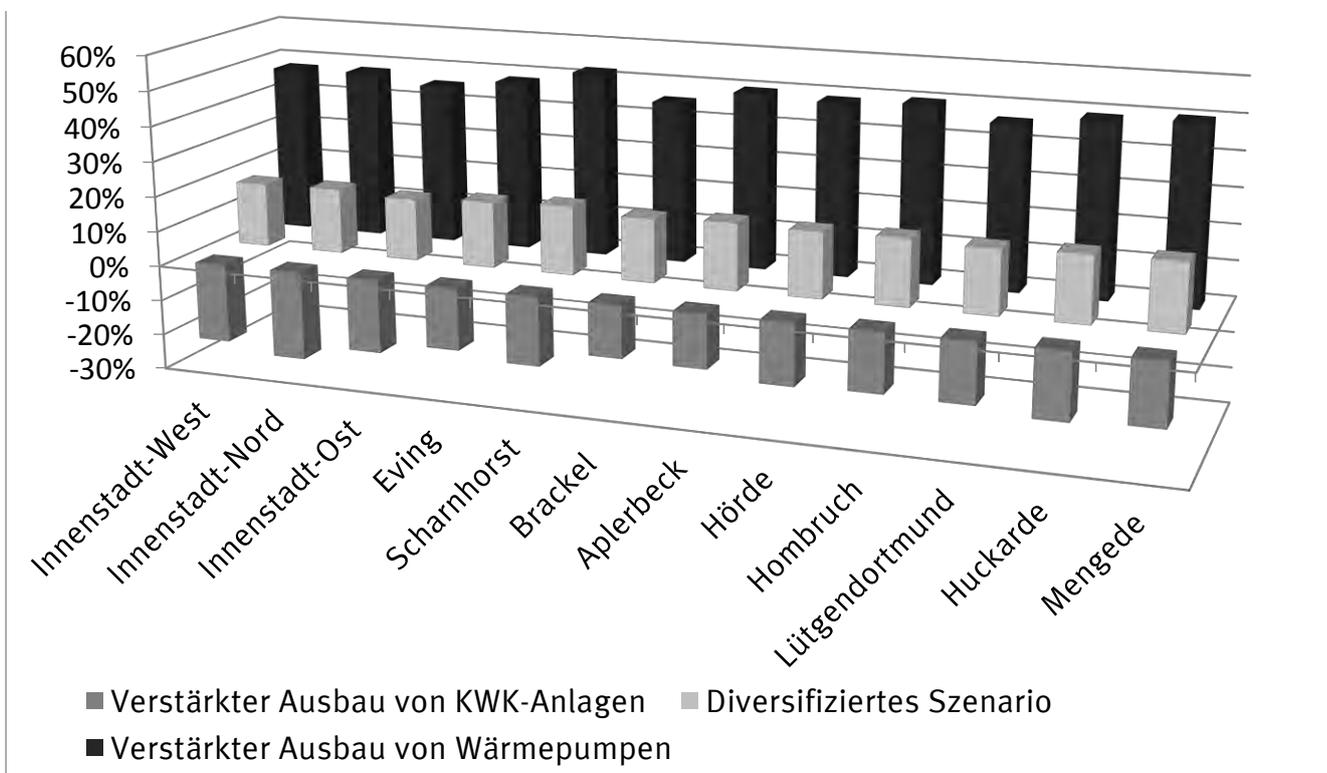


Bild 47: Relative Änderung des Strombezugs basierend auf verschiedenen Szenarien

Es ist zu erkennen, dass bei einer starken Durchdringung von Wärmepumpen der Bedarf an elektrischer Energie in den einzelnen Stadtteilen erheblich ansteigen wird, während sich bei einer starken Ausbreitung von KWK-Anlagen der Bezug von elektrischer Energie verringert, da durch diese Anlagen zusätzlich elektrische Energie bereitgestellt wird. Beim diversifizierten Szenario, in dem eine gleichmäßige Durchdringung von Wärmepumpen und KWK-Anlagen betrachtet wird, steigt der Energiebezug im Mittel um ca. 20% an. Die Abbildung zeigt weiter, dass die relative Änderung des Strombezugs in den Stadtteilen unterschiedlich stark ausgeprägt ist. Dies ist mit der unterschiedlichen Wohnungsstruktur sowie der Altersstruktur der Wohnungen zu begründen. Daraus ergeben sich unterschiedliche Potentiale für den Einsatz der einzelnen Technologien. Außerdem lassen sich in einem ersten Schritt Rückschlüsse auf die Netzbeeinflussung der verschiedenen Technologien schließen. Eine weite Verbreitung von Wärmepumpen wirkt sich stärker auf das elektrische Verteilungsnetz aus, als dies durch KWK-Anlagen der Fall ist. Dies begründet sich darin, dass die von den Wärmepumpen bezogene elektrische Energie größer ist als die durch KWK-Anlagen eingespeisten Energiemengen.

Basierend auf den durch die Szenarien prognostizierten Energiebezügen können in einem nächsten Schritt die Auswirkungen auf die Netzinfrastrukturen untersucht werden. Dafür werden, abhängig vom jeweiligen Szenario, Technologien zur Wärmebereitstellung in die Netztopologie integriert. Durch Simulationen lassen sich hierdurch die Auswirkungen auf das elektrische Netz ermitteln. Der Fokus der Betrachtung liegt hierbei auf der Einhaltung von Netzrestriktionen, wie Spannungsgrenzen oder Betriebsmittelbelastungen. Die Ergebnisse liefern dem Netzbetreiber wichtige Informationen über die zukünftigen Belastungen des elektrischen bzw. Gas-Verteilungsnetzes. Unter Berücksichtigung des Fortschritts der einzelnen Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme in den verschiedenen Szenarien kann der Netzbetreiber die Einflüsse dieser Technologien bei der Planung des elektrischen Netzes berücksichtigen.

Die Auswirkungen CO₂-optimierender Maßnahmen in einem Wohnviertel in Bezug auf das Erreichen einer CO₂-Neutralität und die Belastung des elektrischen Netzes sind in den beiden folgenden Abbildungen dargestellt. Als Basis für den Vergleich dient die Ist-Situation eines durchschnittlichen Wohnviertels. Die CO₂-mindernden Maßnahmen beinhalten zum einen eine Reduzierung des Energiebedarfs durch Wärmedämmung der Gebäude oder energieeffiziente Heizsysteme und Geräte. Zum anderen werden fossile Energieträger im Bereich der Raumwärme durch erneuerbare Energieträger substituiert und elektrische Energie in Photovoltaik- und

KWK-Anlagen im Wohnviertel erzeugt. Der Anteil an Elektroautomobilen beträgt im betrachteten Wohnviertel 100%.

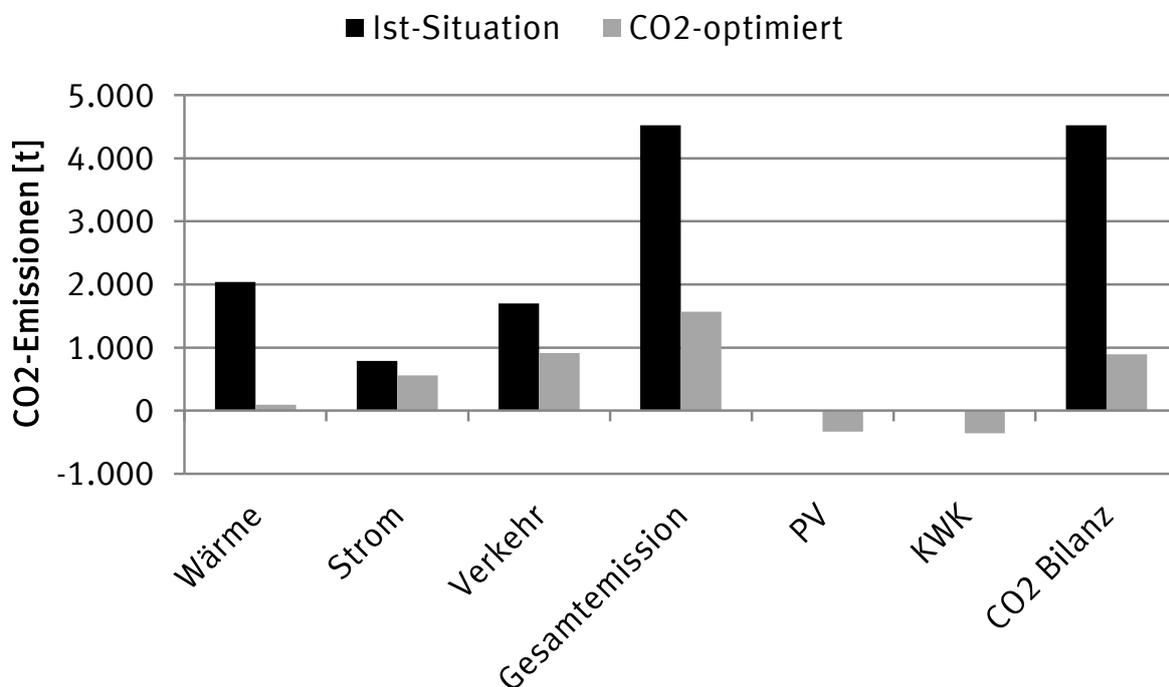


Bild 48: Veränderung der CO₂-Emissionen durch die Optimierung eines Wohngebiets

Es ist zu erkennen, dass der CO₂-Ausstoß im Bereich der Wärmebereitstellung nahezu auf null gesunken ist. Die Emissionen in den Bereichen Strom und Verkehr können aufgrund des hohen CO₂-Emissionsfaktors des deutschen Strommixes nicht um einen entsprechenden Anteil reduziert werden. Abzüglich der eingesparten Emissionen durch Photovoltaik und KWK kann der CO₂-Ausstoß auf 20% des ursprünglichen Wertes reduziert werden.

In Bild 49 sind für die beiden Szenarien die Transformator- und Leitungsbelastung sowie der Spannungsbetrag am letzten Hausanschlusskasten eines Stranges dargestellt. Die Berechnungen ergeben keine nennenswerte Verletzung der Grenzwerte für die drei Kriterien.

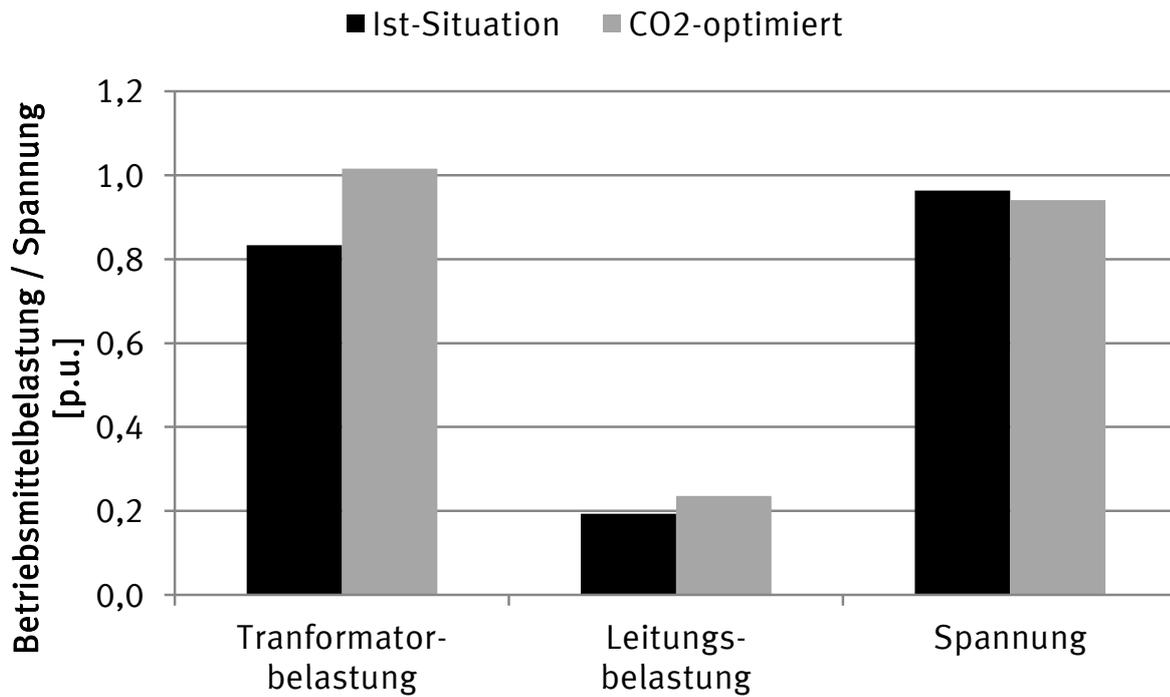


Bild 49: Auswirkungen der CO₂-Optimierung auf das elektrische Netz

Für die einzelnen Szenarien können äquivalente Untersuchungen durchgeführt werden, so dass für jedes der verschiedenen Szenarien die Einflüsse auf die CO₂-Emissionen sowie auf die Netzinfrastruktur für das Jahr 2030 abgeschätzt werden können.

Auswirkungen des Demand Side Managements auf die residuale Last in Deutschland

Durch die vermehrte Integration von fluktuierenden Einspeisungen ist ein Wandel von der nachfrageorientierten Energieversorgung zu einer erzeugungsorientierten Energieversorgung durchaus möglich. Es müssen Strategien zur erzeugungsorientierten Energieversorgung und somit der Beeinflussung der Nachfrage untersucht und bewertet werden.

Das Demand Side Management (DSM) liefert hierbei das Potential, aggregierte dezentrale Lasten bei Endkunden entsprechend den Anforderungen zu verschieben.

Es wird eine automatisierte Laststeuerung bei Haushaltsgeräten untersucht, deren zeitlich verschobener Einsatz keinen Komfortverlust, wirtschaftliche Konsequenzen oder Einschränkungen im Haushaltsalltag mit sich bringen.

Impact of Demand Side Management on the residual load

The increasing fluctuating power feed-in, which is a result of the growing renewable energy sources (e.g. wind turbines and photovoltaic installations), requires a change in the energy supply. The energy demand has to orient itself according to the energy generation. Therefore a strategy has to be implemented and evaluated.

The DSM is applied successfully to help reducing the peak demand and filling the demand curve valleys. Due to the increasing renewable energy sector, the decreasing of conventional power plants and the current discussion around nuclear power plants in Germany, a Management system to shift the customer's demand seems as one means to deal with the situation. The main idea is to shift demand devices into times with a high feed-in of renewable energy.

The management of controllable electrical devices in households is simulated by using a heuristic model.

Sabine Kreutz, Hans-Jörg Belitz

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, mit der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE, Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld und ProSyst durchgeführt.

Die vermehrte Integration von fluktuierenden Einspeisungen (Windkraft, Photovoltaik) wird Auswirkungen auf die residuale Lastkurve in Deutschland haben. Die residuale Last ist definiert als die Differenz zwischen Netzlast und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Sie beschreibt daher den Anteil der Last, der noch durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Für eine nachhaltige Ausnutzung der erneuerbaren Energiequellen und einen effizienten Einsatz der konventionellen Kraftwerke ist eine möglichst glatte residuale Lastkurve notwendig. Je höher jedoch der Anteil aus erneuerbaren Energien wird, desto größer ist die Volatilität der residualen Lastkurve. Ziel ist demnach eine Untersuchung der Möglichkeiten zur Glättung, also zur Verbesserung der Gleichförmigkeit, der residualen Lastkurve.

Das Demand Side Management (DSM) bietet das Potential, Lasten bei Endkunden, wie z.B. Privat-, Gewerbe- aber auch Industriekunden, entsprechend den Anforderungen zu verschieben. Das Ziel dabei ist, den Einsatz elektrischer Geräte in die Zeiten zu verschieben, in denen ein hoher Einspeisungsanteil aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht (entspricht den Tälern der residualen Lastkurve). Dadurch können Spitzen der residualen Lastkurve abgesenkt und Täler aufgefüllt werden. Der Fokus des Forschungsvorhabens liegt auf dem Privatkundensegment. Mit Hilfe eines am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft entwickelten Demand Side Management-Modells wird analysiert, inwiefern der Haushaltssektor einen möglichen Beitrag zur Anpassung der Last an die fluktuierende Einspeisung liefern kann.

Die Lasten im Haushalt können grundsätzlich durch zwei unterschiedliche Mechanismen beeinflusst werden. Zum einen kann der Endkunde manuell auf geeignete Anreize (z.B. Preissignale) reagieren. Dies betrifft die meisten der elektrischen Geräte beim Endkunden. Zum anderen ist eine automatisierte Laststeuerung bei solchen Geräten denkbar, deren zeitlich verschobener Einsatz keinen Komfortverlust, negative wirtschaftliche Konsequenzen oder Einschränkungen im Haushaltsalltag mit sich bringen. Da die manuelle Kundenreaktion zum heutigen Zeitpunkt noch nicht einschätzbar ist (ein umfangreicher Feldtest findet im Jahr 2012 im Rahmen eines Feldversuchs statt), konzentriert sich die Analyse auf die Potentiale einer automatisierten Laststeuerung.

Bei der Auswahl von geeigneten elektrischen Geräten im Haushalt für eine automatisierte Laststeuerung müssen zwei Kriterien erfüllt sein. Zum einen müssen die Geräte einen ausreichend großen Jahresenergieverbrauch und eine signifikante Leistungsaufnahme haben und zum anderen muss seitens des Endkunden eine Einsatzverschiebung akzeptiert werden. Für die Untersuchung werden daher

Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Geräte der Weißen Ware (Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner) als steuerbare Lasten betrachtet.

Das DSM-Modell basiert auf einem heuristischen Ansatz. Als Eingangsgrößen werden neben statistischen Daten zu den untersuchten elektrischen Geräten residuale Lastprofile von 12 charakteristischen Tagen eines Jahres (Werktag, Samstag und Sonntag für die vier Jahreszeiten) in Deutschland verwendet. Die residualen Lastprofile werden mit einem am Lehrstuhl vorhandenen Modell berechnet, das auf Basis eines Zukunftsszenarios für jeden charakteristischen Tag den stündlichen Lastbedarf und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien bestimmt. Anhand der Zielfunktion (Glättung der residualen Lastkurve) wird iterativ der automatische Einsatz der Lasten simuliert. Die Rangfolge mit der die Gerätegruppen verschoben werden, kann gewählt werden. Als Ergebnis liefert das DSM-Modell die durch den Einsatz des Demand Side Managements veränderten residualen Lastprofile. Die Auswirkungen auf die residuale Lastkurve werden dabei im Wesentlichen durch zwei Kenngrößen bestimmt: das maximale Verschiebungspotential ΔP_{max} und die Änderung der Gleichförmigkeit Δg . Unter dem maximalen Verschiebungspotential wird die höchste gleichzeitige Absenkung des Spitzenwertes der residualen Last verstanden. Dies stellt den Anteil der Systemlast dar, der zu einem Zeitpunkt für die Lastverschiebung in Zeitfenster mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Δg entspricht der relativen Verbesserung der Gleichförmigkeit, also inwiefern sich die Differenz von maximalem und minimalem Leistungswert der residualen Lastkurve durch das DSM geändert hat.

Bei der Untersuchung der Auswirkungen auf die residuale Last werden zwei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Stromerzeugungssektors in den Jahren 2020, 2030 und 2040 betrachtet. Das Erneuerbare-Energien-Szenario (EE) basiert auf dem Energiewirtschaftlichen Gesamtkonzept 2030 von EWI/EEFA. Es wird dadurch charakterisiert, dass die Anzahl der EEG-Anlagen durch steigende Fördersätze forciert wird. Während im Jahr 2008 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen noch bei rund 100 TWh liegt, wird im EE-Szenario bis zum Jahr 2030 ein Anstieg bis zu rund 200 TWh prognostiziert. Bei dem BMU-Szenario handelt es sich um Annahmen des Bundesumweltministeriums, bei dem die erneuerbaren Energien sogar einen noch höheren Anteil an der Stromerzeugung als beim EE-Szenario haben. Im BMU-Szenario wird bis 2030 bereits eine jährlich erzeugte Strommenge von 250 TWh und bis 2040 von rund 400 TWh prognostiziert. Beide Szenarien gehen vom Kernenergieausstieg aus.

Für jedes Szenario werden zwei Varianten des Demand Side Managements gerechnet. Bei der Variante A wird angenommen, dass die Haushaltskunden eine Lastverschiebung zu jeder Zeit akzeptieren. Es gibt keine zeitlichen Einschränkungen für die Lastverschiebung. Bei der Variante B wird von einer eingeschränkten Akzeptanz der Kunden ausgegangen. Der Einsatz von Waschmaschine und Wäschetrockner wird täglich auf die Zeit von 6-22 Uhr beschränkt, da die Kunden eine nächtliche Nutzung der Geräte nicht akzeptieren. Bei den Elektrofahrzeugen wird die Annahme getroffen, dass diese nicht während der Hauptverkehrszeiten (5-9 Uhr und 14-18 Uhr) für eine Laststeuerung zur Verfügung stehen. Das Verschiebungspotential dieser Gerätegruppen unterliegt somit zeitlichen Randbedingungen. Die Parameter, die für die Untersuchung angenommen werden, sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Die Daten wurden anhand von Prognosen des Statistischen Bundesamtes, der BMU-Leitstudie 2009, einer Kapazitätsuntersuchung von Vattenfall über die Entwicklung von Elektrofahrzeugen sowie Expertenaussagen von der Firma Miele zusammengestellt.

Tabelle 4: Simulationsparameter

	2020	2030	2040
Anzahl Haushalte	40,541 Mio.	40,720 Mio.	40,388 Mio.
Energieverbrauch Wärmepumpen	4,4 TWh	6,1 TWh	6,2 TWh
Anzahl Elektrofahrzeuge	1 Mio.	8 Mio.	20 Mio.
Ausstattungsgrad Weiße Ware			
• Waschmaschine	95 %	96 %	98 %
• Wäschetrockner	38 %	41 %	46 %
• Geschirrspüler	62 %	63 %	65 %

Das Ergebnis zeigt, dass die residuale Lastkurve in beiden Szenarien und beiden Varianten geglättet werden kann. Die größte Verbesserung wird bei dem BMU-Szenario im Jahr 2040 mit einer Änderung der Gleichförmigkeit um 56% erreicht (vgl. Bild 1). Da bei der Variante B zeitliche Einschränkungen vorliegen, ist die prozentuale Änderung der Gleichförmigkeit hier geringer. Es zeigt sich jedoch, dass selbst ein zeitlich eingeschränktes Demand Side Management zu einer Glättung der Lastkurve und demnach zu einem effizienteren Primärenergieeinsatz beitragen kann.

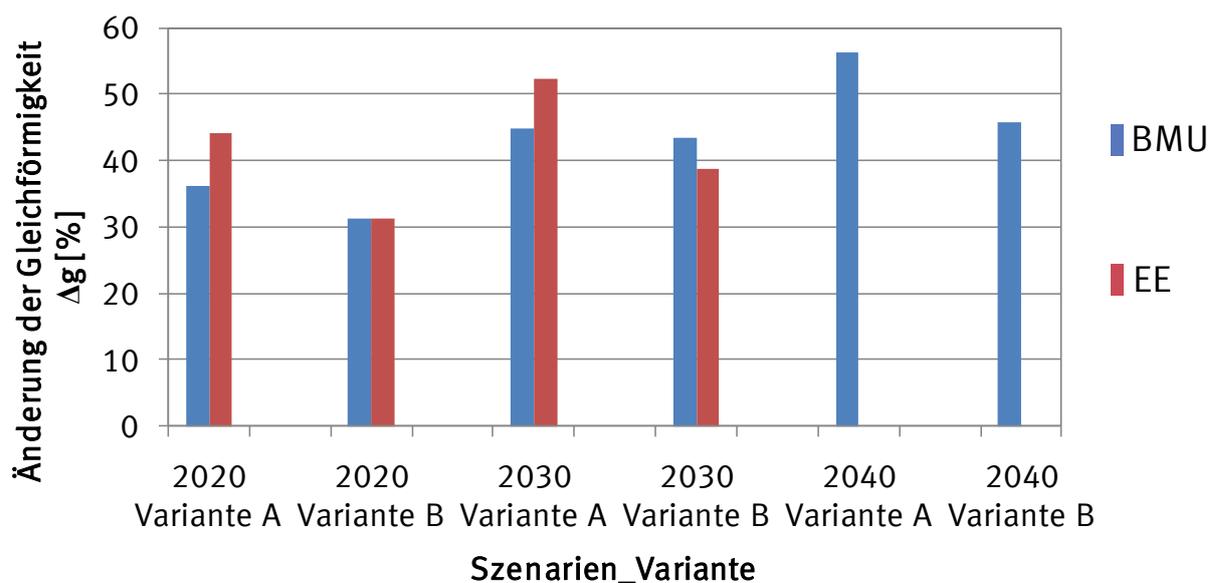


Bild 50: Änderung der Gleichförmigkeit

Bei dem BMU Szenario übersteigt die eingespeiste Energie in den Jahren 2030 und 2040 die Netzlast. Durch die automatische Laststeuerung wird die Last der steuerbaren Geräte in die Zeiten verschoben, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist. Durch die steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen kann das maximale Verschiebungspotential ΔP_{max} von 3,7 GW im Jahr 2020 auf 10,5 GW im Jahr 2040 erhöht werden. Die Laststeuerung im Haushaltssektor stellt somit eine Möglichkeit dar, die Integration von erneuerbaren Energien zu unterstützen. Um die Schwankungsbreite der regenerativen Einspeisung aber jederzeit abfangen zu können, sind weitere Maßnahmen, wie Lastmanagement im Gewerbe- und Industriesektor oder elektrische Speicher notwendig. Zudem muss bei dem Demand Side Management im Haushaltssektor darauf geachtet werden, dass ein dadurch erhöhter Gleichzeitigkeitsgrad nicht zu einer Überlastung des Verteilnetzes führt.

Optimierte Betriebsführungskonzepte von Plug-In-Fahrzeugen im Smart Home

Anreize des novellierten EEG und KWKG zur lokalen Nutzung regenerativ erzeugter Elektrizität ermöglichen eine attraktivere Betriebsführung von netzgekoppelten Fahrzeugen mit Batteriespeicher. In diesem Beitrag wird gezeigt wie die Freiheitsgrade durch den optimierten Betrieb von thermischen- (KWK) und elektrischen Speichern (Plug-In Fahrzeug) eine bessere Nutzung verschiedener Vergütungsoptionen erlaubt. Im exemplarischen Beispiel wird durch die auf das Lade- und Rückspeiseverhalten der Fahrzeuge abgestimmte Betriebsführung der KWK- Anlage der Deckungsbeitrag im Simulationszeitraum (Januar bis Juli) um bis zu 2100 € verbessert.

Optimized operation strategies of Plug-In vehicles within the Smart Home

Amendments of EEG and the KWKG, guarantee a higher payment for decentrally generated energy which is consumed locally instead of being fed into the public grid. This legislation is a promising option for additional local revenues for Plug-In Vehicles. A simulation considers technical operation parameters as well as costs and revenues revealed a potential benefit for optimized local operation management. Within the simulated period (January to July) benefits increased up to 2100 € compared to feeding the electricity into the grid completely at the considered show Case.

Jochen Link

Der hier vorgestellte Beitrag ist ein Teilaspekt des Dissertationsvorhabens zu möglichen zukünftigen Netzintegrationskonzepten von Elektrofahrzeugen. Diese Arbeit wird extern am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg durchgeführt. Sie entsteht in Abstimmung zu den Arbeiten am Lehrstuhl und wird von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz betreut.

Seit der Novellierung von EEG und KWKG ergeben sich finanzielle Vorteile für die Betreiber von PV- und KWK-Anlagen, wenn die erzeugte Energie lokal verbraucht wird, anstatt sie ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Daraus entstand die Idee einer optimierten Betriebsweise eines Energiesystems, dessen Erzeugungseinheiten eine vom EEG geförderte PV-Anlage und ein durch das KWKG vergütetes Blockheizkraftwerk (BHKW) sind. Auf Basis der verschiedenen Vergütungs- und Vermarktungsmöglichkeiten kann sich für die Betreiber von Mini-BHKWs und PV-Anlagen die folgende Frage stellen:

Soll dezentral erzeugte Energie ins Netz eingespeist, vor Ort eigenverbraucht bzw. in Batterien zukünftiger Elektrofahrzeuge zwischengespeichert werden, um die elektrische und thermische Lastdeckung eines Hausenergiesystems möglichst wirtschaftlich zu gestalten?

Um eine Antwort auf diese Frage zu geben, wurde ein gemischt ganzzahlig lineares Modell erarbeitet, das verschiedene Akteure eines lokalen Energiesystems abbildet: Vorausgesetzt wird ein dezentrales Energiesystem, wie es heute hauptsächlich in Piloten vorzufinden ist, das in Zukunft aber das Bild der deutschen Stromerzeugung zunehmend prägen wird. Ziel des Modells ist es, die Betriebsführung der einzelnen Komponenten des Systems so zu regeln, dass der Deckungsbeitrag unter den gegebenen Umständen maximal wird.

Anders als die physikalische Lastdeckung, die zwangsläufig aus der lokal erzeugten Energie erfolgt, ist die abrechnungstechnische Erfassung der Eigendeckung erst mit der Novellierung des EEG und des KWKG möglich. Beide Gesetze vergüten seit dem 1. Januar 2009 dezentral erzeugten Strom, wenn er nachgewiesener Weise vor Ort verbraucht wird. Bei einem mittleren Strompreis von 21,5 ct./kWh ist durch den lokalen Verbrauch der erzeugten PV Energie eine Verbesserung von 5,12 ct./kWh gegenüber der Netzeinspeisung möglich. Bei KWK-Anlagen kann ein finanzieller Vorteil von ca. 17,4 ct./kWh entstehen. (Annahmen beziehen sich auf Q3/2010).

Zur Optimierung der Betriebsführung wurde aufgrund der Ganzzahligkeitsbedingungen die gemischt ganzzahlig lineare Programmierung (GGLP; engl. MILP) als mathematisches Lösungsverfahren gewählt. Die Zielfunktion setzt sich aus den Kosten und Erlösen der beteiligten Komponenten zusammen und ist in den entsprechenden Nebenbedingungen des Modells definiert. Eine Grundvoraussetzung des Modells ist die nachgefragte Energie der angeschlossenen Verbraucher zu

jedem Zeitpunkt zu decken. Die Beziehungen der Komponenten werden in mathematisch definierten Bedingungen formuliert, z. B. in den elektrischen und thermischen Bilanzgleichungen. Durch entsprechende Nebenbedingungen wird die praxisnahe Betriebsweise der modellierten Komponenten gewährleistet. Z. B. wird ein ständiges Takten der BHKWs unterbunden, indem Pausenzeiten und maximale Startvorgänge festgelegt werden.

Bei der Einbindung der Fahrzeugbatterien in das dezentrale Energiemanagement wird die Batterie nur entladen, wenn die Abnutzungskosten mindestens den Wert der Zusatzerlöse decken. Da die Batterieabnutzung während der Fahrt in jedem Fall auftritt, werden allein die Abnutzungskosten, die bei einer Energierückspeicherung in das Energiesystem anfallen, in der monetären Bewertung berücksichtigt. In der Simulation wird dazu ein Kostenmodell verwendet, das die Anschaffungskosten der Batterie (in €/kWh) auf die Lebensdauer überschlägig approximiert.

An den Energieverbrauchsdaten einer Freiburger Reihenhaussiedlung wurden simulativ sowohl die verschiedenen lokalen Betriebsführungskonzepte als auch die Vergütungsoptionen nachgebildet und anhand des Deckungsbeitrags monetär bewertet. Die beiden simulierten Fahrzeuge und nutzerspezifische Anforderungen wurden auf Basis einer Analyse des Mobilitätsverhaltens auf Basis der MiD 2002 Daten nachgebildet. Da die Datenerfassung der elektrischen und thermischen Lastgänge der Freiburger Reihenhaussiedlung auf Viertelstundenbasis stattfand, erfolgt die Simulation ebenfalls in dieser Intervallgröße.

Anhand des entwickelten Optimierungsmodells konnten durch die lokal optimierte Betriebsführung von BHKW, Speicher, NT-Kessel, Photovoltaik und die koordinierte Be- und Entladung zweier Elektrofahrzeuge, im simulierten Beispiel der Reihenhaussiedlung in Freiburg innerhalb von sechs Monaten 2100 € eingespart werden. Gezeigt wurde, dass bei den derzeitigen Rahmenbedingungen die lokal optimierte Betriebsführung mit Eigenverbrauch und Zwischenspeicherung der erzeugten Energie eine beachtliche monetäre Verbesserung erwirtschaftet. Die Ergebnisse der verschiedenen untersuchten Szenarien sind in Bild 51 dargestellt.

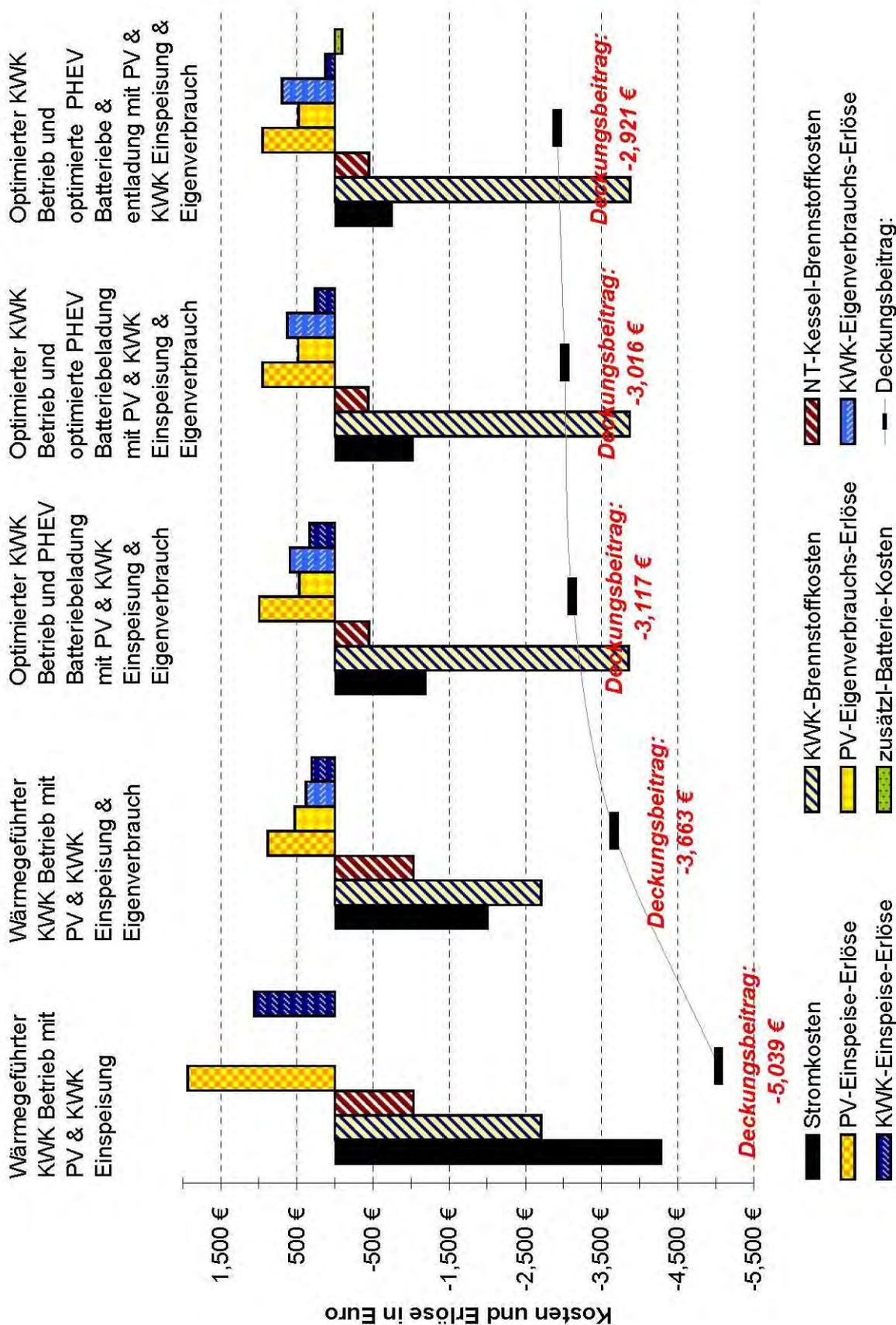


Bild 51: Übersicht zu den Erlösen der lokalen Energieerzeugung und des Verbrauchs bei den verschiedenen untersuchten Szenarien

Betriebsverhalten von Mikro-Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden

Zum Erreichen der nationalen und internationalen klimapolitischen Ziele wird die Verbreitung von dezentral einsetzbaren Blockheizkraftwerken im niedrigen Leistungsbe- reich von der deutschen Bundesregierung vorangetrieben. Die Anlagen erreichen auf- grund der gekoppelten Erzeugung von thermischer und elektrischer Energie sehr hohe Wirkungsgrade und ermöglichen dadurch eine Einsparung an Primärenergie und somit eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

Mikro-Blockheizkraftwerke können in Heizungssystemen in verschiedenen Betriebsar- ten betrieben werden. Jede Betriebsart und jedes Konzept der Heizungsanlage hat Auswirkungen auf die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Somit ist die Op- timisierung der Betriebsarten insbesondere in Abhängigkeit von den Eigenschaften des eingesetzten Blockheizkraftwerks und dem Lastgang des zu versorgenden Gebäudes von großer Bedeutung. Hierbei sind der Einsatz eines thermischen Speichers und der Leistungsmodulation des Blockheizkraftwerks wichtige Konzeptparameter. In diesem Beitrag wird die Simulation des Betriebsverhaltens eines Blockheizkraftwerks vorge- stellt und ein Vergleich der Einspeiseprofile für drei Betriebsarten am Beispiel eines typischen Sommertags dargestellt.

Operation characteristics of micro-cogeneration units in residential build- ings

In order to achieve national and international climate aims, the spread of decentral- ized cogeneration plants in the low power range is supported by the German govern- ment. Because of the coupled production of thermal and electrical energy, the cogen- eration plants reach a level of high energy efficiency and realize a reduction of the consumption of primary energy and with that, a reduction of the emission of green- house gases.

Within the heating system, micro cogeneration plants can be operated in different op- eration modes. Every operation mode and every concept of the heating system affects the unit's energy efficiency and economic efficiency. An optimization of the operation modes based on the unit's characteristics and the load profile of the supplied building is of great importance. Main parameters are the integration of a thermal storage unit and the use of the modulation of the power output. In this article, the simulation of the operation characteristics of a cogeneration plant is presented and the load pro- files of three different operation modes for a typical summer day are compared.

Jan Teuwsen

Der Fokus der Forschungsarbeit liegt im Bereich der Mikro-Blockheizkraftwerke (Mikro-BHKW) mit einer elektrischen Leistung unter 15kW und einem Einsatz die- ser Geräte zur Versorgung von Wohngebäuden.

Die Auswahl und Auslegung der Anlage orientiert sich üblicherweise am thermischen Energie- und Leistungsbedarf des zu versorgenden Gebäudes. In diesem Fall wird der Betrieb als wärmegeführt bezeichnet. BHKW decken in Wohngebäuden nur die thermische Grundlast ab, da sie für einen wirtschaftlichen Betrieb eine gewisse Anzahl an jährlichen Betriebsstunden erreichen müssen. Der Anteil des BHKW am maximalen thermischen Leistungsbedarf liegt bei Wohngebäuden bei etwa 8 – 30%. Alternativ kann ein stromgeführter Betrieb (oder eine Kombination aus wärme- und stromgeführtem Betrieb) gewählt werden, bei dem sich die Leistungsabgabe des BHKW an der Nachfrage nach elektrischer Energie orientiert. Das Heizungssystem wird i.d.R. durch einen Spitzenlastkessel ergänzt, der die Leistungsdifferenz zwischen thermischer Leistung des BHKW und nachgefragter thermischer Leistung zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stellt. Zusätzlich kann im Heizungssystem ein thermischer Pufferspeicher integriert sein, der eine Überproduktion an thermischer Energie aufnimmt und die Betriebs- und Ruhephasen des BHKW flexibilisiert.

Um das Betriebsverhalten eines BHKW zu simulieren müssen zunächst thermischer und elektrischer Bedarfslastgang des betrachteten Gebäudes zugrunde gelegt werden. Wenn die Lastgänge des Gebäudes nicht bekannt sind, was bei Wohngebäuden i.d.R. der Fall ist, kann auf Referenzlastgänge für typische Tage innerhalb eines Jahres zugegriffen werden. Hierbei wird jeweils zwischen drei Phasen im Jahr (Sommer, Winter, Übergang), dem Wochentag (Werktag, Sonntag) und dem Wetter (heiter, bewölkt; im Sommer keine Unterscheidung) unterschieden. Bei Kenntnis örtlicher Wetterdaten kann aus diesen Tageslastgängen ein Jahreslastgang entwickelt werden. Im zweiten Schritt wird dieser Jahreslastgang des Gebäudes unter Hinzunahme von Informationen über das eingesetzte BHKW und die Zusatzkomponenten genutzt, um das Betriebsverhalten des BHKW und der Zusatzkomponenten in verschiedenen Betriebsarten zu simulieren. Für jede Viertelstunde des Jahres wird entschieden, wie das BHKW und die Zusatzkomponenten zu jedem Zeitpunkt auf den thermischen und elektrischen Leistungsbedarf des Gebäudes reagieren. Daraus lässt sich ein lastabhängiges Einspeiseprofil für den gesamten Jahresverlauf ermitteln. Abschließend lassen sich Jahresenergiebilanzen aufstellen, die für die weitere Auswertung benötigt werden.

In **Tabelle 5** wird ein allgemeiner Überblick über drei betrachtete Betriebsarten, wichtige Parameter sowie die Ziele der Betriebsarten gegeben.

Tabelle 5: Übersicht über verschiedene Betriebsarten eines BHKW

Betriebsart	Modulationsbetrieb	Speicherintegration	Ziel ggü. Volllastbetrieb
Modulationsbetrieb	Ja	Nein	Erweiterter Betrieb
Speicherbetrieb	Nein	Ja	Erweiterter Betrieb, geringer Taktbetrieb
Kombinierter wärme- und stromgeführter Betrieb	Ja	Ja	Hohe Wirtschaftlichkeit durch hohen Eigenverbrauch

Der kombinierte wärme- und stromgeführte Betrieb ist eine speziell konzipierte Betriebsart, die anhand der zusätzlichen Stromführung auf einen erhöhten Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie und damit auf eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bei vergleichbarer Energiebereitstellung abzielt. Der Einsatz der Beispielanlage, ein BHKW ecopower e4.7 der Firma PowerPlus Technologies GmbH, ist in einem Mehrfamilienhaus mit sieben Wohneinheiten, einer Wohnfläche von insgesamt 462m² und einem vergleichsweise hohen Energieverbrauch (Energiekennzahl des Gebäudes: 275kWh/(m²·a)) simuliert worden. Der thermische Pufferspeicher fasst 1480 Liter Wasser, also etwa 33,9kWh thermischer Energie im betrachteten Aufbau.

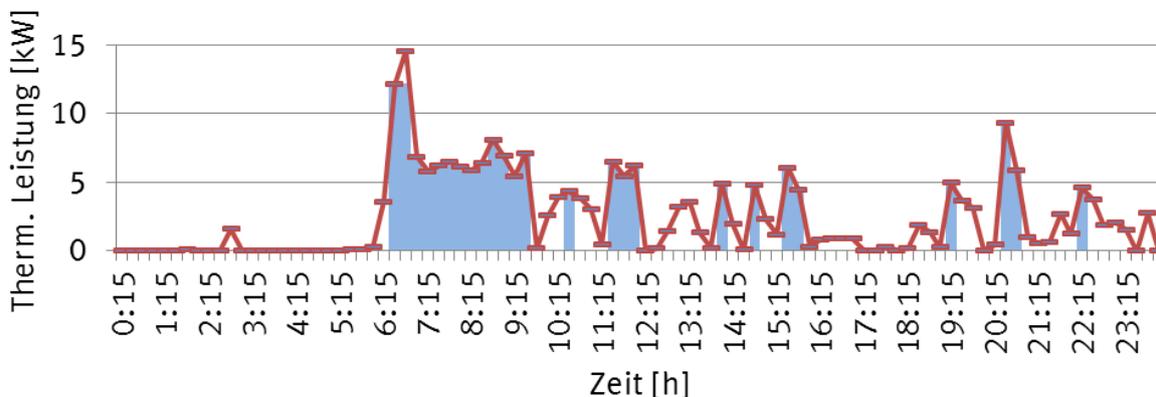
Das BHKW kann im Winter aufgrund des hohen thermischen Energiebedarfs i.d.R. ganztägig und unterbrechungsfrei betrieben werden, während im Sommer nur etwa 20% der im Winter produzierten Energiemenge vom BHKW bereitgestellt wird. Gerade in dieser Jahreszeit muss also durch eine intelligente Regelung eine möglichst hohe Auslastung realisiert werden.

Ein Vergleich des Betriebsverhaltens bei Einsatz der drei Betriebsarten ist für einen Werktag im Sommer in Bild 52 dargestellt. Ist ein thermischer Speicher in das System integriert, so verringert sich die Taktrate des BHKW nennenswert und über die gespeicherte thermische Energie wird die Versorgung des Gebäudes allein durch die im BHKW produzierte thermische Energie realisiert. Insgesamt wird also mehr thermische Energie vom BHKW zur Verfügung gestellt, als im Modulationsbetrieb. Beim kombinierten wärme- und stromgeführten Betrieb ist deutlich erkennbar, wie die Anlage in vielen Viertelstunden stromgeführt geregelt ist und einen Überschuss an thermischer Energie bereitstellt, der später vom thermischen Speicher an das Gebäude abgegeben wird.

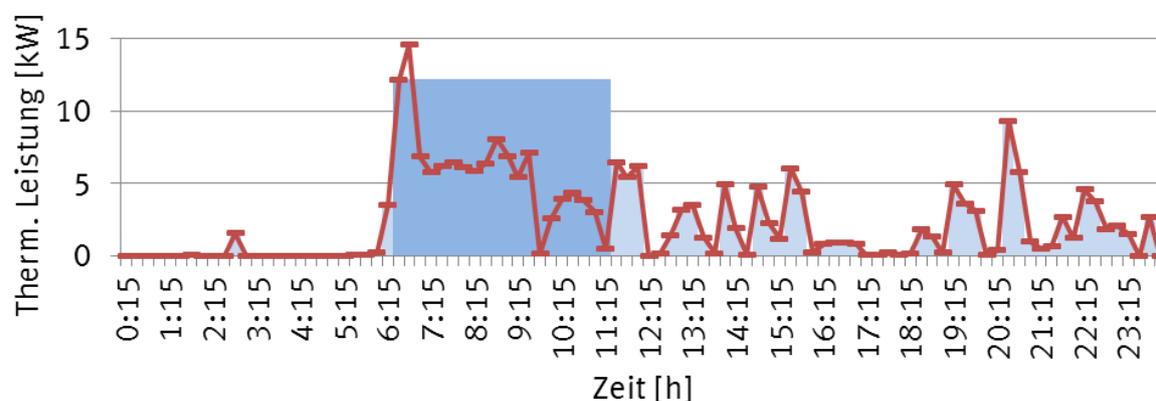
Auf Basis genauerer Analysen der Last- und Einspeiseprofile sowie einer Untersuchung der Jahresenergiebilanzen können im weiteren Verlauf Effizienz- und Wirt-

schaftlichkeitsbetrachtungen sowie eine weitere Optimierung der Betriebsarten angeschlossen werden.

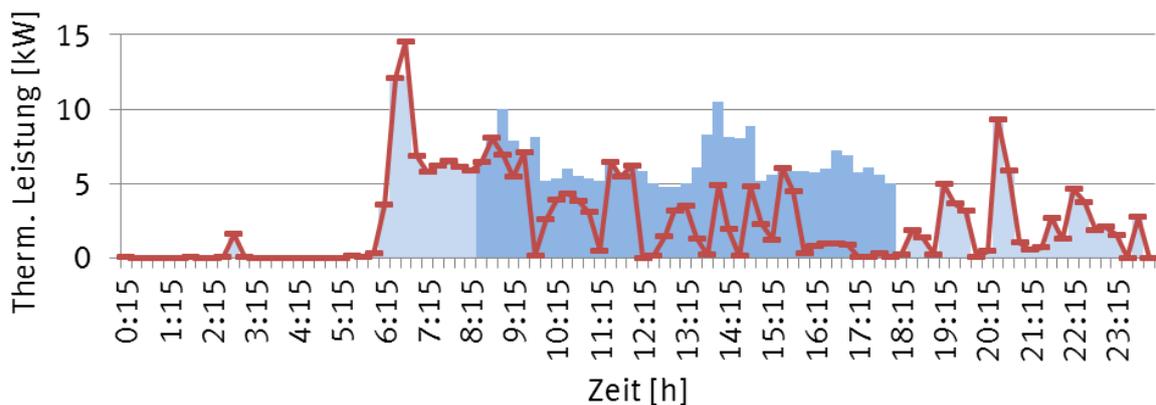
Modulationsbetrieb



Speicherbetrieb



Kombinierter wärme- und stromgeführter Betrieb



- Thermische Leistung (BHKW)
- Thermische Leistung (Speicher)
- Thermischer Leistungsbedarf

Bild 52: Vergleich des Betriebsverhaltens des BHKW an einem Sommertag (Werktag) in einem Mehrfamilienhaus

Standardisiertes Smart Metering als Schlüsselfunktion für die Energieeffizienz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen

Die unterschiedlichen Anforderungen sowie Strategien der Netzbetreiber und auch der Hersteller stellen heute noch ein Hemmnis für die flächendeckende Einführung von Smart Metering, insbesondere für mögliche Mehrwerte, dar. Diese innovativen Möglichkeiten von Smart Metering, in Verbindung mit den Kommunikationsinfrastrukturen, müssen heute weiterentwickelt und in die Standardisierungen mit einfließen. Es werden verschiedene Smart-Metering-Konzepte im Hinblick auf mögliche Zusatzfunktionen, wie zum Beispiel einem Energiemanagement für dezentrale Energieumwandlungsanlagen sowie das Laden von Elektrofahrzeugen, untersucht und eine mögliche Realisierung gezeigt.

Smart Metering as a key function for energy-efficient distributed energy resources

Today's varying requirements and strategies of network operators and producers present restraints for area-wide rollouts of Smart Metering systems. Smart Metering systems provide innovative functionality by the means of communication that needs further development to establish standardization. In this context different metering concepts in terms of energy management of dispersed energy resources and charging of electric vehicles are presented, including an implementation regarding the required communication interfaces.

Willi Horenkamp, Alexander Worgull

Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms gefördert.

Heutige Smart-Metering-Systeme werden für die reine Abrechnung der bezogenen Energie ausgelegt. Weitere Zusatzfunktionen, damit Kunden als auch die Netzbetreiber oder Messstellenbetreiber einen merkbaren zusätzlichen Nutzen erhalten und damit die neue Technik angenommen wird, müssen entwickelt werden. Neben einem Home Display und der Tarifauswahl kann z. B. ein Energiemanagement für dezentrale Energieumwandlungsanlagen, die Steuerung von z. B. Wärmepumpen oder auch ein gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen, mit den Kommunikationsstrukturen eines Smart-Metering-Systems vorgenommen werden. Um diese unterschiedlichen Zusatzfunktionen zu erfüllen ist die Modularität der Schnittstellen und Datenprotokolle ein wichtiger Aspekt.

Die heute vorhandenen Systeme lassen sich in folgende Varianten unterteilen:

- Variante 1: Elektronischer Haushaltszähler (eHZ) in Verbindung mit einem MUC-Controller (Multi Utility Communication)
- Variante 2: Elektronischer Zähler mit integriertem Kommunikationsmodul
- Variante 3: eHZ in Verbindung mit einem MUC-Controller und Zusatzmesseinrichtung sowie Steuerausgänge

Variante 4: Zähler mit Zusatzfunktionen wie z.B. Bereitstellung von Netzspannung oder auch weiteren Messgrößen an einer Datenschnittstelle in Verbindung mit erweiterten MUC-Controller sowie Datenkonzentrator

Die Variante 1 sieht die Verwendung von standardisierten, elektronischen Haushaltszählern (eHZ) vor, die nur über optische Schnittstellen verfügen. Es können über die rückseitige Schnittstelle die Zählernummer sowie der Wirkenergieverbrauch ausgelesen werden. Auf der Vorderseite besteht die Möglichkeit z. B. ein Home Display anzuschließen. Für eine Kommunikation mit dem Netzbetreiber ist ein zusätzliches Interface erforderlich, in der Regel ein sogenannter MUC-Controller, welcher im Lastenheft des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) beschrieben ist. Dieser ist in der Hauptfunktion ein Datensammler, der auf Basis einheitlicher Kommunikationsschnittstellen Verbrauchsdaten verschiedener Sparten abrufen und über eine Weitverkehrsschnittstelle weiterleitet (siehe Bild 53). Das Gesamtkonzept ist für einen bidirektionalen Betrieb nicht konzipiert, somit können keine Steuerinformationen über die vorhandenen Kommunikationswege versendet werden. Der Vorteil dieser Variante ist jedoch, dass die Energiemessung und informationstechnischen Komponenten getrennt sind, damit bei Neuentwicklungen des Kommunikationsinterfaces nicht das komplette System ausgetauscht werden muss.

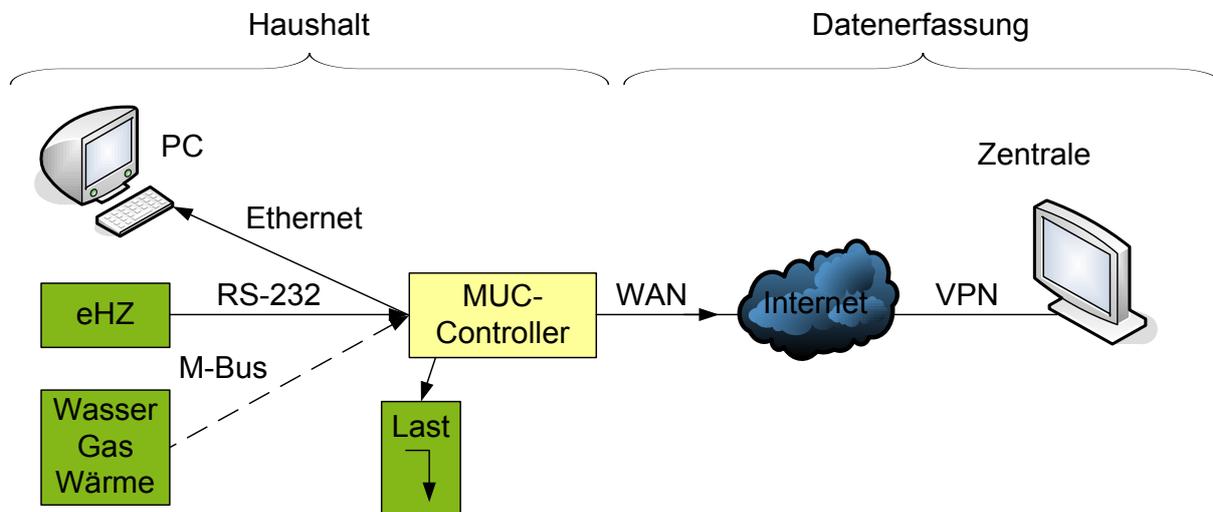


Bild 53: Topologie des MUC-Konzeptes

In der Variante 2 sind Zähler und Kommunikationsinterface im Zähler integriert. Neben der Erfassung von Wirk- und Blindenergie in Einspeise- und Bezugsrichtung (Vierquadrantenzähler) werden Power-Quality-Daten erfasst. Daneben ist bei einem System auch eine sogenannte Multipurpose-Expansion-Port-Schnittstelle (MEP-Schnittstelle) vorhanden. Diese erlaubt eine bidirektionale Kommunikation mit externen Endgeräten. Das Senden und Empfangen von Befehlen / Daten vom

zentralen Datenserver über diese Schnittstelle ist grundsätzlich möglich (siehe Bild 54). Nicht möglich ist die Nutzung des Datenkonzentrators in der Ortsnetzstation (ONS) um entsprechende Messdaten der Zähler auszulesen und Steuerbefehle zu den Zählern zu senden.

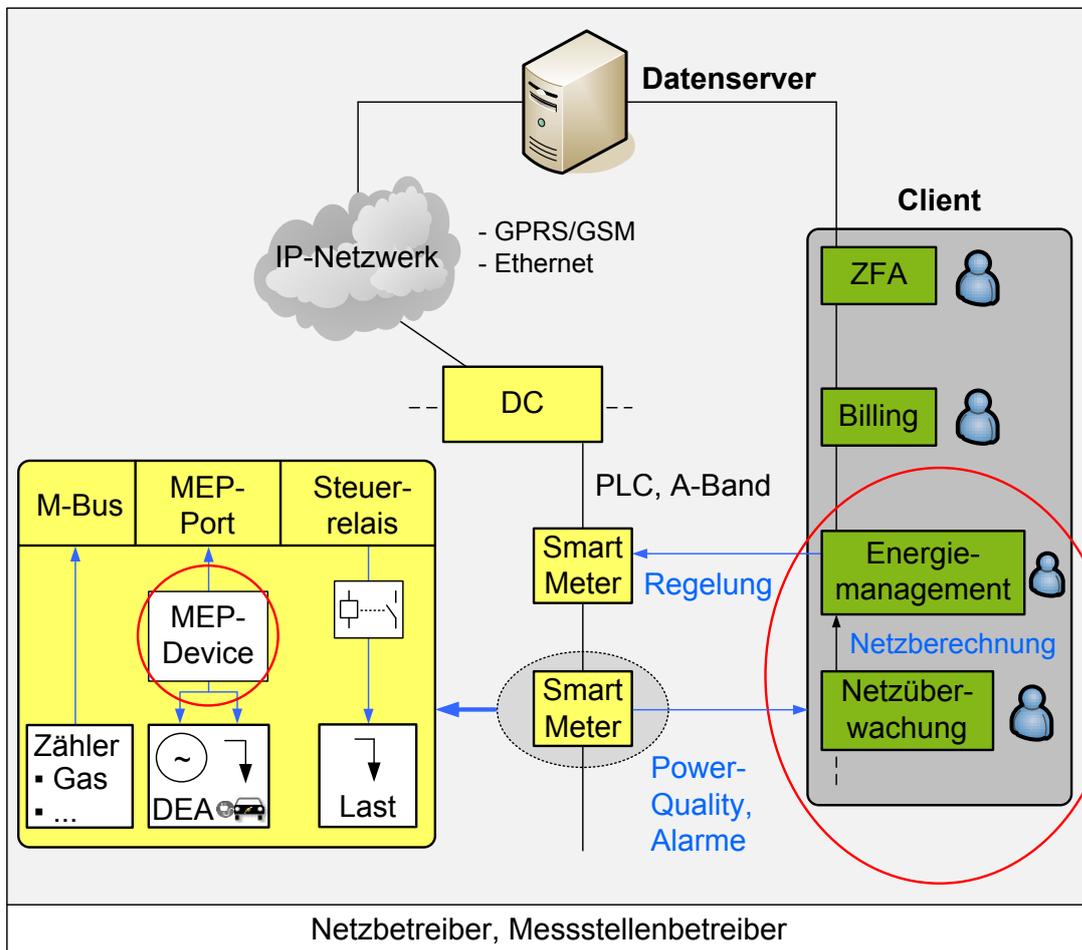


Bild 54: Architektur des Echelon Smart Metering Testsystems

Die Variante 3 entspricht der Variante 1, mit dem Unterschied, dass zusätzliche Messeinrichtungen, z. B. eine Spannungsmessung oder Schaltgeräte, vom MUC-Controller angesteuert werden können.

Die Forderung nach einem universellen, umfassenden Smart-Metering-System, welches eine bidirektionale Kommunikation zwischen den Zählern und dem Netzbetreiber ermöglicht, wird von keinem der oben genannten Systeme bereitgestellt. Neben einer bidirektionalen Kommunikation sollte für ein optimales System der Datenkonzentrator in der ONS eine Schnittstelle besitzen um eine dezentrale Steuerung zu ermöglichen. Daher wurde ein neues Konzept (Variante 4) entwickelt, welches die Vorteile der zwei vorherigen Varianten kombiniert und eine dezentrale Verarbeitung von Messwerten in der ONS gestattet. Bei der Kommunikation auf unterster Ebene werden Leistungswerte mit den Nachbarknoten ausgetauscht und Entscheidungen hinsichtlich der Steuerung und Regelung von Nieder-

spannungsverbrauchern sowie Einspeisern dezentral getroffen. Durch die Berücksichtigung aller relevanten Messstellen und Anlagen des Niederspannungsnetzes kann in der ONS die Optimierung eines Netzgebietes realisiert werden. Die Beibehaltung der Modularität innerhalb des Smart-Metering-Systems ist in dieser Variante auch gegeben. Eine mögliche Realisierung zeigt Bild 55.

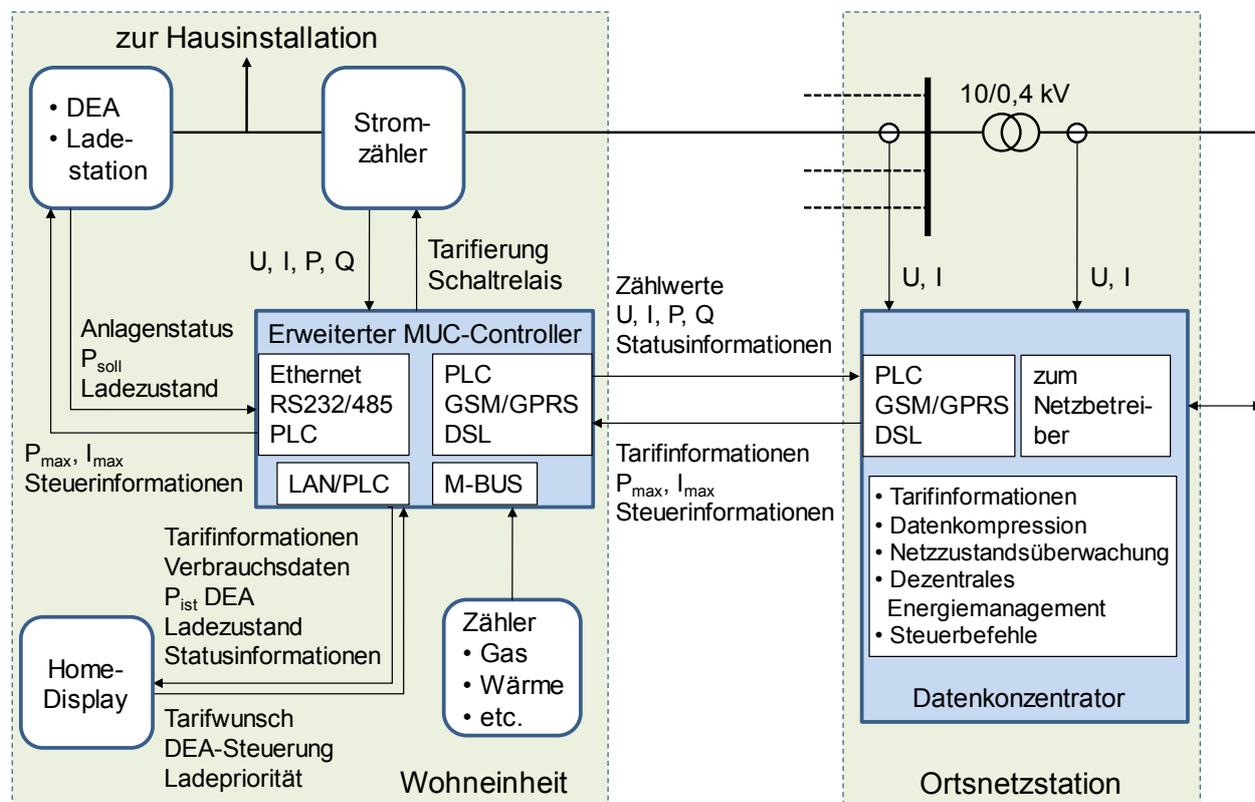


Bild 55: Erweitertes MUC-Konzept

Dieses erweiterte MUC-Konzept wird derzeit entwickelt und ermöglicht eine durchgängige Kommunikation unter Berücksichtigung eines zentralen/dezentralen Netz- und Energiemanagements. Neben der Messung einzelner relevanter Niederspannungsabgänge und der Summenmessung am Niederspannungstransformator stehen in der ONS lokale und zentrale Informationen zur Verfügung. Es müssen lediglich die relevanten Daten an ein übergeordnetes Managementsystem weitergegeben werden.

Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das heutige im MUC-Lastenheft beschriebene Anforderungsprofil hinsichtlich Mehrwerten von Smart Metering um zusätzliche Funktionen erweitert werden muss. Der Ansatz, die abrechnungsrelevante Energiemessung von der Kommunikationskomponente getrennt auszuführen, ist im Hinblick auf die technologische Weiterentwicklung der Kommunikationsstrukturen eine sinnvolle Vorgehensweise. Daher wurde das hier vorgestellte System auf Grundlage des MUC-Konzeptes weiterentwickelt.

Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge – Chancen und Hürden

Elektrische Energie kann auch heutzutage noch nicht im großen Maßstab gespeichert werden. Um eine ausgeglichene Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Regelleistung bei den Kraftwerksbetreibern. Technische Einheiten am Mittel- und Niederspannungsnetz werden in der Regel nicht zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt. Daher sollen nachfolgend die Chancen und Hürden im Bezug auf die Erbringung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge am Niederspannungsnetz diskutiert werden. Dazu wird eine Abschätzung des technischen Potenzials von Elektrofahrzeugen vorgenommen. Ferner erfolgt eine wirtschaftliche Bewertung der Ergebnisse unter Berücksichtigung der heutigen Preissituation am Regelleistungsmarkt.

Provision of control reserve by Electric Vehicles – Chances and Barriers

From a today's point of view electric energy can't be stored in large scale. In order to match generation and consumption the TSOs purchase control reserve. Usually, technical entities connected to the low voltage grid aren't used for providing control power. Due to this, the chances and barriers concerning the provision of control reserve by electric vehicles will be discussed for Germany in the following. Therefore an estimation of the technical potential of electric vehicles is given. In addition an economic evaluation is done taking into account the today's price situation of the German market for control reserve.

Johannes Rolink

Elektrofahrzeuge können prinzipiell auf verschiedene Arten einen Beitrag zur Regelreserve leisten. Einerseits können sie während des Ladevorganges als veränderliche Lasten betrieben werden. Eine Variante ist hier die Lastunterbrechung. Eine Alternative ist die Variation der Ladeleistung innerhalb eines festen, symmetrischen Bandes der Ladeleistung pro Fahrzeug. Nachteilig ist bei beiden Varianten, dass die Anzahl der ladenden Fahrzeuge und damit die potenzielle Leistungsreserve im Tagesverlauf stark schwanken.

Eine günstigere Variante besteht darin, die Fahrzeuge unabhängig vom Ladevorgang als Speicher einzusetzen. Dadurch kann sowohl negative als auch positive Regelleistung erbracht werden. Für die Bereitstellung positiver Reserveleistung wird jedoch ein bidirektionaler Ladeumrichter benötigt. Wird ein Teil der Fahrzeugbatterie exklusiv als Arbeitsreserve freigehalten, ist diese Betriebsart nur von

der zeitlichen Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Netz abhängig und damit unempfindlich gegenüber den Schwankungen der ladenden Fahrzeuge im Tagesverlauf.

In Bild 56 ist die Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Tagesverlauf bei ungesteuerter Ladung mit 3,7 kW dargestellt. Die Fahrzeuge werden ausschließlich am Arbeitsplatz und am Wohnort geladen. Bei den Verläufen werden die Fahrzeuge, die am Tag nicht mobil sind, einmal mit berücksichtigt (+ NM) und einmal vernachlässigt (- NM). Die Höhe der Verfügbarkeit schwankt zwischen 50% und 100%.

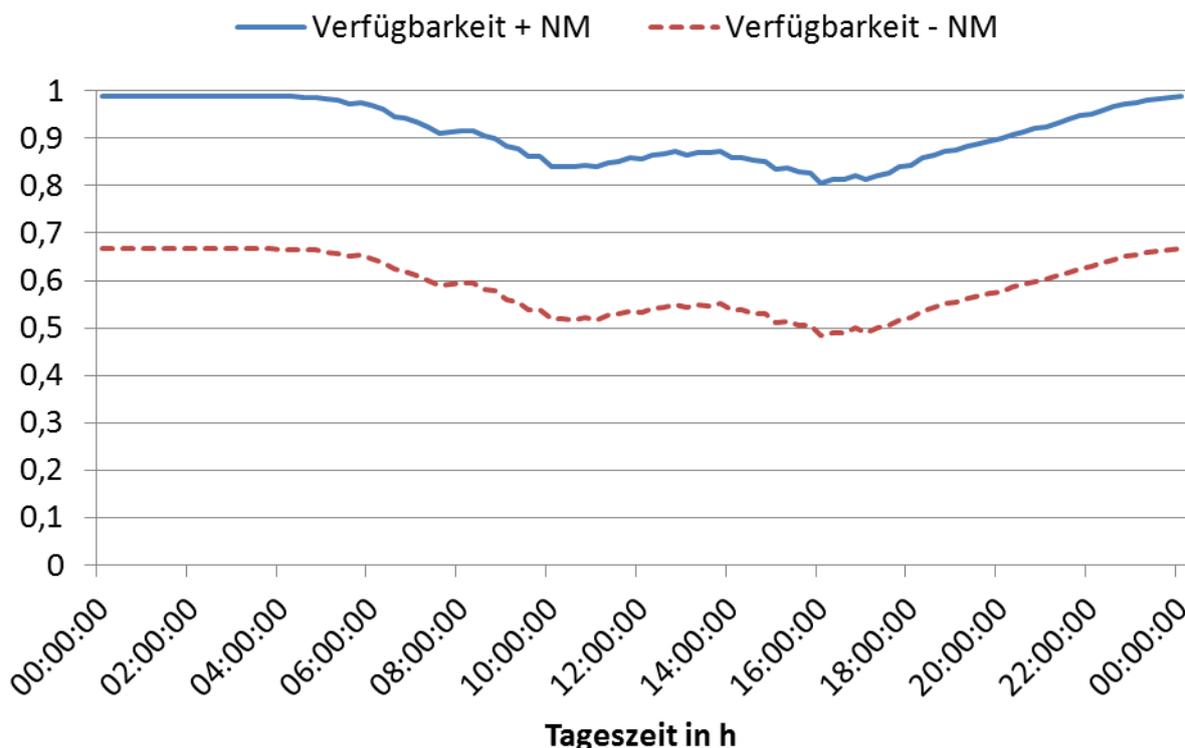


Bild 56: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Tagesverlauf

Für die Primärregelung ergibt sich bei einem Regelbereich von +/- 5% pro Fahrzeug und einer Nennleistung von +/- 3,7 kW (bidirektionaler Betrieb) bereits bei einer minimalen Zeitverfügbarkeit von $V_{min} = 50\%$ und 1 Mio. Fahrzeugen eine Leistungsreserve von 92,5 MW. Das entspricht etwa einem Siebtel der heute vorzuhaltenden Primärregelleistung in Deutschland. Ein Reservespeicher von 0,77 kWh würde pro E-Pkw genügen, um Primärregelleistung unter den gegebenen Voraussetzungen bereitzustellen.

Zur Abschätzung des Beitrages von Elektrofahrzeugen zur Sekundär- und Minutenreserve (SR/MR) wird das Arbeitsvermögen der Reservespeicher der Fahrzeuge so bemessen, dass für 4 Stunden die volle vorzuhaltende Leistung zu Verfügung gestellt werden kann. Die Fahrzeuge sollen sich pro Tag an nur einem Angebotszeitraum beteiligen. Ferner wird die gleichzeitige Erbringung von Sekundär- und Minutenreserve innerhalb des Angebotszeitraums ausgeschlossen. Der Reservespeicher wird unter Berücksichtigung der geforderten Arbeits- und Zeitverfügbarkeit, dem üblichen Tagesverbrauch der Fahrzeuge sowie unter Berücksichtigung der Batteriekapazität und der Ladeleistung zu 3 kWh angenommen. Wird idealisiert davon ausgegangen, dass die Verfügbarkeit der Fahrzeuge 100% beträgt, so könnte bei 1 Mio. Fahrzeuge eine Leistungsreserve von 750 MW erzielt werden. Das maximale Arbeitsvermögen eines solchen Fahrzeugpools beläuft sich auf 3000 GWh.

Unter den hier getroffenen Annahmen wirkt der potenzielle Beitrag, den Elektrofahrzeuge bei der Bereitstellung von Regelleistung leisten könnten, enorm. Schon mit 1 Mio. Fahrzeugen ließen sich beträchtliche Beiträge erzielen. Voraussetzung dafür ist, dass ein Teil der Batteriekapazität exklusiv als Reservespeicher vorgehalten wird. Das technische Potenzial der Fahrzeuge wird aber nur erschlossen werden können, wenn der Reserveeinsatz der Fahrzeuge an das wirkliche Nutzerverhalten angepasst wird. Hinzu kommt, dass ein z. T. großer technischer und damit einhergehend auch finanzieller Aufwand betrieben werden muss, um das technische Potenzial zu heben. Das betrifft aufgrund der hohen kommunikationstechnischen Anforderungen insbesondere die Bereitstellung der Sekundärregelleistung. Ferner kann der unkoordinierte Abruf von Sekundär- und Minutenreserve aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten zu einer Überlastung im Verteilnetz führen, wodurch sich weitere Einschränkungen ergeben.

Die Aussagekraft quantitativer Abschätzungen über zukünftige Erlöse aus der Bereitstellung von Regelleistung ist aus heutiger Sicht sehr begrenzt. Dennoch ist in Bild 57 eine Abschätzung der jährlichen Erlöse pro Fahrzeug wiedergegeben, um ein Gefühl für die Größenordnungen zu bekommen. Dabei wird vereinfachend die Annahme getroffen, dass die Fahrzeugreserve bei jedem Einsatz von SR/MR in vollen Umfang abgerufen wird. Bei den Angaben werden weiterhin technische Rahmenparameter wie Leistung, Reservekapazität sowie Abrufhäufigkeit und Verfügbarkeit der Fahrzeuge berücksichtigt. Aus wirtschaftlicher Sicht werden Arbeits- und Leistungspreise der Regelzone des ÜNB Amprion einbezogen sowie die spezifischen Stromkosten durch den Mittelwert des Baseload-Preises modelliert.

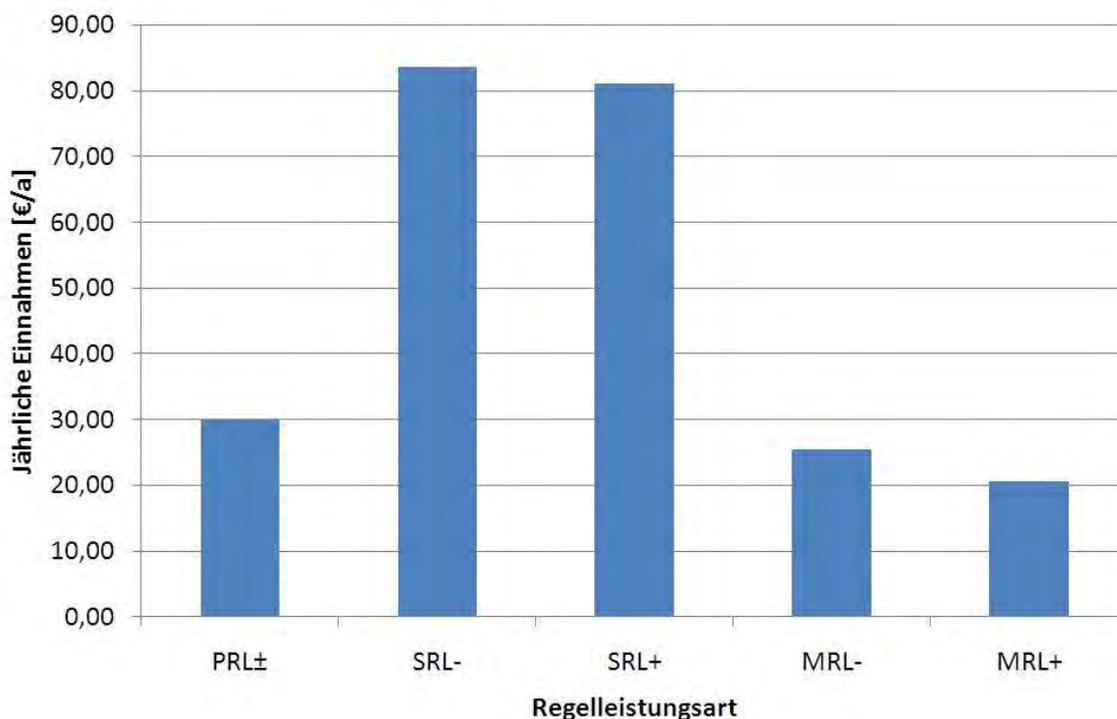


Bild 57: Jährliche Erlöse pro Fahrzeug für die Bereitstellung von Regelleistung

Trotz zum Teil stark idealisierter Annahmen fallen die Erlöse, die durch die Bereitstellung von Regelleistung pro Fahrzeug erwirtschaftet werden können, aus heutiger Sicht nur mäßig aus. Die Erlöse pro Fahrzeug, die sich aus der Bereitstellung von Primär- und Minutenreserve ergeben, betragen rund 20 bis 30 € pro Jahr. Die Erlöse aus der Bereitstellung von Sekundärregelleistung liegen etwa um einen Faktor 3 bis 4 höher. Von den Einnahmen müssen jedoch zusätzliche Kosten gedeckt werden, die hier nicht berücksichtigt wurden. Dazu zählen beispielsweise die Kosten für den Reservespeicher, den bidirektionalen Wechselrichter, die Kommunikation sowie zusätzliche Abgaben wie Steuern, Netznutzungsentgelte, EEG-Abgaben etc. Hinzu kommt, dass sich der Leistungsbedarf der Primär- und Sekundärreserve voraussichtlich auch in Zukunft nicht wesentlich verändern wird, der Regelleistungsmarkt somit begrenzt ist. Ferner stehen die Fahrzeuge in Konkurrenz zu alternativen Anbietern. Die Einnahmen der Fahrzeuge können somit nicht garantiert werden.

Ladestation - Laderegleransteuerung für Elektrofahrzeuge

Derzeit werden verschiedene Verfahren der Kommunikation zwischen Ladestation, Elektrofahrzeug und Nutzer entwickelt und in Feldtests erprobt. Standardisiert ist heute nur die informationstechnische Übertragung des maximalen Ladestromes von der Ladestation zum Fahrzeug sowie den Statusinformationen, Fahrzeug angeschlossen und ladebereit. Hierzu wird ein sogenannter Pilotleiter verwendet, welcher über einen zusätzlichen Leiter im Ladekabel realisiert wird. Da der Pilotleiter neben der Übertragung der Information über den maximalen Ladestrom während der Ladung auch eine Schutzfunktion übernimmt, können während des Ladevorganges nur beschränkt weitere Informationen übertragen werden. Eine Möglichkeit, auch während der Ladung weitere Informationen zu übertragen ist die Nutzung der Power Line Kommunikation. Es wird ein Verfahren aufgezeigt, welches eine Kombination von Pilotleiter und Power-Line-Kommunikation ermöglicht.

Charging station - charge regulator for electric vehicles

Various communication methods between an electric vehicle and a charging station are currently developed and tested. However the only standardized communication is the exchange of the maximum charging current and the status of the electric vehicle via a dedicated pulse wide modulation signal (pilot signal). The transmission of the pilot signal is carried by an auxiliary conductor within the charging cable. During the charging process additional data transmission is limited due to the protective function of the pilot conductor. The use of Power-Line-Communication offers the potential of additional data transmission during charging processes. This article presents a method of combining pilot conductor and Power-Line-Communication.

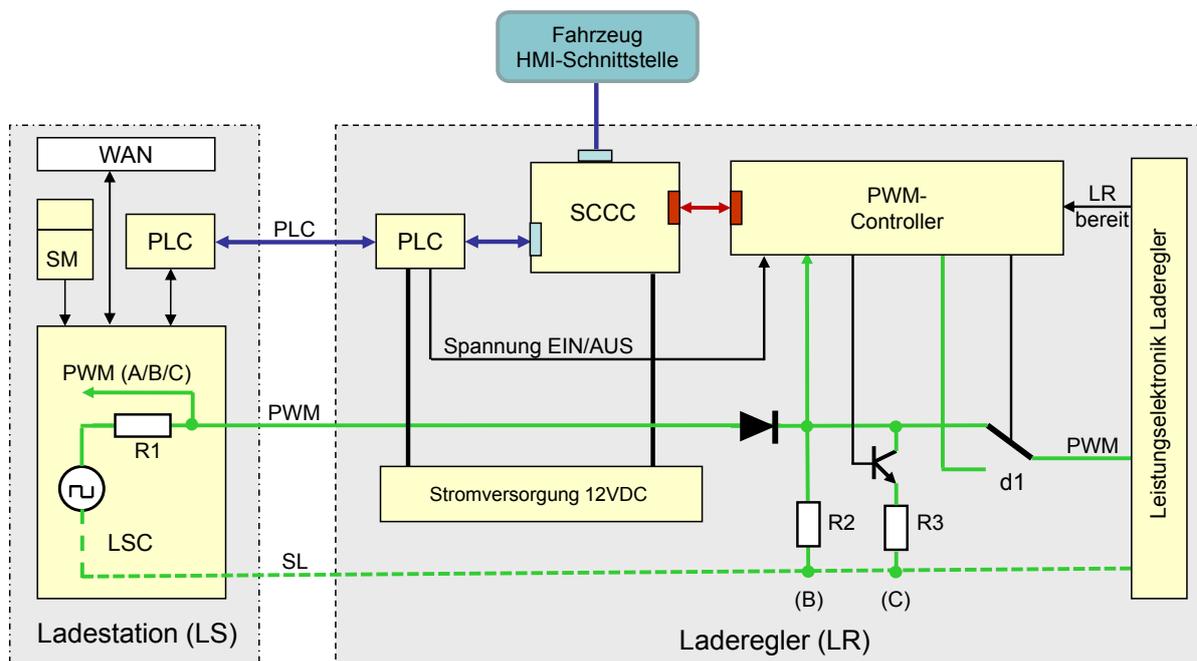
Willi Horenkamp, Sebastian Ruthe

In der Norm DIN EN 61851/ SAE J1772 wird ein Signal (Pilotsignal) spezifiziert, welches zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation eingesetzt wird. Das Signal setzt sich aus einer Pulsweitenmodulation (PWM) (von der Ladestation zum Fahrzeug) bzw. durch Widerstandskodierung (vom Fahrzeug zur Ladestation) zusammen und wird über einen zusätzlich im Kabel integrierten Leiter "Control" Pilot (CP) und den Schutzleiter (PE) übertragen. In erster Linie wird über das Pilot-signal der richtige Anschluss des Fahrzeuges an der Ladestation (Belastung des Pilotleiters) und danach der mögliche Ladestrom der Ladestation (PWM-Signal) zum Fahrzeug übertragen. Vor Beginn des Ladevorganges ist es darüber hinaus möglich weitere Parameter wie z.B. die Identität des Kunden/Fahrzeuges über den Pilotleiter zu übertragen. Während des aktiven Ladens realisiert das Pilotsignal eine zusätzliche Schutzfunktion (Rückführung des Pilotleiters über den Schutzleiter), in dem die Ladestation, über den Pilotleiter das vom Fahrzeug kodierte Spannungssignal ständig überwacht. Eine Übertragung von weiteren Parametern

wie z.B. dem Zählerstand oder dem Batteriestatus ist während des Ladens über den Pilotleiter somit nur eingeschränkt möglich.

Der hier vorgestellte Ablauf ermöglicht neben der Kommunikation über den Pilotleiter auch eine Kommunikation über eine PLC-Verbindung. Damit besteht die Möglichkeit Laderegler auch mit Ladestationen ohne PLC-Kommunikation anzu-steuern. Im Folgenden wird ein möglicher Ablauf eines Ladevorganges basierend auf den Pilotleiter und/oder PLC-Technologien dargestellt.

Nachdem die Verbindung zwischen Ladestation und Fahrzeug hergestellt ist, sen-det die Ladestation ein PWM-Signal, dieses wird über den Widerstand R2 belastet (Zustand B). Erkennt der PWM-Controller ein PWM-Signal zwischen 10 und 80%, so ist von der Ladestation keine PLC-Kommunikation möglich. In diesem Fall wird das PWM-Signal direkt als Stromvorgabe für den Laderegler genutzt. Der Laderegler teilt dem PWM-Controller mit, dass der Widerstand R3 zugeschaltet werden kann (Zustand C). Damit kann die Ladung beginnen, die Steckdose in der Ladesta-tion wird freigeschaltet (vgl. Bild 58).



Abkürzungen:

- | | |
|---|-----------------------------|
| PLC: Power-Line-Communications-Adapter | LSC: Ladestationscontroller |
| SCCC: Smart Charge Communication Controller | SM: Smart Meter |
| PWM: Pulsweitenmodulation | PWMC: PWM-Controller |
| HMI: Human Machine Interface | |

Bild 58: Blockschaltbild PWM-PLC-Kommunikation

Erkennt der PWM-Controller ein 5/95-PWM-Signal so erfolgt die Ladesteuerung über eine PLC-Kommunikation (vgl. Bild 59). Der Zustand (B) wird wiederum über R2 vorgegeben. Die Ladestation fordert daraufhin das Fahrzeug zur IP-basierten Kommunikation auf und schaltet den DHCP-Server frei. Anschließend bezieht das Fahrzeug eine IP-Adresse via DHCP und startet die Kommunikation durch Senden der Fahrzeugkennung an die Ladestation. Die Ladestation antwortet u.a. mit der Kennung des Ladepunktes. Auf die Identifikation folgt die Servicewahl, das Fahrzeug fragt die verfügbaren Services ab und die Ladestation antwortet mit einer Liste der verfügbaren Services sowie optionaler Parameter. Nach der Servicewahl werden die Netz-/Tarifparameter zur Ladung verhandelt. Das Fahrzeug sendet die Vertragskennung, den zugehörigen Energielieferanten sowie einen geschätzten Energiebedarf. Die Ladestation antwortet, mit dem maximalen Ladestrom sowie der Nennspannung und einer Liste mit Tarifinformationen, gekoppelt an die bevorzugte Ladekurve (zur Laststeuerung). Im nächsten Schritt sendet das Fahrzeug die Nachricht zur Steckerverriegelung („LineLock“) gefolgt von der Abfrage des Zählerstandes („Metering Request“, „Metering Receipt“). Die Ladestation prüft das vom Fahrzeug übertragene Statuswort sowie das Pilot-Signal auf den Zustand C (ladebereit) und schaltet daraufhin die Spannung ein. Während des Ladens sendet das Fahrzeug kontinuierlich Abfragen des Zählerstands über die Nachrichten „Metering Request“ bzw. „Metering Receipt“. Darin enthalten sind neben dem Zählerstand, der aktuelle Tarif, die maximal erlaubte Ladeleistung sowie das Statuswort des Fahrzeugs bzw. der Ladestation. Das Fahrzeug überprüft den Zählerstand sowie die Ladeparameter und schickt als Bestätigung der entnommenen Energiemenge eine signierte Kopie der empfangenen Parameter.

Für den Fall, dass sich aufgrund der aktuellen Lastsituation des Netzes die maximale Ladeleistung verändert, kann die Ladestation das Fahrzeug auffordern, erneut eine Verhandlung der Netzparameter („Power Discovery“) zu veranlassen. Zur Beendigung des Ladevorgangs schickt das Fahrzeug eine „Power Delivery“ Nachricht mit der Aufforderung die Spannung abzuschalten und den Stecker zu entriegeln („Line Lock“).

Grundvoraussetzung für die hier beschriebene Laderegleransteuerung ist, dass der Laderegler ein PWM-Signal, entsprechend der Norm verarbeiten kann. Ein Statusausgang des Ladereglers muss ebenfalls vorhanden sein. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Ansteuerung des Ladereglers über eine RS232-Schnittstelle oder CAN-Bus. In diesem Fall ist der PWM-Controller nicht erforderlich, die Steuerung erfolgt direkt vom Smart Charge Communications Controller.

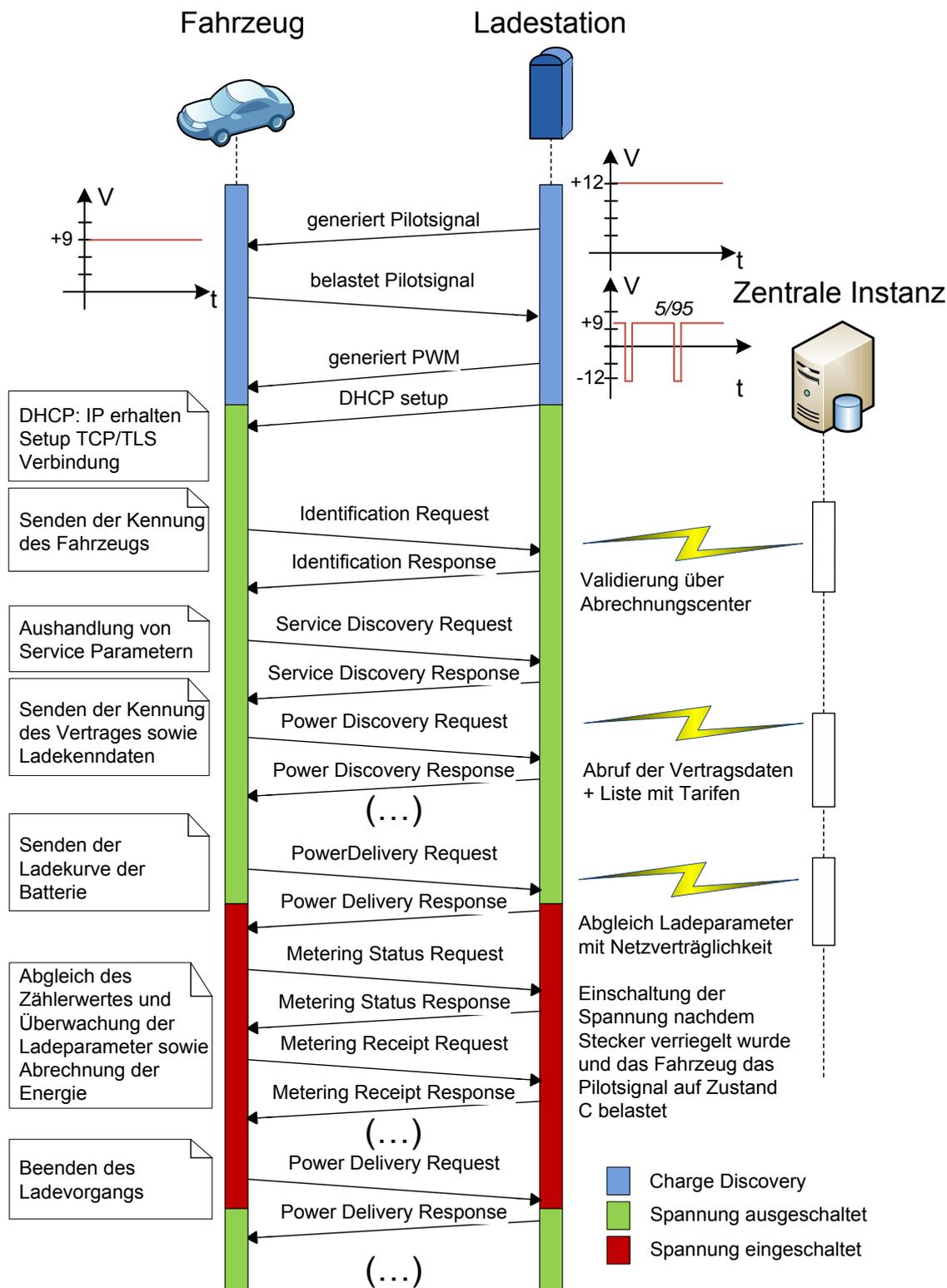


Bild 59: Sequenzdiagramm des Ladevorgangs

Im Beitrag "Benutzerschnittstellen zwischen Ladestation Elektrofahrzeug" wird ein Praxisbeispiel aufgezeigt, das die Integration des Smart Charge Controllers in den Mirco Vett Fiat 500 beschreibt.

Benutzerschnittstellen zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug

Damit der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen an der Ladestation informationstechnisch erfasst und abgerechnet werden kann, müssen die Ladestationen über Benutzerschnittstellen verfügen, die es dem Nutzer erlauben, sich Vorort anzumelden, den Ladevorgang zu starten und seine Vertragsdaten zu übermitteln. Neben dem Ladevorgang wie z.B. gesteuertes Laden, steht die Integration von Mehrwertdiensten während des Ladens im Fokus der Entwicklungen. Besitzt die Ladestation zusätzlich die Möglichkeit eine direkte Datenverbindung zum Fahrzeug aufzubauen, können weitere Dienste wie z.B. Karten-Updates für Navigationssysteme, Stauprognosen, Internet im Fahrzeug, Abgleich von E-Content (Musik, Videos, News) mit dem Entertainment System des Fahrzeugs ermöglicht werden.

User interface between Charging station and electric vehicle

In order to monitor, bill and interact with the charging process between an electric vehicle and a charging station, the charging station must provide a user interface allowing useridentification to the system and interaction with the charging process. Besides basic charging use cases and grid services the future use cases will focus more and more on value added services. If the charging station is able to communicate with the electric vehicle then the charging station can provide value added services such as map updates, congestion forecasts, internet access or synchronization of any kind of e-content for the vehicle / customer.

Willi Horenkamp, Sebastian Ruthe

Unter den heute verfügbaren Lösungen einer Benutzerschnittstelle für Ladestationen lassen sich drei unterschiedliche Kategorien identifizieren:

- Ladestationen mit einer statischen Schnittstelle zum Nutzer, ohne Datenverbindung zum Fahrzeug. Dazu gehören Smart Card / RFID Lösungen o. ä. bei denen sich der Benutzer über die auf der Karte gespeicherten Daten an der Ladestation authentifiziert und dann der Ladevorgang gestartet wird.
- Ladestation mit einer interaktiven Schnittstelle zum Nutzer, ohne Datenverbindung zum Fahrzeug. Darunter fallen Lösungen bei denen sich die Ladestation über ein Display oder ein zusätzliches Gerät z.B. ein Handy bedienen lässt.
- Ladestation mit Datenverbindung zum Fahrzeug. In diesem Fall werden die Daten des Fahrzeugs / Fahrzeughalters in der Regel über ein IP-basiertes Protokoll ausgetauscht.

Eine Übersicht der verschiedenen Konzepte ist Tabelle 6 aufgelistet wobei die Variante 3 die meisten Zusatzfunktionen ermöglicht.

Tabelle 6: Gegenüberstellung der Kategorien von Ladestationen

Variante	1	2	3
Vertragsinformationen	karten-/ personenbezogen	Device- /personenbezogen	fahrzeugbezogen
Mehrere Ladeprofile	nicht möglich	möglich	möglich
Statusmeldungen während des Ladens	einseitig über das Display an der Ladestation	vor Ort über das Device	im Fahrzeug
Dynamische Fahrzeugdaten z.B. Batteriestand	nicht verfügbar	nicht verfügbar	verfügbar, regelmäßige Aktualisierung
Lademanagement	Batteriezustand nicht verfügbar: muss geschätzt werden	Batteriezustand nicht verfügbar: muss geschätzt werden	möglich
Mehrwertdienste für das Fahrzeug	nicht möglich	nicht möglich	möglich

Bei allen drei Kategorien ist es generell möglich, dem Fahrzeug Informationen über die ID der Ladestation auf einer Internetplattform bereitzustellen. Sofern der Nutzer Zugriff auf die Plattform besitzt (z.B. über ein Smart Phone etc.), kann er zu Beginn oder während des Ladevorgangs Statusmeldungen abfragen oder zwischen unterschiedlichen Ladeprofilen bzw. Tarifen wählen. Aus Sicht des Gesamtkonzeptes für zukünftige Anforderungen ermöglicht ein automatisiertes Laden, mit Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladestation und Netzbetreiber, Energiedienstleister, das größte Potential, einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für den Massenmarkt bereitzustellen. Ein effektives Last-/Lademanagement für das Netz sowie Internetmehrwertdienste für das Fahrzeug können bereitgestellt werden.

Um diese Zusatzdienste zur Verfügung zu stellen befindet sich aktuell das von RWE und Daimler spezifizierte Smart Charge Communication Protokoll (SCC) auf dem Weg zur Standardisierung. Das Protokoll spezifiziert eine IP gestützte Kommunikation, die zur Identifizierung, Abrechnung, etc. benötigten Informationen bereitstellt und zwischen Fahrzeug und Ladestation austauscht. Die Kommunikationsverbindung wird dabei mittels Power Line Communication (PLC) hergestellt, so dass kein weiterer Leiter in das Kabel integriert werden muss. Die Steuer- / Kommunikationseinheit muss sowohl im Fahrzeug als auch in die Ladestation integriert sein (Bild 60). Diese stellt dann die Verbindung über PLC und das Ladekabel her. Zur Verifizierung der Kunden- / Vertragsdaten ist die Ladestation zum Beispiel über eine GSM-Verbindung mit einer übergeordneten Datenzentrale verbunden.

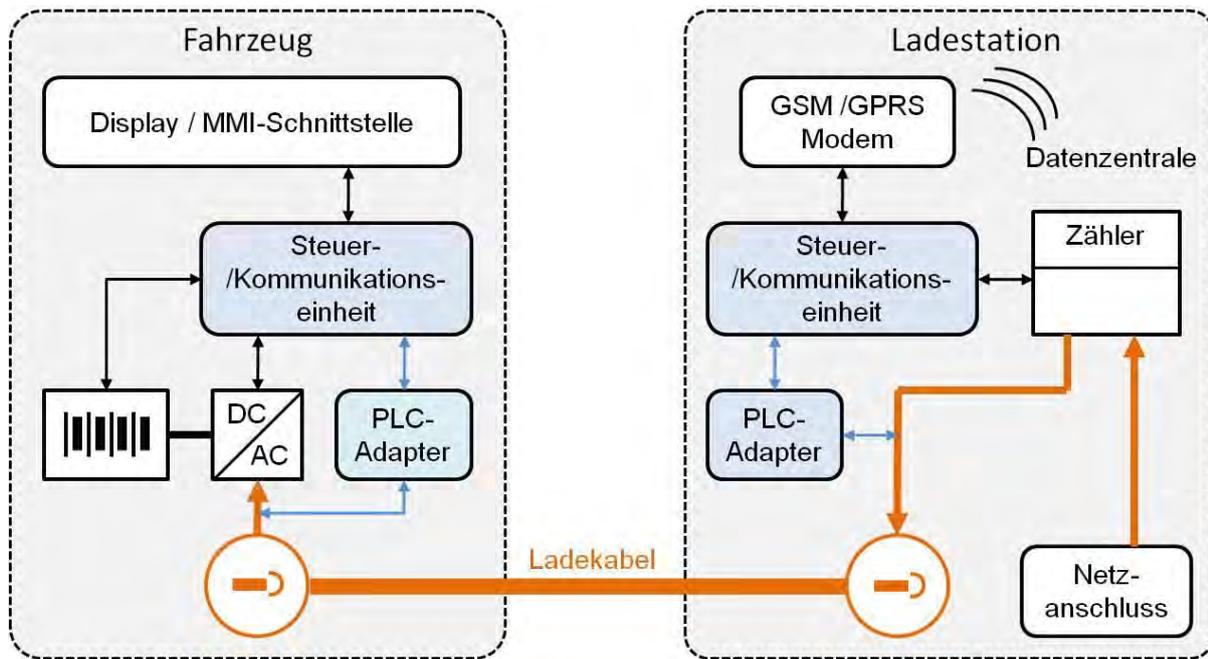


Bild 60: Systemkomponenten Fahrzeug und Ladestation

Die Kommunikation über PLC zwischen Fahrzeug und Ladestation ermöglicht einen komplett automatisierten Ladevorgang, der die folgenden Aspekte beinhaltet:

- Eindeutige Identifikation des Fahrzeugs, Fahrzeughalter respektive Benutzer des Fahrzeuges
- kWh-/ personen- oder fahrzeugbezogene Abrechnung der geladenen Energie
- Integration von Mehrwert-/Internetdiensten während des Ladens wie z.B. gesteuertes Laden
- Abgleich der Verkehrslage von Verkehrsdiensten im Internet mit dem Navigationssystem
- Fernsteuerung bzw. –Überwachung des Ladevorgangs über das Internet wie z.B. Abfrage des Batteriezustandes, Einschaltung der Standheizung / Klimaanlage, etc.

Die genannten Funktionen ermöglichen ein hohes Maß an Transparenz für den Benutzer als auch für den Stromlieferanten.

Im Rahmen eines Demonstrationsprojektes wurde von der TU Dortmund in Kooperation mit RWE und Harman Automotive das SCC-Protokoll auf einer von Harman entwickelten Head Unit umgesetzt. Der Ladevorgang beginnt vollautomatisch nachdem das Ladekabel mit dem Fahrzeug verbunden ist. Während des Ladens hat der Benutzer die Möglichkeit, sich Informationen über den Status, den Zähler-

stand der Ladestation, die geladene Energie sowie die Zählernummer der Ladestation auf der Head Unit des Fahrzeuges anzeigen zu lassen. Der Nutzer kann den Ladevorgang jederzeit manuell beenden, indem er den Button „Stop charging“ der Head Unit betätigt. Bild 61 zeigt die fertige Umsetzung, integriert in einen Fiat Karabag 500.

Neben den Ladeinformationen wurden bei diesem Projekt auch Internetdienste über die Ladestation für das Fahrzeug bereitgestellt. Die Ladestation wurde dabei via DSL-Modem an das Internet angebunden. Nach erfolgter Authentifizierung kann das Fahrzeug über den DHCP-Server eine weitere IP-Adresse beziehen, die von der Ladestation ins Internet geroutet wird

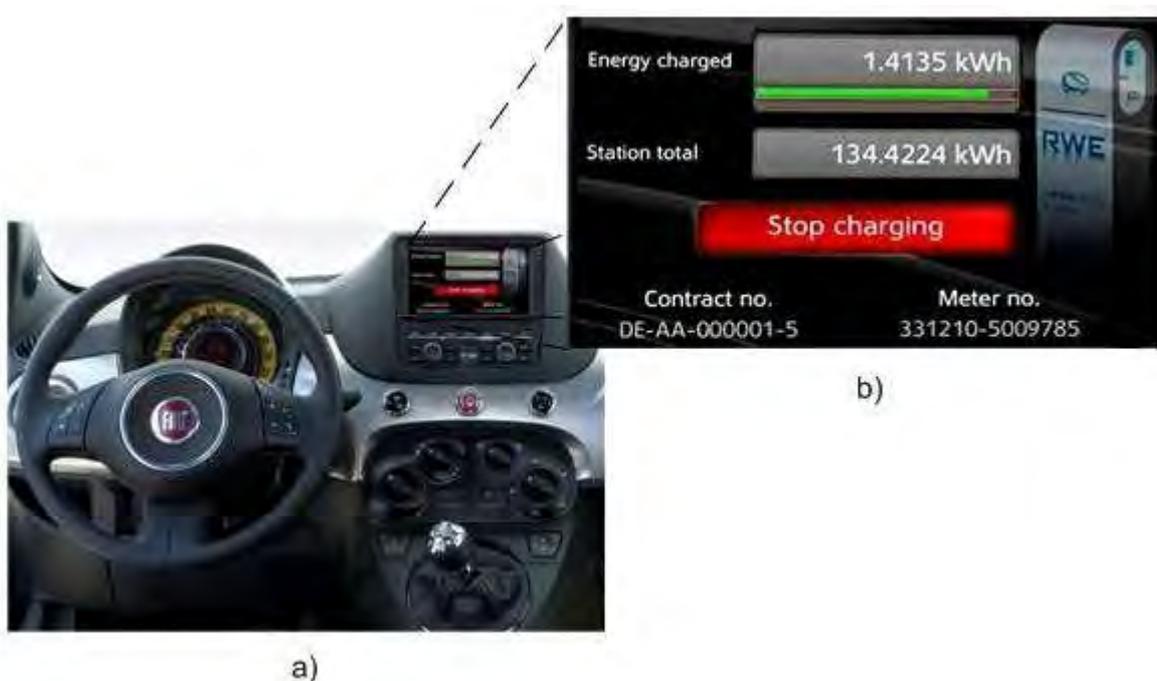


Bild 61: Umsetzung des SCPS auf der im Fiat 500 integrierten Head Unit von Harman (Quelle: Harman Automotive)

Von den vorgestellten Varianten, zum Datenaustausch zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug, ist die PLC-Technologie, insbesondere im Hinblick auf den zukünftigen Massenmarkt und die Realisierung von Mehrwertdiensten wie z.B. gesteuertes Laden, Internet im Fahrzeug, eine sinnvolle Lösung. Ein weiterer Vorteil ist die benutzerfreundliche Bedienung für den Fahrzeughalter oder Nutzer, es wird keine Chipkarte, etc. benötigt, Die Anmeldung an der Ladestation erfolgt automatisch über die im Fahrzeug oder alternativ Ladekabel gespeicherte Vertrags- oder Kundennummer.

Smart Charge Protokolle und Schnittstellen

Zur automatischen Abrechnung der von Elektrofahrzeugen bezogenen Energiemenge ist eine Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und Ladesäule erforderlich, wenn die Messung der Energie in der Ladestation erfolgt. Hierzu sind entsprechende Protokolle festzulegen, in welcher Form und nach welchem Muster die Kommunikation ablaufen soll. Zu diesem Zweck wurde von RWE in Kooperation mit Daimler und EMSYCON das Smart Charge Protokoll spezifiziert. Dazu wurde eine Referenzimplementierung des Protokolls erstellt und in zahlreichen Demonstrationsprojekten mit verschiedenen Automobilherstellern getestet. Die Software kann durch konfigurierbare Schnittstellen erweitert werden um die Daten anderen Komponenten im Fahrzeug zur Verfügung zu stellen.

Smart Charge Protocols and Interfaces

An automatic charging process that handles the energy based billing between an electric vehicle and a charging station, requires a communication protocol that specifies the behavior of each role. For this purpose RWE and Daimler specified the Smart Charge Protocol. To confirm the proof of concept a reference implementation of the Smart Charge Protocol was developed. The reference implementation has been tested and validated in several demo-projects with partners of the automotive industry. In order to exchange data between the implementation and other software components in the vehicle, the implementation has been extended by configurable interfaces that provide an appropriated data access.

Sebastian Ruthe

Das Smart Charge Communication Protokoll (SCC) definiert eine bidirektionale Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation. Als Kommunikationsmedium wird auf der Physical Layer PLC in der aktuellen Version Home Plug 1.0 Turbo eingesetzt, das eine Bandbreite von bis zu 100 MBit/s ermöglicht. Die Network Layer bestehen aus dem Internet Protocol (IP) in der Version 4 bzw. 6. Zum Schutz gegen mögliche Angriffe von außen wird die Verbindung auf dem Transport Layer verschlüsselt. Als Verschlüsselungstechnik wird die Transport Layer Security in der Version 1.2 eingesetzt. Der für dieses Verfahren notwendige Schlüssel wird zu Beginn jeder Verbindung mit dem Diffie-Hellman- Verfahren ausgetauscht, das einen abhörbarsicheren Schlüsselaustausch garantiert. Die Session Layer besteht aus dem SCC Session Protocol, welches die eindeutige Zuordnung einer Verbindung zu einer Ladesitzung ermöglicht (siehe Bild 62)

Die Smart Charge Protocol Specification (SCPS) spezifiziert den Ablauf sowie die Nachrichtenparameter bzw. deren Datentypen und bildet die Application Layer des SCC Protokolls. Die Daten werden im Smart Message Language (SML) Format nach Version 1.03 repräsentiert und übertragen.

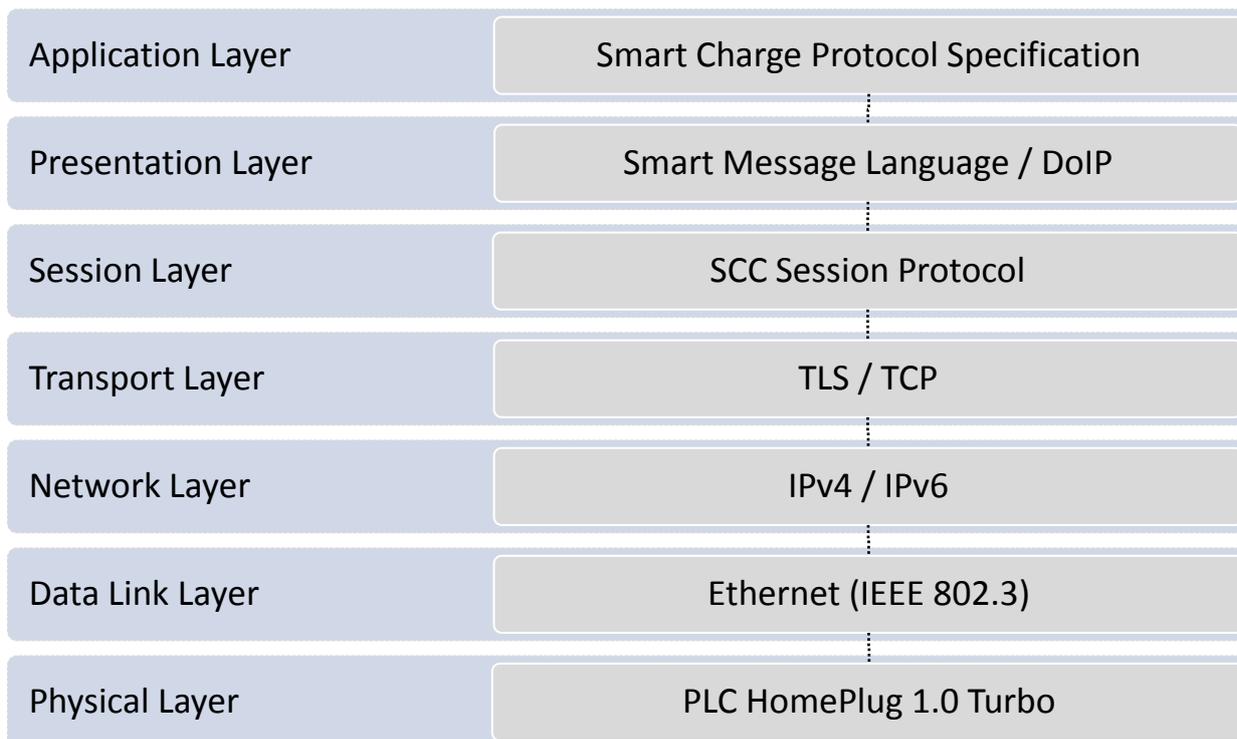


Bild 62: Protokollstack des Smart Charge Protokolls

Das im vorherigen Abschnitt beschriebene Protokoll ist der aktuelle Stand der Technik bezogen auf die Umsetzungen in der Praxis. Parallel zu dieser Version befindet sich aktuell eine zweite, auf der ersten Version aufbauende, Variante im Prozess der Standardisierung (ISO 15118).

Die beiden Varianten unterscheiden sich, abgesehen von einer leicht geänderten Abfolge der zu versendeten Nachrichten sowie einiger Parametererweiterungen, vor allem durch das gewählte Presentation Layer Protokoll. Während bei der ersten Version die im Smart Metering Umfeld verbreitete Smart Message Language (SML) eingesetzt wird, verwendet die ISO 15118 eine XML basierende Presentation Layer. Die Extensible Markup Language ist aktuell das Standardformat um Daten so zu repräsentieren, dass sie von Computern leicht verarbeitet werden kann. Da die standartmäßige ASCII Kodierung der XML ein großes Datenvolumen verursacht, wird aktuell die EXI Kodierung eingesetzt, die es erlaubt, ähnlich wie bei der SML, XML Nachrichten in ein kompaktes Byteformat zu kodieren.

Die Kodierung von XML im EXI Format reduziert zwar das Datenvolumen, gleichzeitig wächst aber die Codegröße sowie die Komplexität der Implementierung.

Im Rahmen zahlreicher Demonstrationsprojekte wurde eine C++ Implementierung des SCC Protokolls realisiert. Die Smart Charge Application SCA kapselt die inter-

nen Protokollabläufe sowie die protokollinternen Variablen von den eigentlichen Nutzdaten ab. Diese können über eine dedizierte Schnittstelle anderen Komponenten im Fahrzeug wie z.B. Laderegler, Visualisierung, Datenlogger etc. zur Verfügung gestellt werden (siehe Bild 63). Die Kapselung der Implementierung von den anderen Fahrzeugkomponenten (Software sowie Hardware), hat den Vorteil, dass die Schnittstellen nicht bei jeder neuen Protokollversion neu definiert bzw. angepasst werden müssen. Vielmehr muss nur die Implementierung des Protokolls ausgetauscht werden.

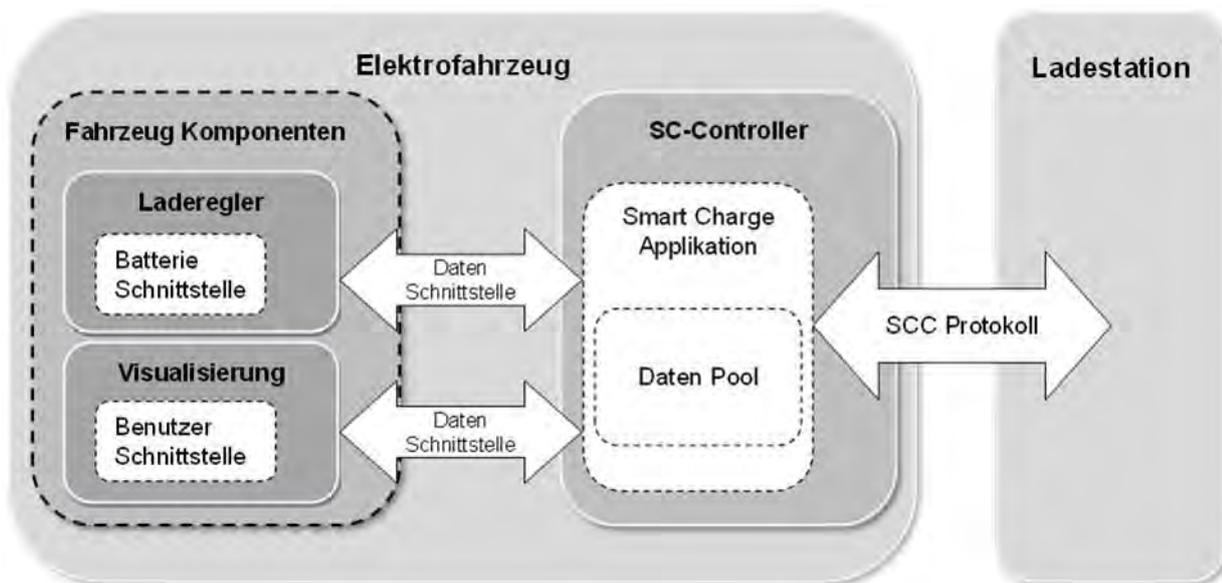


Bild 63: Schnittstellendesign zu Fahrzeugkomponenten

Die SCA-Applikation läuft dabei als eigenständiger Prozess in einer entsprechenden Laufzeitumgebung im Fahrzeug. Zur Steuerung der Protokollabläufe stehen Steuerbefehle zur Verfügung, die über die Schnittstellen an die SCA gesendet werden können. Die während des Ladevorgangs gesammelten Nutzdaten werden in einem Datenpool zwischengespeichert. Je nach Schnittstellentyp werden die Datensätze entweder in regelmäßigen Abständen (Push-Betrieb), per Anfrage (On Request), oder bei Änderungen (Publish/Subscribe) zur Verfügung gestellt. Die übertragenen Datensätze variieren dabei je nach Anforderungen an den Komponenten. Der Visualisierung kann somit ein Datensatz, bestehend aus Zählerstand, Zählernummer und Vertrags-ID zur Verfügung gestellt werden. Einem Laderegler im Fahrzeug hingegen kann auf diese Weise der maximale Ladestrom mitgeteilt werden.

Power Line Communication über den Pilotleiter

Als Kommunikationsmedium für die Datenübertragung während des Ladens von Elektrofahrzeugen eignet sich insbesondere die Breitband Power Line Communication (PLC). Die Einkopplung des PLC-Signals wird in der Regel über einen spannungsführenden Leiter und dem Neutralleiter vorgenommen. Allerdings sind bei dieser Übertragungsart auch die entsprechenden Normen hinsichtlich der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV), insbesondere die Störaussendung schwierig einzuhalten. Eine mögliche Alternative besteht darin, die Ein- und Auskopplung des PLC-Signals über den sogenannten Pilotleiter.

Power line communication of the control pilot

The power line communication can be used in particular as a communication medium for data transmission during the charging of electric vehicles. The PLC Signal is applied at power supply coupled on phase and neutral conductor. In this case the communication setting has to meet the standards in terms of electromagnetic compatibility (EMC), especially the electric emission has to be considered. A possible alternative is the input and output coupling of the PLC Signal on the pilot conductor.

Willi Horenkamp

Als Übertragungsmedium, um umfangreiche Ladeinformationen zwischen der Ladestation und Elektrofahrzeug auszutauschen, wird heute die Funk- oder die PLC-Technologie (Einkopplung des PLC-Signals auf einen spannungsführenden Leiter und Neutralleiter) genutzt. Eine weitere Alternative besteht in der Nutzung des Pilotleiters als Datenübertragungsmedium. Zu beachten ist hierbei dass die Kommunikation über den Pilotleiter nicht gestört wird, da der Pilotleiter eine zusätzliche Schutzfunktion übernimmt (DIN EN 61851/SAE J1772). Zudem müssen die vorgegebenen Grenzwerte hinsichtlich des Spannungsbandes sowie die Flankensteilheit des PWM-Signals eingehalten werden.

Eine Möglichkeit, über den Pilotleiter Daten zu übertragen, ist die Amplitudenmodulation des PWM-Signals. Bei diesem Verfahren ist zu beachten, dass ein Überschreiten des von der Norm vorgegebenen Spannungsbereiches schaltungstechnisch verhindert wird. Liegt zum Beispiel die von dem PWM-Generator der Ladestation erzeugte Spannung auf dem unteren Grenzwert, so muss schaltungstechnisch dafür gesorgt werden, dass die Amplitudenmodulation nur positiv eingekoppelt wird und umgekehrt. Nachteil dieses Verfahrens ist die relativ geringe erreichbare Datenrate sowie der erhebliche Zusatzaufwand, insbesondere dann,

wenn eine bipolare Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug gewünscht wird.

Alternativ besteht die Möglichkeit, die PLC-Technologie zu nutzen, nicht auf die spannungsführenden Leiter sondern auf den Pilotleiter die Daten ein- und auszukoppeln. Auch bei diesem Verfahren sind die in der Norm vorgegebenen Grenzwerte für den Pilotleiter einzuhalten. Gegenüber der Amplitudenmodulation sind hier eine bidirektionale Kommunikation sowie eine wesentlich höhere Datenrate möglich. Das Bild 64 (A) zeigt den Verlauf des PLC-Signals bei -12V sowie während eines PWM-Impulses (B). Zum Zeitpunkt (A) und (B) wurde jeweils das gleiche Datenpaket gesendet respektive empfangen.

Wie in Bild 64 zu ersehen ist, wird das PLC-Signal durch die Flanken des PWM-Signals gestört. Durch eine entsprechende Fehlerbehandlung wird jedoch sichergestellt, dass die Daten fehlerfrei übertragen werden. Da bei einer PLC-Kommunikation dauernd ein PWM-Signal mit einem konstanten Tastverhältnis von 5% von der Ladestation gesendet wird, besteht auch die Möglichkeit nur in dem Zeitbereich PLC-Kommunikation zuzulassen, wenn die Spannung des PWM-Signals konstant ist.

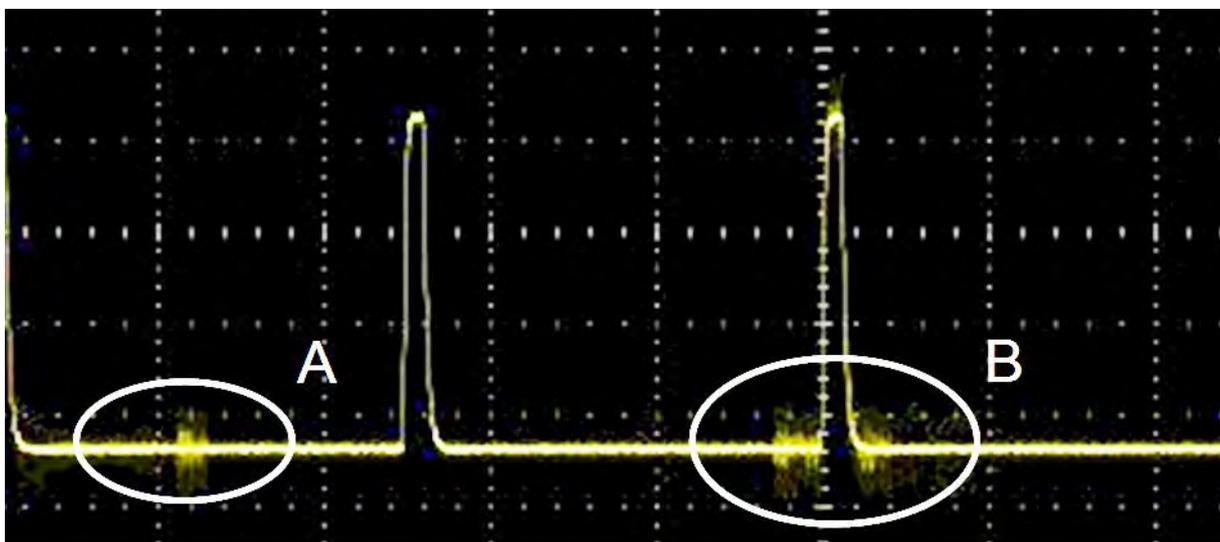


Bild 64: PLC-Kommunikation über den Pilotleiter

Somit kann in 95% der Zeit, das entspricht $950\mu\text{s}$, eine störungsfreie Datenübertragung erreicht werden. Die hier erforderliche Synchronisation des PLC-Signals

mit dem PWM-Signal ist allerdings mit einem zusätzlichem Hard- und Softwareaufwand verbunden.

Weiterhin liegt die Flankensteilheit des PWM-Signals nicht mehr innerhalb der Normgrenzwerte. Diese kann durch eine entsprechende Beschaltung des Pilotleiters vor dem Laderegler oder durch Optimierung der Ankoppelschaltung für das PLC-Signal angepasst werden. Des Weiteren ist zu beachten, dass durch die Überlagerung des PLC-Signals der untere Spannungswert nicht unterschritten werden darf, wenn das von der Ladestation gelieferte PWM-Signal dicht an dem unteren Normgrenzwert liegt. Gegenüber der Amplitudenmodulation des PWM-Signals kann das PLC-Signal jedoch relativ einfach herausgefiltert werden. Weiterhin ist eine Optimierung der eingespeisten PLC-Signalleistung, bezogen auf die maximale Länge der Leitung zwischen Ladestation und Fahrzeug notwendig, auch um die EMV-Grenzwerte einzuhalten.

Der wesentliche Vorteil bei der Nutzung des Pilotleiters als Übertragungsmedium zwischen Ladestation und Fahrzeug besteht gegenüber der Nutzung des Stromnetzes in der geringen Leitungslänge und damit verbundenen geringeren Störanfälligkeit. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Sendeleistung des PLC-Signals wesentlich geringer sein kann als bei einer Übertragung über das Stromnetz. Zusätzlich ist eine Ausbreitung des PLC-Signals über das Stromnetz nicht vorhanden, welches wiederum die Einhaltung der EMV-Grenzwerte besser beherrschbar macht.

Aufbau einer Laborumgebung zur Simulation von Elektrofahrzeugen am Niederspannungsnetz

Nachfolgend wird der Aufbau einer Laborumgebung beschrieben die es ermöglicht, die Ladeleistung und das harmonische Lastverhalten von Elektrofahrzeugen nachzubilden. Anhand des Modells können unterschiedliche Ladekonzepte entwickelt sowie getestet werden. Aufgrund der Steuerbarkeit der Modelllast besteht die Möglichkeit, den Aufbau zur praktischen Erprobung von Lademanagementstrategien zu verwenden. Ferner lassen sich anhand der Laborumgebung Ladestationskomponenten im Betrieb, d.h. während eines simulierten Ladevorganges testen. Zur realitätsnahen Nachbildung von Elektrofahrzeugen wurden die Ladelastverläufe verschiedener Fahrzeugmodelle gemessen.

Construction of a laboratory assembly for the simulation of grid-connected electric vehicles

In the following a laboratory assembly is described which is capable to model the charging power as well as the harmonic charging behavior of electric vehicles. With this model various kinds of charging concepts can be developed and tested. Due to the controllability of the model it is possible to use the assembly for practical tests concerning load management strategies. Furthermore it can be used for hardware-tests under stress that is during a simulated charging process. For the realistic modeling the charging curves of different electric vehicles were measured.

Johannes Rolink

Diese Forschungsarbeiten wurden im Rahmen des Projektes „IKT – basierte Integration der Elektromobilität in die Netzsysteme der Zukunft“ durchgeführt. Das Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Der Laboraufbau kann prinzipiell auf zwei Arten betrieben werden. Zum einen besteht die Möglichkeit des Betriebes am Niederspannungsnetz. Hier können sowohl ein- als auch dreiphasige Lasten simuliert werden. Die Simulation von Stromharmonischen ist in diesem Betriebsmodus nicht möglich. Dennoch besteht die Möglichkeit, die Höhe der Wirk- und Blindleistung zu regeln. Die maximale Wirkleistung beträgt im ein- und dreiphasigen Betrieb ca. 5,5 kW.

Im Inselbetrieb können nur einphasige Lasten nachgebildet werden. Im Gegensatz zum Netzbetrieb besteht hier aber die Möglichkeit, Stromharmonische mit zu simulieren. Damit können die unterschiedlichen Gleichrichtertechnologien in den Fahrzeugen berücksichtigt werden. Die maximale Last, die in dieser Betriebsart simuliert werden kann, beträgt je nach Stromverlauf bis zu 5,5 kW. In Tabelle 7 sind die wichtigsten Kenndaten zusammengefasst.

Tabelle 7: Betriebsarten der Laborumgebung

	Netzbetrieb	Inselbetrieb
1-phasig (1Ø)	Ja	Ja
3-phasig (3Ø)	Ja	Nein
Strom-Harmonische	Nein	Ja
Lastregelung	Ja	Nein
Max. Last	~ 5,5 kW	~ 5,5 kW

Der Aufbau der Laborumgebung ist schematisch in Bild 65 wiedergegeben. Den Kern der Laborumgebung bilden drei Leistungsverstärker, die einen Vier-Quadranten-Betrieb ermöglichen und damit sowohl zur Simulation von Lasten als auch Einspeisungen eingesetzt werden können. Die Stromsollsignale für die Leistungsverstärker werden im Netzbetrieb von einer Controller-Karte erzeugt. Über die Vorgabe des Phasenwinkels können sowohl kapazitive als auch induktive Lasten abgebildet werden. Die Stromsollsignale im Inselbetrieb werden von einem Signalgenerator erzeugt, mit dem sich frei wählbare Stromsollsignale erzeugen lassen.

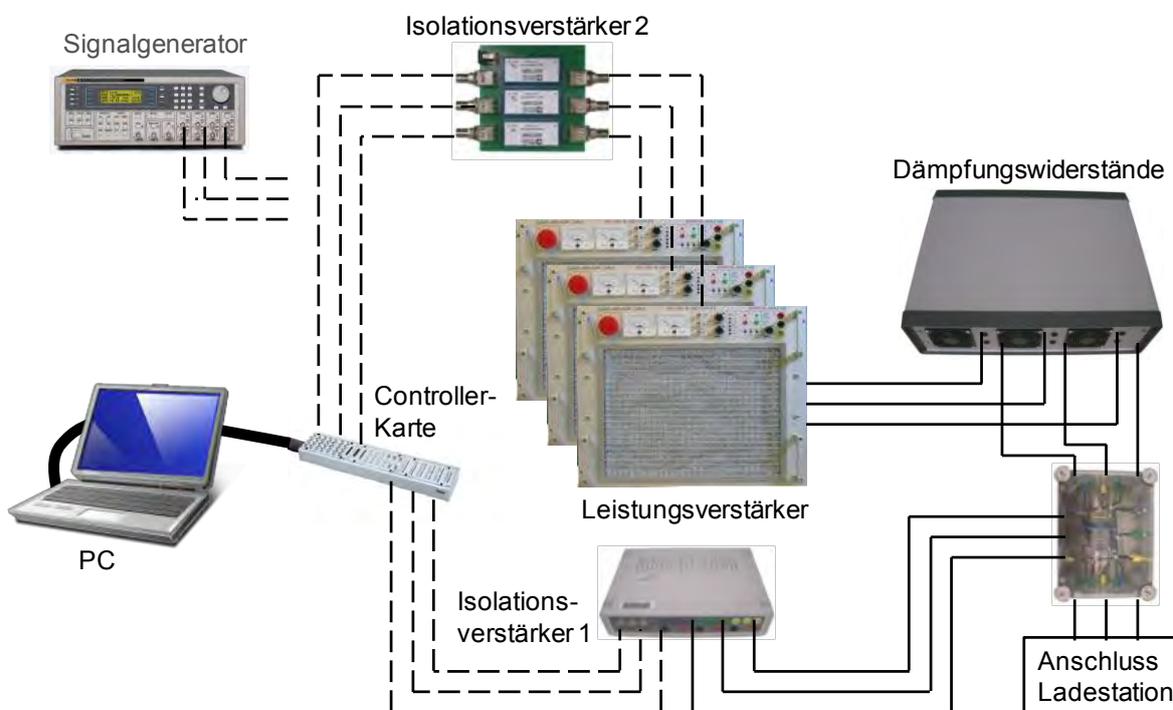


Bild 65: Aufbau der Laborumgebung

Größere einphasige Lasten können durch die Parallelschaltung der Verstärker erzielt werden. Für den Parallelbetrieb werden Dämpfungswiderstände benötigt, die ein unkontrolliertes Schwingen zwischen den Leistungsverstärkern verhindern. Parallel zum Aufbau der Laborumgebung wurde das Ladeverhalten verschiedener Elektrofahrzeuge gemessen. Zu den gemessenen Fahrzeugen zählt u. a. der Tesla Roadster, der Mini E von BMW, der Smart Electric Drive von Daimler sowie ein von der Firma Micro-Vett umgerüsteter Fiat 500. Die Messdaten wurden aufbereitet, analysiert und in die Testumgebung überführt. Bild 66 zeigt beispielhaft den mit der Laborumgebung nachgebildeten Stromverlauf des Fiats 500 von Micro-Vett.

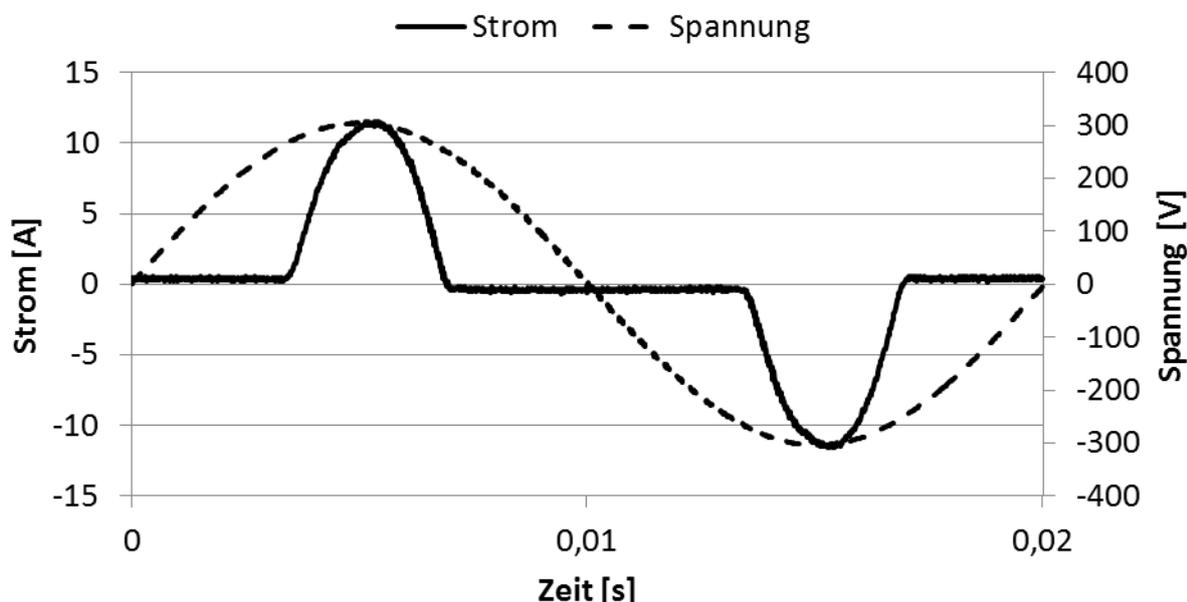


Bild 66: Simulierter Verlauf des Ladestroms vom Fiat 500 der Firma Micro-Vett

Zum Vergleich ist in Bild 67 der ursprünglich gemessene Stromverlauf wiedergegeben. Es ist ersichtlich, dass die Laborumgebung den gemessenen Stromverlauf qualitativ gut wiedergibt. Bei Einsatz von nur einem Verstärker als Modelllast kann jedoch der Spitzenstrom von 40 A nicht in voller Höhe nachgebildet werden. Höhere Werte lassen sich aber durch die Parallelschaltung mehrerer Leistungsverstärker realisieren.

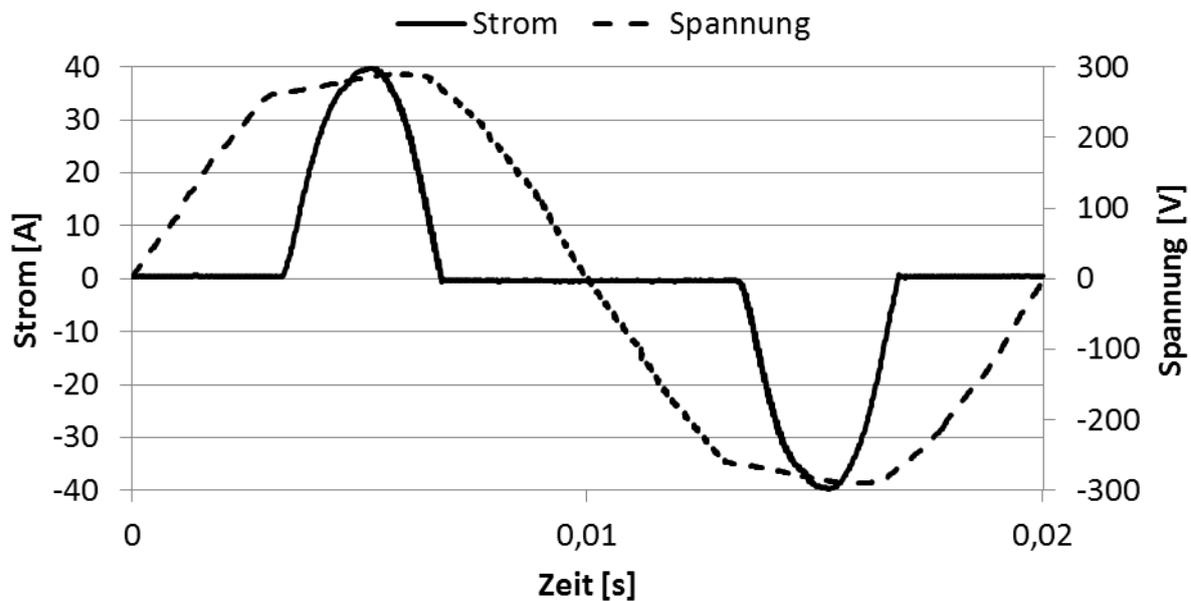


Bild 67: Gemessener Verlauf des Ladestroms vom Fiat 500 der Firma Micro-Vett

Gleichstromversorgungsstrukturen in Rechenzentren

Die moderne und immer weiter wachsende Infrastruktur der Informationstechnik (information technology, IT) ist das Rückgrat zukunftsorientierter Unternehmen und der Gesellschaft. Trends aus dieser Branche, wie die zunehmende Serveranzahl oder höhere Verfügbarkeiten, aber auch die allgemein steigenden Strompreise lassen den Energiekosten in der gesamten IT-Branche und besonders in Rechenzentren immer mehr Beachtung zukommen. Das führte dazu, dass in den letzten Jahren viele Konzepte unter den Begriffen „Green Grid“, „Green-IT“ oder „Blue IT“ entwickelt wurden. Diese Begriffe sind allerdings nicht klar definiert und beschreiben eine relativ große Anzahl von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in der Informations- und Telekommunikationsbranche. Innerhalb der Bandbreite dieser Maßnahmen wird hier untersucht, welche Auswirkung eine Änderung der Energieinfrastruktur von einer Wechselstrom- zu einer Gleichstromversorgung auf den Strombedarf hat.

DC Power Supply Systems in Data Centers

The modern and permanent growing infrastructure of the information technology (IT) is the base of future oriented companies and the society. Because of different trends in this IT branch and especially in data centers, the energy costs become focus of the attention. The trends are for example the increasing number of servers, higher availabilities, or the general increase of prices for electrical energy. During the last years many concepts under the terms „Green Grid“, „Green-IT“ or „Blue IT“ were developed. However, these terms are not clearly defined and describe a relatively large number of methods to increase energy efficiency in the information and communication industry. Within this spectrum of methods, this study investigates the effect on the power requirements by a change of the energy infrastructure from an alternating-current (AC) to a direct-current (DC) power supply system.

Yilmaz Cüceoglu

Dieses Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der KDvZ CitKomm durchgeführt.

Die Ansatzpunkte für Energieeinsparungen in Rechenzentren sind vielschichtig und setzen an verschiedensten Punkten an. Auf der Hardwareebene setzen sich zunehmend sparsame Komponenten durch. So sind es nicht nur die Chipsätze oder die Speichermedien, die immer effizienter werden, sondern auch die Netzteile und Kühlaggregate der Server- und Speichersysteme. Die Entwicklung auf der Softwareebene geht durch Maßnahmen wie Konsolidierung und Virtualisierung in Richtung höherer Systemauslastungen. Die Energie, die durch diese Maßnahmen nicht erzeugt wurde, führt zu einer Reduzierung des Kältebedarfs und zu einer geringeren Leistungsanforderung an die unterbrechungsfreie Stromversorgung. Die Klimatisierung ist ein weiterer Hauptansatzpunkt bei der Optimierung der Rechenzentren. Hier sind in letzter Zeit viele Ideen zur Lastregelung, Wirkungsgradverbesserung oder Raumkonzeption entwickelt worden. In Bild 68 ist zu erken-

nen, dass für die Klimatisierung des Rechenzentrums und der Büros (Strom für die Kältemaschine, Klima Rechenzentrum und Klima Büro) genauso viel Energie benötigt wird (56%) wie für deren eigentlichen Betrieb.

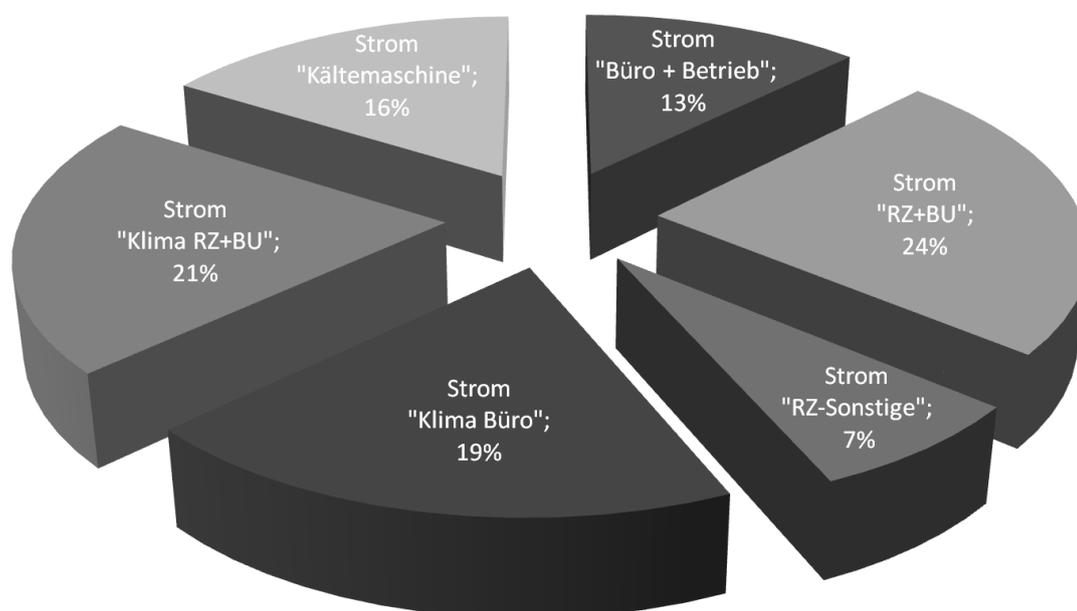


Bild 68: Aufteilung des Energieverbrauchs in einem Rechenzentrum

Weitere Aspekte zur Verbesserung der Energieeffizienz sind Powermanagement- und Monitoringsysteme oder ein Energie-Contracting.

Bisher blieb bei dieser Betrachtung die elektrische Infrastruktur der Gebäude weitgehend unberücksichtigt. Nur vereinzelt trifft man auf Konzepte zur Optimierung der Verkabelung zum Beispiel durch Schienensysteme oder einer Neubewertung der redundanten Auslegung des Netzes. Ebenso wenige Maßnahmen existieren im Bereich der Optimierung der Spannungsform.

Gegenwärtig werden nahezu alle Komponenten in einem Rechenzentrum und somit auch die Serversysteme, über das 230/400 V-Wechsel- oder -Drehstromnetz versorgt. Fakt ist aber auch, dass alle Hardwaresysteme intern mit einer viel niedrigeren Gleichspannung (direct current, DC) von maximal 12 V arbeiten. Diese Spannung wird erst an jedem einzelnen Gerät mittels Schaltnetzteilen bereitgestellt. Jedes dieser Netzteile erzeugt bei der Umwandlung von Wechselspannung (alternating current, AC) in DC Verluste und kann zudem nur selten im Nennlastbereich betrieben werden. Weiterhin verfügt jedes Rechenzentrum aus sicherheitsrelevanten Aspekten über Anlagen für eine unterbrechungsfreie Stromversor-

gung (USV-Anlagen), in denen die vom Netz bereitgestellte Wechselspannung gleichgerichtet, gespeichert und anschließend wieder in die ursprüngliche Form wechselgerichtet wird. Bild 69 zeigt das beschriebene Netzschema.

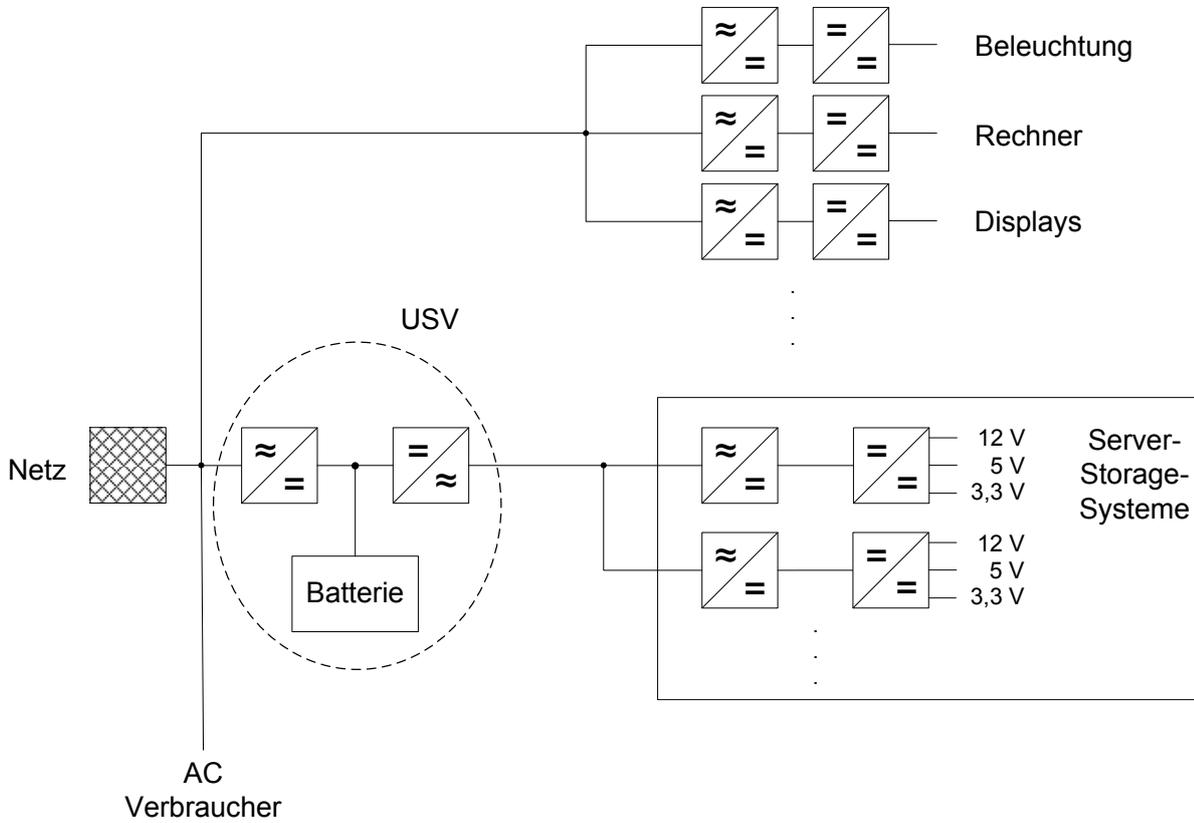


Bild 69: Netzschema einer üblichen Versorgungsstruktur

Im Rahmen dieser Studie wird untersucht, welches Optimierungspotential eine externe, zentrale DC-Spannungsversorgung gegenüber den herkömmlichen, integrierten AC-Netzteilen bietet. In diese Betrachtung sollen Lösungsmöglichkeiten auf der Ebene von Einzelkomponenten und der gesamten Infrastruktur berücksichtigt werden.

Die Basis zur Entwicklung einer optimierten Gleichstromversorgungsstruktur ist die Erfassung, Darstellung und Bewertung des existierenden technischen Versorgungssystems. In diesem ersten Schritt wird das System analysiert und visualisiert, die einzelnen Komponenten ermittelt und kategorisiert und die Energieverbräuche erfasst. Auf diese Weise werden alle Energieverbräuche und Energiepfade des Gebäudes transparent gemacht. Bild 70 zeigt den Verlauf der Leistungsaufnahme zweier Verbrauchergruppen aus den Kategorien „Büro“ (1) und „Rechenzentrum“ (2).

Aufbauend auf diesen Ergebnissen können neue Versorgungsstrukturen entwickelt werden, mit dem Ziel, den Energieverbrauch des Gesamtsystems zu optimieren. Dies ist nicht nur wegen der wirtschaftlichen Vorteile im Interesse des Betreibers, sondern wird seitens der Politik auch zunehmend gefordert (EU-Code of Conduct on Data Centers). Ein erklärtes Ziel der Bundesregierung ist die Klimaneutralität von Rechenzentren zu erreichen. Dieses Ziel ist jedoch ohne die Einbindung regenerativer Energien nicht vorstellbar. Vor diesem Hintergrund werden anschließend die verschiedenen Konzepte nach ihrer Effizienz, Umweltbelastung und Versorgungssicherheit beurteilt. Ein Beispiel für ein alternatives Versorgungskonzept veranschaulicht Bild 71.

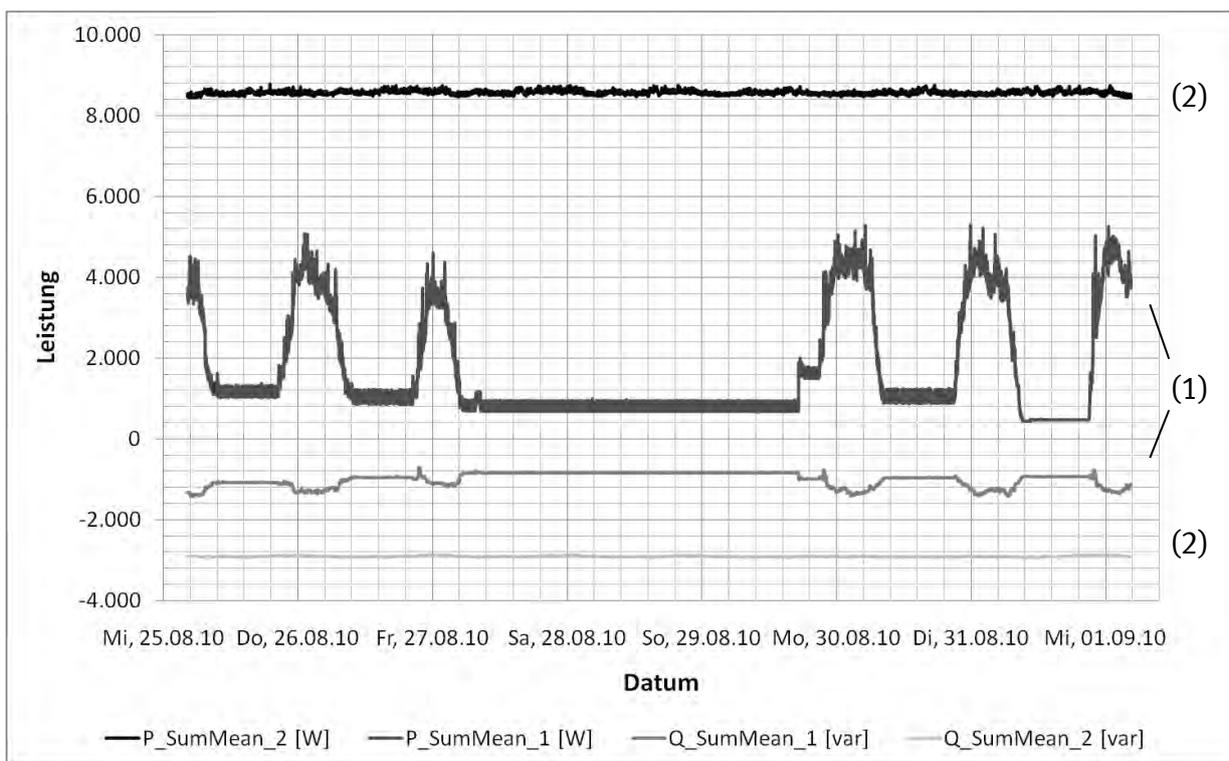


Bild 70: Leistungsaufnahme der Verbrauchergruppen „Büro“ (1) und „Rechenzentrum“ (2)

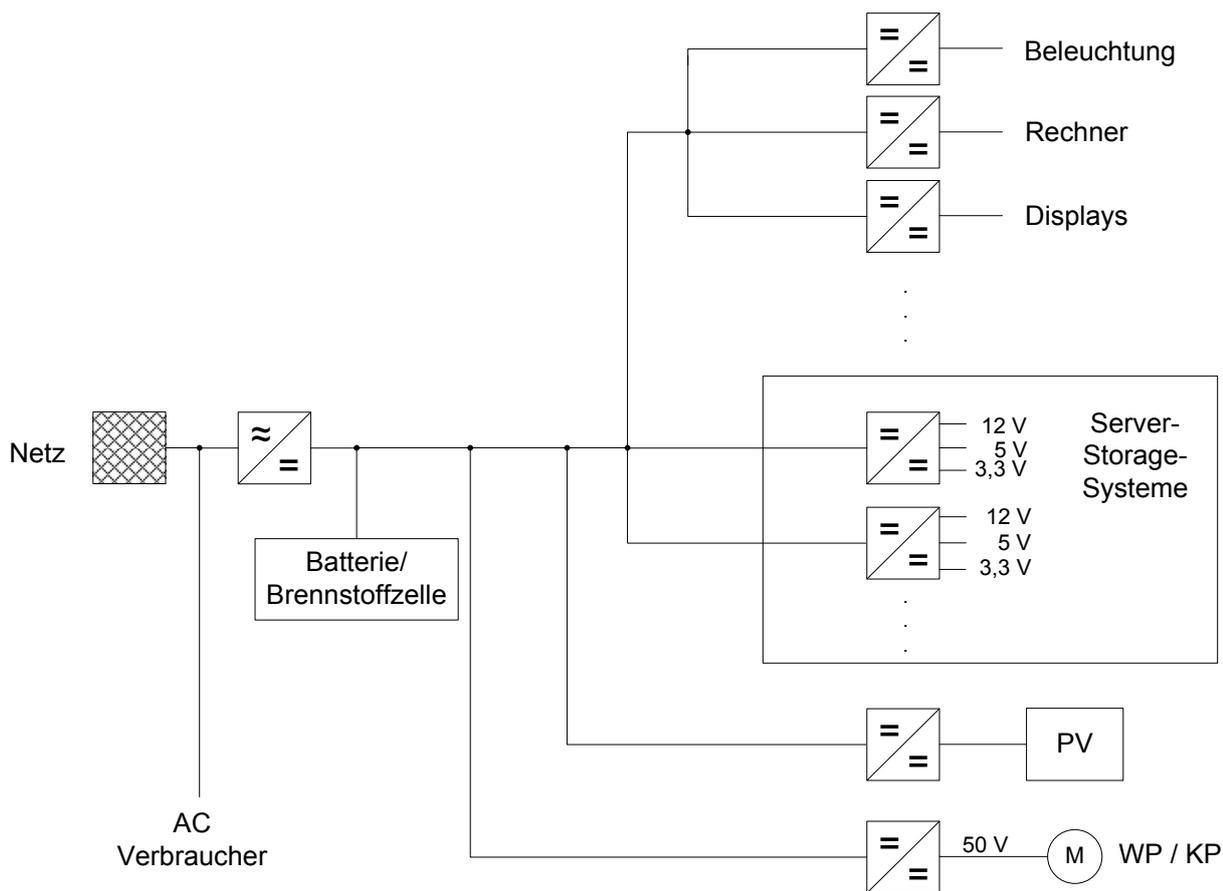


Bild 71: Alternatives Versorgungskonzept

In diesem Konzept ist es vorgesehen, die fest installierten Gleichstromverbraucher wie die Server, die Beleuchtung oder Wärme- und Kältepumpen (WP/KP) über ein eigenes Gleichstromnetz zu versorgen. Gleichzeitig kann z. B. eine Photovoltaikanlage in das interne Versorgungsnetz einspeisen, dabei kann die Energie direkt die Verbraucher versorgen oder gespeichert werden.

Im letzten Schritt werden die unterschiedlichen Versorgungskonzepte auf ihre technische Realisierbarkeit geprüft. Hier wird unter anderem untersucht, welche Konzepte in ein bestehendes Gebäude integriert werden können und welche nur für ein neu zu errichtendes Objekt geeignet sind.

Forschungspotential: Kombiniertes Netz-, Markt- und Speichermodell

Der forcierte Ausbau an erneuerbaren Energien und die daraus entstehende Zunahme an fluktuierenden Einspeisungen erfordern Strategien, um ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten und den ökologisch produzierten Strom bestmöglich umzusetzen. Bereits heute kommt es zu Situationen, in denen das Angebot die Nachfrage nach elektrischer Energie übersteigt. Dies konnte an der Strombörse im vergangenen Jahr anhand von negativen Preisen beobachtet werden. Eine Möglichkeit der Verwertung des Überangebotes aus erneuerbaren Energien bieten Speichertechnologien, dessen Ausbau derzeit nachgegangen wird. Neben der Technologie sind jedoch auch die Netzintegration und der Netzausbau für einen wirtschaftlichen Betrieb von Bedeutung.

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes sollen bestehende Modelle des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund miteinander verknüpft werden, um für zukünftige Szenarien den Einsatz von elektrischen Speichern unter Berücksichtigung der Netzintegration wirtschaftlich zu bewerten. Zur Anwendung kommen ein Markt-, Netz und Speichermodell. Durch eine integrierte Betrachtung von Speichereinsatz und Netzberechnung können zudem mithilfe verschiedener Szenarien die Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen als auch die Standortwahl bewertet werden.

Research potential: Combined network, market and storage model

The accelerated expansion of renewable energies and the resulting increase in fluctuating feed-in require strategies to ensure a balance between production and consumption and to utilize the ecologically produced electricity. Already today there are situations in which the supply exceeds the electricity demand. Accordingly, negative prices appeared at the Power Exchange last year. Storage technologies offer one possibility for the utilization of the renewable energy, whose development is currently being investigated. Besides the technology, however, also the network integration and network development for economic operation are important.

In this research project, existing models developed by the Institute of Power Systems and Power Economics of the TU Dortmund University will be combined in order to evaluate future scenarios for the use of electric storage, taking account of network integration. A market, network and storage model is available. Through an integrated consideration of storage employment including network calculations, various scenarios can be used to assess the effects of network expansion and of storage location.

Theresa Noll, Marc Osthues, Daniel Waniek

Am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund wurde ein Marktmodell entwickelt, welches eine Abschätzung der Großhandelspreise von Energiemärkten ermöglicht. Es handelt sich um ein Fundamentalmodell, das basierend auf Marktdaten die elementaren Einflussfaktoren von Angebot und Nachfrage abbildet (siehe Bild 72). Die Nachfrage innerhalb des Modells wird als un-

elastisch angenommen. Sie entspricht der residualen Nachfrage, die sich aus dem Stundenwert des Lastprofils abzüglich der stündlichen Einspeisung aus erneuerbarer Energien zusammensetzt, die vorrangig durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bevorzugt werden. Die Angebotsseite des Modells repräsentiert den Kraftwerkspark eines Marktes, die saisonale Verfügbarkeit der Kraftwerke sowie die Reserveleistung (RL).

Fundamentalmodell

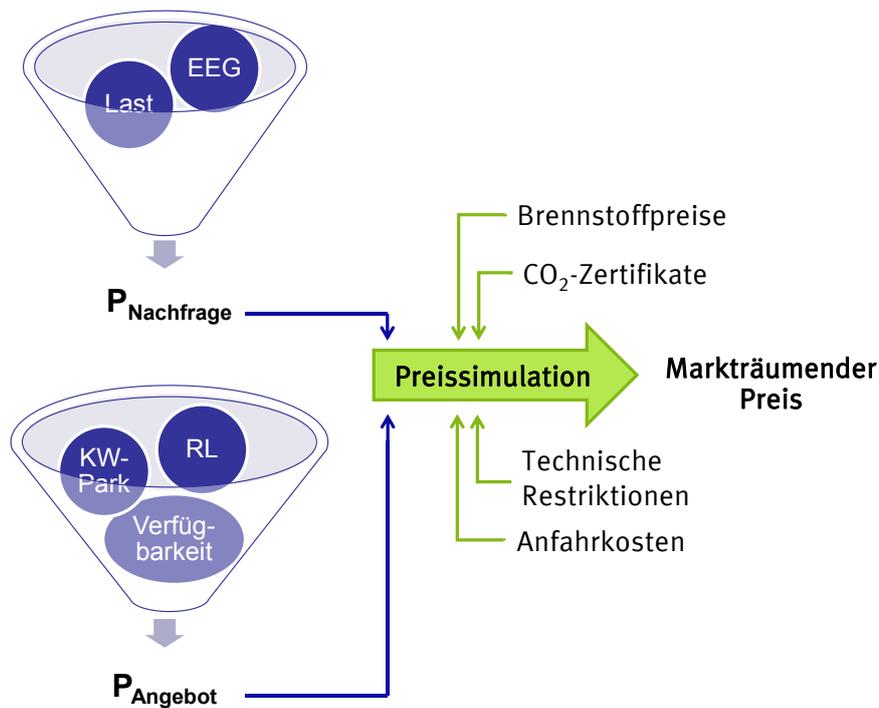


Bild 72: Modellierung von Großhandelspreisen

Unter Berücksichtigung der Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate, der technischen Restriktionen (wie Alter, Wirkungsgrad, Betriebs- und Wartungskosten) als auch der Anfahrkosten, ermittelt das Modell eine stündliche Rangfolge basierend auf den Grenzkosten der Erzeugung – der sogenannten Merit Order. Der Einsatz des letzten Kraftwerks zur Deckung der residualen Last liefert den Marktpreis der betrachteten Stunde. Darüber hinaus enthält das Marktergebnis die relevanten Informationen, die für die Netzberechnungen benötigt werden: Höhe und Ort der Einspeisung (Kraftwerksstandort), der elektrischen Last (demographischer Verteilungsschlüssel entsprechend der Bevölkerungsschwerpunkte) sowie der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (Regionale Verteilung der Windenergieanlagen etc.).

Die Netzberechnungen werden anhand eines reduzierten Wechselstromlastflussmodells durchgeführt, das auf dem Datensatz der ENTSO-E basiert. Bei dem Modell handelt es sich um keine exakte Nachbildung des europäischen Verbundnetzes, sondern um ein vereinfachtes Netz, das zur Simulation realistischer Last- und

Einspeiseszenarien verwendet wird. zeigt die Topologie der Netzknoten und ihre Verbindungen innerhalb der Regionen, die nahe dem deutschen Transportnetz liegen.

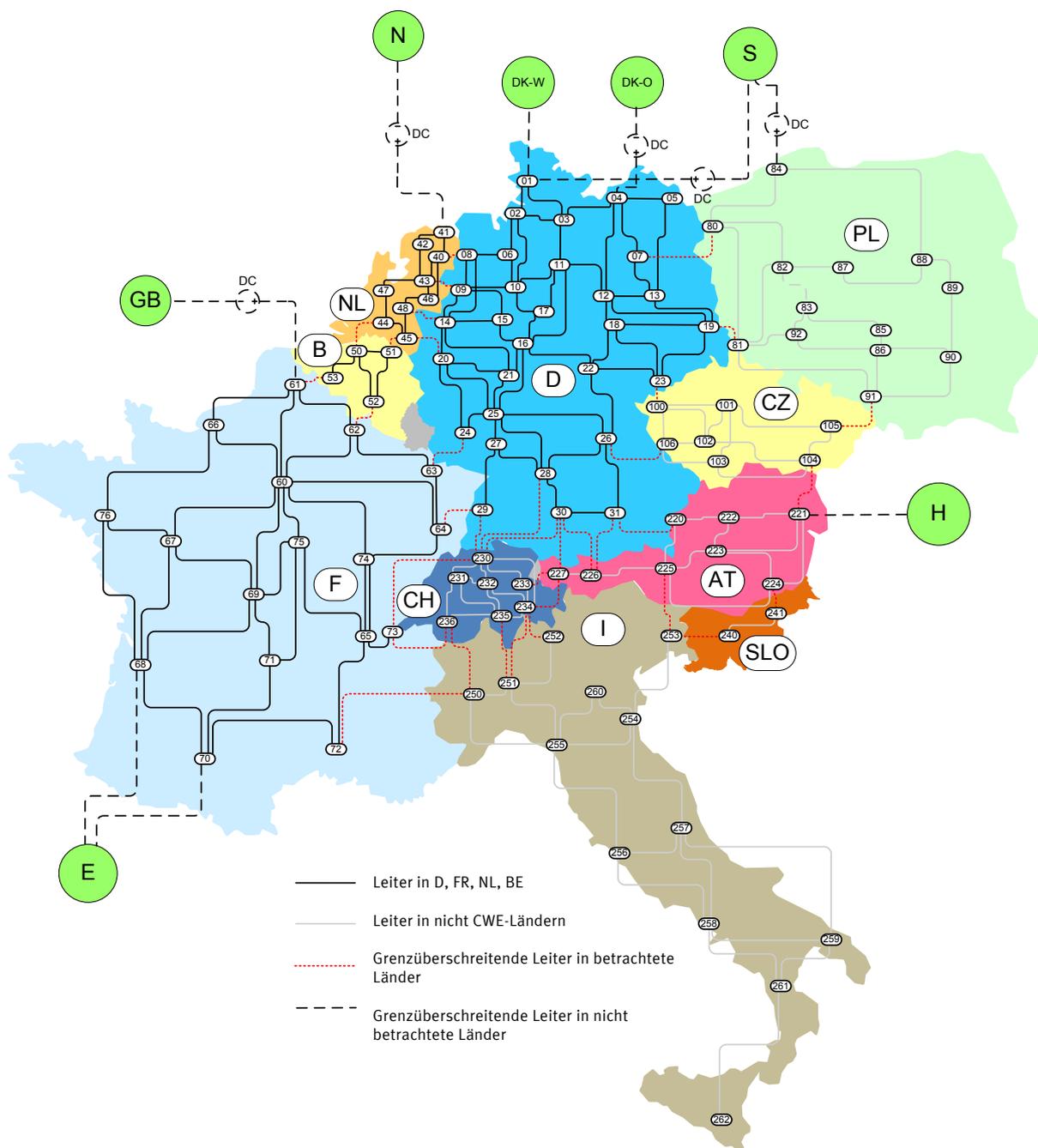


Bild 73: Ausschnitt des reduzierten Netzmodells auf Basis des ENTSO-E-Verbundnetzes

Aufgrund des Umfangs des ENTSO-E-Gebietes wurde auf eine vollständige Darstellung der Länder der iberischen Halbinsel, Skandinavien und der Balkanregion (sowie Slowakei und Griechenland) an dieser Stelle verzichtet. Diverse Topologiedatensätze repräsentieren unterschiedliche Netzentwicklungsszenarien, unter anderem die im Zusammenschluss der ENTSO-E im Pilotprojekt „Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)“ identifizierten Ausbaumaßnahmen.

Zur Abschätzung des wirtschaftlichen Nutzens zusätzlicher elektrischer Speicherkapazitäten sowie zur Bestimmung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes wird ein lineares Optimierungsmodell entwickelt. Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) zukünftig stark zunimmt und somit der Effekt der Speicherung von Erzeugungsüberschüssen zum Tragen kommt. Nicht zuletzt durch das Energiekonzept der Bundesregierung wird als Zielvorgabe eine weitestgehend erneuerbare elektrische Energieversorgung für Mitte dieses Jahrhunderts festgelegt. Der Speichereinsatz wird mit Hilfe der Speichertechnologie (Leistung/Kapazität), der zur Verfügung stehenden konventionellen Kraftwerke und der Erzeugungskosten modelliert.

Das Modell kalkuliert jeweils drei Tage (Werk-, Sams- und Sonntag) einer jeden der vier Jahreszeiten (Winter, Frühling, Sommer und Herbst). Auf diese Weise optimiert das Modell die Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung für zwölf Typtage und somit für 288 Stunden des Jahres. Die Betrachtung repräsentativer Typtage stammt aus dem Marktmodell und wird zur Reduzierung der Datenmenge und der besseren Vergleichbarkeit innerhalb und zwischen Szenarien gewählt. Die residuale Last berücksichtigt zusätzlich die Erzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), rund 80 TWh. Sie stellt den maßgeblichen Parameter für die Simulation des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke sowie der Speicher dar. Die Aufgabe des Optimierungsmodells ist es, die residuale Last durch das Zusammenspiel der Energiebereitstellung aus konventionellen Kraftwerken, dazwischen geschalteten Speichersystemen (Pumpspeicherkraftwerke (PSW), adiabate Druckluftspeichervarianten) sowie mittels Lastmanagement unter Kostengesichtspunkten bestmöglich zu decken.

Das Marktmodell basiert auf der Annahme, dass die Grenzkosten den entscheidenden Einfluss auf den Einsatz der konventionellen Kraftwerke darstellen. Die jeweilige Speichertechnologie wird, wenn sie innerhalb der 288 simulierten Stunden zum Einsatz kommt (Ein- und Ausspeichervorgänge), mit dem jeweiligen preissetzenden konventionellen Kraftwerk bewertet.

Die Betriebskosten der Kraftwerke sind in den hier angenommenen Grenzkosten nicht enthalten. Kraftwerksrestriktionen, wie Mindestbetriebsdauer und Mindeststillstandsdauer sowie die daraus resultierenden Anfahrkosten finden in dem entwickelten Modell keine Berücksichtigung.

Neben dem grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz werden auch zeitkoppelnde Restriktionen durch den Speicherfüllstand mit in die Optimierungsrechnung einbezogen. Aufgrund der zeitlichen Kopplung sind die 288 Stunden simultan zu optimieren, da eine sequentielle Lösung jeder einzelnen Stunde nicht möglich ist. Dieser Ansatz impliziert damit eine perfekte Voraussicht über das gesamte Jahr, um so den optimalen Speicher- und Kraftwerkseinsatz zu bestimmen. Die Spei-

cherfüllstände werden durch die zeitliche Kopplung in Energieeinheiten beschrieben.

Die Ergebnisse der Optimierung liefern Aufschluss über folgende Fragestellungen:

- Welchen Effekt hat die Speicherung von Erzeugungsüberschüssen durch die hohe EE-Einspeisung und wie sieht es in diesem Zusammenhang mit den notwendigen Investitionskosten aus?
- Welchen Erlös kann der Speicher erwirtschaften?
- Wie verändert sich die Energiemenge der konventionellen Kraftwerke durch den steigenden Speichereinsatz?

Das Forschungspotential setzt sich aus der Verknüpfung der drei vorgestellten Modelle zusammen (siehe Bild 74). Dabei ist folgender Ablauf denkbar:

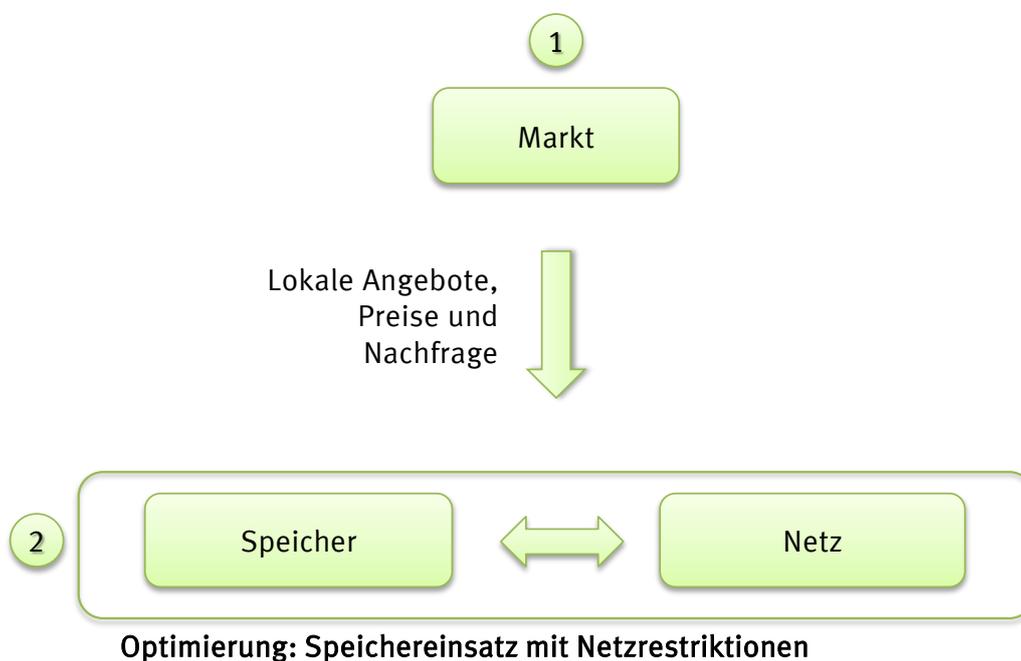


Bild 74: Kombiniertes Netz, -Markt und Speichermodell

In einem ersten Schritt wird das Marktmodell auf jede der betrachteten Region getrennt angewendet. Es liefert die knotenscharfen Angebote und Grenzkostenpreise der Erzeugungseinheiten sowie eine knotenscharfe Lastverteilung. Sie bilden die Basis für die anschließende Optimierungsaufgabe. Das vorgestellte Speichermodell wird dahingehend erweitert, dass die Integration des Speichers in das Übertragungsnetz Berücksichtigung findet. Dabei sollen Netzberechnungen in die Restriktionen des Optimierungsproblems integriert werden. Der Ansatz ermöglicht Untersuchungen, inwieweit die Netzbelastung den Speichereinsatz einschränkt, welche Wirkung ein Netzausbau hat und welcher Standort die Wirtschaftlichkeit eines Speichers maximiert.

Geschäftsmodelle eines Aggregators in einem zukünftigen Elektrizitätsmarkt

Durch die steigende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und die damit steigende Fluktuation in der Energieerzeugung sind neue Ansätze erforderlich, um eine sichere Elektrizitätsbereitstellung zu gewährleisten. Im Fokus stehen dabei das Demand Side Management sowie die anforderungsgerechte technische Führung der Energieumwandlungsanlagen durch die neue Marktrolle des Aggregators. Aufgabe dieser Marktrolle ist die Zusammenfassung kleiner Kundenlasten und Einspeisungen zu handelbaren Profilmengen.

Vor diesem Hintergrund werden allgemein gültige Geschäftsmodelle zur Aggregation von dezentralen Ein- und Ausspeisungen mit dem Ziel entwickelt, eine wirtschaftliche Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage zu erreichen. Es wird untersucht, wie eine Flexibilisierung dezentraler Ein- und Ausspeisungen in die Wertschöpfungsketten der Elektrizitätswirtschaft eingeführt werden kann und ob ggf. der Aufgabenbereich der Aggregation einer bestehenden Marktrolle zuzuordnen ist.

Business models of an aggregator in a future electricity market

Due to the increasing feed-in from renewable energies and the resulting fluctuated power generation, there are new approaches necessary to ensure the energy supply. Focused on the Demand Side Management for customer loads and the management for decentralized energy generation systems, the aggregator has several potential business models to pursue this approach. Appropriate business models aggregate customer loads and power generation systems in a form, that the gained lot of aggregation is tradable.

With this background, generally accepted business models for the aggregation of decentralized generated power and the power of electrical devices in households will be developed to achieve an economically more flexible energy supply and demand. It will be analyzed how a more flexible energy generation and demand will be included into the chain of economic value in the electricity industry and furthermore if the field of aggregation may be assigned to an existing market role.

Hans-Jörg Belitz, Sabine Kreutz

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, mit der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE, Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld und ProSyst durchgeführt.

Das Interesse von Privatkunden für dezentrale Stromerzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik- und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) und ökologisch vorteilhafte Wärmeerzeugungsanlagen (Solarthermie, Wärmepumpen) ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Neben der immer noch zunehmenden Windeinspeisung führt auch die Photovoltaik zu einer starken Fluktuation in der Stromerzeugung. Möglichkeiten, dieser Fluktuation zu begegnen, sind einerseits die Flexibilisierung der Nachfrage und andererseits die bedarfsgerechte Führung von μ KWK-Anlagen. Beides kann nur nutzbringend im Sinne einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung gelingen, wenn viele kleine und kleinste dezentrale Einspeisungen und Lasten zu Portfolien aggregiert werden, die am Elektrizitätsmarkt einen handelbaren Wert darstellen. Diese Herausforderung bildet das Potenzial für neue Geschäftsmodelle und somit den Eintritt neuer Marktakteure. Aus dieser Motivation heraus werden im Folgenden neue Geschäftsmodelle entwickelt und bewertet.

Wesentliche Treiber neuer Geschäftsmodelle sind die fundamentalen Fortschritte in den Informations- und Kommunikationstechnologien. Dabei lassen sich heutzutage zwei unterschiedliche Ansätze für Geschäftsmodelle unterscheiden: Partialansätze fokussieren sich auf eine bestimmte Branche, wohingegen Universalansätze eine integrierte und umfassende Herangehensweise an ein Geschäftsmodell erlauben. Die umfangreichste Definition zur Beschreibung eines Universalansatzes liefern Knyphausen-Aufseß/Meinhard. Gemäß dieser Definition bestehen Geschäftsmodelle aus drei Elementen: Produkt-/Markkombination, Durchführung und Konfiguration von Wertschöpfungsaktivitäten und Ertragsmechanik. Innerhalb der Produkt-/Marktkombination legen Unternehmen fest, auf welchen Märkten sie mit welchen Produkten konkurrieren wollen und wie die Transaktionsbeziehung zwischen dem Unternehmen und den Kunden idealerweise aufgebaut sein soll. Im Rahmen der Durchführung und Konfiguration von Wertschöpfungsaktivitäten können mit Hilfe einer Wertkette Unternehmensaktivitäten in der Reihenfolge ihrer Durchführung strukturiert und Wettbewerbsvorteile herausgearbeitet werden. Für die Ertragsmechanik werden nach Knyphausen-Aufseß/Meinhardt die Umsatzerlöse herangezogen. Basis für diese drei Elemente eines Geschäftsmodells sind sowohl der Kundennutzen als auch die Haltbarkeit von Wettbewerbsvorteilen. Jedes Geschäftsmodell muss einen Kundennutzen generieren, um mögliche Investoren von einem Geschäftsmodell zu überzeugen.

Ein mögliches Geschäftsmodell bietet das Wärmecontracting, bei dem Wärmepumpen und KWK-Anlagen aggregiert werden. Hier findet nicht nur eine Integri-

on und Diversifikation von Wertschöpfungsstufen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft statt, sondern es werden noch weitere Wertschöpfungsketten kombiniert. Ein bereits umgesetztes Geschäftsmodell bietet der Betrieb eines virtuellen Kraftwerks. Hier werden dezentrale steuerbare Einspeisungen koordiniert betrieben und die Leistung weitervermarktet. Wird dagegen nur die flexible Ausspeisung betrachtet, kann ein Geschäftsmodell durch den Vertrieb in Verbindung mit einem Demand Side Management realisiert werden. Die primäre Aktivität besteht darin, den Endkunden mit elektrischer Energie zu versorgen. Dabei wird die Rückkopplung über die steuerbaren Ausspeisungen dazu verwendet, die Nachfragefunktion des Vertriebs durch eine gezielte Beeinflussung der Nachfragefunktionen der einzelnen Endverbraucher zu verändern. Ein weiteres Geschäftsmodell bietet die Aggregation von steuerbaren Aus- und Einspeisungen durch eine neue Marktrolle, in dem diese koordiniert werden und somit eine gezielte Vermarktung der Leistung stattfinden kann. Wird dieses Geschäftsmodell durch die Rolle des Vertriebs durchgeführt, entstehen weitere Wertschöpfungspotentiale. Dabei nimmt der Vertrieb die vom Endkunden erzeugte elektrische Energie ab und vergütet diese. Dieses Geschäftsmodell wird exemplarisch anhand eines Business Cases bewertet. Für die Business Cases werden Kosten für die IT-Infrastruktur, die Betriebskosten und zusätzliche Personalkosten angenommen. Des Weiteren werden die Erlöse, die durch Aggregation und Vermarktung der Ein- und Ausspeiseflexibilitäten entstehen, zu 90% an die Endkunden weitergeleitet, um für einen preislichen Anreiz zu sorgen. Die zusätzlichen Einnahmen werden zum einen durch Verschiebung von Kundenlast sowie der KWK-Einspeisung an der EEX erreicht und zum anderen durch Anbieten von Regelenergie. Es werden drei unterschiedliche Szenarien (Worst Case, Normal Case und Best Case) analysiert, die sich durch die Preissteigerungsrate in den Bereichen der Regelenergie, der Preise an der EEX und der Wärmepreise unterscheiden. Des Weiteren wird in dem Business Case davon ausgegangen, dass der Vertrieb 500.000 Endkunden beliefert, die jeweils 3.000 kWh pro Jahr beziehen. Weiterhin gilt, dass während des ersten Jahres 500 KWK-Anlagen und 2.000 Wärmepumpen aggregiert werden. Die Anzahl der KWK-Anlagen steigt um 500 Anlagen pro Jahr und die Anzahl der Wärmepumpen steigt um 1.000 Wärmepumpen pro Jahr. Mithilfe dieser Annahmen werden die Kapitalwerte in Abhängigkeit von der Verschiebungsdauer berechnet.

Bild 75 zeigt die Ergebnisse der unterschiedlichen Kapitalwerte für die verschiedenen Szenarien und Verschiebungen. Bei der Kapitalwert-Methode werden sämtliche Einnahmen, Ausgaben und Investitionen mit dem Kalkulationszinsfuß auf den Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn der Investition abgezinst. Es zeigt sich, dass

bereits ab einer Verschiebungsdauer von vier Stunden ein positiver Kapitalwert für alle drei Szenarien erzielt wird und somit eine Umsetzung des Geschäftsmodells sinnvoll wäre. Ist die zeitliche Verschiebung jedoch geringer, so wird der Kapitalwert negativ und die Umsetzung des Geschäftsmodells ist betriebswirtschaftlich nicht empfehlenswert.

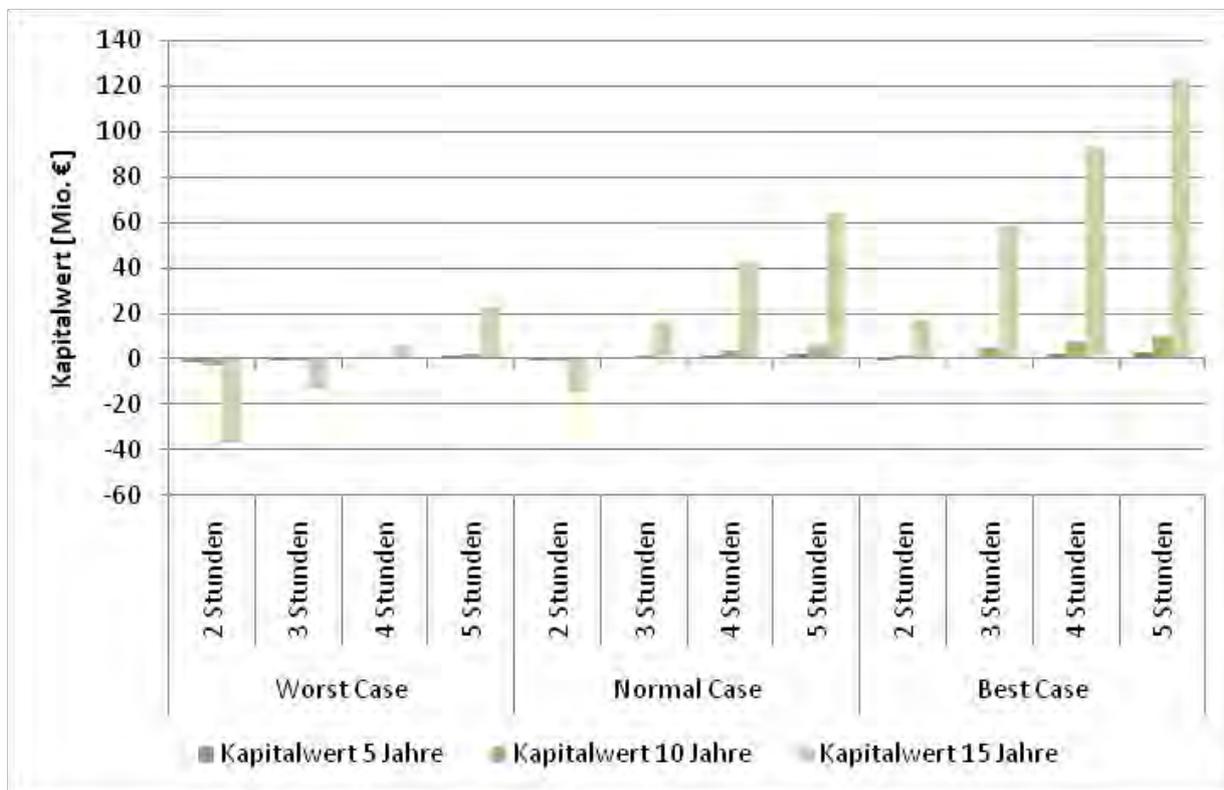


Bild 75: Kapitalwerte des vom Vertrieb durchgeführten Geschäftsmodells der Aggregation von Ein- und Auspeisung

Da die Verschiebung der Ein- und Auspeisungen eine Voraussetzung für dieses Geschäftsmodell ist, werden in Bild 76 die hierdurch erzielten Erlöse des Endkunden bei einer Verschiebung von 5 Stunden (Best Case) betrachtet.

Wird von einer Verschiebung für den einfachen Kunden (dieser Kunde besitzt keine Wärmepumpe oder µKWK-Anlage) von fünf Stunden ausgegangen, so ist die Einsparung für den Endkunden relativ gering und liegt bei unter 10 € pro Monat. Endkunden mit Wärmepumpen und KWK-Anlagen können höhere Erlöse erzielen, jedoch ist bei ihnen auch mit höheren Investitionskosten zu rechnen.

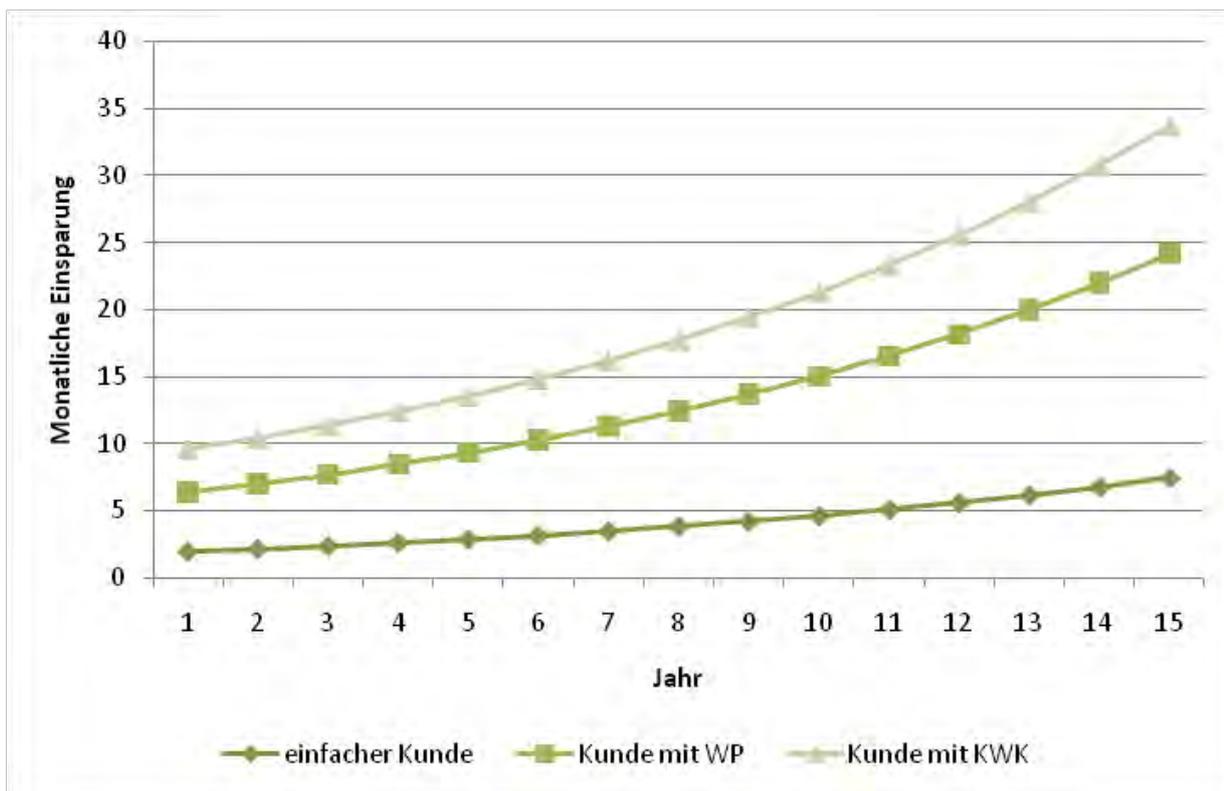


Bild 76: Monatliche Einsparungen der Endkunden bei einer zeitlichen Verschiebung von fünf Stunden im Best Case

Aufgrund der außerordentlichen Relevanz des Kundennutzens bei der Bewertung der Geschäftsmodelle sind genauere Untersuchungen auf diesem Gebiet erforderlich. Hier sollte insbesondere untersucht werden, inwieweit der Kunde aufgrund preislicher Anreize bereit ist sein Verhalten in Form einer zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs zu ändern. Des Weiteren ist eine Bewertung der Geschäftsmodelle aus volkswirtschaftlicher Sicht von Interesse. So werden bspw. im betrachteten Geschäftsmodell positive Kapitalwerte erzielt, jedoch ist nicht geklärt, ob dies volkswirtschaftlich sinnvoll oder ob die positiven Kapitalwerte zu Lasten anderer erzielt werden.

Erarbeitung von Geschäftsmodellen für den Massenmarkt „Elektromobilität“

Geschäftsmodelle für den Massenmarkt von Elektrofahrzeugen beinhalten nicht nur ein nachhaltiges Konzept der Energieversorgung, sondern betrachten auch die Möglichkeit Flexibilitäten zu nutzen. In zukünftigen Energiesystemen, in denen die Energieversorgung zu einem Großteil durch erneuerbare Energien gedeckt sein wird, können Flexibilitäten und Systemdienstleistungen signifikant zur Versorgungssicherheit beitragen.

Die Nutzbarmachung des gesamten Potentials von Elektrofahrzeugen erfordert eine umfassende Analyse des Zusammenwirkens des Elektrizitäts- und des IKT-Sektors. Neue Aufgaben innerhalb dieser Sektoren können die Entstehung von neuen oder erweiterten Geschäftsmodellen begründen. Die im Rahmen des Forschungsprojektes G4V entwickelte Methode zur Erarbeitung der potentiellen Geschäftsmodelle wird im Folgenden erklärt. Hierbei liegt der Fokus der Untersuchung auf der Integration der Elektrofahrzeuge in das elektrische Versorgungsnetz.

Elaboration of Business Models for the mass market “Electric Mobility”

Business models for a mass market of electric vehicles include not only a sustainable concept of energy supply but also take into account the capability to provide flexibilities and ancillary services. In a future energy system, in which renewable energies will take over the majority of energy supply, these services may contribute to guarantee the reliability of supply.

The utilization of the whole potential of electric vehicles requires an overall analysis of the interrelations between the energy sector and the ICT sector. New activities within these sectors might lead to new or extended business models. The methodology to elaborate these potential business models which has been developed within the G4V project and will be presented in the following. The focus of the analysis is on the integration of electric vehicles into the public power supply.

Ewa Plota, Malte Bolczek

Diese Arbeit ist Teil des Forschungsvorhaben G4V – Grid for Vehicles (www.g4v.eu). Es wird von der Europäischen Union im Siebenten Rahmenprogramm (FP7/2007-2013) gefördert und in einem Konsortium europäischer Partner durchgeführt.

Ökologische und ökonomische Überlegungen treiben Industrienationen wie Deutschland, verstärkt ihre Strategie „weg vom Öl“ zu verwirklichen. Ein wesentliches Element dieser Strategie stellt dabei die Elektromobilität dar. Erklärtes Ziel der europäischen Union und vieler seiner Mitgliedstaaten ist es, die Anzahl der im Straßenverkehr zugelassenen Elektromobile in den nächsten Jahren nennenswert zu steigern. Der nationale Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung strebt beispielsweise 1 Mio. Elektromobile im Jahre 2020 an, bis zum Jahr 2030 soll diese Zahl auf 5 Mio. Elektromobile gesteigert werden. Dieses Ziel bedeutet für den Verkehrs- wie auch den Energiebereich einen Paradigmenwechsel, dessen Gestaltung eine enge Abstimmung zwischen allen beteiligten Akteuren erfordert. Neben einer Vielzahl technischer Innovationen, die zur Erreichung dieser Ziele erforderlich sind, muss berücksichtigt werden, dass Elektrofahrzeuge (EF) sich letztlich nur dann durchsetzen werden, wenn die Entwicklung der Gesamtkosten der Elektromobilität inklusive der Infrastruktur die Gewähr dafür bietet, dass einerseits die Nutzung von Elektromobilen nicht teurer ist als die von Kraftfahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren und andererseits eine Infrastruktur zur Verfügung steht, die allorts und jederzeit das Laden der E-Mobile mit elektrischer Energie gestattet. Um dieses Ziel zu verwirklichen, sind Geschäftsmodelle zu entwickeln, die durch Hebung von Wertschöpfungspotentialen einen Anreiz zum Auf- und Ausbau der erforderlichen Infrastruktur leisten.

Betrachtet man die erforderlichen Wertschöpfungsaktivitäten des Infrastrukturbereichs im Umfeld des Massenmarktes von Elektrofahrzeugen (im Folgenden: E-Mobility Markt), so können diese branchenspezifisch in drei Level differenziert werden (**Bild 77**).



Bild 77: Wertschöpfungselemente im E-Mobility Markt

Das Elektrizitätslevel und das IKT-Level beinhalten Elemente, deren traditionelle Wertschöpfung im Betrieb der jeweiligen technischen Komponenten liegt. Als neue Infrastrukturkomponente für die Elektromobilität kommt hier das Energy Charging Gateway (EC G) hinzu, welches den energetischen Teil einer Ladeeinrichtung zur Anbindung des Fahrzeugs an das Verteilnetz darstellt, außerdem die Fahrzeugbatterie und die On-Board Unit (OBU) des Fahrzeugs. Die OBU ermöglicht das Auslesen der Batterieparameter (Ladezustand, Temperatur, etc.), die Ansteuerung des Ladereglers sowie die Anbindung an das Kommunikationsnetz. Im kaufmännischen Level werden Wertschöpfungselemente zusammengefasst, deren Aktivitäten die Bereitstellung von Diensten und Produkten ermöglichen. Als neue wertschöpferische Aktivität dieses Levels können Service Provider im zukünftigen E-Mobility Markt die Aggregation von Elektrofahrzeugen übernehmen. Die Aggregation meint in diesem Kontext das Zusammenfassen der Flexibilitäten oder der Speichermöglichkeiten einer hohen Anzahl von Elektrofahrzeugen zu handelbaren Größen und ihr Management. Ziel dieser Aggregation ist, die gespeicherte Energie vieler Elektromobile auf verschiedenen Energiemärkten zu verkaufen oder zur Effizienzsteigerung der betrieblichen Prozesse zu nutzen.

Mittels einer Stakeholderanalyse lässt sich nun bestimmen, welche der bereits heute tätigen Akteure zu der Ausführung der Wertschöpfung eine Affinität und/oder Kompetenz aufweisen und somit ihr ursprüngliches Geschäftsfeld um diese Aktivität erweitern. Neben der Erweiterung bestehender Geschäftsmodelle um ein weiteres Geschäftsfeld, werden neue Akteure in den Markt eintreten.

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurde eine umfassende Stakeholderanalyse durchgeführt, deren Ergebnisse in Tabelle 8 dargestellt sind. Es wurden traditionelle Stakeholder aus der Elektrizitätsbranche, der IKT- und anderen Branchen untersucht. Da der Betrachtungshorizont für den Ausbau der Elektromobilität bis ins Jahr 2030/2040 reicht, sind neue Stakeholder vorstellbar, zu deren operativem Geschäft ausschließlich die Wertschöpfung (in Tabelle 1 als Funktionen dargestellt) des E-Mobility Marktes gehört. Die grünen Zellen stellen alle potentiellen Geschäftsmodelle dar, die für eine detailliertere Untersuchung ausgewählt wurden. Diese werden im weiteren Verlauf des Projektes genauer beschrieben, um sie anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) bewerten zu können.

Die Analyse der Geschäftsmodelle erfolgt anhand von drei Aspekten. Es werden die Produkt-Markt Kombination erstellt, der Ertragsmechanismus beschrieben und die Durchführung und Konfiguration der Wertschöpfungselemente dargestellt. Darüber hinaus werden die Treiber, Hemmnisse und Risiken der einzelnen Geschäftsmodelle herausgearbeitet. Anhand eines Beispiels des Energielieferan-

ten, der sein Geschäftsfeld um die Aggregation erweitert, soll die hier durchgeführte Geschäftsmodellanalyse erläutert werden.

Erweitert der Lieferant sein Kerngeschäft, also die Belieferung von Kunden mit Energie, um die Belieferung und Aggregation von Elektrofahrzeugen, so können die damit verbundenen wesentlichen Aufgaben und Prozesse wie in Bild 78 dargestellt angegeben werden. Die Flexibilitäten der Elektrofahrzeuge werden von ihm für die Optimierung seines Beschaffungsportfolios sowie der Reduzierung von Ausgleichsenergie genutzt. Der Kundennutzen liegt hier in der Senkung der Strombezugskosten für die Ladung des Elektrofahrzeugs. Das Management der Ladung der Elektrofahrzeuge bedarf der Koordination mit dem ÜNB und dem VNB.

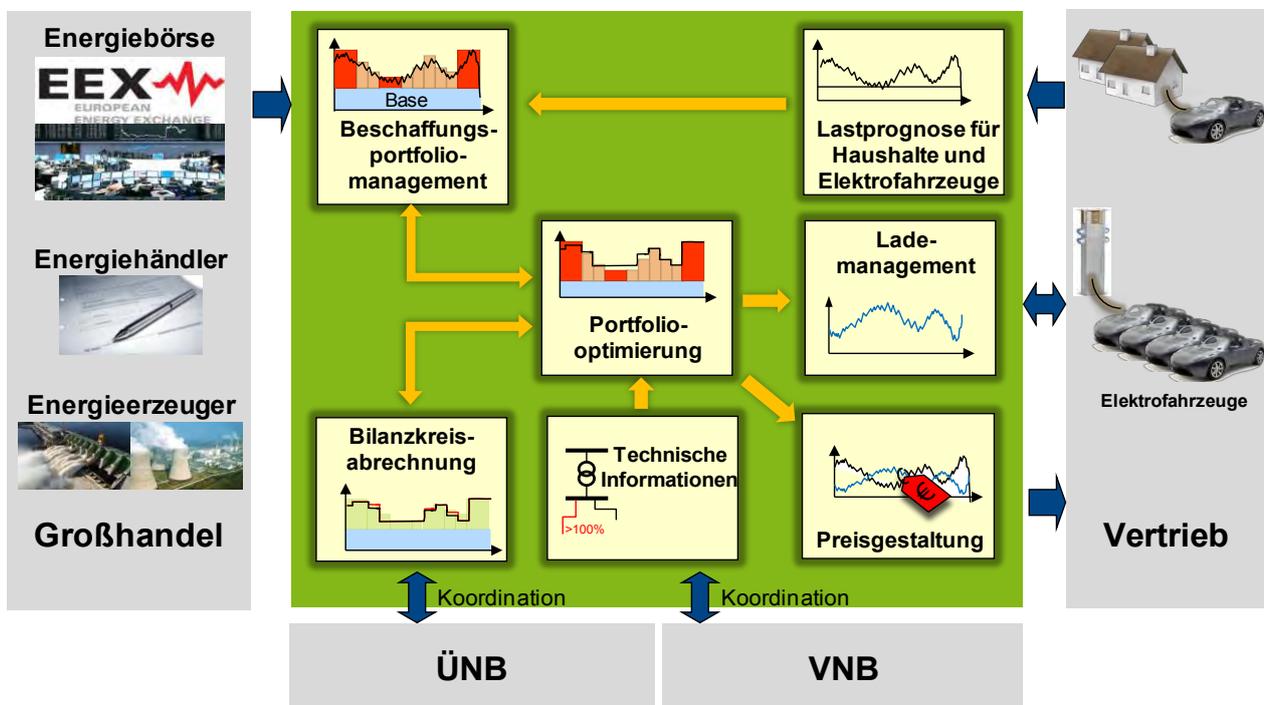


Bild 78: Systembild des erweiterten Geschäftsmodells des Lieferanten

Mit Hilfe der **Produkt-Markt Kombination** werden nun alle wesentlichen Produkte und Dienstleistungen (im Folgenden: Produktivitäten) die der Lieferant bereitstellt oder bezieht dargestellt. Dies ist die Grundlage für eine Analyse seiner Geschäftsbeziehungen und ermöglicht die Ermittlung der Kosten- und Einnahmenpositionen der KNA. Der Consumer-to-Consumer Bereich (C2C) entfällt auf dem E-Mobility Markt grundsätzlich, da Handelsgeschäfte zwischen Konsumenten sich erst nach einer Etablierung der übrigen Märkte ergeben werden.

		Nachfrager von Gütern/Dienstleistungen	
		Consumer	Business
Anbieter von Gütern/Dienstleistungen	Consumer	-	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilitäten (Ladung beginnen/stoppen; Ladeleistung erhöhen/senken) • Einspeisung von Energie ins Netz
	Business	<ul style="list-style-type: none"> • Ladeenergie • Demand Resonse Produkte(fixe, flexible Tarife)* • Demand Side Management (fixe, flexible Tarife)* <p>*Die Produkte werden hier nicht weiter beschrieben</p>	<p>Leistungen anderer Stakeholder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Datenaufbereitung zur Abrechnung von Ladeenergie, Netznutzung, Flexibilitäten der Kunden (Clearinghouse) • Management System für die Umsetzung des Lademanagements in Kontrollbefehle (Übersetzung in Steuersignale und Ansteuerung des IKT Gateways) • Ausgleichsenergie (ÜNB) • Energieprodukte (Großhandel)

Bild 79: Produkt-Markt Kombination des Lieferanten im erweiterten Geschäftsmodell

Der **Ertragsmechanismus** beschreibt mit welchen seiner Produktivitäten der Lieferant Einnahmen generiert. Einige der zur Verfügung gestellten Produktivitäten sind lediglich Merkmale des Produktes oder der Dienstleistung (z.B. Qualitätsmerkmale) und generieren keine direkten Einnahmen. Sie können jedoch zu Wettbewerbsvorteilen führen oder begründen höhere Verkaufspreise. Für die KNA ist die Bestimmung der Mengen und Preise der Produktivitäten unabdingbar. Im Falle des Lieferanten werden die Einnahmen weiterhin mit dem Verkauf von Energie erwirtschaftet. Allerdings gehen die vermiedenen Kosten durch die Optimierung (vgl. oben) positiv in die Gesamtbilanz der KNA ein.

Mit der Visualisierung der **Durchführung und Konfiguration der Wertschöpfungselemente** anhand einer Wertekette lassen sich die Unternehmensaktivitäten strukturieren. Die Anordnung der Wertschöpfungselemente ist der Schlüssel zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen. Diese werden im Folgenden den Treibern zugeordnet und im nächsten Abschnitt gemeinsam mit den Hemmnissen und Risiken vorgestellt.

Treiber für das Geschäftsmodell:

- Der Lieferant besitzt naturgemäß den Kundenkontakt und muss seine Kunden nicht akquirieren, dies kann ggü. anderen Stakeholdern, die auch die Aggregation ausüben zu Kostenvorteilen führen

- Der Lieferant verfügt über exzellentes Know-How im Energiemarkt
- Der Lieferant kann durch die Aggregation der Elektrofahrzeuge ggf. enorme Kostenvorteile generieren
- ...

Risiken und Hemmnisse:

- Die Umsetzung der Aggregatorprodukte der Fahrzeuge wird von der technischen Ausprägung der Informations- und Kommunikationstechnologie beeinflusst. So ist die Zuverlässigkeit des Managements bei einer bidirektionalen Kommunikation am höchsten, jedoch auch am kostspieligsten. Abweichungen von den Sollwerten aggregierter Leistungen können zu hohen Ausgleichsenergiekosten führen.
- Der Lieferant hat keine Erfahrung mit mobilen Lasten, dies erschwert die Prognose
- Die Durchführung von Steuerungsmaßnahmen könnte durch Netzrestriktionen behindert werden
- ...

Aufbauend auf der Analyse der Geschäftsmodelle werden diese im weiteren Projektverlauf monetär bewertet. Zur Erstellung der KNA müssen die Vergütungsart der Produktivitäten und die Beträge der Kostenpositionen bestimmt werden. Es wird festgelegt, ob die Vergütung nutzungsabhängig oder nutzungsunabhängig abgerechnet wird sowie die Höhe der Preise. Da der Betrachtungszeitraum über das Jahr 2020 hinausgeht, sind verschiedene Szenarien hinsichtlich des regulatorischen Rahmens und der angewandten Technologien denkbar. Die dadurch resultierenden unterschiedlichen Anwendungsfälle werden für alle Geschäftsmodelle differenziert untersucht.

Die technische Umsetzung und der regulatorische Rahmen jedes Anwendungsfalls werden in Arbeitspaketen der weiteren Projektpartner erarbeitet. So befasst sich z.B. ein Arbeitspaket mit Anreizen, die den Markthochlauf hin zu einem Massenmarkt für Elektrofahrzeuge fördern. Die Anreize werden dann in die KNA-Modelle der betroffenen Geschäftsmodelle eingepflegt und ihre Auswirkungen werden bewertet.

Wirtschaftlich optimales Entscheidungsverhalten von Netzbetreibern unter unsicheren, regulatorischen Rahmenbedingungen

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele muss die Struktur der elektrischen Energieversorgung grundlegend verändert werden. Vor dem Hintergrund dieses technischen Strukturwandels sind auch die Zielsetzungen der ökonomischen Netzregulierung zu erweitern. Die Anpassung der Netzinfrastruktur erfordert Investitionen, für welche Finanzmittel akquiriert werden müssen. Dieses Thema ist insbesondere Gegenstand der jüngeren Regulierungsdiskussion. Im Gegensatz zur klassischen Regulierungstheorie, welche vornehmlich auf Kostensenkungsanreize fokussiert ist, rücken hier zunehmend Investitionsanreize in den Vordergrund.

Economically optimum decision behaviour of network operators under unsafe, regulatory basic conditions

Meeting the European climate policy targets requires a fundamental change of the current electricity system.

In the light of these fundamental technical changes economical regulatory aims also need to be adapted. Modifying the grid infrastructure requires significant investments for which financial resources will have to be acquired. This issue is a focal point of the recent regulatory discussion. In contrast to the classical regulatory theory which is mainly focused on cost cutting incentives supporting investments is becoming increasingly relevant.

Oliver John

Das ökonomisch rationale Entscheidungsverhalten von Netzbetreibern unter bestimmten regulatorischen Vorgaben lässt sich modellhaft erfassen. Bild 80 veranschaulicht schematisch den Ansatz zur Abbildung der dafür relevanten, unternehmerischen Wirkungszusammenhänge.

Die vom Netzbetreiber getroffenen Entscheidungen verursachen unmittelbar Kosten. Im Rahmen des jeweils gültigen Regulierungsregimes werden dem Netzbetreiber Erlöse zugebilligt, welche dieser über die Netznutzungsentgelte vereinnahmt. Erlöse und Kosten stehen dabei in einem Wirkungszusammenhang, da praktisch implementierte Regulierungskonzepte Erlösfestlegungen zumeist auf Basis der Kosten des Netzbetreibers vorsehen. Als Resultat des Modells ergeben sich aus der Differenz zwischen Erlös- und Kostengrößen finanzwirtschaftliche Kennzahlen des Stromnetzbetreibers.

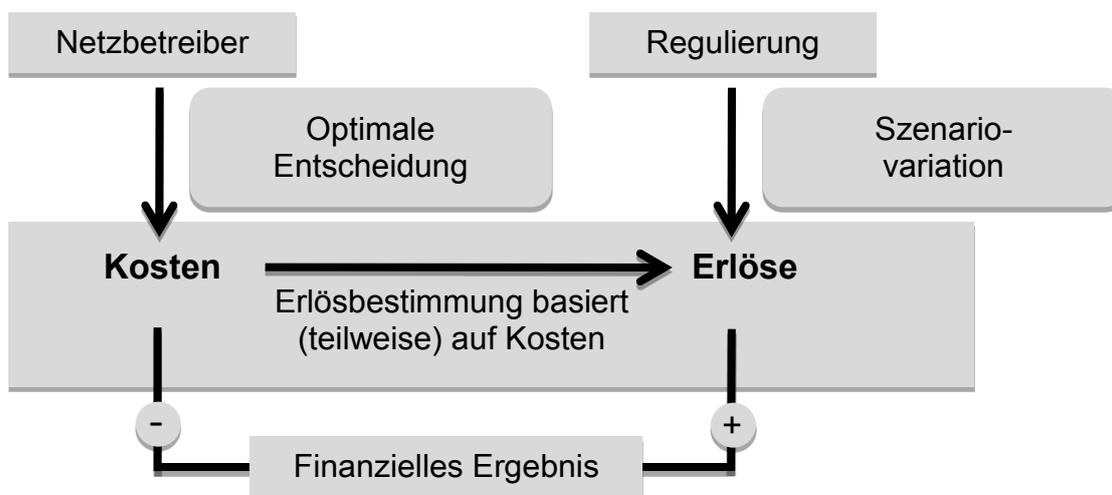


Bild 80: Wirtschaftliche Optimierung unter dynamischen Bedingungen

Anhand dieser Kennzahlen lässt sich das unter finanzwirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Entscheidungsverhalten ableiten.

Das Ziel der Optimierung ist dabei die Maximierung aller diskontierten Einzahlungs-/Auszahlungsdifferenzen ($BWB_{p,t}$) über den gesamten Planungshorizont $t = 1, \dots, T$.

$$\text{Max} \sum_{t=1}^T \sum_{p=1}^P BWB_{p,t} \cdot Vol_{p,t}$$

Diese Summe umfasst die inkrementellen Barwertbeiträge aller zu betrachtenden Projekte $p = 1, \dots, P$ sowie das jeweils zugehörige Ausgabenvolumen $Vol_{p,t}$. Letztere Variable $Vol_{p,t}$ ist die Entscheidungsgröße für das Optimierungsverfahren. Der Algorithmus bestimmt, wie viele Einheiten (z.B. Transformatoren, Leitungskilometer etc.) wann verausgabt werden, um den insgesamt maximalen Barwertbeitrag für das Unternehmen zu realisieren. Dabei ist die Optimierung durch unternehmens- und projektspezifische Nebenbedingungen begrenzt.

Bild 2 veranschaulicht die Analyse eines Beispielnetzbetreibers unter Anwendung des beschriebenen Optimierungsverfahrens.

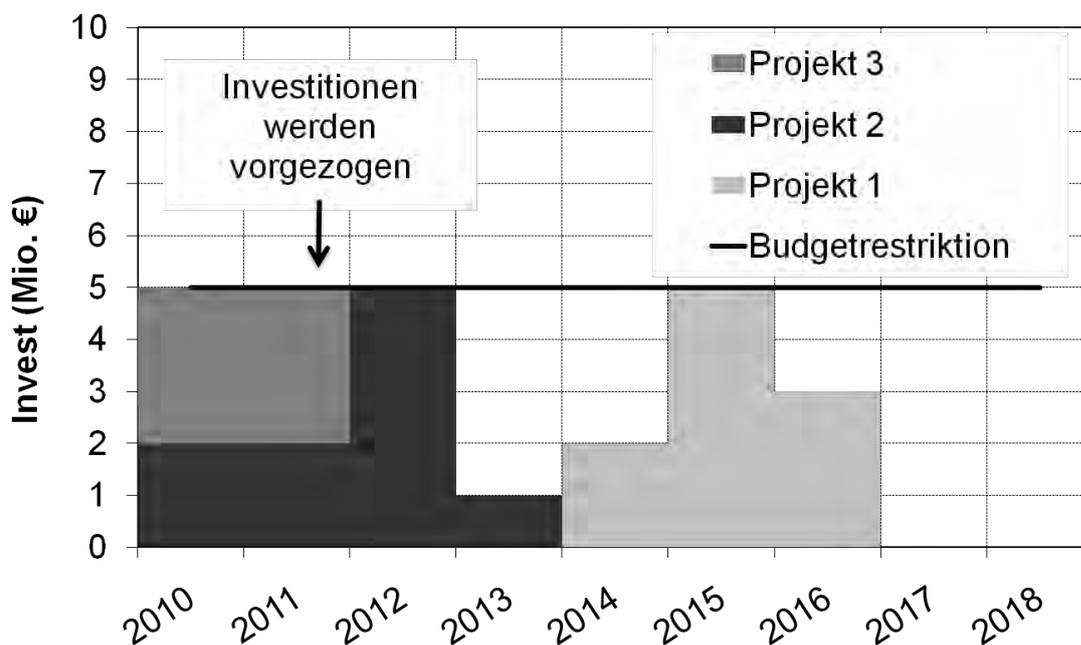


Bild 81: Beispielergebnisse des Optimierungsverfahrens

Aufgrund der positiven Barwertbeiträge werden bestimmte Investitionen vorgezogen und andere Maßnahmen mit geringerer Vorteilhaftigkeit zurückgestellt. Die Gesamtausgaben des Netzbetreibers liegen dabei stets unterhalb einer definierbaren Gesamtbudgetrestriktion. Weitere Restriktionen, wie etwa minimale oder maximale Investitionen pro Projekt und Zeitintervall sind zusätzlich vorgebar.

Über die Optimierung unter einem fest vorgegebenen Regulierungsrahmen hinaus lassen sich bestimmte Regulierungsparametervariationen vornehmen. Dies entspricht den realen Gegebenheiten der Netzregulierung. So werden in der Regulierungspraxis relevante Parameter fortlaufend angepasst.

Eine Erweiterung des Optimierungskonzeptes stellt in diesem Kontext die Realoptionsanalyse dar. Mit einer derartigen Analyse lässt sich der Einfluss unsicherer Randparameter auf den Wert von Investitionsmöglichkeiten erfassen. So steigt dieser Wert insbesondere dadurch, dass sich exogene Einflussgrößen in Zukunft positiv entwickeln können. Eine Investition in diesem späteren, positiveren Umfeld wäre im Vergleich zu einer frühzeitig vorgenommenen Investition vorteilhafter. Die Option, eine Investition zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführen hat demnach einen quantifizierbaren Wert.

Dieser Realloptionswert ist zusätzlich bei der Bestimmung des optimalen Investitionszeitpunktes zu berücksichtigen. Als Ergebnis derartiger Analysen erhöhen insbesondere instabile, volatile Regulierungsparameter den Anreiz zum zeitlichen Aufschieben von Netzinvestitionen.

Die entwickelten Analysekonzepte und –ergebnisse können die Entscheidungsfindung sowohl von Netzbetreibern als auch von Regulierungsinstanzen unterstützen. So können Netzbetreiber ihr Investitionsverhalten optimal an die vorgegebenen Rahmenbedingungen anpassen. Regulierungsinstanzen und Gesetzgebungsstellen sind in der Lage, dieses Verhalten zu antizipieren und die von ihnen gestaltbaren Rahmenbedingungen auf energiepolitische Ziele hin auszurichten. Denkbar ist auch eine objektive Unterstützung des Dialogs zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern mittels der vorgestellten Analyseinstrumente.

Risikooptimale Erneuerungs- und Instandhaltungsplanung: Ein Realloptionsansatz

Das Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines Optimierungsverfahrens für die Instandhaltungs-, Erneuerungs- und Erweiterungsplanung von Verteilungsnetzen, das eine kosten-nutzenoptimale Reihung von Investitionsmaßnahmen unter Unsicherheit ermöglicht. ROAM steht für das Projekt „Risikooptimierte Instandhaltungs- und Ausbauplanung von elektrischen Energieversorgungssystemen“ und wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

In der Projektlaufzeit wurden Methoden identifiziert, die eine Modellierung der technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Einflussgrößen ermöglichen. Im Vordergrund steht der geschaffene Zusammenhang zwischen technischen Nutzen einer Investition und dessen monetäre Bewertung, die eine kosten-nutzen-optimale Investitionsentscheidung ermöglicht. Durch Anwendung von Realoptionen wird entsprechend der unsicheren Entwicklung der Planungsfaktoren der Investitionszeitpunkt gewählt, welcher den technischen Nutzen einer Investition maximiert und das Risiko einer Fehlinvestition minimiert.

Risk-optimal expansion and maintenance planning: A real option approach

The research project ROAM targets the development of an optimization model for network expansion and maintenance planning that enables a cost-optimal time for investment decision under uncertainties. ROAM stands for the project “Risikooptimierte Instandhaltungs- und Ausbauplanung von elektrischen Energieversorgungssystemen“ and is funded by the German Research Foundation DFG (“Deutsche Forschungsgesellschaft“).

So far, methods have been identified to model technical, economical and regulatory influences on the planning process. A monetary valuation of investment’s technical benefit is done for a cost-optimal decision making. Real options are applied to find the optimal investment strategy that maximizes the technical benefits and minimizes risks.

Marc Osthues

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft gefördert.

Die Komplexität des ganzheitlichen Asset Managements von Anlagen und Netzen der Energieversorgung wird in den Forschungsarbeiten auch der jüngeren Vergangenheit konsequent untergliedert in Aufgaben der Netzausbauplanung und Aufgaben der Instandhaltungs- und Erneuerungsplanung. Die Abgrenzung zwischen diesen Aufgabenbereichen beruht dabei auf der Annahme, dass die Zeithorizonte für eine strategische Netzplanung (Grundsatzplanung) und deren Umsetzung im Rahmen einer operativen Netzausbauplanung über den Zeithorizont der

Instandhaltungs- und Erneuerungsplanung hinausgehen. In den bisherigen Forschungsansätzen zur Netzausbauplanung unter Berücksichtigung von unsicheren Eingangsdaten werden die optimalen Investitionszeitpunkte von Maßnahmen bestimmt, die ein Startnetz innerhalb eines Betrachtungszeitraums in ein zukünftiges Zielnetz kostenminimal überführen. Die Investitionsmaßnahmen werden anhand eines Zielnetzes abgeleitet, die unsicherere Entwicklung der Eingangsgrößen wird innerhalb des Betrachtungszeitraumes der Ausbauplanung berücksichtigt.

Der entwickelte Forschungsansatz hat gegenüber den genannten Ansätzen den Vorteil, dass über die Notwendigkeit von Investitionen nicht zu Beginn entschieden wird. Das Verfahren berücksichtigt eine Vielzahl zukünftiger Szenarien und somit möglicher Zielnetze am Ende des Planungszeitraumes. Das Entscheidungsproblem besteht folglich nicht in der Durchführung eines Maßnahmenkataloges innerhalb eines Planungshorizontes, sondern in der flexiblen Reaktion auf die unsichere Entwicklung: Der Entscheider erhält die Option, eine Investition zu verschieben, falls die Notwendigkeit einer Maßnahme von der unsicheren Entwicklung abhängt.

Aus den bisherigen Forschungsarbeiten der Netzplanung werden Instandhaltungs- und Ausbauplanung so miteinander kombiniert, dass sowohl die strukturellen Planungsfaktoren (z. B. die Entwicklung der Verbraucherlasten und der dezentraler Erzeuger) als auch die zustandsbezogenen Betriebsmittelgrößen (z. B. der Zustand, das Alter) über die Maßnahmeneffizienz im Sinne einer Kosten-Nutzen-Optimalität entscheiden. Die entwickelte Methodik ermöglicht eine finanzielle Bewertung des technischen Nutzens einer Erweiterungs- und Instandhaltungsmaßnahme. Der Nutzen wird als Erfüllung der Versorgungsaufgabe interpretiert. Netzzuverlässigkeitskenngrößen, wie z. B. die nicht gedeckte Last (*Energy not Served*, ENS), werden mit festgelegten Qualitätskosten monetär bewertet. Anschließend folgt eine Investitionsbewertung der möglichen Instandhaltungs- und Erweiterungsmaßnahmen. Der Einfluss einer Maßnahme auf die Qualitätskosten wird untersucht und den Investitionskosten gegenübergestellt.

Die unsichere Entwicklung der Planungsfaktoren führt zu Investitionsentscheidungen, die mit finanziellen Risiken verbunden sind. Das finanzielle Risiko einer Investition entspricht dem finanziellen Schaden einer unterlassenen Investitionsentscheidung, die zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität führt und im Falle eines Versorgungsausfalles mit einem finanziellen Schaden des Verbrauchers verbunden ist. Zudem sind Investitionen ineffizient, die aufgrund einer Überschätzung der Versorgungsaufgabe durchgeführt werden. Sie erhöhen die Netzkosten und verschlechtern die Effizienz des Netzbetriebs.

In einem ersten Schritt werden aus den unsicheren Planungsgrößen für einen Betrachtungszeitraum Entwicklungspfade abgeleitet (siehe Bild 82). Aus ihnen ergeben sich Szenarien (Zustände), die mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit gewichtet sind. Dabei werden Unsicherheiten in Form einer Normalverteilung modelliert. Der Erwartungswert gibt die erwartete Prognose wieder, dessen Unsicherheit mit dem Planungshorizont zunimmt. Sie entspricht der Standardabweichung und bildet die Fehleinschätzung des erwarteten Trends (Erwartungswert) ab. Demnach können kurzfristige Planungen relativ genau erfolgen, langfristige Maßnahmen sind stärker mit Unsicherheiten behaftet.

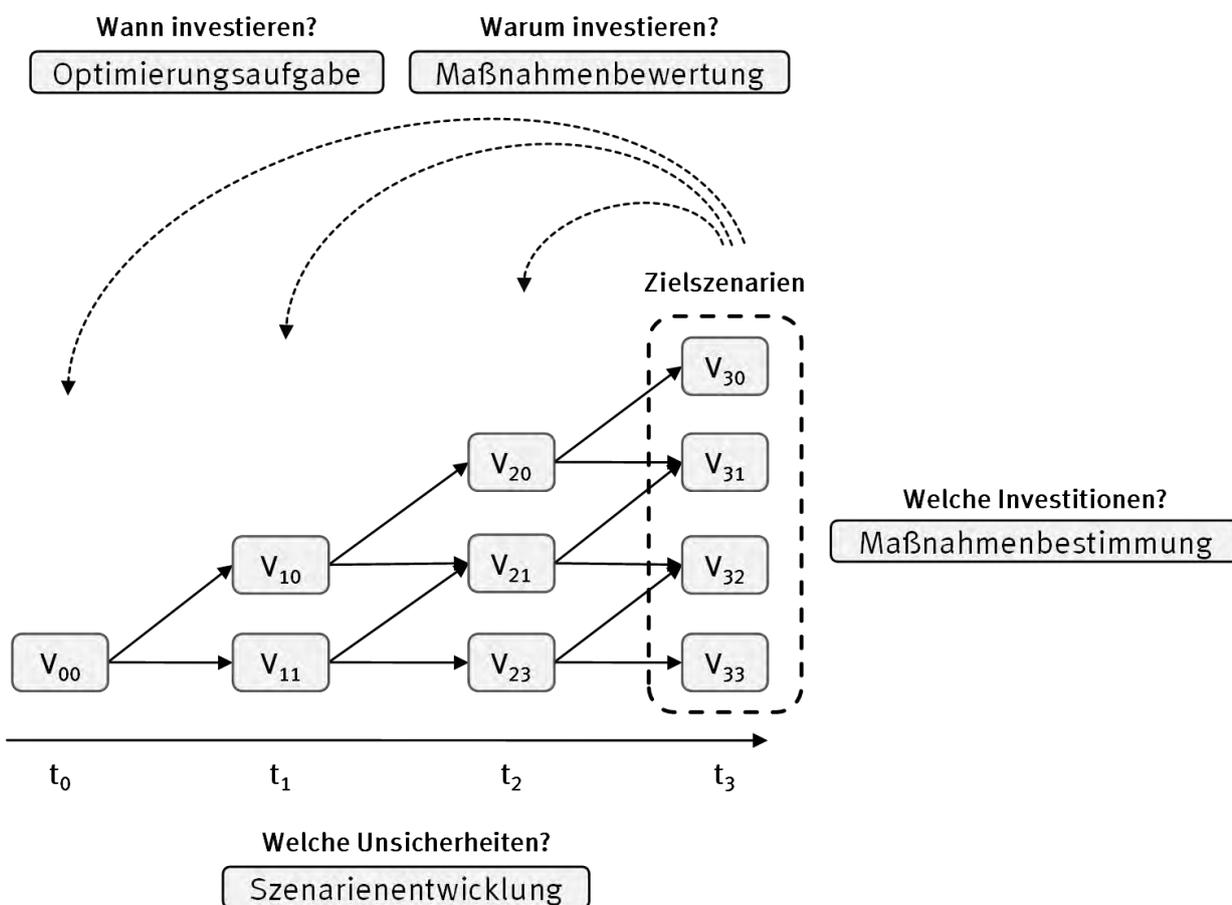


Bild 82: Arbeitsschritte innerhalb des Projektes

Anschließend werden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Definition von Investitionsmaßnahmen anhand von (Ziel-)Szenarien
2. Kosten-Nutzen-Bewertung der Maßnahmen eines Szenarios

Aus den Zielszenarien werden mit Hilfe von Netzberechnungen Erweiterungsmaßnahmen abgeleitet. Zur Bewertung der Erweiterungsmaßnahmen werden Zuverlässigkeitsberechnungen durchgeführt, um den Einfluss einer Maßnahme auf die Versorgungsqualität zu bestimmen. Durch eine monetäre Bewertung mithilfe von

Qualitätsgrößen und –preisen wird der Nutzen einer Maßnahme abgeleitet. Sind die Betriebsmittel nicht ausreichend dimensioniert, führt dies zu einer Unterversorgung von Netzkunden, die in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe quantifiziert und monetär bewertet wird.

Zur Bewertung von Instandhaltungsmaßnahmen (Wartung und Instandsetzung) wird der monetäre Schaden eines Ausfalls den Maßnahmekosten gegenübergestellt. Der Zustand eines Betriebsmittels wird durch eine zeitabhängige Ausfallwahrscheinlichkeit abgebildet. Der Nutzen entspricht einer Verbesserung der Versorgungsqualität, was einer Reduktion der Ausfallrate und der Eintrittswahrscheinlichkeit eines kostenbewerteten Schadens (finanzielles Risiko) entspricht. Für die Alterungsprozesse werden bekannte Lebensdauermodelle und historische Daten (Störungsstatistiken) verwendet, um den altersbedingten Betriebsmittelzustand in Form von zeitabhängigen Ausfallraten abzubilden.

Das ausgewählte und als geeignet eingestufte Optimierungsverfahren ist die Realloptionsanalyse. Realloptionen ermöglichen eine optimale Reaktion auf die unsichere Entwicklung. Dabei wird der Investitionszeitpunkt gewählt, an dem der erwartete Nutzen einer Investition die anfallenden Kosten über den Betrachtungszeitraum überwiegt. Zur Lösung des mehrperiodischen stochastischen Entscheidungsproblems kommt ein Verfahren der dynamischen Programmierung zur Anwendung.

Ein Anwendungsbeispiel ist in Bild 83 dargestellt. Im Vorfeld werden die Erwartungswerte der Kapitalwerte für jeden Zustand des Entscheidungsbaumes berechnet, wobei die zukünftig erwarteten Zahlungsflüsse berücksichtigt werden. Sollte eine Investition einen negativen Projektwert aufweisen, so wird nicht investiert und der Wert zu null gesetzt (Zustand C, E und F). Der Wert der Option, die Investition zu verschieben, ist maßgeblich für den Investitionszeitpunkt. In diesem Beispiel entspricht einerisikooptimale Investitionsentscheidung in $t=0$ einem Aufschub der Investition. Ist der Erwartungswert des Projektwertes zwar positiv (10 Einheiten), besteht jedoch das Risiko, dass die zukünftigen Rückflüsse ausbleiben und zu einem negativen Projektwert führen (Pfad A-C-F). Die risikooptimale Entscheidung lautet: Aufschub der Investition in $t=0$ und Durchführung, sollte der Umweltzustand B in $t=1$ eintreten. Besteht in $t=0$ noch das Risiko eines negativen Projektwertes, so führt ein Investitionsaufschub und die Durchführung bei Eintritt von B zum Zeitpunkt $t=1$ unabhängig von der unsicheren Entwicklung zu einem positiven Projektwert. Die Durchführung des Projektes ist zudem gegenüber einem weiteren Aufschub zielführend, da sie den Projektwert unter Berücksichtigung der zukünftigen Zahlungsflüsse maximiert.

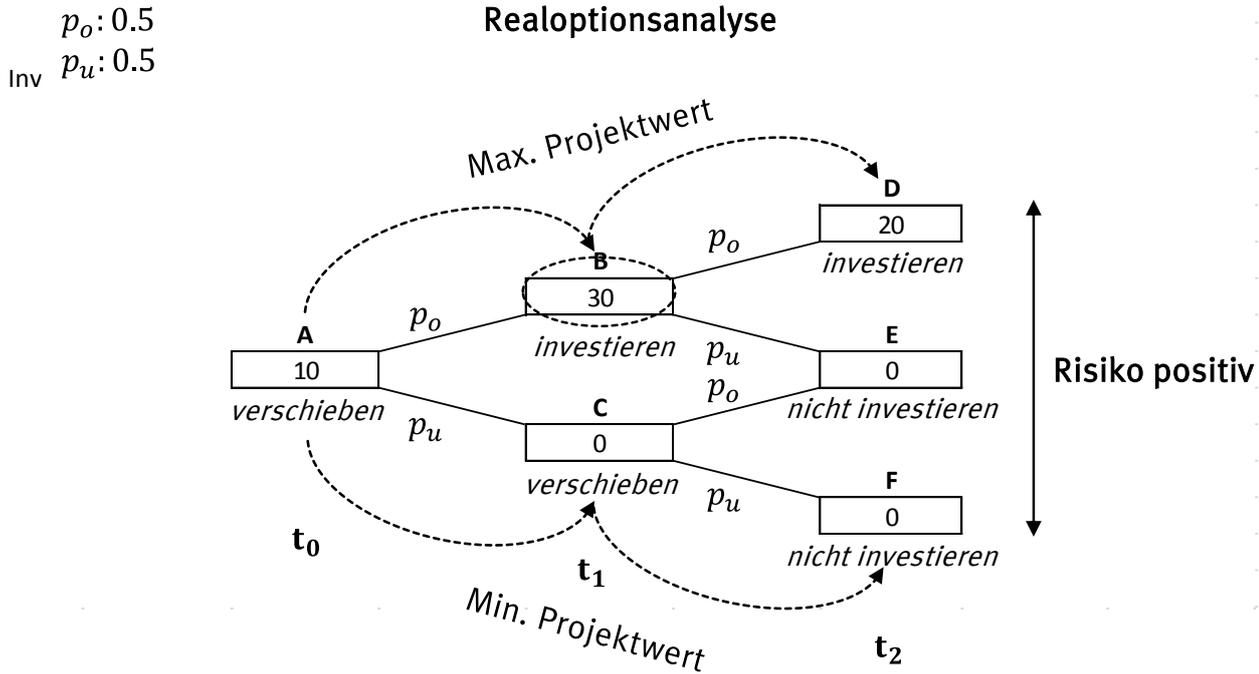


Bild 83: Beispiel einer Anwendung von Realoptionen

Je nach der Anzahl möglicher Investitionen entsteht eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten eines jeden Betrachtungszeitpunktes. Die gegenseitige Abhängigkeit von Erweiterungs- und Instandhaltungsmaßnahme führt zu einem multioptionalen Entscheidungsproblem. Durch die Anwendung von Monte-Carlo-Simulationen werden aus den modellierten Eingangsdaten Entwicklungspfade generiert (s. Bild 84), für dessen Zustände Investitionsmaßnahmen und Risiken über Netzberechnungsverfahren bestimmt werden. Eine Gegenüberstellung von Kosten und Risiken liefert die optimale Investitionsentscheidung eines Entwicklungszustandes. Eine lineare Regression (Methode der kleinsten Fehlerquadrate) der Zustände zwischen den Zeitpunkten ermöglicht eine risikooptimale Entscheidung zwischen Durchführung und Verschiebung bzw. Unterlassung der Investition. Ausgehend vom Ende des Betrachtungszeitraumes liefert die Rückwärtsrekursion den optimalen Zeitplan für die Maßnahmendurchführung in Abhängigkeit der unsicheren Entwicklung.

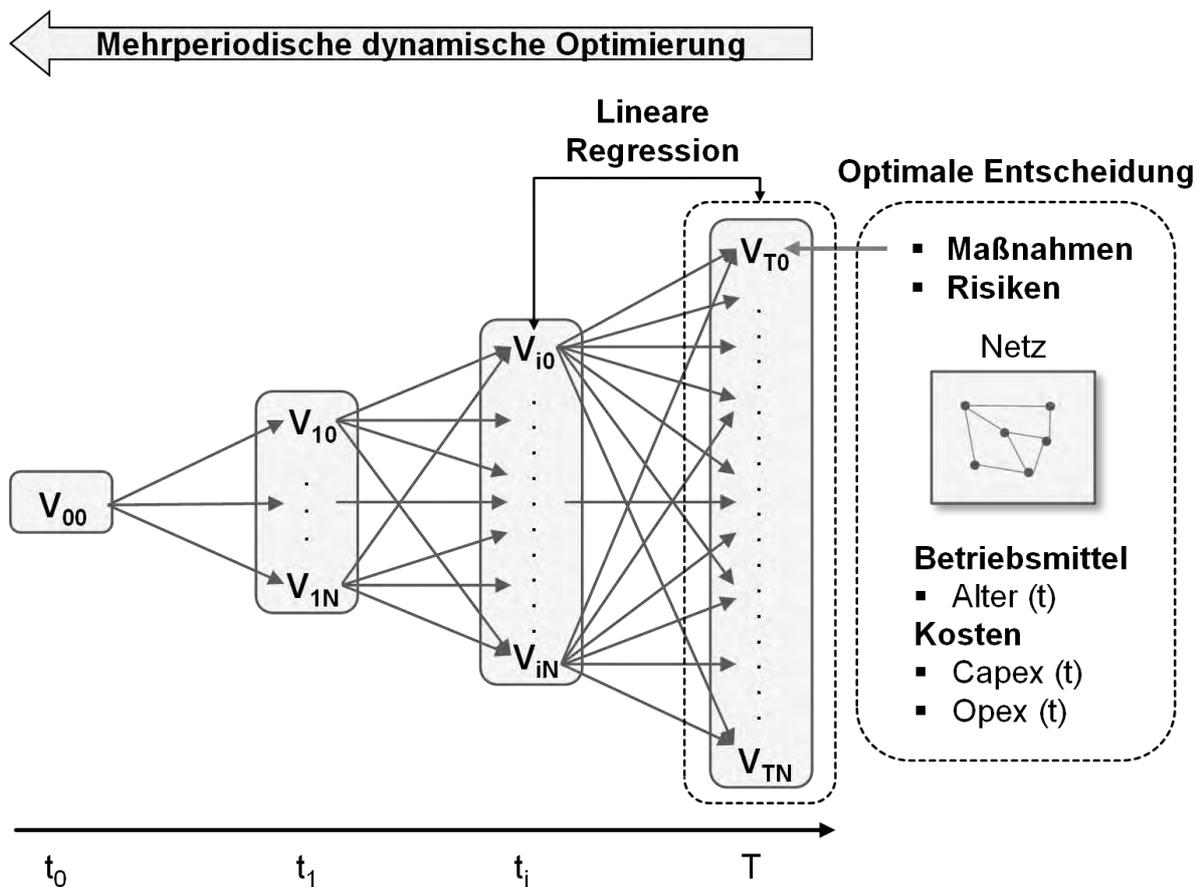


Bild 84: Ablauf des rekursiven Optimierungsverfahrens

In diesem Forschungsprojekt wird ein neuartiges Verfahren entwickelt, um eine risikooptimale Investitionsstrategie eines Netzbetreibers abzuleiten. Erstmals wird die Versorgungsqualität durch die technischen Eigenschaften der Betriebsmittel und die Bedeutung für das Versorgungsgebiet in der Investitionsbewertung berücksichtigt. Neben den Qualitätskenngrößen werden weitere regulatorische Anreize (Investitionsbudgets, Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen, etc.) hinsichtlich ihrer Wirkung auf eine risikooptimierte Ausbaustrategie untersucht.

Das Verwertungspotential des Forschungsprojektes liegt in der Analyse möglicher Regulierungskonzepte. Das Optimierungsergebnis als risikooptimale Strategie des Netzbetreibers stellt eine wissenschaftliche Basis dar, um bisherige Regulierungskonzepte zu beurteilen, Schwachstellen aufzuzeigen und geeignete Konzepte zu erforschen.

5. Vorträge

5.1 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

- 06.01.2010 Dr. Mikhail Vasilyev, Energy Systems Institute, Irkutsk: "Potential Competition in German Electric Power Industry", TU Dortmund
- 10.02.2010 Dechang Yang, M. Sc.: "Studying on Low Frequency Oscillations (LFOs) monitoring and damping control based on WAMS in interconnection power system", ESW, TU Dortmund
- 14.07.2010 Yong Li, M. Sc.: "Coordinated Wide-Area Stabilizing Control of HVDC and FACTS Devices in Large Power Systems", TU Dortmund
- 11.08.2010 Dr. Ivanova Ekaterina, Energy Systems Institute, Irkutsk: "Game Theory. Bimatrix games.", TU Dortmund
- 06.10.2010 Dipl.-Wirt-Ing. Daniel Waniek: "Lastflussbasierte Bewertung von Engpässen im elektrischen Energieübertragungsnetz", Promotionsvortrag, TU Dortmund
- 12.11.2010 Dr.-Ing. Gerhard Howe, Evonik Steag AG: „Strom aus Steinkohle – nicht nur eine technische Herausforderung, ZEDO e.V. Workshop, TU Dortmund
- 12.11.2010 Dr.-Ing. Eckhard Grebe, Amprion GmbH: „Anschluss der Türkei an das westeuropäische Verbundsystem“, ZEDO e.V. Workshop, TU Dortmund
- 12.11.2010 Dr.-Ing. Jochen Handke, E.ON Energy Trading: „Marktrisiken und –potentiale bei zunehmenden volatilen Energiepreisen“, ZEDO e.V. Workshop, TU Dortmund
- 12.11.2010 Dr.-Ing. Lorenz Müller, Vattenfall Europe Transmission: „Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Vermarktung durch den Übertragungsnetzbetreiber“, ZEDO e.V. Workshop, TU Dortmund

5.2 Vorträge von Mitgliedern des Lehrstuhls und des Arbeitsgebietes

- 20.01.2010 B. Gwisdorf: „Energetisch und wirtschaftlich effiziente Energieversorgung von Neubaugebieten“, im Rahmen der Veranstaltung „Contracting – Neue Möglichkeiten der Finanzierung“, Stadtwerke Unna GmbH, Unna
- 21.01.2010 J. Myrzik: „Netzgekoppelte Invertoren“, Studientag „Impact van decentrale productie op de energielevering“, Hogeschool West Flandern Kortrijk, Belgien
- 09.02.2010 C. Rehtanz: „Netzintegration regenerativer Energiequellen“, 14. Fachkongress Zukunftsenergien, E-World Energy & Water, Essen
- 12.02.2010 M. Kleemann: „Automatisierter Teststand für dezentrale Energieerzeugungsanlagen bis zu 5 kVA“, 11. Symposium Energieinnovationen 2010, Graz, Österreich
- 05.03.2010 C. Rehtanz: „The Electrical Power Grid as Market Place and Integration Plattform for Renewable Energy“, Kolloquium, EPFL Lausanne, Schweiz
- 10.03.2010 C. Rehtanz: „Infrastruktur und Netze für die Elektromobilität“, Deutsche Bank Direktion Köln, Köln
- 16.03.2010 C. Rehtanz: „The Electrical Power Grid as Market Place and Integration Plattform for Renewable Energy“, Kolloquium, Universität San Juan, Argentinien
- 23.03.2010 C. Rehtanz: „Das Stromnetz als Marktplatz und Integrationsplattform für erneuerbare Energien“, Forschungszentrum Jülich, Jülich
- 25.03.2010 C. Rehtanz: „Netzintegration erneuerbarer Energien - Netzaspekte und Konzepte zur Anpassung“, Jahrestagung der Europäischen Akademie Bad Neuenahr, Wissenschaftszentrum Bonn
- 12.04.2010 W. Horenkamp: „Netze und Infrastrukturen für Elektromobilität“, Verkehrskreis Dortmund
- 12.04.2010 K. Görner: „Large-Scale WAMS“; Workshop Recent Trends in Power Grid Monitoring, Imperial College, London, UK
- 20.04.2010 C. Rehtanz: „Netzintegration von Elektrofahrzeugen“, VDE-ETG Life Needs Power, Hannover-Messe
- 21.05.2010 C. Rehtanz: „Ein smartes Ladestromkonzept - Technische Möglichkeiten kostengünstig umgesetzt“, Euroforum Kongress „Elektromobilität 2010“, Hamburg
- 02.06.2010 J. Myrzik: „Developing models for smart grids: Which way to go? “ COGEN Europe and Euroheat & Power Joint Annual Conference, Brüssel

- 08.06.2010 B. Gwisdorf: „From Smart Metering towards Smart Grids – Herausforderungen für zukunftsfähige Netze“, Deutsch-Französische Konferenz „From Smart Metering towards a Smart Energy World“, DENA, Berlin
- 21.06.2010 C. Rehtanz: „The Electrical Power Grid as Market Place and Ingration Platform for Renewable Energy“, Kolloquium der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, ETH Zürich, Schweiz
- 24.06.2010 D. Waniek: „Flow-based Evaluation of Congestions in the Electric Power Transmission System,“ 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid/ Spanien
- 30.08.2010 C. Rehtanz: „Vom Offshore-Grid zum europäischen Supernetz“, 1. Handelsblatt Jahrestagung Erneuerbare Energien 2010, Berlin
- 20.09.2010 C. Rehtanz: „Smarte Ideen für zukünftige Stromnetze“, 126. Versammlung der Gesellschaft Deutscher Naturforscher und Ärzte, Dresden
- 22.09.2010 C. Rehtanz: „Transformationsprozess: Herausforderungen für das Elektrizitätssystem“, 9. EWI-FAZ-Energiekonferenz, Köln
- 28.09.2010 A. Koch: „Harmonics and Resonances in the Low Voltage Grid Caused by Compact Fluorescent Lamps“ 14th international conference on Harmonics and Quality of Power, Bergamo, Italien
- 05.10.2010 O. Krause: „Smart Grid –Hintergründe und Konzepte“ ABB Userforum, Heidelberg
- 11.10.2010 M. Kleemann: „Concept and Requirements of a Simulator for Substation Automation Systems“, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, Göteborg, Schweden
- 19.10.2010 C. Rehtanz: „Smart Grids - Herausforderungen für das Elektrizitätssystem der Zukunft“, Netzwerk Kraftwerkstechnik des Landes NRW, Düsseldorf
- 20.10.2010 E. Plota: „G 4V: Business Models for Electric Vehicles“, 2nd European Conference Smart Grids and E-Mobility, Brussels, Belgien
- 25.10.2010 C. Rehtanz: „Wide Area Monitoring, Control and Protection“, Keynote Speech, IEEE Powercon, Hangzhou, China
- 26.10.2010 J. Myrzik: „Energieeffizienz geht uns alle an“ Dortmunder Arbeitskreis Wirtschaftswissenschaft , Dortmund
- 27.10.2010 C. Rehtanz: „Challenges for the Future Power System of Europe“, Kolloquium der Hunan University, Changsha, China
- 29.10.2010 S. Kreutz: „Der E-DeMa-Marktplatz als Energiehandelsplattform für den Kunden“, Tagung Smart Energy 2010, DASA, Dortmund

- 04.11.2010 J. Myrzik: „Netto Zero Energy Building“, Daikin, Konvakai 2010, Essen
- 08.11.2010 C. Rehtanz: „Herausforderungen und Nutzen von Elektrofahrzeugen für die Netze“, VDE Kongress, Leipzig
- 09.11.2010 D. König: „Moderner Stromhandel für dezentrale Kleinstspeiser in einem intelligenten Stromnetz der Zukunft“, 1. VDI Fachkonferenz KWK in Wohn- und Gewerbeobjekten, Frankfurt
- 10.11.2010 H. Belitz: „Demand Side Management – Lastverschiebungspotentiale beim Endkunden und deren Einfluss auf die Integration von Erneuerbaren Energien“, VDE Fachforum Ruhr „Energieeffizienz – Ruhrgebiet goes Green“, Amprion GmbH, Dortmund
- 10.11.2010 J. Myrzik: „Energieeffizienz: Potentiale, Perspektiven, Handlungsbedarf“ VDE Fachforum Ruhr, Dortmund
- 17.11.2010 J. Myrzik: „Energieeffizienz: Potentiale und Perspektiven für Rechenzentren“ Fachtagung für IT Koordinatoren, Castrop-Rauxel
- 29.11.2010 C. Rehtanz: „Stromnetze der Zukunft“, Impulsreferat, Forschungsabendessen mit Ministerin Schulze, Innovationsministerium NRW, Düsseldorf
- 09.12.2010 C. Rehtanz: „Einsatz moderner Netztechnologien für eine zukunftsorientierte und wirtschaftliche Netzplanung“, ETP-Konferenz „Kapazitätssteigerung im Hoch- und Höchstspannungs-Netz“, Düsseldorf

6. Veröffentlichungen

6.1 Publikationen

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

Bhattacharyya, S.; Cobben J.F.G.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L.: „Flicker propagation and emission coordinaton study in a simulated low voltage network“. European Transactions on Electrical Power, 20(1), 52-67, January 2010

Voltage flicker is an irritating problem especially for the low voltage (LV) customers. It is mainly caused by the loads having repetitive cycle of operation. During the past years, the network operators around the world have registered many complaints from the customers about flicker related problems. Presently, there is no common standard value for the flicker planning level available globally. Moreover, in some countries (for example, in the Netherlands), the existing networks are not even based on a specific planning level value for flicker. Therefore, it is necessary to discuss the flicker planning level values in different voltage levels to overcome flicker related problems. In this paper a typical LV network is simulated to analyze the flicker propagation behavior in the network. The effects of switching LV disturbing loads (such as elevator, welding machine, etc.) on flicker generation at different customer's installations are studied by using synchronized measurement technique. Also, the impacts of the background flicker pollution transferred from the upstream to the downstream networks are analyzed. The simulation results give an overview of the flicker pollution levels at the LV customer's installations in the presence of background flicker. This paper estimates the maximum value of flicker emission share at different customer's point of connections (POC), considering the impact of background flicker pollution. Finally, planning level values of flicker in different voltage levels are suggested that can be useful for the network operators in designing their future networks.

Kleemann, M.; Horenkamp, W.; Stachorra, E.; Toffel, L.: „Automatisierter Teststand für dezentrale Energieerzeugungsanlagen bis zu 5 kVA“, 11. Symposium Energieinnovationen 2010, Graz, 10.-12. Februar 2010

Dezentrale Einspeisung in das Niederspannungsnetz darf weder die Sicherheit von Personen und Betriebsmitteln noch die Versorgungsqualität der Netze beeinträchtigen. So müssen Netzurückwirkungen begrenzt und Netzschutzfunktionen in den dezentralen Energieumwandlungsanlagen integriert oder als externe Komponente eingesetzt werden. Zur Prüfung dieser Schutzfunktionen und zur Untersuchung von Netzurückwirkungen hinsichtlich der geltenden Normen wurde ein teilautomatisierter Teststand entwickelt. Grundbedingung war eine strukturierte und möglichst einfache Bedienung und Dokumentation der Prüfungen bei vertretbarem Aufwand sowie eine einfache Erweiterung und Anpassbarkeit an zukünftige Normen und Richtlinien.

Laskowksi, M.; Franz, O. H.; König, D.; Rehtanz, C.: „Development and Demonstration of Decentralised Power Systems Culminating in a Future E-Energy Marketplace“, it – Information Technology, Oldenbourg Verlag, No. 2, pp. 74-82, February 2010

The introduction of smart meter solutions - especially within the residential and commercial customer segment - will lead to new opportunities for customer interaction with the energy market and for boosting consumer awareness for electricity consumption. Both of them help to increase end user energy efficiency. Within the BMWi project E-Energy the E-DeMa consortium with the members RWE, Siemens, ef.ruhr, Stadtwerke Krefeld, Miele and ProSyst draws on the capabilities of current smart meter solutions and extends them to a future marketplace for all services and products around demand side management, flexible tariff structures or network services. The subscriber as prosumer (simultaneously producer and consumer) develops to become an active market player. The aim of this project is to create conditions for the efficient handling of energy resources.

Li, Y.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.; Luo, L.F.: „Feasibility Study on Application of Voltage Source Inductive Filtering Converter in HVDC-Light Systems”, Proceedings of 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE Press, Chengdu, China, March 2010

This paper presents a new voltage source inductive filtering converter (VSIFC) for HVDC-Light transmission system, which is mainly composed of the inductive filtering (IF) transformer and the related full-tuned (FT) branches with the commutating function for the self-commutated converter. This paper concerns on the technical feasibility on the application of VSIFC in HVDC-Light systems. Firstly, two kinds of maincircuit topologies of VSIFCs are proposed, and based on this, a typical test system for the proposed VSIFC-based HVDC-Light transmission is established. Then, the study on the unique inductive filtering characteristic and the transient stability that VSIFC-based HVDC transmission system has are performed in the PSCAD/EMTDC environment. Through the comparison with the classic VSC-based HVDC system, this paper verifies the technical feasibility on the application of VSIFC in HVDC-Light systems, and further reveals a series of technical characteristics and superiorities that VSIFC-based HVDC-Light system has.

Li, Y.; Luo, L.F.; He, D.J.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.: „Study on the Effects of the DC Bias on the Harmonic Characteristics of the New Converter Transformer”, Proceedings of 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE Press, Chengdu, China, March 2010

DC bias is the problem that must be faced in the course of the design of the converter transformer for the high-voltage direct current (HVDC) transmission system, especially the new converter transformer that has the unique wiring scheme. This paper will theoretically analyze the basic cause of the dc bias of the new converter, and then according to the real no-load characteristic of the new converter transformer, its simulation model, which considers the hysteresis loss of the core of the new converter transformer, will be established by the means of data fitting. Based on the established simulation model, the harmonic characteristic of the new converter transformer caused by the dc bias will be simulated and analyzed in detail. Furthermore, this paper will propose a new inductive filtering technology to suppress the harmonic caused by the dc bias. Finally, compared with the traditional converter transformer, the superiority that the new suppression scheme has will be revealed.

Yang, D.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Luo, L.F.; Xu, J.: „Study on Harmonic Losses of Inductive Filtering Converter Transformer (IFCT) in HVDC System”, Power and Energy

Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, Chengdu, China, March 28-31, 2010

Based on the wiring scheme and the operating principle of the inductive filtering converter transformer (IFCT), this paper analyzes the effect of harmonic on the converter transformer, and establishes the harmonic losses model for the traditional converter transformer (TCT) and the IFCT, respectively. Furthermore, according to the IEC61378-2 standard and the superposition principle, the harmonics losses are calculated in detail. The simulation results verify the correctness of the theoretical analysis, and show that the harmonic losses of the IFCT are lower than that of the TCT, and the implement of the inductive filtering method can reduce the losses of converter station greatly.

Wedde, H.F.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.; Krause, O.: „Intelligent Agents under Collaborative Control in Emerging Power Systems”, Int. Journal of Engineering, Science and Technology (IJEST), Special Issue on Applications of CI in Emerging Power Systems, Vol. 2, No. 3, pp. 45-59, ISSN: 2141-2820, March 2010

In the world of liberalized power markets traditional power management concepts have come to their limits. Optimal pricing can no longer be achieved, e.g. for very short-time needs across grids. Power line overload and grid stability, increasingly resulting in regional or even global black-outs, are at stake. With the highly desirable expansion of renewable energy production these challenges are experienced in quite an amplified way: We argue that for this emergent technology the traditional top-down and long-term power management is obsolete, due to the wide dispersion and high unpredictability of wind and solar-based power facilities. In the DECENTOF 1 R&D initiative we developed a multi-level, bottom-up solution where autonomous collaborative software agents negotiate available energy quantities and needs on behalf of consumer and producer groups (the DEZENT algorithm). We operate within very short time intervals of assumedly constant demand and supply, in our case periods of 0.5sec (switching delay for a light bulb). The solution has proven to be secure against a relevant variety of malicious attacks. Within this time interval we are also able to manage the coordinated power distribution, and achieve grid stability. In this paper the main contribution is to make the negotiation strategies themselves adaptive across periods: We derive the dynamic distributed learning algorithm DE-COLEARN from Reinforcement Learning principles for providing the agents with collaborative intelligence and at the same time proving substantially superior to conventional (static) procedures. We report briefly on our extensive comparative simulation experiments.

Heskes, P.J.M.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L.: „Impact of Distribution System’s Non-Linear Loads with Constant Power on Grid Voltage”, ETAP Journal, March 2010

Today's electrical appliances are more and more built with and controlled by power electronics and processors, and their number is growing. This development can bring both advantages and disadvantages for the power quality of the electricity supply system. An advantage, for example is the growing number of home appliances that are equipped with a power factor corrector front-end. This type of appliance behaves as a resistive load and has a very good power factor. A disadvantage is the constant power load (CPL) character that shows up when the appliance is stabilized against grid voltage fluctuations by a power electronic front-end. This paper investigates the oscillatory grid voltage effect of certain amounts of CPLs in a small isolated grid system and the impact on the quality of the voltage. Results of computer simulations show that an oscillato-

ry grid voltage due to an interaction of a CPL with the voltage control system of a generator is possible and can be reduced by changing the parameters of the voltage control system.

Janssen, P.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.; Reinders, L.: „Technical feasibility study for a solar energy system at Amsterdam Airport Schiphol (AAS)”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10), Granada (Spain), March 23-25, 2010

This work arises within the framework of the introduction of renewable energies at Amsterdam Airport Schiphol (AAS) and the focus is on the technical feasibility of a solar energy system (SES) on ground level. The flight safety must always be guaranteed if solar panels are implemented on AAS. The radiation reflection of solar panels according to the optical effect towards the pilot of an airplane and the line of sight of the Air traffic tower has been studied. Also the constraints for installing an “object” at the Airport have to be taken into account. This should lead to an overall impression of the potential of solar panels that can be orientated on ground level. A complete model of a solar energy system is designed: tilt angle, type of solar panels, equipment (DC/AC inverter), a cable system as well as the way the design can be implemented in the electricity infrastructure of AAS. Power Quality (PQ) and the effects of implementing a SES will be discussed: disturbances have to be minimized.

Rehtanz, C.; e.a. (Koautor): „Elektrofahrzeuge – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“, VDE-ETG-Studie, 29. April 2010

In der Studie werden die Potentiale von Elektrofahrzeugen mit Batterien aufgezeigt, die technische Realisierbarkeit der einzelnen Komponenten bewertet und der Forschungs- und Entwicklungsbedarf abgeleitet. Bei der Anbindung der Fahrzeuge an das Versorgungsnetz wird in Szenarien die Einführung von 1 Mio. Elektrofahrzeugen und mehr beschrieben.

Editor: Gaonkar, D.N.; 2010 Distributed Generation Chapter: Coster, E.J.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L.: „Effect of distributed generation on distributed grid protection”, published by INTECH April 2010, ISBN 978-953-307-046-9

In this chapter the effect of distributed generation on the protection of distribution grids was treated. It was demonstrated that DG-units with a synchronous generator can have a strong influence on the grid contribution to the fault current. Important parameters which determine the effect of the generator on the grid contribution to the fault current are the total feeder impedance, the local short-circuit power, the size and the location of the generator. In a simulation of a 3-bus network it was shown that the generator has more effect on the grid contribution to the fault current for feeders consisting of overhead lines than for the same type of feeder built up of cables. For the analytical description of the grid contribution to the fault current an equation was derived which can be used to calculate the worst-case generator location. Then, an overview of all possible protection problems was given and categorized into fault detection and selectivity problems. It was pointed out that solving the fault detection problem directly influence the reliability of a protective system while solving selectivity problems affect the security of a protective system. In general a case study showed that dynamic simulations are necessary to evaluate the performance of a protective system of a feeder including DG.

Rehtanz, C.; e.a. (Koautor): „Die deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid“, Deutsche Kommission Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (DKE) im DIN und VDE, Herausgeber: VDE, April 2010

Die Entwicklung von einheitlichen Normen und Standards ist eine wesentliche Voraussetzung für die Einführung von Smart Grids. Dazu bedarf es einer Smart Grid-Architektur, die u. a. Anforderungen an Erweiterbarkeit, Verfügbarkeit, Sicherheit und Interoperabilität erfüllen muss. Daher wurde von der DKE in Zusammenarbeit mit E-Energy und Partnern aus der Energieversorgung, Industrie und Forschungseinrichtungen einen ersten Entwurf einer Normungsroadmap, welche die Anforderungen an Normen und Standards für eine deutsche Vision des Smart Grids darstellt erstellt. Neben den Gründen für eine Einführung von Smart Grids werden die heute noch unterschiedlichen Definitionen von Smart Grid beschrieben. Des Weiteren ist eine Zusammenstellung aktueller nationale und internationaler Normen und Standards erstellt worden. Abschließend werden Empfehlungen für das weitere Vorgehen für die verschiedenen Themengruppen, wie z.B. regulatorische und legislative Änderungen, Kommunikation, Verteilnetzautomatisierung, Smart Metering, Elektromobilität, Speicherung, Lastmanagement und Inhouse Automatisierung erstellt.

Li, Y.; Luo, L.F.; Shao, F.P.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.: „A New Auto-Inductive Harmonic-Suppression Transformer and Its Harmonic Equivalent Circuit Model“, Proc. of 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), IEEE Press, Prague, Czech Republic May 16-19, 2010

According to the demand of harmonic suppression and reactive power compensation for large-power electrical ac/dc converter systems, this paper proposes a new autoinductive harmonic-suppression (AIHS) transformer and a corresponding inductive filtering technology, analyzes its harmonic model constructed by the transformer windings and the full-tuned circuit under the specific harmonic frequencies, and establishes the harmonic equivalence circuit model. Based on this, this paper reveals the filtering mechanism of the new inductive filtering technology, and obtains the necessary impedance condition of the new transformer and the tuned condition of the full-tuned circuit to suppress the main harmonic currents in the secondary windings. Finally, a test study on a railway traction prototype system with the AIHStype single-phase traction transformer is performed to verify the correctness of theoretical analysis, and present the good inductive filtering performance that the new transformer has.

Yang, D.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Xiu, R.: „Analysis of Low Frequency Oscillations in Power System based on HHT Technique“, 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC) , Prague, Czech Republic, May 16-19, 2010.

In this paper, a non-linear analysis tool based on Hilbert-Huang Transform (HHT) is used to extract time varying oscillations characteristics from the information provided by Wide Area Measurement System (WAMS). The filtered signal is decomposed into finite numbers Intrinsic Mode Functions (IMFs) by Empirical Mode Decomposition (EMD), and then the instantaneous parameters, including frequency, amplitude and damping ratio of dominant IMF will be obtained by Hilbert Transform (HT) and specific calculating formula. Both the results of simulations and the actual applications in power system show that it is a powerful tool for the oscillation research.

Rehtanz, C. (Leiter und Koautor); Aundrup, T.; Benz, T.; Dörnemann, C.; Fischer, W.; Gehlen, C.; Glaunsinger, W.; Hellmuth, H.; Kreusel, J.; Menke, P.; Neumaier, R.; Schomberg, A.; Schwippe, J.: „Übertragung elektrischer Energie, Positionspapier der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)“, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Mai 2010

Die Anforderungen an Energieübertragungsnetze in Deutschland und Europa sind zunehmend geprägt durch die europaweiten Energiemärkte und sich verlagernde Einspeiseorte insbesondere infolge des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energiequellen. Unabhängig von den Organisationsformen, den Besitzverhältnissen und den politischen Randbedingungen für die Netzbetreiber bleibt das übergeordnete Ziel die Gestaltung und der Betrieb eines möglichst effizienten Übertragungsnetzes, welches auch unter den sich verändernden Anforderungen den Kriterien der Umweltverträglichkeit, Akzeptanz, Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Sicherheit für die Versorgung gleichermaßen genügt. Eine sichere Energieversorgung zu angemessenen Preisen bei geringem Umwelteinfluss ist ein entscheidender Erfolgsfaktor für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Die Experten der Energietechnischen Gesellschaft im VDE stellen in diesem Dokument den aktuellen Sachstand und die technologischen Optionen zur elektrischen Energieübertragung aus Sicht der Netzbetreiber, Hersteller, Verbände und der Wissenschaft bewertend dar und leiten hieraus Empfehlungen für die technologische Weiterentwicklung des Übertragungsnetzes ab.

Stepanescu, S.; Fotau, I.; Stepanescu, A.: „METHODS OF SHAPPING THE LOAD CURVE USING DISTRIBUTED GENERATORS“, WEC Regional Energy Forum- FOREN 2010, June 13-17, 2010, Romania

This paper presents an approach to renewable sources or “green-energy” source, the so-called virtual power plants. Virtual power plant is a grouping of several small power plants that supplies the distribution network.

Waniek, D.; Rehtanz, C.; Handschin, E.: „Flow-based Evaluation of Congestions in the Electric Power Transmission System“, 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, Spain, June 23–25, 2010

In this paper the practical implementation of a flow-based method for the allocation of limited cross-border transmission capacity is modelled. In order to evaluate the efficiency of the approach compared to traditional methods based on bilateral conventions for the trading transactions, economic and technical performance indicators are presented. The developed approach is applied to a model of the Central Western European region. The results show that the flow-based method can improve the net-work efficiency leading to lower generation cost and higher economic welfare in the regarded region. The necessary simplifications of the load flow equations cause inevitable deviations of the estimated flows but the general behaviour is uncritical. Apart from that, single situations require a sensitive monitoring by the involved parties.

Gwisdorf, B.; Belitz, H.; Rehtanz, C.: „Der richtige Anschluss - Konzepte zur energetisch und wirtschaftlich effizienten Energieversorgung von Neubaugebieten“, Studie im Auftrag der Stadtwerke Unna GmbH, veröffentlicht bei der Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (ASEW) im Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Juni 2010

Steigende Energiepreise und politische Klimaschutzziele forcieren die Forderung nach effizienten Konzepten zur thermischen Energieversorgung von Neubaugebieten. Aus Sicht des Energieversorgers ist gerade der Ausbau der Energieversorgung in Neubaugebieten eine Herausforderung. Die im Auftrag der Stadtwerke Unna GmbH erstellte Studie „Der richtige Anschluss – Konzepte zur energetisch und wirtschaftlich effizienten Energieversorgung von Neubaugebieten“ bewertet verschiedene dezentrale und zentrale Konzepte sowohl aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) als auch aus Sicht der Privatinvestoren und Endverbraucher.

Rehtanz, C.: „Auf intelligenten Wegen in die Steckdose“, DFG Forschung Spezial Energie, DFG, S. 44-49, Juni 2010

Sie verbinden die Kraftwerke über den ganzen Kontinent, liefern den Strom an die Kunden, sind Marktplatz und Integrationsplattform für erneuerbare Energien: Elektrische Netze müssen immer komplexere Anforderungen erfüllen. Modernste Verfahren und Technologien sichern die Überwachung und die Steuerung der Systeme.

Becks, T.; De Doncker, R.; Rehtanz, C.; Reinhardt, A.M.; Willums, J.O.: „Wegweiser Elektromobilität“, VDE-Verlag, Juni 2010, ISBN 987-3-8007-3280-7

Das Wissen um geförderte Projekte und ihre Ergebnisse hilft, die eigne Innovationstätigkeit zu sichern, fördert vorwettbewerblichen Wissenstransfer und ermöglicht die Nutzung von Synergien. Hier will der neue „Wegweiser Elektromobilität“ seinen Beitrag leisten. Er versorgt den Leser mit wertvollen Basisinformationen zu mehr als 150 nationalen und internationalen Projekten im Bereich Elektromobilität.

Yang, D.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Liu, Z.; Luo, L.F.: „Overview of Smart Transmission System in China“, Power System Technology, June 2010, 34(5):1-6(in Chinese).

With increasing development of nationwide power grid interconnection and construction of UHVAC/ UHVDC power transmission projects, the construction of smart power transmission systems will be the vital task in China's power grid construction, however, traditional power transmission systems are indicative of certain limitation during the adaptation of them to the development of modern power grids. In this paper, the authors analyze the reasons of constructing smart power transmission systems, and propose the structure and functional characteristics in adaptation to smart power transmission systems in China. Firstly, the features and transmitted contents of power communication systems are presented; then the technical features of smart substations and the structure of integrated automation systems are analyzed; the core technologies for the construction of smart power transmission network are summarized; the basic functions, extended functions and alternate functions of power transmission control center are enumerated, and finally it is pointed out that the development of China's power transmission networks in the post-smart power grid era should be the problem to be considered in the planning and construction of smart power transmission systems.

Heskes, P.J.M.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L.: „Harmonic Distortion and Oscillatory Voltages and the Role of Negative Im Pedance“, IEEE PES General Meeting, July 25-29, 2010, Minneapolis, Minnesota, USA

This paper focuses on two power quality effects that are noticed with power electronic appliances. One effect is a harmonic oscillation by inverters of photo voltaic systems because they bring

a high parallel capacitance to the grid and negative output impedance. The other effect is a sub-harmonic oscillation due to the negative differential impedance of constant power loads. This paper discusses both effects and proposes counter measures to mitigate these effects. For harmonic oscillations due to photo voltaic inverters, an extra feature for these inverters is discussed. For the sub-harmonic oscillatory voltages due to appliances with negative differential impedances, a solution can be found in the voltage control systems of the power generators connected to the network.

Häger, U.; Seack, A.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.; Zimmermann, T.; Wedde, H.F.: „Applicability of Coordinated Power Flow Control based on Multi-Agent Systems” IREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VIII, Buzios, RJ, Brazil, August 1-6, 2010

An overall increase in power demand together with the liberalization of the power markets and the integration of high capacity unpredictable renewable resources (e.g. wind power) pose a challenge to transmission networks. Network operators have to guarantee a stable and efficient operating of the grid. A way to improve the stability and efficiency of the existing network – aside from expensive reconstruction – is the integration of fast power flow controllers in order to dynamically redirect power flows away from critically loaded resources that may be threatened by an overload. In this paper we present a multi-agent based algorithm that allows for an autonomous distributed coordination of fast power flow controllers without the need for global information.

Waniek, D.; Rehtanz, C.: „Vergleich von Allokationsmethoden zur Kapazitätsvergabe bei grenzüberschreitenden Netzengpässen“, Zeitschrift für Energiewirtschaft, No. 3, S. 185-194, August 2010

Innerhalb Europas wird in zahlreichen Marktinitiativen die Implementierung von flussbasierten Methoden zur Kapazitätsvergabe angestrebt. Im Gegensatz zu den heute üblichen, transaktionsbezogenen Methoden versprechen diese eine verbesserte Ausnutzung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten. Um die Auswirkungen zu quantifizieren, wurde ein Modell entwickelt, das eine gekoppelte Betrachtung des Kraftwerkseinsatzes und der daraus resultierenden Lastflüsse im Übertragungsnetz erlaubt. Mithilfe detaillierter Daten der Region Zentral-Westeuropa wurde dieses Modell für die Darstellung der Vorteile einer flussbasierten Allokation genutzt. Durch die genauere Abbildung der tatsächlichen Flüsse innerhalb des Algorithmus kann das Handelsvolumen signifikant erhöht werden, was zu einer zunehmenden Konvergenz der einzelnen Marktpreise führt. Allerdings profitieren in dem dargestellten Fall nicht alle beteiligten Marktteilnehmer in gleicher Weise von den Handelsmöglichkeiten. Direkte ökonomische Signale hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit verschiedener Kraftwerksstandorte werden aufgrund der in der Praxis notwendigen Vereinfachungen nicht gesendet, jedoch kann der systemweite Einfluss der regionalen Einspeisung bewertet und daher ggf. auch gesteuert werden.

El-Hadidy, A.; Rehtanz, C.: „A New Algorithm to improve the Operation of Distance Relays Zone 3 by Using Synchronized Phasor Measurements”, MEPS’ 2010 Modern Electric Power Systems, Warsaw, Poland, September 20 – 22, 2010

Cascaded tripping of power lines due to mal-operation of zone 3 distance relays was one of the main causes of many previous blackouts worldwide. Encroachment of load into zone 3 character-

istics during stressed system operation conditions was a basic factor for such mal-operation of the relays. By improving the operation of zone 3 it is possible to prevent mal-operations so that cascaded line tripping can be avoided. This paper proposes a new algorithm that utilizes Synchronized Phasor Measurements (SPM) to enhance the operation of distance protection zone 3 in many aspects. For instance, the relay can differentiate between actual system faults and load encroachment and be blocked. In addition to this, the tripping decision is not affected by the value of fault resistances from zero to High Impedance Faults (HIF) values. The paper discusses the basic idea of the new algorithm and explains with the aid of a simple application how to apply it.

Koch, A.S.; Myrzik, J.M.A.; Wiesner, T.; Jendernalik, L.: „Harmonics and Resonances in the Low Voltage Grid Caused by Compact Fluorescent Lamps”, 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power” (ICHQP 2010) Bergamo, Italy, September 26-29, 2010

The effects of a widespread use of Compact Fluorescent Lamps (CFLs) on harmonics in the low voltage grid are analyzed. Therefore, measurements of the harmonic characteristics of nine different brands of CFLs are done. Based on these measurement results, a simulation model is developed, which enables to study the interaction of multiple CFLs. Thereby, the harmonic content of both currents and voltages are considered. Additionally, the impact of the capacitive behavior of CFLs on resonances phenomena is investigated and its consequences for the harmonic spectrum are represented.

Gwisdorf, B.; Borchard, T.; Hammerschmidt, T.; Rehtanz, C.: „Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units”, IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply, Boston, USA, September 27-29, 2010

A high amount of fluctuating dispersed generation units causes voltage problems in supply areas with low load density and long distribution lines. Innovative and smart solutions to these problems must be considered alongside conventional grid expansion in order to achieve an efficient electricity supply. In the context of a research project, which is partly funded by the German Federal Ministry of Economics and Technology, several alternative approaches for solving voltage problems are being identified and evaluated. The different approaches range from voltage control units and reactive power management systems to a change of grid structures. In this paper, several voltage regulation units are proposed and their benefit for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units is evaluated.

Coster, E. J.; Myrzik, J. M. A.; Kruimer, B.; Kling, W. L.: „Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids”, Proceedings of the IEEE Volume”: PP, Issue: 99 : September 2010, Page(s): 1 – 12

In today's distribution grids the number of distributed generation (DG) units is increasing rapidly. Combined heat and power (CHP) plants and wind turbines are most often installed. Integration of these DG units into the distribution grid leads to planning as well as operational challenges. Based on the experience of a Dutch distribution system operators (DSO), this paper addresses several possibilities to handle grid planning issues. Effects on voltage control, grid pro-

tection, and fault levels are investigated and described. These aspects are illustrated with the aid of simulations on an existing distribution grid. It is demonstrated that in compact distribution grids voltage control problems and blinding of protection are not likely to occur and that false tripping and fault level have to be considered carefully.

Lehnhoff, S.; Häger, U.; Krause, O.; Fürst, T.; Wedde, H.F.; Rehtanz, C.: „Verteilte Koordinierung von Leistungsflussreglern in Übertragungsnetzen“, Workshop: Informatik für die Energiesysteme der Zukunft, GI-Edition Lecture Notes in Informatics (LNI), Leipzig, 27. Sept. - 2. Oktober 2010, Springer, 2010

Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazität und damit zur Vermeidung von Netzengpässen im elektrischen Energietransportnetz stellt der Einsatz von Leistungsflussreglern (LFR) dar. Diese Regler ermöglichen eine Verschiebung des Leistungsflusses von belasteten Leitungen auf weniger ausgelastete parallel verlaufende Pfade und damit eine effizientere Betriebsmittelauslastung der zur Verfügung stehenden Netze. Zur Ausregelung von weiträumigen Netzengpässen werden mehrere solcher LFR benötigt, die für einen optimalen Einsatz koordiniert betrieben werden müssen. Dieser Beitrag stellt einen agentenbasierten verteilten Lösungs- und Koordinationsansatzes vor, bei dem LFR weitestgehend autonom und unter Verzicht auf globale vollständige Informationen kritische Belastungssituationen rechtzeitig erkennen und durch geeignete Regelungsaktionen (weiträumig) entschärfen.

Gwisdorf, B.; Stepanescu, S.; Rehtanz, C.: „Effects of Demand Side Management on the Planning and Operation of Distribution Grids“, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, Göteborg, Sweden, October 10-13, 2010

This paper presents the effects of Demand Side Management (DSM) on the planning and operation of distribution grids. For this purpose the impact of DSM on the simultaneity function (also known as coincidence function) of electrical loads is taken into consideration. If there is a high DSM participation a distinct increase of the simultaneity factor can occur temporarily. The effects of an increased simultaneity factor on the loading of equipments and local voltage is analyzed taking a typical distribution grid configuration into account. The requirements of network reinforcement measures are presented and quantified with reference to DSM saturation.

Kleemann, M.; Görner, K.; Rehtanz, C.: „Concept and Requirements of a Simulator for Substation Automation Systems“, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, Göteborg, Schweden, October 10–13, 2010

Increase of dispersed generation in medium-voltage-grids and lack of practical experience with new standards form dangerous impacts on current control- and protection functions that are part of substation automation systems. To overcome these problems a simulator proposed, that supports the development of new protection systems and provides practical training opportunities in terms of IEC 61850. Real secondary equipment forms a substation, while the subimposed process, the primary equipment of the substation and the ambient power system, is simulated with a real-time simulator. Amplifiers are coupled to the simulator and allow for the emulation of the secondary currents and voltages of instrument transformers at a maximum frequency of up to 20 kHz. Conclusively relevant fault scenarios including transients during earth faults can be simulated.

Krause, O.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.: „Linear Constraints for Remaining Transfer Capability Allocation”, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, Göteborg, Sweden, October 10-13, 2010

A trend is emerging towards the activation of distribution networks, which have only been passive until now. The main purpose is to use the existing infrastructure more efficiently. Due to the vast number of low and medium voltage networks this can only be achieved with autonomous decentralized grid monitoring and usage management systems. The most sophisticated task is the autonomous determination of remaining transfer capability. The authors wish to contribute a novel approach for solving this problem based on the online approximation of operational constraints in the domain of complex nodal power.

Kreutz, S.; Belitz, H.-J.; Rehtanz, C.: „The Impact of Demand Side Management on the Residual Load“, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, Göteborg, Sweden, October 10-13, 2010

In this paper, the effect of a Demand Side Management (DSM) on the residual load in Germany is shown. The used Demand Side Management model is focused on controlling heat pumps, electrical vehicles and white goods. The aim is to analyze the use of DSM regarding the increasing fluctuating power feed-in which is a result of the growing renewable energy sources (e.g. wind turbines and photovoltaic installations). The target function of the used model is to plane the residual load curve. To evaluate the influence on the German system load, the residual load curve will be analyzed with two key parameters: the shift potential and the volatility change factor. The shift potential expresses the maximum, simultaneous reduction of the peak of the residual load curve. The volatility change factor describes the relation between the diversity of the maximum and the minimum power before and after using the DSM. The effectiveness of the DSM by the used model is estimated and the outstanding points are declared.

Dan, V.; Stepanescu, S.: „Contributions to the Capitalization of the Hydroenergetic potential of the Jiu Valley”, SIMPRO Conference, Petrosani, October 14-15, 2010, Romania

This paper presents some aspects about the hydro-energetic potential of the Jiu Valley. The treated subject is the development of the micro- and the pico-hydrosystems.

L'Abbate, A.; Migliavacca, G.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Rüberg, S.; Ferreira, H.; Fulli, G.; Purvins, A.: „The Role of FACTS and HVDC in the Future Paneuropean Transmission System Development”, 9th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), IET, London, UK, October 20-21, 2010

The present paper focuses on FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) and HVDC (High Voltage Direct Current) transmission technologies. Particular attention is paid to different specific technical, economic and environmental features of these power electronics-based devices. Final aim of the paper is the investigation of the role that FACTS and HVDC may play towards the development of the future pan-European transmission system.

Plota, E.; Bolczek, M.; Greve, S.; Wiedemann, T.; Rehtanz, C.: „Business Models for Electric Vehicles“, 2nd European Conference SmartGrids and E-Mobility OTTI-Smart Grids and E-Mobility Conference, Brussels, Belgium, October 20-21, 2010

Business models for a mass market of electric vehicles include not only a sustainable concept of energy supply but also take into account the capability to provide flexibilities and ancillary services. In a future energy system, in which renewable energies will take over the majority of energy supply, these services may contribute to guarantee the reliability of supply. The utilization of the whole potential of electric vehicles requires an overall analysis of the interrelations between the energy sector and the ICT sector. New activities within these sectors might lead to new or extended business models. The methodology to elaborate potential business models will be presented in this paper. Starting point for identifying new activities is to develop an overall value chain for the e-Mobility Market. The allocation of activities to stakeholders, leads to different business models which are presented exemplary. The criteria for evaluating the potential business models will be introduced. For all business models it will be assumed that there are roaming concepts, meaning that each customer can use the e-Mobility Market infrastructure independent from his supplier with one contract.

Yang, D.; Rehtanz, C.; Li, Y.: „Analysis of Low Frequency Oscillations Using Improved Hilbert-Huang Transform“, Proceedings 2010 International Conference on Power System Technology, Hangzhou, China, October 24-28, 2010

As a non-linear and time-varying tool, Hilbert-Huang Transform (HHT) has been widely used to analyze Low Frequency Oscillation (LFO) signals in power systems. It utilizes Empirical Mode Decomposition (EMD) to decompose the LFO signals into a collection of Intrinsic Mode Functions (IMFs), and then the instantaneous parameters including magnitude, frequency of every IMF can be calculated by applying the Hilbert Transform. However, HHT suffers from a number of shortcomings. In order to dispose the inherent problems of conventional HHT, an improved HHT is proposed based on Symmetrical Extrema Extension (SEE) method and frequency heterodyne technique. In this paper, SEE method is employed to expand the original signal during the processing of EMD and frequency heterodyne technique is used to overcome the modemixing phenomena. Next, the principle and influences of different shifting frequency factors are introduced. Based on these, the steps and flow chart of improved HHT are proposed. The results of testing signals and simulation model show that the improved HHT not only diminishes the influences of End Effect, but also expands the application of HHT. It is feasible and effective to overcome special mode-mixing problem.

Balabin, M.; Görner, K.; Li, Y.; Naumkin, I.; Rehtanz, C.: „Evaluation of PMU Performance During Transients“, IEEE-Powercon Conference, Hangzhou, China, October 24-28, 2010

The paper presents different test methods for PMU (Phasor Measurement Unit) during transients in detail and shows practical results from tests of PMU from various vendors. The authors emphasize transients, because the measurement of stationary signals and their accuracy is already defined in IEEE C37.118. However, with the exception of step functions no dynamic signals are considered. The results are compared and advice is given for testing and evaluation of PMU measurement with dynamic signals.

Li, Y.; Luo, L.F.; Rehtanz, C.; Xu, J.Z.; Yang, D.; Rüberg, S.: „A Class of New HVDC Transmission Modes Improved by Inductive Filtering Method“, IEEE-Powercon Conference, Hangzhou, China, October 24-28, 2010

Different from the existing main-circuit topologies of the HVDC converters, this paper presents a class of improved converter structures constructed by Inductive Filtering (IF) method, which can be used to further construct different HVDC transmission modes. Firstly, the basic operating principle and the technical characteristics of the IF method based HVDC converter is theoretically analyzed. Then, on the basis of the main-circuit topologies of the traditional line commutated converter (LCC), Capacitor Commutated Converter (CCC), Controlled Series Capacitor Converter (CSCC), and Voltage Source Converter (VSC), a class of new main-circuit topologies of the inductive filtering based HVDC converters, which are improved by the IF method, is proposed firstly in the paper. Furthermore, based on these pro-posed inductive filtering converters, three kinds of new HVDC transmission modes are further firstly proposed and the main-circuit topologies of these HVDC modes are also presented. Final-ly, the key technical characteristics of such three kinds of HVDC transmission modes will be compared. The research results show that the proposed new HVDC transmission modes represent a series of technical characteristics and superiorities, which is advantage to the stable and efficient operation of the modern HVDC transmission system.

Li, Y.; Rehtanz, C.; Görner, K.; Rüberg, S.: „Wide-Area Time-Delay Damping Control to Prevent Power Oscillations in HVDC/AC Interconnected Power Systems“, IEEE-Powercon Conference, Hangzhou, China, October 24-28, 2010

In this paper, a robust high voltage direct-current (HVDC) wide-area time-delay damping control strategy is proposed to prevent the potential low-frequency power oscillation and enhance the power stability of HVDC/AC interconnected power systems. Firstly, the basic design concept and the related design flow are presented. Then, the general wide-area power system model with the time-delay characteristic is described by the linearization modeling method. The practical reduced-order algorithm is introduced to further obtain the reduced system state-space model that maintains the low-frequency oscillation mode. Furthermore, considering the inevitable time delay in the wide-area feedback control signals transmitted by the wide-area measurement system (WAMS), the improved linear matrix inequality (LMI) method is applied to design the robust supplementary damping controller associated to the HVDC converter pole-control. Such controller can efficiently suppress the negative effect of time delay of the wide-area control signals on the oscillation damping performance. In addition, the iterative algorithm is proposed to search the optimal overall gain matrix for the state feedback control, and the state observer is also designed based on the classic pole-placement method to realize the observability on the state variables of the reduced system. Finally, a case study on a benchmark system of small signal stability study is performed to validate the proposed HVDC wide-area time-delay damping control strategy.

Voropai, N.I.; Rehtanz, C.; Soukhanov, O.A.: „Coordinated Monitoring, Forecasting and Control in Interconnected Electric Power Grids“, IEEE-Powercon Conference, Hangzhou, China, October 24-28, 2010

The trends in expansion of electric power systems (EPSs) and changes in the conditions of their operation have led to considerable transformations in their structure and operation. Joint opera-

tion of power interconnections of regions or countries within an extended super power interconnection, practical impossibility to visualize information on its current state, various principles of control and different software applied in different power interconnections, as well as confidentiality of some information make us apply distributed algorithms to process data on system state and develop control actions while improving and developing EPS control systems. Approaches unfolded further in the paper deals with the main ideas of advanced control technology for interconnected EPGs. These approaches serve as a basis for the international project "Intelligent coordination of operation and emergency control of EU and Russian power grids" (ICOEUR project), developed by the international consortium of organizations. The paper presents a short description of the project.

Hammerschmidt, T.; Linke, C.; Borchard, T.; Petermann, A.; Rehtanz, C.: „Netze für die Stromversorgung der Zukunft / Grids for Future Electricity Supply“, VDE-Kongress, Leipzig, 8.-9. November 2010

Um die Herausforderungen der zukünftigen Energieversorgung zu erfüllen, muss einerseits der Erzeugungs-Last-Ausgleich sichergestellt werden. Andererseits muss das Verteilnetz die erforderlichen Energieflüsse ermöglichen und dabei wirtschaftlich effizient sein. Während der Ausgleich von Erzeugung und Last bereits Gegenstand vieler Projekte ist, ist die Analyse eines anforderungsgerechten effizienten Verteilnetzes bisher noch kaum betrachtet und nicht Gegenstand in der öffentlichen Diskussion. Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderte Projekt „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ schließt diese Lücke durch die Entwicklung, Analyse und Bewertung von innovativen Netzkonzepten im Rahmen eines interdisziplinären Konsortiums bestehend aus der RWE Rheinland Westfalen Netz AG als Konsortialführerin, der ABB AG, der Consentec GmbH und der Technischen Universität Dortmund. Der Fokus liegt dabei auf dem Verteilnetz bis zum Kundenanschluss. Die Weiterentwicklung von Simulationstools und Betriebsmitteln wird ebenso beschrieben, wie der Praxistest der Ergebnisse in einem Demonstrations-Smart-Grid. Die Analysen zeigen, dass smarte Lösungen dazu beitragen werden bestehende Netzrestriktionen (z. B. Spannungsbandverletzungen) zu reduzieren und somit die Übertragungskapazitäten der Netzbetriebsmittel optimaler auszunutzen. Damit ergibt sich ein Smart Grid, das eine effiziente Lösung der Versorgungsaufgabe darstellt.

Rehtanz, C.; Rolink, J.: „Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen / Evaluation of the Application of Electric Vehicles for the Provision of Ancillary Services“, VDE-Kongress, Leipzig, 8.-9. November 2010

Dieser Artikel beschäftigt sich mit dem Thema Netzdienstleistungen und dem Beitrag, den Elektrofahrzeuge in diesem Zusammenhang leisten können. Der Fokus liegt dabei speziell auf dem Bereich der Regelreserve. Zum einen werden die relevantesten heutigen Rahmenbedingungen zur Erbringung von Regelleistungen dargelegt. Darauf basierend wird eine Abschätzung des technischen Potenzials von Elektrofahrzeugen anhand von detailliert beschriebenen Szenarien vorgenommen. Am Schluss des Beitrags erfolgt eine wirtschaftliche Bewertung der Ergebnisse unter Berücksichtigung der heutigen Preissituation des Regelleistungsmarktes.

König, D.; Laskowski, M.: „Moderner Stromhandel für dezentrale Kleinsteinspeicher in einem intelligenten Stromnetz der Zukunft“; VDI-Fachkonferenz „KWK in Wohn- und Gewerbeobjekten“, 08.-09. November 2010, Frankfurt

Die Einführung von Smart-Meter-Lösungen in Deutschland eröffnet insbesondere im Privat- und Gewerbekundensegment künftig neue Möglichkeiten der Verbraucherkommunikation und der Steigerung des Verbraucherbewusstseins. Mit beiden verknüpft sich die Hoffnung einer erhöhten Endenergieeffizienz. Im Rahmen des BMWi-Projektes E-Energy hat das E-DeMa Konsortium um RWE (Partner: RWE, Siemens, Hochschulen des Ruhr-gebiets, Stadtwerke Krefeld, Miele, ProSyst) ein Projekt initiiert, das die Möglichkeiten von heutigen Smart-Meter-Lösungen aufgreift und den Stromkunden zu einem aktiven Marktteilnehmer weiterentwickelt. Ziel des Projektes ist es, insgesamt beim Prosumer (Stromkunde als Produzent und Konsument) Voraussetzungen für einen effizienteren Umgang mit Energie zu schaffen.

Li, Y.; Rehtanz, C.; Yang, D. Häger, U.; Luo. L.; Lenonowicz, Z.: „Wide-area measurement-based time-delay damping control of SSSC-type FACTS device for stability enhancement of power system“, *Electrical Review*, ISSN 0033-2097, R. 86 NR 11a/November 2010

This paper presents a linear matrix inequality (LMI) method for the design of the wide-area time-delay damping (WATDD) controller of static synchronous series compensator (SSSC)-type flexible ac transmission system (FACTS) device to enhance the power stability of the interconnected power systems. Firstly, in order to reveal the single-input multi-output (SIMO) characteristic of the open-loop power system with SSSC-type FACTS device, the prediction error estimation (PEE) algorithm based system identification method is applied to fit a special SIMO linear model. Then, based on the robust control theory and LMI method, the identified linear model is formulated as the standard control problem with the time-delay of the input signals of the WATDD controller, and combined with the designed state observer for the input state variables of the WATDD controller, the control parameters are optimized by the LMI iterative solution algorithm. Finally, the nonlinear simulation on the typical 2-area 4-machine system installed with SSSC-type WATDD controller is performed to verify the LMI-based design method and the proposed SSSC-type WATDD controller.

Li, Y.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Häger, U.; Luo. L.; Lenonowicz, Z.: „Study on general harmonic equivalent circuit model for a class of new auto-inductive harmonic-suppression transformers“, *Electrical Review*, ISSN 0033-2097, R. 86 NR 11a/ November 2010

For the demand of harmonic suppression and reactive power compensation of large-power electrical ac/dc power converter systems, this paper presents a class of new auto-inductive and harmonic-suppression (AIHS) transformers and a corresponding inductive filtering method, proposes a general model and its harmonic model constructed by the transformer windings and the full-tuned circuit under the specific harmonic frequencies, and establishes the harmonic equivalent circuit model. Based on this, according to the established mathematical model, this paper reveals the filtering mechanism of the new inductive filtering method, and obtains the necessary impedance condition for the new transformer and the tuned condition for the full-tuned circuit to suppress the main harmonic currents in the secondary windings. Furthermore, the influence of

the impedance parameters on the inductive filtering effect is analysed. Finally, the experimental results verify the correctness of theoretical analysis, and present the good inductive filtering performance that the new transformer has.

Nguyen, H.P.; Kling, W.L.; Myrzik, J.M.A.: „An application of the successive shortest path algorithm to manage power in multi-agent system based active networks.” European Transactions on Electrical Power, November 2010

In order to handle a high penetration of distributed generation (DG), the existing passive distribution systems need to become more active. In the so-called active network (AN), power flow management has developed to cope with bidirectional power flow and the intermittence of DGs. This paper proposes a method to better manage active power flows based on graph theory application and multi-agent system (MAS). While the power system is represented as a directed graph, the optimal power flow (OPF) is understood as a minimum cost flow problem that can be solved by the successive shortest path algorithm. The algorithm is implemented in a distributed way and is supported by MAS. Simulations using a five sub-areas network show that the method is able to reach the optimal operation state while restraining power flows within defined bounds. Furthermore, the method can also response changes in power generation cost, network configuration and load demand increase.

El-Hadidy, A.; Rehtanz, C.: „Blocking of Distance Relay Zone3 under Load Encroachment Conditions- A New approach Using Phasor Measurements Technique” Fourteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10) Kairo, Egypt, December 19-21, 2010

Cascaded tripping of power lines due to mal-operation of zone 3 distance relays was one of the main causes of many previous blackouts worldwide. Encroachment of load into the zone 3 characteristics is one of the main cause for the mal-operation of the relays. By improving the operation of zone 3 of distance relays it is possible to prevent such mal-operations so that cascaded line tripping can be avoided. This paper proposes a new algorithm that utilizes Synchronized Phasor Measurements (SPM) to control the operation of distance protection zone 3. Based on the proposed algorithm, several improvements in operation of zone 3 can be achieved. For instance, the relay can differentiate between actual system faults and load encroachment. In addition to this, the tripping decision is not affected by the value of fault resistances from zero to High Impedance Faults (HIF). These improvements would in turn help prevent blackouts due to mal-operation of distance relay zone3.

6.2 Master- und Diplomarbeiten

- J. Kays: Bestimmung des Regelleistungsbedarfs bei unsicheren Eingangsgroößen, ESW, April 2010
- T. Nowotny: Entwicklung eines koordinierten Betriebs für dezentrale Energieumwandlungsanlagen und die Bestimmung der Leistungspotentiale, ESW, März 2010
- J. Borchert: Verifikation und Prognose der verfügbaren Kuppelkapazität im polnischen Übertragungsnetz, ESW, März 2010
- A. Seack: Optimierung eines agentenbasierten Koordinierungsverfahrens für Leistungsflussregler, ESW, März 2010
- A.-S. Koch: Betrachtungen zu Oberschwingungen in Netzen mit zunehmender Nutzung leistungselektronischer Komponenten, EEF April 2010
- Y. Cüceoglu: Entwurf eines CO₂-neutralen Wohnviertels, EEF, April 2010
- T. Noll: Analyse möglicher Entwicklungspfade des deutschen Energieversorgungssystems für das Jahr 2030, ESW, Mai 2010
- K. Shen: Untersuchung alternativer Konzepte für die Leistungs- Frequenzregelung in Verbindung mit Pluralistischen Regelzonenstrukturen, ESW, Juni 2010
- T. Durmus: Technische und wirtschaftliche Bewertung von innovativen Strategien zur optimierten Spannungshaltung in elektrischen Verteilungsnetzen, ESW, Juni 2010
- H. Böttcher: Entwicklung eines Geschäftsmodells zur Aggregation von dezentralen Ein- und Ausspeisungen, ESW, August 2010
- Z. Yang: Realisierung eines thyristorgesteuerten Leistungsflussreglers in Hardware, ESW, August 2010
- J. Teuwsen: Analyse der Auswirkungen des Betriebsverhaltens von dezentralen Kraft-Wärme-gekoppelten Erzeugungseinheiten auf die Energieeffizienz sowie Wirtschaftlichkeit der Anlagen, EEF, September 2010
- B. Johnig: Ermittlung der Einspeiseprognose für die Windparks der 110kV-Ebene zur weiteren Nutzung in der vorausschauenden dynamischen Netzsicherheitsrechnung, ESW, November 2010
- T. Schlüter: Kosten-Nutzen-Analyse zur Bewertung verschiedener Geschäftsszenarien der Elektromobilität, ESW, Oktober 2010
- M. Littwin: Aufbau und Betrieb einer Test- und Simulationsumgebung zur Analyse der Netzzrückwirkungen von Elektrofahrzeugen, ESW, November 2010

6.3 Bachelor- und Studienarbeiten

- B. Johnig: Erstellung von Szenarien und Prognosen für die Modellierung des Energieversorgungssystems in Deutschland, ESW, Januar 2010
- T. König: Untersuchung ausgewählter Anforderungen des Transmission Code an die Dimensionierung und den Betrieb thermischer Kraftwerke, ESW, März 2010
- S. Kuch: Bewertung des technischen und wirtschaftlichen Potentials des Einsatzes von zentral gespeisten Gleichstromnetzen auf Ebene der Niederspannungskunden, ESW, März 2010
- I. Stoyanova: Spannungshaltung in Verteilungsnetzen in Verbindung mit Smart Metering, ESW, Mai 2010
- J. Teuwsen: Wirtschaftliche Bewertung des Demand Side Managements und Auswirkungen auf den Regenergiemarkt, EEF, April 2010
- R. Lehmann: Marktanalyse und Verifikation von Simulationstools für die Leistungselektronik, ESW, Juni 2010
- Z. Chen: Comparative Assessment of Prony and Hilbert-Huang Transform Methods for Low Frequency Oscillation Analyzing, ESW, Juli 2010
- D. Tillmann: Untersuchung der Auswirkungen weiträumiger Leistungstransfers im zukünftigen Übertragungsnetz, ESW, September 2010
- A. Schapovalov: Verbesserung der Konvergenz von Lastflussberechnungsverfahren durch automatisierte Ausbaumaßnahmen, ESW, November 2010
- V. Rudolf: Aktuelle Probleme, Forschungsfelder und Trends beim Aufbau und Betrieb vermaschter Hochspannungsgleichstromnetze, ESW, September 2010
- A. Reissaus:
L. Wenning: Generation of an aggregated wind farm model and evaluation of grid requirements imposed by increasing wind power penetration, ESW, Oktober 2010
- S. Gördes: Untersuchung von integrierten Magnetischen Komponenten für eine Vollbrückenschaltung mit Stromverdoppler-Gleichrichter, EEF, Oktober 2010

- C. Schlüchtermann: Lademanagement für Elektrofahrzeuge mit Smart Metering Systemen, ESW, Oktober 2010
- R. Almeida: Anwendungen und Simulation von Supraleitenden Strombegrenzern in Verteilungsnetzen, ESW, November 2010
- B. Keune: Implementierung einer Ethernet-basierten Kommunikation für Schutzanwendungen, ESW, November 2010
- M. Obone-Mba: Implementierung einer Ethernet-basierten Kommunikation für Schutzanwendungen, ESW, November 2010

7. Promotionen

Daniel Waniek: Lastflussbasierte Bewertung von Engpässen im elektrischen Energieübertragungsnetz

Referent: Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. A. Moser

Tag der mündl. Prüfung: 19.11.2010

Der zunehmende grenzüberschreitende Handel mit elektrischer Energie und der nur bedingt mögliche Ausbau von Kuppelkapazitäten machen Handelsbeschränkungen erforderlich, um einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zu gewährleisten. Die marktgerechte Vergabe der knappen Kapazitäten stellt einen wichtigen Schritt bei der Etablierung weiträumiger und effizienter Elektrizitätsmärkte dar. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Modell entwickelt, das eine direkte Kopplung zwischen der kommerziellen und der technischen Ebene des Handels mit elektrischer Energie realisiert. Am Beispiel der Region Zentral-Westeuropa wird gezeigt, dass die angestrebten flussbasierten Methoden für die Vergabe grenzüberschreitender Kuppelkapazitäten Vorteile gegenüber den herkömmlichen transaktionsbasierten Methoden aufweisen. Das Modell erlaubt dabei eine differenzierte Analyse der ökonomischen Auswirkungen auf die einzelnen Marktteilnehmer sowie der physikalischen Leistungsflüsse im Übertragungsnetz. Aufgrund der Detailtiefe des Modells lassen sich konkrete Empfehlungen hinsichtlich der notwendigen Abstimmungsprozesse zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen bei der praktischen Umsetzung ableiten.



Emil-Figge-Str. 70
D-44227 Dortmund
Germany

Tel: +49-(0)231-755-2395
Fax: +49-(0)231-755-2694
www.esw.e-technik.tu-dortmund.de