

# **JAHRESBERICHT 2008** ANNUAL REPORT 2008



**LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME  
UND ENERGIEWIRTSCHAFT**

---

INSTITUTE OF POWER SYSTEMS  
AND POWER ECONOMICS

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](mailto:christian.rehtanz@tu-dortmund.de)

Redaktion: D. König, D. Waniek

## Vorwort

Das Jahr 2008 des Lehrstuhls geht schwungvoll zu Ende. Nachdem viele Projekte erfolgreich beantragt worden sind, konnte die Anzahl der Mitarbeiter deutlich gesteigert werden. Das Lehrstuhlteam verzeichnet nun 12 wissenschaftliche Mitarbeiter und akademische Gäste. Darüber hinaus wird das Team durch weitere internationale Promotionsstipendiaten sowie externe Doktoranden ergänzt.

Mehrere Projektaktivitäten mit hoher Sichtbarkeit sind erfolgreich angelaufen. Insbesondere zu erwähnen ist ein Projekt innerhalb der E-Energy-Ausschreibung des Bundeswirtschaftsministeriums mit den Partnern ef.Ruhr, RWE, Siemens, ProSyst, Miele und den Stadtwerken Krefeld. Hierdurch kann neben dem Standort Dortmund auch insbesondere die ef.Ruhr als deutschlandweit größer energiewissenschaftlicher Zusammenschluss mit der entsprechenden Sichtbarkeit gestärkt werden. In einem weiteren Projekt mit insgesamt 22 europäischen und russischen Partnern, welches von der EU im 7. Forschungsrahmenprogramm gefördert wird, hat der Lehrstuhl die Konsortialführerschaft übernommen.

Das aktuelle Projektportfolio deckt sowohl den Transport- als auch den Verteilungsbereich aus netz- und energiewirtschaftlicher Sicht ab. Darüber hinaus ist die Schutz- und Leittechnik bis hin zum Smart Metering ein stark wachsender Bereich. Die Kooperation mit den Lehrstühlen der Informations- und Kommunikationstechnik innerhalb der Fakultät sowie die Zusammenarbeit mit der Informatik konnte sehr fruchtbar erweitert werden. Dieser Bereich zeigt eine hohe Dynamik, die sich momentan z.B. auch bei der Netzintegration und dem Zähl- und Messwesen für Elektrofahrzeuge unter dem Titel „G4V – Grid for Vehicles®“ widerspiegelt.

Neben den Forschungsprojekten konnte auch eine Reihe von Studien für Industriepartner sowie öffentliche Institutionen erfolgreich durchgeführt werden.

Insgesamt freue ich mich, dass der Lehrstuhl eine lebendiges und kreatives Team ist, mit dem es Freude macht zu arbeiten, um die Zukunft der Energiesysteme und Energiewirtschaft zu gestalten.

Ich bedanke mich auch im Namen von Prof. Handschin bei allen Mitarbeitern, Partnern und Freunden des Lehrstuhls für die gute Zusammenarbeit und wir freuen uns auf eine weitere erfolgreiche gemeinsame Zukunft.

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. em. E. Handschin

## Inhalt

1. Personal .....	3
2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen .....	4
3. Lehrbetrieb .....	5
3.1 Vorlesungen .....	5
3.2 Projektgruppen.....	6
3.3 Praktika.....	8
3.4 Exkursionen.....	9
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten .....	10
5. Vorträge .....	72
5.1 Beiträge für das Kolloquium.....	72
5.2 Beiträge von Lehrstuhlmitgliedern .....	73
6. Veröffentlichungen .....	76
6.1 Publikationen .....	76
6.2 Diplomarbeiten.....	82
6.3 Studienarbeiten.....	89

## 1. Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz Univ. Prof. em. Dr.-Ing. E. Handschin		
Sekretariat:	Frau N. Funke		
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. J. Büchner (E-Bridge Consulting GmbH) Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Net AG) Dr.-Ing. U. Möhl (YIT Germany GmbH)		
Akademische Gäste:	Prof. N. I. Voropai, ESI, Irkutsk, Russia Dr. Naotaka Okada, CRIEPI, Tokio, Japan S. Stepanescu (DAAD-Stipendiat), Rumänien Deshang Yang (Stipendiat der chinesischen Regierung), China		
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König	Dipl.-Ing. K. Görner	
	Dipl.-Ing. B. Gwisdorf	Dipl.-Ing. U. Häger	
	Dipl.-Ing. M. Kleemann	Dipl.-Ing. O. Krause	
	Dipl.-Ing. J. Rolink	Dr.-Ing. W. Schulz	
	Dipl.-Ing. J. Schwippe	Dipl.-Ing. M. Thiel	
	Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek		
Technische Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. W. Horenkamp	Frau K. Jaskolla	
	Herr K.-D. Tesch		
Studentische Hilfskräfte:	R. Almeida	C. Czajkowski	Frau A. Koch
	S. König	T. König	S. Niedzwiedz
	Frau T. Noll	T. Nowotny	A. Reissaus
	A. Sardari	S. Skribic	M. Voormann
	T. Zimmermann		

## 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.

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.

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

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).

ef.Ruhr GmbH  
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20  
44227 Dortmund  
[www.ef-ruhr.de](http://www.ef-ruhr.de)

IDE - Interdisziplinäre Dortmunder Energieforschung e.V.  
Technische Universität Dortmund  
Emil-Figge-Str. 68  
44227 Dortmund

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

## 3. Lehrbetrieb

### 3.1 Vorlesungen

#### **Elektrische Energietechnik (SS)**

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

Obligatorische Vorlesung für alle Studierenden der Elektrotechnik im 6. Semester

Inhalt: Drehstrom-Systeme; Elemente der elektrischen Energieversorgung; Betriebsverhalten; Kraftwerkstechnik; Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme im stationären und dynamischen Zustand; Schutztechnik; Wirtschaftlichkeit

#### **Informationssysteme der Energieversorgung**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Energietechnische Grundlagen; stationäre Netzberechnung; Sensitivitätsanalyse; Kurzschlussberechnung; Zustandsabschätzung; Expertensysteme; Informationssysteme für die Netzbetriebsführung; Optimierung; Asset-Management

#### **Systemdynamik und -stabilität der Energieversorgung**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: FACTS-Geräte; Dynamisches Netzverhalten; Primär und Sekundärregelung; Spannungsstabilität und -regelung; Statische Stabilität und Transiente Stabilität

#### **Elektrizitätswirtschaft**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Verbundsysteme; Liberalisierung; Optimierung; Wirtschaftlichkeitsrechnung; Laststeuerung; Bezugsüberwachung; Instandhaltung

#### **Regulierungsmanagement**

*Dr.-Ing. J. Büchner*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Markt- und Organisationsstrukturen in der elektrischen Energieversorgung; Regulierung und Energieaufsicht; Netznutzungstarifstrukturen; Versorgungsqualität; Netzmanagement

#### **Energieversorgung**

*Dr.-Ing. L. Jendernalik*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Planung von Nieder-, Mittel und Hochspannungsnetzen; technische Bewertung; Wirtschaftlichkeit

## Gebäude- und Energiemanagement

*Dr.-Ing. U. Möhl*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens und des Bauwesens

Inhalt: Bau- und Objektmanagement, Bauvertragsrecht; Betriebswirtschaftliche und energie-wirtschaftliche Kennzahlen im Bau- und Objektbetrieb; Einführung in die Heizungs-, Klima- und Lüftungstechnik von Gebäuden; Energieversorgung von Gebäuden, Gebäu-deleittechnik, Gebäudemanagementsysteme, Energiemanagementsysteme

## 3.2 Projektgruppen

### Konzeption und Realisierung eines Bootes mit Brennstoffzellenantrieb

Dipl.-Ing. W. Horenkamp, Dipl.-Ing. M. Kleemann

Der Lehrstuhl wird ein brennstoffzellenbetriebenes Boot realisieren, das als Demonstrationsobjekt an der TU-Dortmund genutzt werden soll. In einem Projektseminar wurden im Zuge der Vorplanung die technischen Rahmenbedingungen untersucht. Nach dem Vergleich verschiedener Systemkonzepte, wurden geeignete Brennstoffzellen- und Batterietypen ausgewählt. Weitere Arbeitspakete bildeten die Erstellung eines Lastprofils und Abschätzung des Wasserstoff- und Raumbedarfs.

Darauf aufbauend haben Studenten die technische Umsetzung weiter vorangetrieben. Es stehen nun Varianten zur Auswahl bereit, die auf Basis von am Markt verfügbaren Komponenten zusammengestellt worden sind. Sie unterscheiden sich in erster Linie in Transportkapazität, Motorleistung und Preis. In einem weiteren Arbeitspunkt wurde die Nachbildung einer Brennstoffzelle durch ein programmierbares Gleichspannungsnetzteil realisiert, das eingebettet in eine Testumgebung als Plattform für weitere Untersuchungen dienen wird.

Derzeit wird in Kooperation mit dem Automation and Robotics Programm der TU Dortmund ein Steuerungssystem für das Boot entwickelt. Zunächst wird das System, bestehend aus Brennstoffzelle, Batterien und Antrieb, modelliert. Anschließend wird ein Energiemanagementsystem entwickelt und simulatorisch getestet, um es schließlich auf einer Speicherprogrammierbaren Steuerung zu implementieren.

In Zukunft wird das elektrische System mit den ausgewählten Komponenten zusammengestellt und der Prozesssteuerung verbunden, um es in der verfügbaren Testumgebung zu untersuchen. Implementierung einer Prozessvisualisierung und Optimierung des Energiemanagementsystems sind dabei die weiteren Schritte, bevor schließlich das Gesamtsystem in einem Boot integriert werden kann.



## **Verteiltes Energy-Monitoring für die TU Dortmund**

**Dipl.-Ing. Jens Schmutzler (KN), Dipl.-Ing. Kay Görner (ESW), Dipl.-Ing. Nils Langhammer (KT)**

Im Sommersemester 2008 wurde eine lehrstuhlübergreifende Projektgruppe für bis zu 12 Studierende angeboten. An der Betreuung der Projektgruppe beteiligten sich neben dem Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (ESW) die Lehrstühle für Kommunikationstechnik (KT) und Kommunikationsnetze (KN). Die Projektgruppe wurde in drei gleich großen Kleingruppen durchgeführt, die jeweils ein Unterthema behandeln.

Für die Überwachung der Energiebilanz der Technischen Universität Dortmund wurde ein Monitoringsystem entwickelt, das auf einem Kommunikationsstandard für innovative Funksysteme beruht (ZigBee). Im Rahmen dieser Projektgruppe wurden am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft die Anforderungen an das System erarbeitet und entsprechende Sensoren und ein Messsystem für die Erfassung der bezogenen Energie einzelner Verbraucher bereitgestellt. Dabei wurden Algorithmen zur Identifikation einzelner Verbraucher analysiert und mit dem entwickelten Messsystem erprobt.

## **RealDezent**

**Dipl.-Ing. O. Krause, Dipl.-Inform. S. Lehnhoff, Fachbereich Informatik**

Im Rahmen der Projektgruppe RealDezent wurde das Multiagenten-System zur dezentralen Koordinierung dezentraler Energiesysteme DEZENT auf der physischen Netzsimulationsanlage des Lehrstuhls umgesetzt. Die Projektgruppe wurde in Kooperation mit dem Lehrstuhl für Betriebssysteme und Rechnerarchitektur der Fakultät Informatik durchgeführt und umfasste 12 Studentinnen und Studenten der Fakultät Informatik. Es wurde ein Softwaresystem zur Steuerung und Regelung der Netzmodellkomponenten entwickelt, das neben der Steuerung der Komponenten über eine grafische Benutzeroberfläche auch die Steuerung über das „Universal Plug and Play“-Protokoll (UPnP) ermöglicht. Auf diese Weise wird der Implementierungsaufwand für zukünftige Simulationsszenarien erheblich reduziert.

### 3.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik gemeinsam organisierten Pflicht- und Wahlpraktikums während des Studiums werden vom Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft folgende Versuche angeboten:

**Rechnergestützte Messung von Energie und Leistung:** Behandlung verschiedener Messverfahren für die ein- und dreiphasige Messung von Energie und Leistung bei symmetrischer und unsymmetrischer Belastung.

**Regelung von Wirk- und Blindleistung:** Symmetrische Komponenten in asymmetrischen Netzen, Beeinflussung von Wirk- und Blindleistungsflüssen mit Längs- und Querregeltransformatoren, Messung von Wirk- und Blindleistung an einem Dreiphasennetzmodell bei symmetrischer Belastung.

**Lastfluss- und Kurzschlussimulationen mit einem kommerziellen Netzberechnungsprogramm:** Nach Modellierung eines realen MS-Netzausschnittes werden zunächst verschiedene Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen an diesem Netz durchgeführt und die Auslastung bzw. die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel analysiert. Im Rahmen weiterer Simulationen wird untersucht, ob der Anschluss einer Windenergieanlage an einem ausgewählten Netzanschlusspunkt zulässig ist.

**Simulation von Lastverteileraufgaben:** Planung des Blockeinsatzes eines Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen und einer vorgegebenen Lastprognose. Simulation der Schalthandlungen in der Lastverteilung mit Reaktion auf unvorhergesehene stochastische Ereignisse.

**Dynamische Simulation eines Energieversorgungssystems:** Die grundsätzlichen dynamischen Vorgänge, die mit der Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch nach einer Störung verknüpft sind und insbesondere nach Ausfall einer Kraftwerkseinspeisung ablaufen, werden aufgezeigt. Sowohl lineare als auch nichtlineare Modelle für Kraftwerke und Netz werden dabei im Mittelzeitbereich mittels digitaler Simulation untersucht.

### 3.4 Exkursionen

- 15.02.2008 Exkursion im Rahmen der Vorlesung „Energieversorgung“ zur RWE Westfalen-Weser-Ems in Arnsberg, Besichtigung von Schaltanlagen, Ortsnetzstationen und eines Wasserkraftwerkes nach Arnsberg
- 08.04.2008 Exkursion zu Infraserb Höchst in Frankfurt
- 09.07.2008 Besichtigung des Kraftwerkes Dortmund-Mengede
- 09.07.2008 Besichtigung des Müllheizkraftwerkes Essen-Karnap (RWE) im Rahmen der Vorlesung „Elektrische Energietechnik“
- 24.11.2008 Besichtigung des Bergwerks Ost der Deutschen Steinkohle AG in Hamm

## 4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Die Forschungsschwerpunkte für den Lehrstuhl liegen in systemtechnischen Betrachtungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, 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 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 Systemicherheit 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.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Kostengünstige Leittechnik- und Energiemanagement-Systeme basierend auf modernsten Informationstechnologien (Hardware-, Software- und Kommunikationstechnologien)
- Verknüpfung von leittechnischen Applikationen mit Energiemarktfunktionen wie zum Beispiel die Netzkapazitätsberechnung in Echtzeit.
- 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. Derartige systemtechnische Entwürfe sind durch geeignete Modellierungs- und Simulationsmethoden zu erforschen.

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.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Entwurf unterirdischer Energieversorgung bedingt durch zunehmende Umweltaforderungen (vermischte Kabel- und Freileitungsübertragungsnetze, insbesondere mit HVDC).

- Systemtechnische Integration von Windkraftanlagen, Netzintegration von Offshore-Erzeugungen insbesondere mittels HVDC. Integration der Windenergie in das Energiemarktgeschehen.
- Systemtechnische Verknüpfung von Versorgungsfunktionen (z.B. Integration von unterbrechungsfreier Stromversorgung, Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit und dezentraler Energiewandlung und Speicherung) sowie deren Integration in Energiemarktstrukturen.
- Modularisierte Netzregler zur Leistungsflussregelung und Versorgungsqualität (FACTS), zum Beispiel die Verknüpfung von leistungselektronischen Modulen mit Unterstationen und Transformatoren. Hierbei steht der Systemaufbau im Vordergrund.

### **Modellierung und Simulation von Netzen und Energiemarktstrukturen**

In der Energieversorgung bilden Modellierung und Simulation eine wesentliche Grundlage für die Netzplanung, den Betrieb und das Marktgeschehen. Mit hinzukommenden neuen Komponenten verlagern sich die Anforderungen an die Modellierung und Simulation, die bislang nur unzulänglich berücksichtigt wurden. Neue technische Lösungen müssen durch Elektrizitätsmarktszenarien evaluiert werden, um deren Nutzen für die Marktteilnehmer abzuschätzen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Modellierung von Energiemärkten insbesondere unter Berücksichtigung von Verfahren zum Engpassmanagement. Daraus resultiert die Möglichkeit zur wirtschaftlichen Bewertung neuer technischer Lösungen zur Engpassreduktion.
- Spezielle Modellierung und Simulation von Energieversorgungssystemen mit signifikantem Anteil leistungselektronischer Komponenten (FACTS/HVDC oder dezentrale Einspeisungen).
- Optimierte Netzplanung bei alternativer Einspeisung (z.B. Probabilistische Ansätze zur Verteilnetzplanung, Optimierung von Netzstrukturen und Netzinvestitionen durch dezentrale Einspeisungen, probabilistische Stabilitätsbetrachtungen bei diskontinuierlichen Einspeisungen).

### **Asset Management und Anreizregulierung**

Basierend auf den Anforderungen der Anreizregulierung müssen Effizienz steigernde Lösungen für das Asset Management gefunden werden, wobei die Versor-

gungszuverlässigkeit als Standort sichernde Randbedingung nicht verletzt werden darf. Die hier zu betrachtenden Asset Management Verfahren beziehen sich auf die Instandhaltungsplanung bestehender Betriebsmittel bei unsicherer und unscharfer Datenbasis sowie der Erneuerung und Erweiterung der Netze und der Beseitigung von Engpässen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Berücksichtigung unscharfer, unsicherer und fehlender Eingangsdaten bei der Instandhaltungsplanung von Betriebsmitteln mit Hilfe der Evidenztheorie. Ergebnisse dieser Forschung sind bereits in der Praxis erprobt.
- Das Asset Management muss unter den Maßgaben der kommenden zu gestaltenden Anreizregulierung einen effizienten Weg für Netzinvestitionen und Erweiterungen finden. Die Beseitigung von Engpässen erfordert langfristige Szenariobetrachtungen und Risikoabschätzungen um eine sichere Grundlage für einen wirtschaftlichen Netzausbau basierend auf konventionellen und innovativen Technologien zu bieten.

### **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.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Gesamtsystembetrachtungen (Modellierung, Simulation, Optimierung) bei veränderten Einspeisestrukturen und unter Berücksichtigung aller Energiearten (z.B. dezentrale Kraft- Wärme-gekoppelte Anlagen zur Glättung diskontinuierlicher Einspeisungen, Speicherintegration, Berücksichtigung verschiedener Energieträger wie z.B. (Bio-)Gas, H<sub>2</sub>, Wärme, Wind, Kraftstoffe für den Verkehr).
- Zukünftiges Gesamtszenario für die Energieversorgung unter Berücksichtigung des aktuellen Kraftwerksparks, der innerhalb der nächsten 20 Jahre ca. zur Hälfte ersetzt wird und der daraus resultierenden Konsequenzen für den Elektrizitätsmarkt.

## **Möglichkeiten eines koordinierten Betriebs der Leistungs-Frequenz-Regler in Deutschland**

Die Sekundärregelung und Minutenreserve werden derzeit von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern nach dem Verursacherprinzip eingesetzt. Durch die unkoordiniert betriebenen Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzonen kann es daher zu einem teilweise gegenläufigen Regeln innerhalb des Regelblocks Deutschland kommen. Der Abruf erfolgt vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber separat auf Basis der für seine Regelzone geltenden Merit-Order-Liste. In diesem Artikel werden mögliche Konzepte für eine Koordinierung der Sekundärregelung miteinander verglichen, um das so genannte „Gegeneinander-Regeln“ zu vermeiden.

## **Possibilities for a coordinated operation of the load-frequency-controllers in Germany**

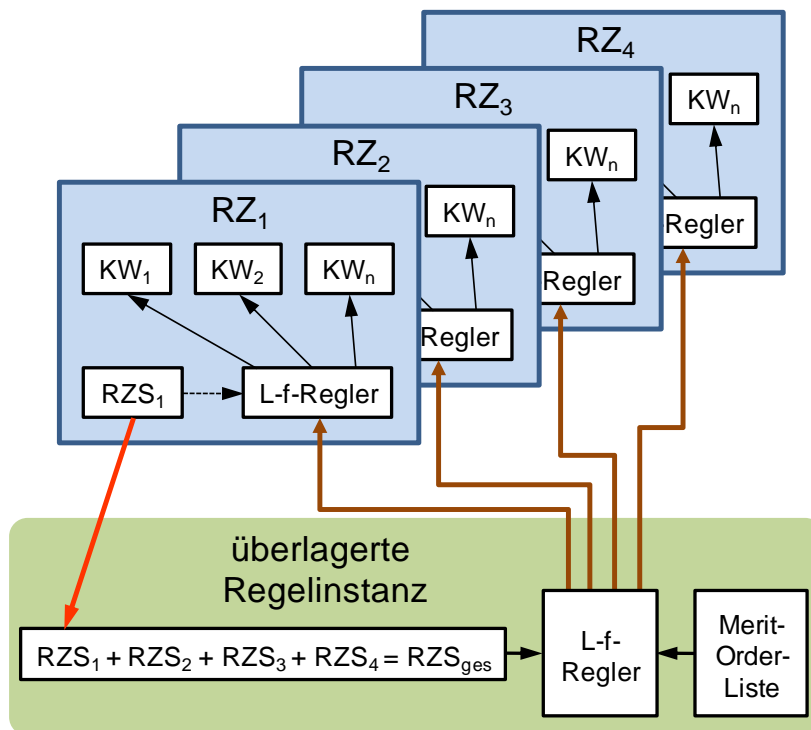
The four German transmission system operators use the secondary and tertiary control according to the costs-by-cause principle. Due to the uncoordinated operation of the load-frequency-controllers in the different control areas, a situation with control signals in opposite directions might occur. The activation of control power is carried out separately by the respective system operator based on a merit order list. In this article possible concepts for a coordination of secondary control are compared.

**Willi Horenkamp, Daniel Waniek**

Die heutigen Grenzen der vier Regelzonen in Deutschland sind nicht ursächlich technisch oder wirtschaftlich begründet, sondern historisch gewachsen. Abgesehen von der Primärregelung werden die anderen Regelenergiearten nach dem Verursacherprinzip von der jeweiligen Regelzone eingesetzt. Ein teilweise gegenläufiges Regeln der Sekundärregelung innerhalb des gesamten Regelblocks Deutschland kann nur mit einer übergeordneten Koordinierungsstelle bzw. durch einen gemeinsamen zentralen Regler verhindert werden. Aus der Verantwortlichkeit der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Ausregelung von Schwankungen in der jeweiligen Regelzone folgt, dass es bezogen auf den Regelblock Deutschland zu entgegen gerichteten Reserveanforderungen kommen kann. Nach § 112 EnWG sind Vorschläge zur entwickeln, die ein netzübergreifendes Regelzonenmodell ermöglichen. Die zu klärenden Fragen betreffen hauptsächlich die Sekundärregelung, da hierzu jeder ÜNB einen eigenen Leistungs-Frequenz-Regler



für seine Regelzone betreibt und die Sekundärregelung unabhängig vom Zustand der jeweils benachbarten Regelzonen eingesetzt wird. Die Minutenreserve wird manuell abgerufen und kommt im Vergleich zur Sekundärregelung nur selten zum Einsatz. Daher wird im Folgenden nur die Sekundärregelung betrachtet.



**Abbildung 1: Konzept zur Koordination des Abrufs von Sekundärregelleistung**

Zur Vermeidung des Gegeneinander-Regelns werden zwei Konzepte miteinander verglichen und bewertet. Im ersten Konzept wird mithilfe einer neu zu installierenden, überlagerten Regelinstanz die Saldierung der Regelsignale der einzelnen Regelzonen vorgenommen und auch der tatsächliche Abruf der Sekundärregelleistung initiiert, vgl. Abbildung 1. Dadurch kann der jeweils deutschlandweit günstigste Anbieter ausgewählt werden (u.U. können auch Anbieter außerhalb Deutschlands miteinbezogen werden). Dieses Konzept führt auch zu einem einheitlichen Ausgleichsenergiepreis in Deutschland. Im zweiten Konzept ist weiterhin jeder einzelne ÜNB für den Abruf der Sekundärregelleistung verantwortlich. Die Saldierung in der übergeordneten Regelinstanz verändert jedoch die Stellgröße der Regler, so dass ein Gegeneinander-Regeln vermieden und der tatsächliche Abruf der Sekundärregelleistung reduziert wird. Beiden Konzepten ist gemein, dass die ÜNB im Falle einer Störung in der übergeordneten Regelinstanz oder im europäischen Verbundnetz die eigene Regelzone, auch analog der bisherigen Praxis, autark ausregeln können.

### **Konzept 1: Abruf der Regelleistung durch übergeordnete Instanz**

In diesem Konzept erfasst ein übergeordneter Regler die Abweichungen der einzelnen Regelzonen **vor** Aktivierung der Regelkraftwerke (Sekundärregelung) und wählt aus einer gemeinsamen Merit-Order die günstigsten Anbieter, um das saldierte Ungleichgewicht auszugleichen. Dabei erhalten die Regelkraftwerke die Stellgröße direkt vom übergeordneten Regler und der Anschluss-ÜNB stellt die informationstechnische Anbindung sicher.

*Hauptaufgabe des übergeordneten Reglers: Echtzeiterfassung der Abweichungen der Regelzonen und Aktivierung der Sekundärregelung.*

Vorteile:

- Durch eine gemeinsame Merit-Order können immer die jeweils günstigsten Anbieter ausgewählt werden, so dass das mögliche Einsparpotential nahezu vollständig ausgeschöpft werden kann.
- Die Zusammenlegung der vier derzeit existierenden Teilmärkte für Sekundärregelenergie kann zu einer Intensivierung des Wettbewerbs führen.
- Der Anschluss-ÜNB ist verantwortlich für die Präqualifikation und die informationstechnische Anbindung der Anbieter. Eine Vereinheitlichung der Anforderungen kann Marktzutritte neuer Anbieter vereinfachen.

Nachteile:

- Die Aktivierung und Abrechnung der Sekundärregelung erfolgt nicht verursachungsgerecht bezogen auf die Regelzonen.
- Die ÜNB haben keine „Regelhoheit“ mehr, d.h. das Randintegral für eine Regelzone verliert seine Relevanz und es können sich keine sog. Sicherheitszellen ausbilden.

### **Konzept 2: Abruf der Regelleistung durch ÜNB mit angepassten Stellgrößen**

Auch in diesem Konzept erfasst ein übergeordneter Regler die Abweichungen der einzelnen Regelzonen **vor** Aktivierung der Regelkraftwerke (Sekundärregelung). Mithilfe dieser Daten werden die Leistungen berechnet, die die ÜNB auf fiktiven Kuppelleitungen auszutauschen haben. Für die Regelzone entspricht das Signal einer Veränderung des Randintegrals, so dass ein Defizit nicht durch Abruf von positiver Regelleistung gedeckt wird, sondern durch einen zusätzlichen Import. Bei einem Überschuss kommt es analog zu einem zusätzlichen Export. Verbleibende Ungleichgewichte werden anschließend regelzonenintern mit einem eige-

nen Regler auf Basis einer entsprechenden Merit-Order durch tatsächliche Aktivierung der Regelkraftwerke ausgeglichen.

*Hauptaufgabe des übergeordneten Reglers: Echtzeiterfassung der Abweichungen der Regelzonen und Bestimmung der anzupassenden Randintegrale vor Aktivierung der Sekundärregelung.*

Vorteile:

- Es wird nur physikalische Regelleistung in Höhe des verbleibenden Gesamtsaldos abgerufen, was die gesamten Kosten reduziert.
- Die ÜNB behalten die „Regelhoheit“ in ihrer Regelzone, so dass sich das derzeitige Sicherheitsniveau auch im Störfall nicht verschlechtert.
- Die technischen Spezifikationen und die Realisierung des übergeordneten Reglers sind verhältnismäßig einfach.
- Mit einem geeigneten Abrechnungsmodell können die Kosten verursachungsgerecht den einzelnen Regelzonen zugeordnet werden.

Nachteile:

- Es bestehen weiterhin vier Teilmärkte für Sekundärregelleistung, was vorhandene Markteintrittsbarrieren beibehält und zu tendenziell höheren Gesamtkosten als im Konzept 1 führt.
- Der abrechnungstechnische Aufwand wird erhöht, dieser ist jedoch nicht zeitkritisch.

### **Bewertung der möglichen Regelkonzepte**

Das Konzept 1 stellt aus netztechnischer Sicht de facto eine Zusammenlegung der Regelzonen dar, da die einzelnen ÜNB nur die Stellgrößen des übergeordneten Reglers an die Regelkraftwerke weiterleiten und die erforderliche gemeinsame Merit-Order die Regelzonengrenzen aufhebt. Daher werden bei diesem Konzept die Vorteile der heutigen Situation, wie die Ausbildung von Sicherheitszellen, aufgegeben, jedoch die Vorteile einer gemeinsamen Regelzone mit nur einer verantwortlichen Netzgesellschaft nicht vollständig realisiert.

Soll die heutige Struktur mit vier eigenständigen Regelzonen und jeweils verantwortlichen ÜNB festgehalten werden, ist das Konzept 2 vorzuziehen. Dabei können Einsparpotentiale beim Abruf von Regelleistung realisiert werden, ohne das derzeitige Sicherheitsniveau durch die verteilte Verantwortlichkeit und die Ausbildung von Sicherheitszellen im Störfall zu verringern. Durch die Berücksich-

tigung möglicher Einschränkungen der auszutauschenden Leistungen in dem übergeordneten Regler kann der Netzbetrieb ggf. sicherer gestaltet werden, da kritische Situationen frühzeitig aufgrund der größeren Datenbasis erkannt werden können. Des Weiteren kann die Implementierung des erforderlichen übergeordneten Reglers zu einer Erhöhung der Transparenz am Markt führen, da die Marktergebnisse an einer zentralen Stelle vorliegen und ggf. veröffentlicht werden können.

Aufgrund der genannten Vorteile des zweiten Konzeptes, wird im Folgenden ein Abrechnungsschema vorgestellt, das es erlaubt, die aus dem saldierten Abruf der Regelleistung entstandenen Kosten verursachungsgerecht auf alle beteiligten Regelzonen zu verteilen und die jeweils aufgenommene bzw. abgegebene Leistung monetär zu bewerten.

### **Abrechnungsschema bei einer regelzonenübergreifenden Saldierung der Sekundärregelung**

Bei den nachfolgenden Betrachtungen wird ausschließlich die Aktivierung der automatischen Sekundärregelung anhand beispielhafter Daten analysiert. Eine Übertragung des Abrechnungsschemas auf die Minutenreserve ist möglich, da die zeitlichen Restriktionen weniger bindend sind und der manuelle Abruf eine vorherige Erfassung des Gesamtsaldos erleichtert.

Ablauf der Saldierung und Abrechnung der ausgetauschten Mengen:

- Bei einem entgegengesetzten Vorzeichen der Abweichung einer Regelzone und des Gesamtsaldos gibt diese Regelzone die komplette Abweichung ab, bzw. nimmt diese auf (in Abbildung 2 gibt  $RZ_4$  im oberen Fall den gesamten Überschuss ab und erhält im unteren Fall das gesamte Defizit).
- Bei einer Abweichung mit demselben Vorzeichen wie das Gesamtsaldo wird eine proportionale Menge ausgetauscht ( $RZ_1$  und  $RZ_2$  in Abbildung 2).
- Die angegebenen Preise entsprechen denen, die ohne einen Austausch gemäß der regelzoneninternen Merit-Order bei der jeweiligen Abweichung entstanden wären.
- Der Preis für die ausgetauschte Menge ergibt sich aus dem gewichteten Mittelwert der Regelzonen, die einen Überschuss aufweisen.
- Die Abrechnung erfolgt auf Basis der in den Reglern erfassten Daten und den für die ÜNB entstandenen Kosten ähnlich der Bilanzkreisabrechnung.

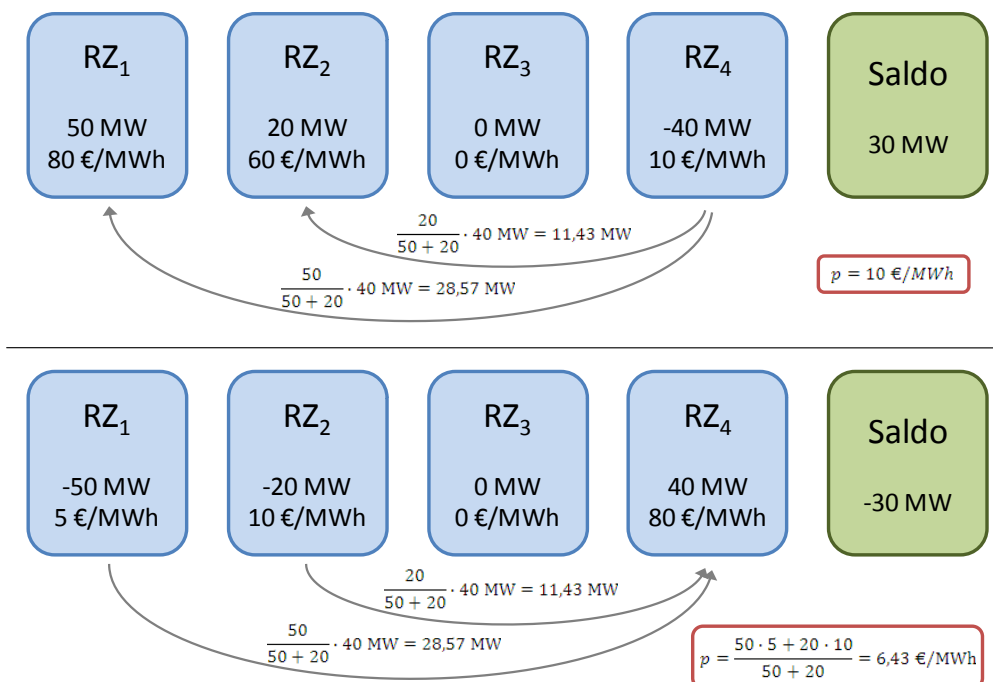


Abbildung 2: Berechnung der auszutauschenden Mengen und Preise

Abbildung 3 stellt die Situation nach Durchführung des regelzonenübergreifenden Austauschs dar. Im oberen Fall müssen RZ<sub>1</sub> und RZ<sub>2</sub> das jeweils verbleibende Defizit von 21,43 bzw. 8,57 MW durch Aktivierung von positiver Sekundärregelleistung ausgleichen. Als Preis wird dabei derjenige angenommen, der sich ohne Durchführung des Austauschs eingestellt hätte.

Der Preis für Ausgleichsenergie zur verursachungsgerechten Abrechnung mit den Bilanzkreisen ergibt sich als gewichteter Mittelwert der Preise aus dem Austausch und der Reserveaktivierung. An diesem Beispiel wird deutlich, dass vor allem die hohen Preise bei einem Defizit deutlich reduziert werden (RZ<sub>1</sub> und RZ<sub>2</sub> im oberen Fall sowie RZ<sub>4</sub> im unteren Fall).

Im Folgenden wird anhand veröffentlichter Daten des Regelzonensaldos und des Preises für Ausgleichsenergie in den vier deutschen Regelzonen das durch einen Austausch theoretisch mögliche Einsparpotential abgeschätzt. Bei dieser ex-post Berechnung für das Jahr 2007 sind die folgenden Annahmen und Einschränkungen zu beachten, so dass die Ergebnisse nicht direkt auf zukünftige Einsparungen übertragen werden können.

- Durch die Verwendung von 15-min-Mittelwerten kommt es zu einer Überschätzung der möglichen Mengeneinsparung (Saldierung nur bei zeitgleichem Vorhandensein von Defiziten und Überschüssen in verschiedenen Regelzonen möglich).

- Die 15-min-Werte der Ausgleichsenergiepreise erlauben keine Rückschlüsse auf die tatsächlichen Arbeitspreise und die Merit-Order beim Abruf von Regelenergie. Daher wird bei der Berechnung die Annahme getroffen, dass sich der Arbeitspreis durch den reduzierten Einsatz nach Saldierung nicht ändert (Gegenläufige Effekte: bei reduziertem Einsatz brauchen keine teuren Kraftwerke eingesetzt zu werden, aber die Erwartung der Reduzierung veranlasst die Anbieter ggf. zu höheren Geboten).
- Die Kosten, die ohne Saldierung entstanden wären (notwendig für die Bestimmung des Austauschpreises) und die tatsächlichen Kosten für Regelenergie werden mithilfe desselben Preises in der entsprechenden Viertelstunde berechnet.

	RZ <sub>1</sub>	RZ <sub>2</sub>	RZ <sub>3</sub>	RZ <sub>4</sub>
regelzonenübergreifender Austausch	28,57 MW 10 €/MWh	11,43 MW 10 €/MWh	- -	-40 MW 10 €/MWh
Aktivierung von Sekundärregelleistung	21,43 MW 80 €/MWh	8,57 MW 60 €/MWh	- -	- -
resultierender Preis für Ausgleichsenergie	50 MW 40 €/MWh	20 MW 31,43 €/MWh	0 MW 0 €/MWh	-40 MW 10 €/MWh
<hr/>				
	RZ <sub>1</sub>	RZ <sub>2</sub>	RZ <sub>3</sub>	RZ <sub>4</sub>
regelzonenübergreifender Austausch	-28,57 MW 6,43 €/MWh	-11,43 MW 6,43 €/MWh	- -	40 MW 6,43 €/MWh
Aktivierung von Sekundärregelleistung	-21,43 MW 5 €/MWh	-8,57 MW 10 €/MWh	- -	- -
resultierender Preis für Ausgleichsenergie	-50 MW 5,82 €/MWh	-20 MW 7,96 €/MWh	0 MW 0 €/MWh	40 MW 6,43 €/MWh

**Abbildung 3: Situation nach Durchführung des regelzonenübergreifenden Austauschs**

Die Berechnung liefert die resultierenden Preise und Mengen für jede Regelzone und jede Viertelstunde, d.h. die Reaktion eines fiktiven, übergeordneten Reglers und die Abrechnung der ausgetauschten Mengen, so dass keine Regelzone benachteiligt wird und die verbleibenden Kosten verursachungsgerecht aufgeteilt werden. Aufgrund der jeweils proportionalen Verteilung von Preisen und Mengen entspricht das Endergebnis der direkten Bewertung des verbleibenden Saldos mit den gewichteten Preismittelwerten für die entsprechende Viertelstunde.

Die Ergebnisse in Tabelle 1 zeigen, dass das Einsparpotential für die einzelnen Regelzonen unterschiedlich ist (die Einsparungen bei den Gesamtkosten liegen zwischen 28 und 51 %). Die Kosten für alle Regelzonen gemeinsam können um 38 % bzw. rund 100 Mio. € reduziert werden. Der Vergleich der resultierenden Preise für Ausgleichsenergie zeigt, dass vor allem die hohen Preise bei einem positivem Saldo (Unterspeisung der Regelzone) deutlich reduziert werden können, was zu einem verringerten Preisrisiko für die Bilanzkreise führt. Der durchschnittliche Preis bei einem positiven Saldo lag beispielsweise in RZ<sub>4</sub> bei 107 €/MWh und kann mithilfe der Saldierung auf 56 €/MWh gesenkt werden. Es ist erneut darauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse nur eine Abschätzung des Einflusses einer regelzonenübergreifenden Saldierung auf Basis einer ex-post Betrachtung des Marktgeschehens mit den oben beschriebenen Annahmen darstellen.

**Tabelle 1: Theoretisches Einsparpotential bei einer regelzonenübergreifenden Saldierung**

	RZ <sub>1</sub>	RZ <sub>2</sub>	RZ <sub>3</sub>	RZ <sub>4</sub>	Gesamt
<b>Vergleichspreise ohne Austausch [€/MWh]</b>					
<b>AE-Preis pos.</b>	82,56	76,21	90,12	106,78	88,92
<b>AE-Preis neg.</b>	1,67	9,88	2,54	2,25	4,09
<b>AE-Preis med.</b>	35,58	44,91	37,04	32,94	37,62
<b>Preise nach Austausch [€/MWh]</b>					
<b>AE-Preis pos.</b>	41,28	28,73	52,00	56,46	44,62
<b>AE-Preis neg.</b>	1,81	8,07	2,63	2,66	3,79
<b>AE-Preis med.</b>	18,36	18,98	22,07	18,46	19,47
<b>Vergleichskosten ohne Austausch [Mio. €]</b>					
<b>Kosten pos.</b>	82,95	44,18	108,62	38,92	274,66
<b>Kosten neg.</b>	-1,50	-3,41	-5,36	-3,87	-14,13
<b>Kosten ges.</b>	81,45	40,77	103,26	35,05	260,53
<b>Kosten nach Austausch [Mio. €]</b>					
<b>Kosten pos.</b>	48,40	22,90	79,67	23,43	174,41
<b>Kosten neg.</b>	-1,65	-2,90	-5,42	-4,17	-14,13
<b>Kosten ges.</b>	46,75	20,01	74,25	19,27	160,28
<b>Veränderung nach Austausch</b>					
<b>Kosten pos.</b>	-42%	-48%	-27%	-40%	-37%
<b>Kosten neg.</b>	10%	-15%	1%	8%	0%
<b>Kosten ges.</b>	-43%	-51%	-28%	-45%	-38%

Eine regelzonenübergreifende Saldierung der Sekundärregelung ist nur mit einer übergeordneten Koordinierungsstelle bzw. durch einen gemeinsamen zentralen Sekundärregler möglich. Die heute vorhandene Entkopplung der Regelzonen begrenzt durch die eigenverantwortliche Regelung eine mögliche Störung auf einen ÜNB. Die Funktion sogenannter Sicherheitszellen wird jedoch bei einer Zusam-

menlegung der Regelzonen aufgegeben. Mithilfe eines übergeordneten Reglers können die vier Sicherheitszellen erhalten bleiben, da ein Austausch von Regelenergie nur stattfindet, wenn der aktuelle Netzzustand dies auch zulässt. Die Netzsicherheit kann ggf. erhöht werden, da zusätzliche Informationen an zentraler Stelle erfasst werden und dies die Kooperation der ÜNB erleichtert. Dieses Konzept ermöglicht zudem die Beibehaltung der heutigen Besitzverhältnisse und Verantwortlichkeiten der ÜNB.

Um die Sicherheitszellen im gestörten Netzbetrieb aufrecht erhalten zu können, ist eine geeignete Verteilung der vorgehaltenen Regelleistung anzustreben. Dies kann durch Festlegung von Kernanteilen für die einzelnen Regelzonen in gewissen Grenzen gewährleistet werden.

Eine regelzonenübergreifende Saldierung führt bei beiden Konzepten zwangsläufig zu zusätzlichen, nicht planbaren, regelzonenübergreifenden Leistungsflüssen. Daher müssen entsprechende Leitungskapazitäten freigehalten werden und stehen nicht mehr für den Stromhandel zur Verfügung. Um die erforderlichen Leitungskapazitäten sicherzustellen, muss der ÜNB u.U. einen Redispatch durchführen, was wiederum Kosten verursacht.



## **Technologien für zukünftige Transportaufgaben des elektrischen Übertragungsnetzes**

Im deutschen Übertragungsnetz entstehen seit der Liberalisierung und durch den vermehrten Einsatz regenerativer Erzeuger zunehmend Engpässe, so dass das elektrische Netz für einen sicheren Betrieb erweitert werden muss. Für mögliche Erweiterungen stehen unterschiedliche Technologien zu Verfügung, die jeweils verschiedene Eigenschaften aufweisen. Zur Abschätzung der Potentiale der Technologien werden diese an einem reduzierten Model des deutschen Übertragungsnetzes unter Verwendung unterschiedlicher Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 verglichen.

## **Technologies for future transmission tasks of the transmission grid**

Since the liberalization and due the application of more regenerative energy sources more bottlenecks evolves in the German transmission grid. Extensions of the transmission grid are necessary for a good quality supply. For that different technologies with different properties and characteristics are available. To estimate the potential of the technologies the application is investigated by means of a reduced German transmission grid and different future scenarios of the year 2030.

**Johannes Schwippe, Ulf Häger**

Dieses Forschungsvorhaben wird von der RWE Transportnetz Strom AG gefördert.

Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte aber auch durch die Ausbaupläne von Offshore-Windenergieanlagen und anderer regenerativer Erzeugungsanlagen hat und wird sich auch zukünftig die Aufgabenstellung des elektrischen Transportnetzes erheblich verändern. Ursprünglich wurden die Kupfelleitungen zwischen den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei Störfällen ausgelegt. Mittlerweile werden diese Leitungen zusätzlich zur Übertragung von Transiten benötigt. Der geplante Ausbau der Offshore-Windenergie wird zu einer Zunahme der Nord-Süd-Transite führen. Dieser Effekt wird durch die alters- und politisch bedingte Veränderung des Kraftwerksparkes verstärkt. Neubauten von Kraftwerken orientieren sich hierbei vornehmlich an der Infrastruktur zum Transport des notwendigen Primärenergieträgers. Es ist damit zurechnen, dass es zu einer nördlichen Verschiebung der Kraftwerkskapazitäten kommt. Die neuen Kraftwerksstandorte entsprechen aber

nicht notwendigerweise den Lastzentren, so dass auf das zukünftige Netz eine hohe Transportaufgabe zukommen wird. Das Netz in seiner heutigen Ausbaustufe wird nicht in der Lage sein, diese Aufgabe zufriedenstellend zu bewältigen und ist daher zu erweitern.

Die Erweiterungen sind auf vielfältige Weise denkbar. Zum einen ist ein Ausbau in jetziger konventioneller Technik auf Basis von 380-kV-Freileitungen denkbar, zum anderen aber auch der Einsatz innovativer, leistungsflusssteuernder Betriebsmittel (z.B. FACTS und HGÜ). Aber auch der Einsatz von gasisolierten Leitungen (GIL) oder Hochtemperaturleiterseilen ist möglich. Jede dieser unterschiedlichen Technologien weist andere spezifische Eigenschaften auf. Ein Vergleich der Technologien auf Basis einfacher Netzvarianten ist nur schwer möglich. Vielmehr sind mögliche zukünftige Zielnetze mit den genannten Technologien oder auch die Kombination verschiedener Technologien von besonderem Interesse.

Für einen möglichen Ausbau mit konventionellen 380-kV-Freileitungen kann auf langjährige Erfahrungen bei der Planung, vor allem aber bei dem Betrieb zurückgegriffen werden. Jedoch ist zu prüfen, ob die Freileitungen in der jetzigen Ausbaustufe dem zu erwartenden Leistungsfluss gewachsen sind.

Eine andere Möglichkeit ist die Einführung einer höheren zusätzlichen Spannungsebene. Durch die höhere Spannung können bei ähnlichen Leitungsströmen deutlich höhere Leistungen übertragen werden. Die Freileitungsmasten sind aber zur Einhaltung der elektrischen und magnetischen Grenzfeldstärken deutlich höher. Die Verknüpfungspunkte des bestehenden 380-kV-Netzes müssen so beschaffen sein oder ertüchtigt werden, dass sie die entsprechenden Übertragungsleistungen des übergeordneten neuen Netzes auch aufnehmen bzw. bereitstellen können. Besonders an diesen Stationen ist mit einer Erhöhung der Kurzschlussleistung zu rechnen. Momentan beschränken sich die Untersuchungen einer übergeordneten Spannungsebene auf das deutsche Netzgebiet. Es ist aber denkbar, dass zukünftig ein europaweites übergeordnetes Netz entstehen könnte. Daher ist bei weiteren Untersuchungen eine Einbeziehung der angrenzenden Staaten vor allem bei dieser Technologie sinnvoll.

Eine andere Technologie sind gasisolierte Leitungen (GIL). Diese Technologie verwendet eine koaxiale Leiteranordnung, welche durch ein Gasgemisch isoliert wird. GIL können sowohl direkt in der Erde, als auch in Tunneln oder ähnlichem verlegt werden und weisen eine deutlich höhere Stromtragfähigkeit als konventionelle Freileitungen auf. Der Widerstandsbelag ist jedoch deutlich geringer als bei Freileitungen. Bei einer parallelen Verlegung zu bestehenden Freileitung ist deshalb mit einem deutlich höheren Leistungsfluss über der GIL als auf der Frei-

leitung zu rechnen. Hierbei ist zu beachten, dass die GIL nicht überlastet wird während die Freileitung nur noch sehr geringe Leistungen transportiert.

Mit den bisher gezeigten Technologien ist keine gezielte Beeinflussung des Leistungsflusses möglich. Dies ist aber mit HGÜ bzw. FACTS möglich. Bei HGÜ erfolgt die eigentliche Leistungsübertragung über einen Gleichstromkreis. Die Übertragungsverluste werden hierbei durch den Widerstand der Übertragungsleitung und die Verluste der Umrichter bestimmt. Durch die Umrichter ist es möglich, gezielt die Übertragungsleistung zu steuern und somit auch Einfluss auf benachbarte bzw. parallele Leitungen des bestehenden Drehstromnetzes zu nehmen. Allerdings sind nur Punkt zu Punkt Verbindungen aufgrund fehlender Gleichstromleistungsschalter möglich.

Möglich ist auch der Einsatz von lastflussregelnden Betriebsmitteln (LFR). Diese Betriebsmittel werden dazu genutzt, den Wirkleistungsfluss von einem Pfad mit einer stark belasteten Leitung auf einen parallelen Pfad mit freier Kapazität zu verschieben. Aktuell werden vor allem Querregeltransformatoren zur Lastflussregelung eingesetzt, die aufgrund der mechanischen Stellglieder bei der Stufung allerdings nur für eine langsame Regelung geeignet sind. Um flexibler auf unterschiedliche Betriebsmittelausfälle reagieren zu können, sowie um die Ausregelung stark volatiler Leistungsflüsse zu ermöglichen, ist ein Einsatz von schnellen Lastflussreglern sinnvoll. Durch LFR ist allerdings nur eine bessere Gesamtausnutzung des Übertragungsnetzes möglich. Es werden keine neuen Übertragungskapazitäten zu Verfügung gestellt. Bei den hohen erwarteten Zubauten vor allem der Offshore Windenergieanlagen ist ein alleiniger Netzausbau nur mit LFR Betriebsmitteln wahrscheinlich nicht ausreichend.

Zur Abschätzung möglicher Potentiale der unterschiedlichen Technologien ist am Lehrstuhl ein reduziertes Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes entwickelt worden (siehe Abbildung 4), welches das Verhalten und die Engpässe des realen Netzes abbildet.

Zur Planung möglicher Zielnetze ist dieses um die heute bekannten Ausbaupläne erweitert worden. Die unterschiedlichen Technologien können unter Verwendung verschiedener Einspeise- und Lastszenarien für das Jahr 2030 unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten untersucht werden. Das Netz wird hierzu mit den verschiedenen Technologien erweitert und es werden Ausfallrechnungen ( $n-1$ ,  $n-2$ ) durchgeführt. Die verwendeten Einspeise- und Lastszenarien berücksichtigen hierbei vor allem unterschiedlich hohe Windenergieeinspeisungen der Offshore-Windenergie. Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke erfolgt hierbei auf Basis der Grenzkosten.

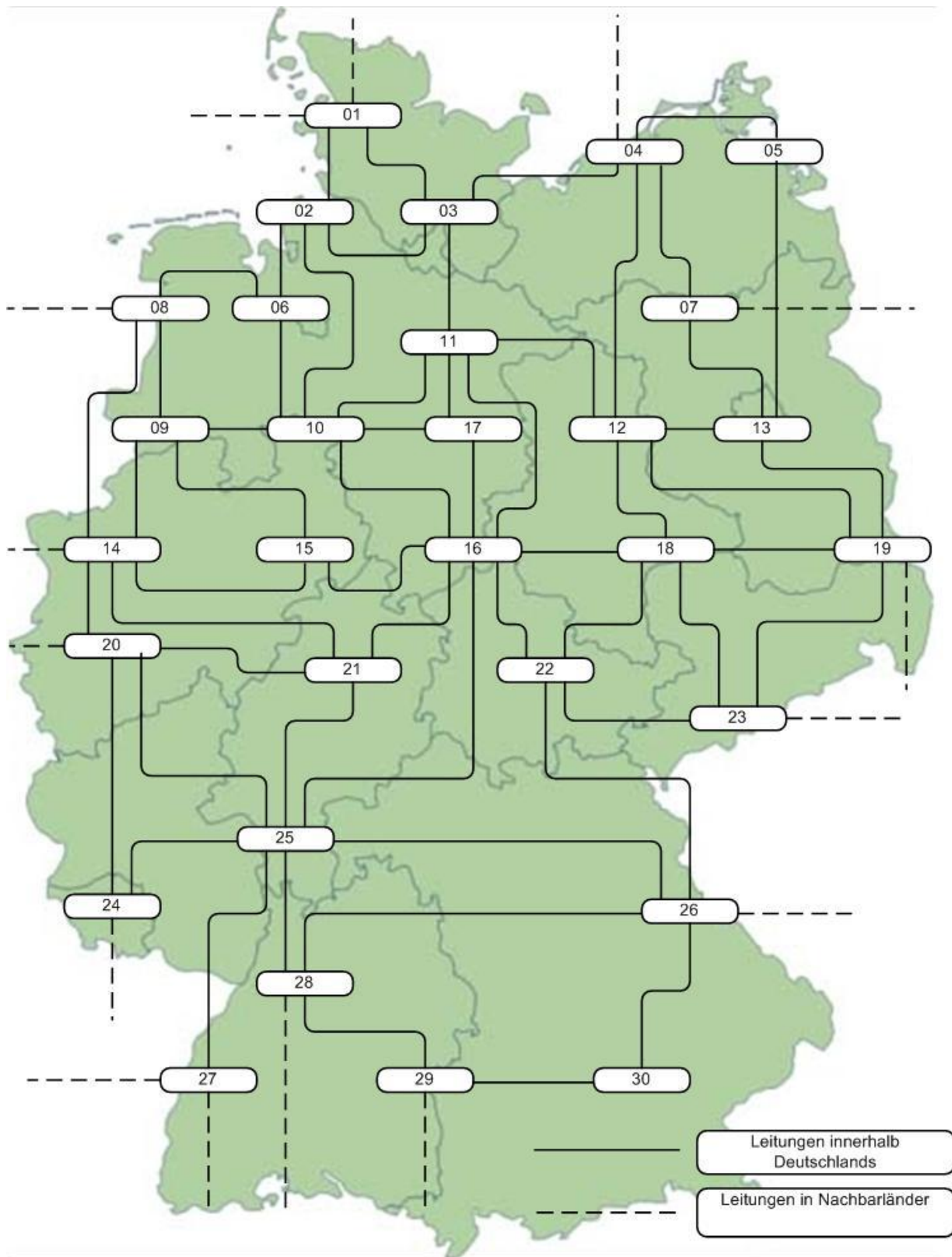


Abbildung 4: Reduziertes Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes

## **Netzzustandsüberwachung auf Basis hochdimensionaler Körper**

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energieversorgung und der diesen Prozess flankierenden Regulierung der Netzbetreiber und des Netzbetriebs erwächst an diversen Stellen die Notwendigkeit für die Bestimmung der Belastbarkeit elektrischer Verteilnetze. Im Rahmen des DFG-geförderten Forschungsprojektes DEZENT wird ein Ansatz entwickelt, der es erlaubt die Grenzen der Belastbarkeit eines Verteilnetzes zu bestimmen. Die Kenntnis der tatsächlichen Belastungsgrenzen ist von entscheidender Bedeutung für die Entscheidung über die Gewährung von Netzanschlüssen, sowie der Beurteilung der Möglichkeit der Unterstützung des Netzbetriebs durch Lastbeeinflussung und dezentraler Erzeugung, dessen Berücksichtigung das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) fordert.

## **Stable State Recognition based on high dimensional bodies**

From the progressing liberalization of the energy sector and the accompanying regulation of network operators and network operation, the need for the determination of the operational limits of electrical distribution network evolves. Within the research project DEZENT, which is funded by the German Research Foundation (DFG), an approach allowing for the determination of the operational boundaries of distribution networks is under development. The knowledge about the actual operational boundaries is crucial for the decision about the grant of physical network access, as well as for the evaluation of possible network operation support by influencing of load behavior or decentralized generation, which consideration is required by the Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

### **Olav Krause**

Dieses Vorhaben wird von der deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in Kooperation mit Prof. Dr. rer. Nat. H. F. Wedde und Dipl.-Inform. S. Lehnhoff, Lehrstuhl II, Fakultät Informatik der Technischen Universität Dortmund durchgeführt.

Die Liberalisierung der Energiemärkte und die Entflechtung zuvor vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen werden in Deutschland durch das Instrument der Regulierung flankiert. Im zentralen Fokus stehen hier die elektrischen Energieübertragungsnetze, die als natürliche Monopole angesehen werden. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, Stand 07. Juli 2005) erwähnt in §6 explizit das Ziel „[...] diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs [...]“. Die Forderung nach einer diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs schlägt sich u. a. in den beiden Aspekten Netzan-

schlussgewährung und betriebliche Gleichbehandlung nieder. Der §17 EnWG regelt grundlegend die Kriterien des Netzanschlusses. Eine Verweigerung des Netzanschlusses wird durch den Gesetzgeber nur gestattet wenn dies „[...] aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen [...] nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“ (§17, Absatz2, EnWG). Mit §17, Absatz 3 und §29, Absatz 1 ist die Grundlage für die Vorgabe technischer Bedingungen für den Netzanschluss durch die Bundesregierung bzw. durch sie in dieser Funktion legitimierten Bundesnetzagentur geschaffen.

Für den Betrieb eines elektrischen Energienetzes legt der Gesetzgeber fest, dass ein „Missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers“ vorliegt, wenn dieser „andere Unternehmen unmittelbar oder mittelbar unbillig behindert oder deren Wettbewerbsmöglichkeiten ohne sachlich gerechtfertigten Grund erheblich beeinträchtigt“ (§ 30, Absatz 2, Punkt 2) oder „andere Unternehmen gegenüber gleichartigen Unternehmen ohne sachlich gerechtfertigten Grund unmittelbar oder mittelbar unterschiedlich behandelt“ (§ 30, Absatz 2, Punkt 3).

Vor dem Hintergrund dieser rechtlichen Regelungen ist es entscheidend die tatsächliche Kapazität eines elektrischen Energieübertragungsnetzes zu bestimmen. Zum einen für die Entscheidung über die Gewährung eines Netzanschlusses, und zum anderen um in extremen betrieblichen Situationen einen diskriminierungsfreien Lastenausgleich zwischen verschiedenen Netznutzern gewährleisten zu können.

Desweiteren verpflichtet der Gesetzgeber die Betreiber elektrischer Netzes in §14, Absatz 2, EnWG die Möglichkeiten der Lastbeeinflussung die dezentrale Erzeugung bei Netzausbauplanungen zu berücksichtigen, wobei §4, Absatz 1, EEG die Möglichkeit der vertraglichen Einigung zwischen dem Betreiber einer elektrischen Anlage im Sinne des §2, EEG und dem jeweiligen Netzbetreiber über den Verzicht auf die vorrangige Einspeisung schafft. In diesem Kontext und im Rahmen des DFG-geförderten Projekts DEZENT ist ein Verfahren entwickelt worden, dass die Bestimmung der Belastbarkeitsgrenzen speziell von Verteilnetzen zulässt.

Ein aus betrieblicher Sicht unzulässiger Betriebspunkt liegt vor, wenn mindestens ein Betriebsmittel des Netzes außerhalb seines zulässigen Bereichs betrieben wird. Die beiden wesentlichen Kriterien sind hier die Spannungs- und Leistungsstrombeträge. Diese lassen sich für jedes einzelne Betriebsmittel relativ einfach darstellen. Für die komplexwertige Spannung eines Knotens ergibt sich ein Ring zulässiger Spannungen in der komplexen Ebene seiner Knotenspannung. Das entwickelte Verfahren basiert darauf die Abbildung dieser Spannungsringe durch

die Leistungsgleichungen in den Raum der komplexen Knotenleistungen zu analysieren (vgl. Abbildung 5).

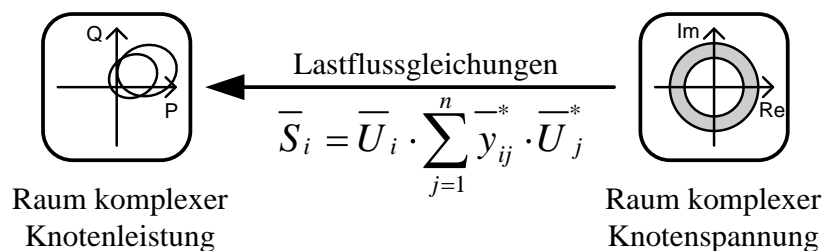


Abbildung 5: Ansatz zur Abbildung des Spannungsbandes

Die Zulässigkeit einer Betriebssituation wird dann aus der Zugehörigkeit des Betriebspunktes zum Bild der Spannungsringe im Raum der Leistungen gefolgert. Für das folgende Beispielnetz ergibt sich das in Abbildung 7 dargestellte Bild des Spannungsrings an Knoten 2. Knoten 1 verfügt hier über eine konstante Spannung.

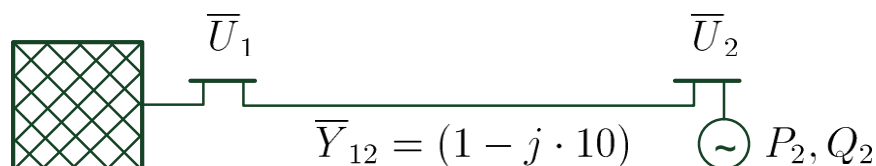


Abbildung 6: Zweiknotiges Beispielnetz

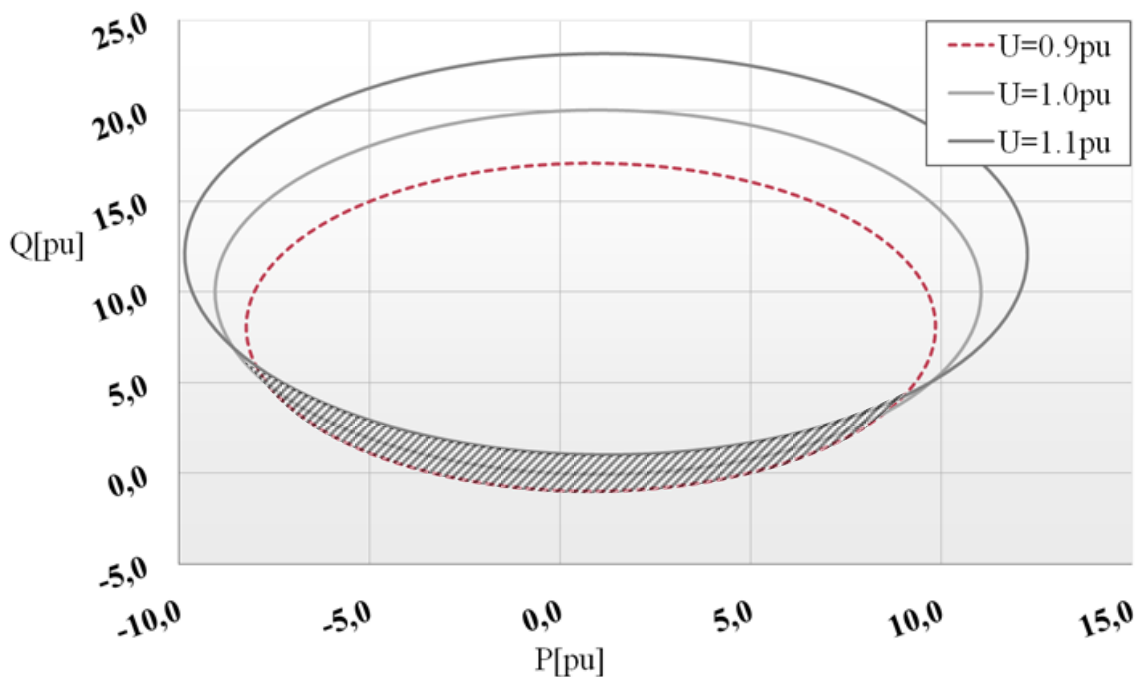
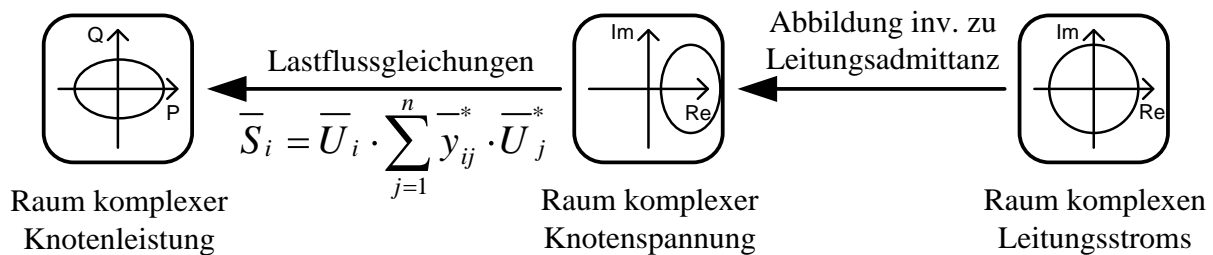


Abbildung 7: Bild der Spannungsbandes im Raum der Knotenleistungen

Es ist erkennbar, dass der Ring in zwei getrennte Bereiche abgebildet wird. Hierbei enthält nur der untere, schraffierte Bereich, in welchem auch der Ursprung liegt, technisch sinnvolle Lösungen. Verbleibt die Leistung an Knoten 2 innerhalb dieses Bereichs, treten keine sog. Spannungsbandverletzungen auf. Dieses Verfahren lässt sich auch auf Netze mit einer höheren Anzahl von Knoten anwenden, wobei für jeden Knoten (außer dem Referenzknoten) der Raum der zulässigen Leistungen um zwei Dimensionen zunimmt.

Mit einem vergleichbaren Verfahren ist es möglich auch der Raum der Knotenleistungen bestimmen, die nicht zu Leitungsüberlastungen führen. Der zulässige Belastungsbereich einer elektrischen Leitung lässt sich interpretieren als Scheibe zulässiger komplexwertiger Leitungsströme in der komplexen Ebene des jeweiligen Leitungsstroms. Diese wird in dem entwickelten Verfahren zunächst in den Raum der komplexen Knotenspannungen abgebildet. Hieraus wird dann mithilfe der Leistungsflussgleichungen der Raum der komplexen Knotenleistungen bestimmt, die nicht zu Leitungsüberlastungen führen. Abbildung 8 skizziert diesen Ansatz.



**Abbildung 8: Ansatz zur Abbildung der zulässigen Leitungsströme**

In Abbildung 9 sind die Bereiche zulässiger Knotenleistungen für verschiedene Leitungsmaximalströme für das in Abbildung 6 dargestellte Netz abgebildet. Der zulässige Bereich des jeweiligen Maximalstroms ist hier die Fläche, die durch die entsprechende Linie umschlossen wird. Im Gegensatz zum Teilraum der Knotenleistungen, welche nicht zu Spannungsbandverletzungen führen, ist der Teilraum der Leistungen, der keine Leitungsüberlastungen erzeugt, konvex. Erkennbar ist auch, dass mit zunehmendem Bezug von Leistung (besonders Blindleistung) die Ringe enger zusammenrücken, also ein Anstieg des Leistungsbezugs zu einem schnellen Anstieg des Leitungsstroms führt. Dies ist vor dem Hintergrund der starken Kopplung von Blindleistung und Knotenspannung in dem gewählten Beispielnetz plausibel.



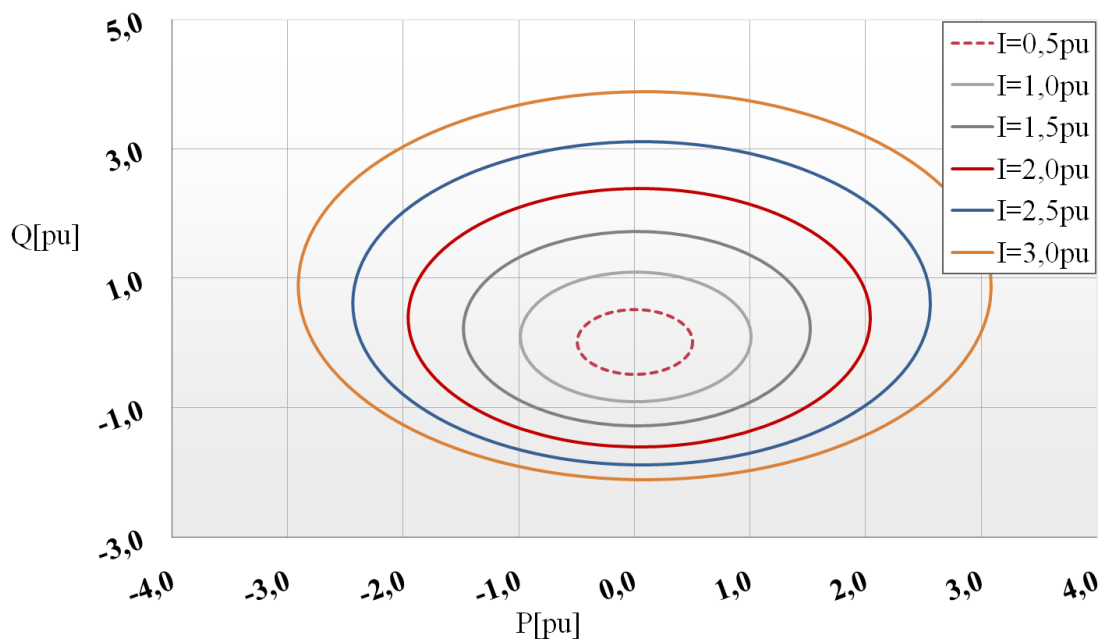


Abbildung 9: Bild verschiedener Leitungsmaximalströme im Raum der Knotenleistungen

Werden die Ergebnisse der beiden zuvor beschriebenen Verfahren überlagert, so erhält man denjenigen Teilraum von Knotenleistungen, der weder zu Spannungsbandverletzungen, noch zu Leitungsüberlastungen führt. Abbildung 10 stellt die Überlagerung der Ergebnisse als Übersicht dar, während in Abbildung 11 der Raum der zulässigen Leistungskombinationen für einen Leitungsmaximalstrom von 3pu durch Schraffierung markiert ist.

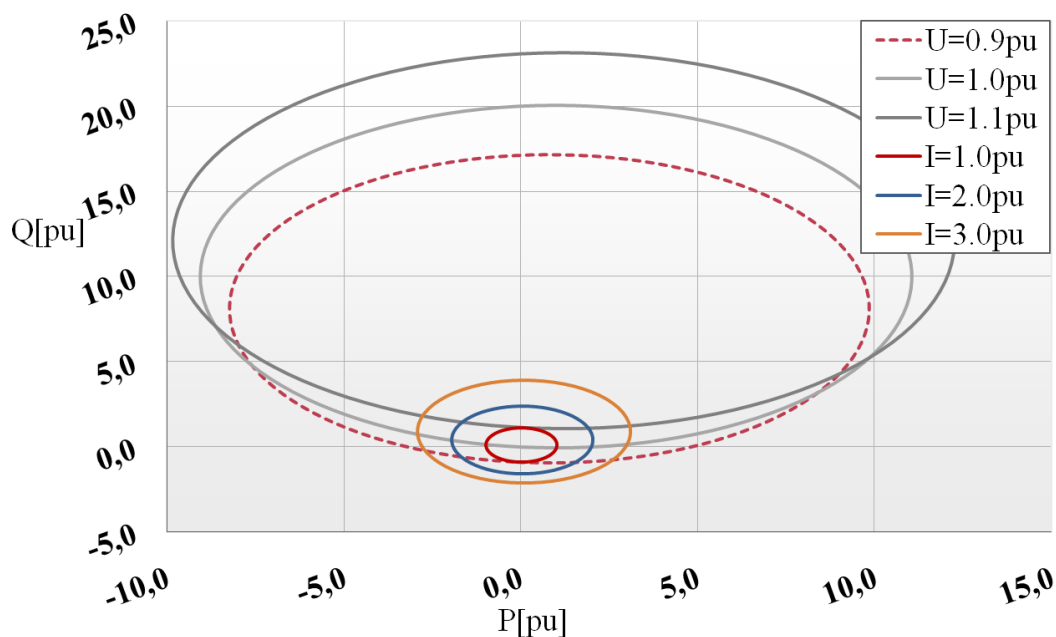


Abbildung 10: Überlagerung der Teilergebnisse

Es wird deutlich, dass in dem gewählten Beispiel die Blindleistungsbilanz am Knoten 2 maßgeblich für das Erreichen der Spannungsgrenze verantwortlich ist. Dagegen ist die Wirkleistungsbilanz eher aus Sicht des Leitungsstroms relevant. Die Krümmung der schraffierten Fläche deutet darauf hin, dass eine Anpassung der Blindleistungsbilanz die Übertragung von Wirkleistung unterstützen kann.

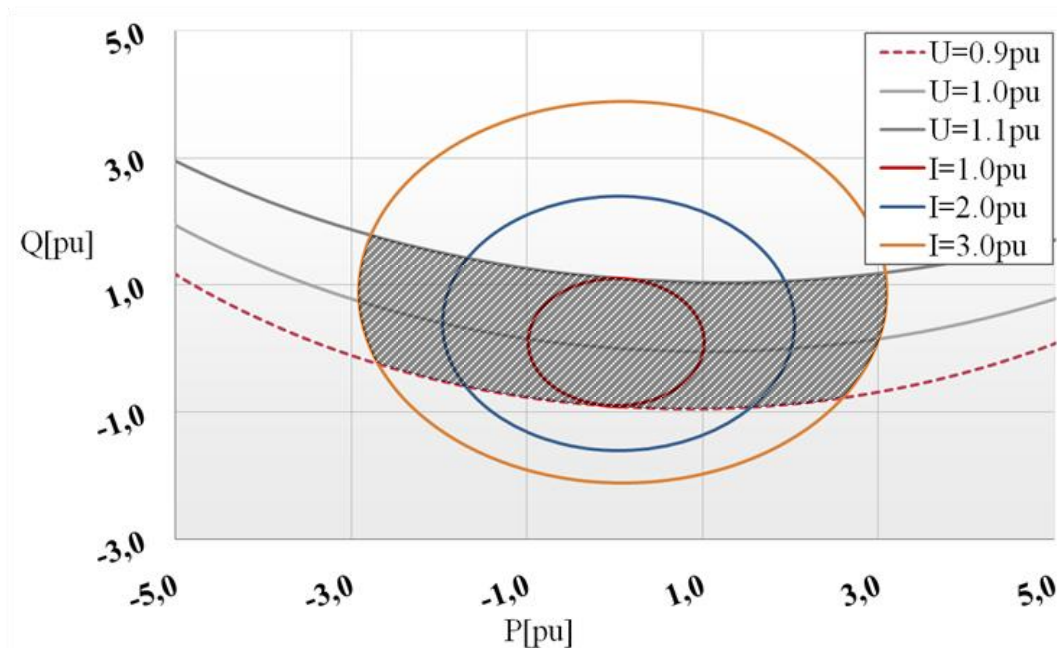


Abbildung 11: Beispiel eines Teilraums zulässiger Knotenleistungen

Ein weiterer wesentlicher Aspekt des Teilraums der zulässigen Leistungskombinationen ist der Aspekt der Spannungsstabilität. Die derzeitigen Ergebnisse legen den Schluss nahe, dass das entwickelte Verfahren die Grenzleistung, ab der ein Spannungszusammenbruch eintritt, ebenfalls bestimmt. Wird die in Abbildung 8 skizzierte Berechnung mit sehr hohen Leitungsmaximalströmen durchgeführt, so ergibt sich das in Abbildung 12 dargestellte Ergebnis. Die Linien enthalten hier Leistungskombinationen die zu einem identischen Leitungsstrom führen. Es kann beobachtet werden, dass Leistungskombinationen die sich aus hohen Leitungsströmen ergeben die Fläche niedrigerer Leitungsströme passieren. Dies repräsentiert eine zweite Lösung der Lastflussgleichungen auf einem zweiten, niedrigeren Spannungsniveau.

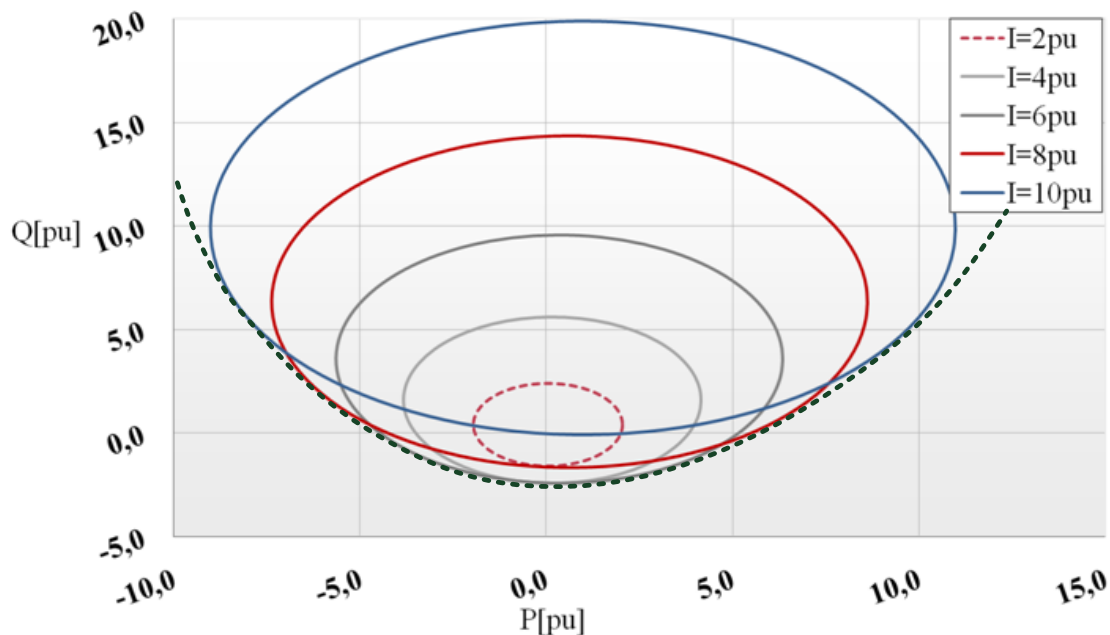


Abbildung 12: Hypothetische Grenze der maximal übertragbaren Leistung

Es wird derzeit untersucht, ob die gestrichelte Linie in Abbildung 12 die Grenze der maximal übertragbaren Leistung darstellt. Die Grundüberlegung ist, dass es nicht möglich ist mithilfe der Leistungsflussgleichungen Spannungen auf Leistungen abzubilden für die es keine Lösung der Leistungsflussgleichungen gibt. Erste Ergebnisse bestätigen die Annahme, dass die gestrichelte Linie die maximal übertragbaren Leistungen repräsentiert.

Das hier nur anhand des einfachsten möglichen Netzes dargestellte Verfahren lässt sich auch auf größere Netze übertragen. Die Resultate entsprechen denen, die sich für das verwendete Beispielnetz ergeben, haben allerdings eine höhere Anzahl von Dimensionen. Die Ergebnisse zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen wurden durch umfangreiche Simulationen und Verifikationen mit einem Newton-Raphson-basierten Lastflussprogramm bestätigt. Derzeit wird die Hypothese hinsichtlich der maximal übertragbaren Leistungen und der Spannungsstabilität überprüft.

## Probabilistische Lastflussrechnung

Die steigende Anzahl regenerativer Erzeugungsanlagen stellt den Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die eingespeiste Leistung derartiger Anlagen ist dargebotsabhängig und nur begrenzt prognostizierbar. Für den Netzbetreiber ist es sowohl für die Planung, als auch für den Betrieb von elektrischen Netzen von großer Bedeutung mit welcher Wahrscheinlichkeit die zulässigen Betriebsgrenzen überschritten werden. Klassische Netzberechnungsverfahren sind nur in der Lage diskrete Belastungs- /Einspeisezustände zu berechnen. Probabilistische Verfahren berücksichtigen hingegen auch mögliche Auftrittswahrscheinlichkeiten der jeweiligen Eingangsgrößen. Bisherige Verfahren sind sehr Rechenintensiv bzw. weisen aufgrund der Linearisierung Beschränkungen der Eingangsgrößen auf. Das hier erläuterte Verfahren beruht auf einer neuartigen Linearisierung und weist keine Beschränkungen der Eingangsgrößen auf.

## Probabilistic Load Flow Calculation

The increasing number of renewable Energy sources assigns new tasks to the grid operator. The active power of these sources is imprecise predictable, only. The grid operator interests the probability of possible violation of the operation limits. Algorithms traditionally used in grid operation and planning only able to determine a discrete state of the power grid. In contrast probabilistic algorithms consider the probability of occurrence of the input quantities. Previous algorithms are computationally intensive or have restriction to the input quantities. The presented algorithm bases on a new approach of the underlying network and has no restriction on the input quantities.

**Johannes Schwippe, Olav Krause**

Die steigende Anzahl regenerativer Einspeiser stellt die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die Einspeiseleistungen dieser Anlagen sind nur schwer und mit einer gewissen Ungenauigkeit prognostizierbar. Gleichzeitig wird durch wirtschaftliche und rechtliche Forderungen ein Betrieb des Netzes näher an seinen Leistungsgrenzen erforderlich. Die klassischen Netzberechnungsprogramme sind nicht in der Lage Unsicherheiten bezüglich der Einspeiseleistungen und Netzstrukturen zu berücksichtigen. Dies ist der Anwendungsfall probabilistischer Netzberechnungsverfahren. Das Ziel dieser Verfahren ist die Berechnung der Auftrittswahrscheinlichkeit unterschiedlicher Netzzustände in Abhängigkeit der Wahrscheinlichkeit des Einspeise- und Lastprofils. Dies sind z.B. die Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Betrages der Knotenspannungen oder der Leitungsströme. Der Netzbetreiber kann mit Hilfe dieser Daten nun die Wahrscheinlichkeit

eines sicheren Betriebs abschätzen und eventuell Gegenmaßnahmen z.B. Redispatch oder Netzausbaumaßnahmen vornehmen.

Die Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung lassen sich in zwei Gruppen unterteilen. Eine Gruppe nutzt die klassische Lastflussrechnung zur Berechnung des Netzzustandes. Die Wahrscheinlichkeit dieses Profils ergibt sich aus der Wahrscheinlichkeit der Eingangsgrößen. Zur Lösung dieses Problems in einer angemessenen Zeit wird oft eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die zweite Gruppe analysiert das elektrische Netz um eine Berechnung der Wahrscheinlichkeiten mit Hilfe der Faltung zu ermöglichen. Nachteile dieser Verfahren sind die notwendigen Vereinfachungen der Netzgleichungen und die dadurch entstehenden Ungenauigkeiten. Viele dieser Verfahren nutzen hierbei eine Linearisierung der Lastflussgleichungen, wobei die Ungenauigkeiten mit dem Abstand zum Entwicklungspunkt der Linearisierung stark zunehmen. Vorteile dieser Verfahren sind eine deutlich geringere Berechnungszeit und die Berücksichtigung aller Einspeise-/Lastprofile.

Eingangsgrößen jeder probabilistischen Lastflussrechnung sind Verteilungsfunktionen der Knotenleistungen. Bei diesem Verfahren wird neben der Wirkleistung auch die Blindleistung über zwei-dimensionalen Verteilungsfunktionen der Knotenleistungen berücksichtigt. Das Verfahren beruht auf der komplexwertigen Abbildung der komplexwertigen Knotenspannungen auf die komplexwertigen Knotenströme. Durch die Invertierung dieser Matrix entsteht eine Abbildung der Knotenströme auf die Knotenspannungen. Eine Invertierung ist unter Verwendung der Pseudoinversen auch bei singulären Matrizen möglich. Durch Verkettung dieser Matrix mit einer weiteren Matrix, die die Abbildung zwischen den Knotenspannungen und Leitungsströmen vornimmt, ist auch eine direkte Abbildung der Knotenströme auf die Leitungsströme möglich, wie dies bei der jetzigen Implementierung dieses Verfahrens realisiert ist.

Sinnvolle Eingangsgrößen aus systemtechnischer Sicht sind allerdings Knotenleistungen. Eine Umrechnung der Knotenleistungen in Knotenströme erfolgt in einem ersten Schritt mit einem linearen DC-Modell. Hierbei wird der Spannungsbetrag an allen Knoten gleich angenommen und nur der Spannungswinkel berechnet. Dies bewirkt eine Drehung der zwei-dimensionalen Verteilungen der Knotenleistungen um den Spannungswinkel und eine Stauchung um den Spannungsbetrag.

Die komplexwertigen Verteilungsfunktionen der Knotenspannungen bzw. der Leitungsströme können nun über die zweidimensionale Faltungsfunktion berechnet werden. Anschließend erfolgt aus diesen Verteilungen die Berechnung der Verteilungsfunktion des Betrages der jeweiligen Größe (Betrag der Knotenspannungen bzw. Leitungsströme).

Zur Überprüfung der Genauigkeit des Verfahrens wird dieses mit den Ergebnissen zweier Verfahren verglichen. Ein Verfahren ist eine Monte-Carlo-Simulation basierend auf einem vollständigen Newton-Raphson-Lastfluss. Dies dient als Referenzverfahren. Das zweite Verfahren nutzt die nach dem linearen Glied abgebrochenen Taylorreihe der Lastflussgleichungen, wobei der Entwicklungspunkt den Mittelwerten der Verteilungsfunktionen entspricht.

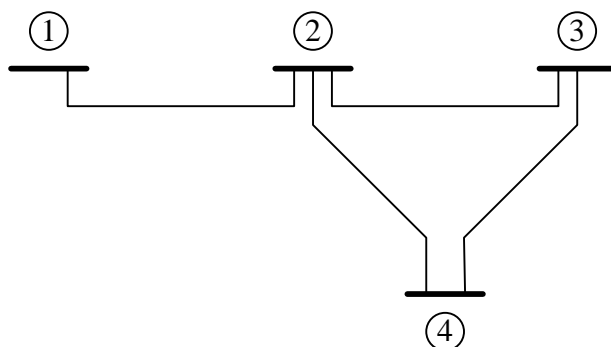


Abbildung 13: Testnetz

Die Ergebnisse zeigen, dass die Ausdehnung der Verteilungsfunktionen einen erheblichen Einfluss auf die Genauigkeit der Ergebnisse hat. Dies liegt darin begründet, dass die Abweichungen der linearisierten Lastflussgleichungen mit zunehmendem Abstand zum Entwicklungspunkt zunehmen.

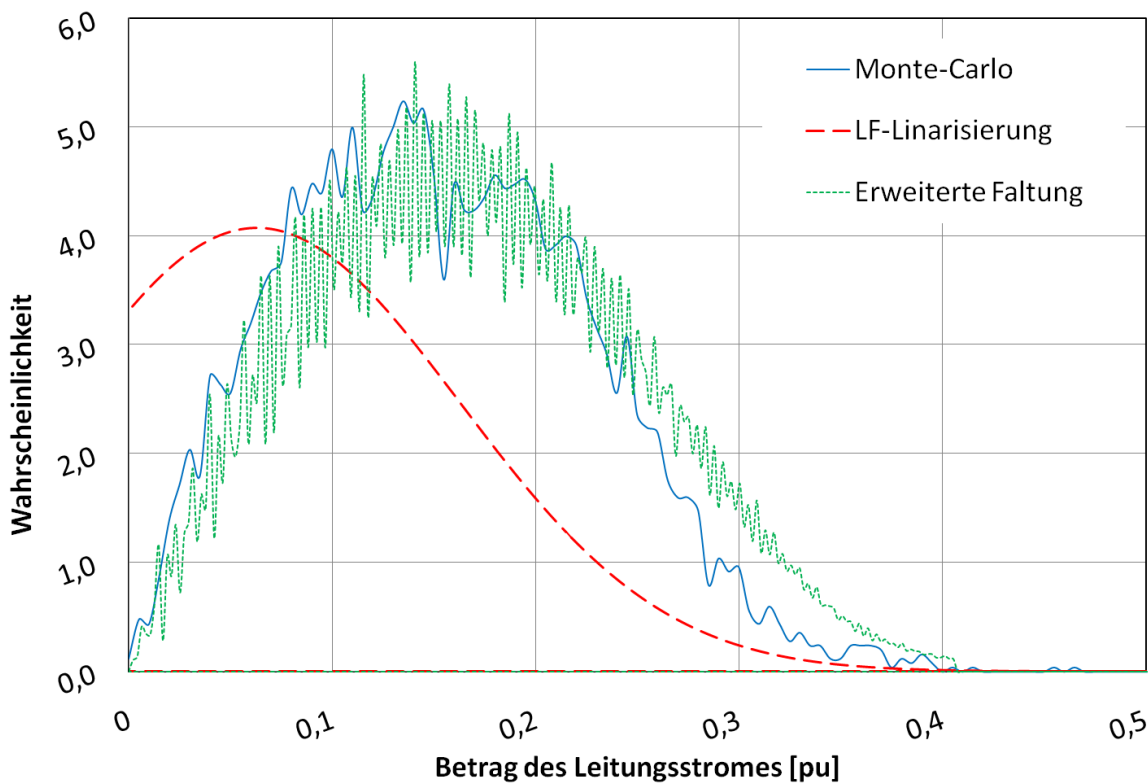
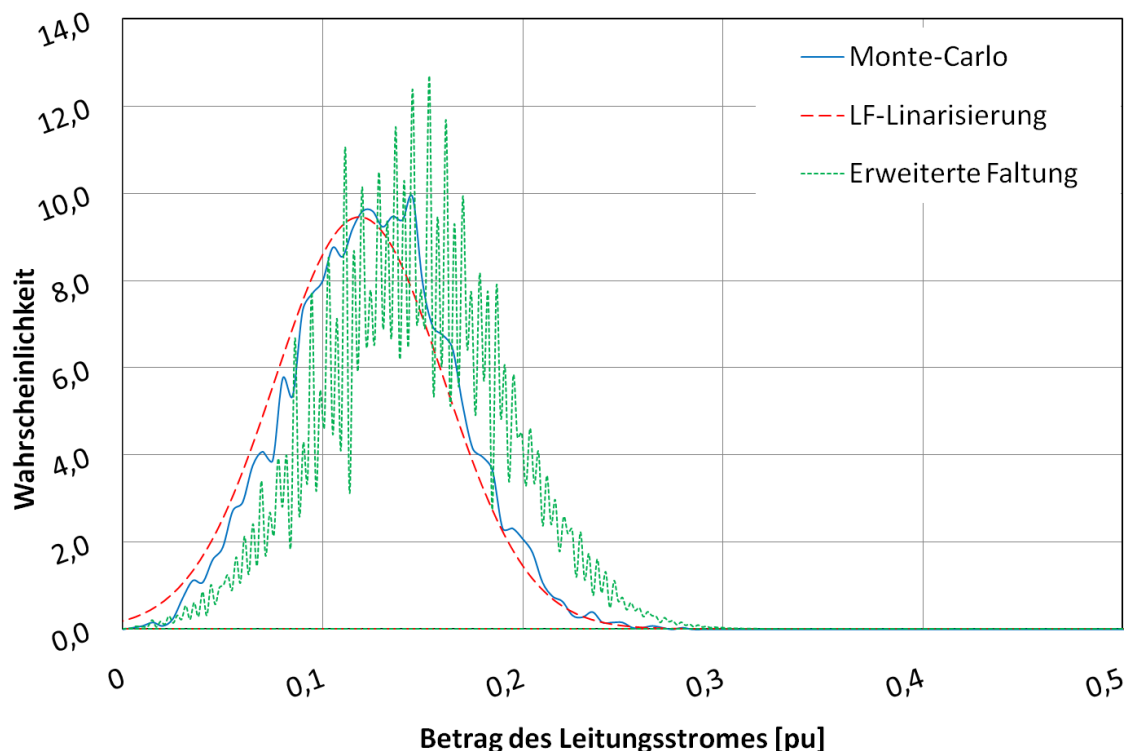


Abbildung 14: Genauigkeitsvergleich mit begrenzten Verteilungsfunktionen

Abbildung 14 zeigt exemplarisch die Ergebnisse der beiden Verfahren und des Referenzverfahrens, das zugehörige Netz zeigt Abbildung 13. Es ist zu erkennen, dass beide Verfahren geringe Abweichungen vom Referenzverfahren aufweisen.



**Abbildung 15: Genauigkeitsvergleich mit weit ausgedehnten Verteilungsfunktionen**

Abbildung 15 zeigt die Verteilungsfunktionen bei weit ausgedehnten Verteilungsfunktionen. Es zeigt sich, dass die Abweichungen zum Referenzverfahren beim dem Verfahren auf Basis der Linearisierung der Lastflussgleichungen größer werden. Dies ist mit der zunehmenden Ungenauigkeit bei größerem Abstand zum Entwicklungspunkt zu begründen. Das neue Verfahren hingegen weist nur geringe Abweichungen vor allem bei höheren Leitungsströmen auf. Mögliche Ursache die bisherige unzureichende Berücksichtigung des Spannungsbetrages bei der Berechnung der Knotenströme aus den Knotenleistungen.

Um einen Gesamteindruck der Genauigkeit beider Verfahren zu erhalten zeigt Tabelle 2 die Korrelationskoeffizienten der Belastungen aller Leitungen beider Verfahren sowohl für begrenzte, als auch weitausgedehnte Verteilungsfunktionen bezogen auf das Referenzverfahren. Es ist auch hier zu erkennen, dass die Genauigkeit des Verfahrens auf Basis der Linearisierung bei weiter ausgedehnter Verteilungsfunktion abnimmt. Das neue Verfahren zeigt dieses Verhalten nicht, da die zugrundeliegenden Gleichungen über den gesamten Betriebsbereich gültig sind.

Tabelle 2: Korrelationskoeffizienten

Leitung	Linearisierung		Erweiterte Faltungsoperation	
	begrenzt	ausgedehnt	begrenzt	ausgedehnt
1-2	0,98916	0,96506	0,96728	0,97858
2-3	0,99283	0,96184	0,96695	0,98302
3-4	0,99169	0,93941	0,77488	0,97662
2-4	0,99252	0,95476	0,98424	0,98474

Ein anderer wichtiger Aspekt sind die notwendigen Berechnungszeiten, die die einzelnen Verfahren benötigen. Tabelle 3 zeigt die benötigten Berechnungszeiten der Verfahren. Die Monte-Carlo-Simulation ist mit 5000 Experimenten und das neue Verfahren mit 80 Stützpunkten für die Wirk- und 40 Stützpunkten für die Blindleistung durchgeführt. Die Verfahren, welche die Faltungsoperation nutzen sind deutlich schneller als das Referenzverfahren. Dieser Vorteil kann durch Parallelisierung noch weiter gesteigert werden, da die Verteilungsfunktionen der einzelnen Knotenspannungen bzw. Leitungsströme einzeln berechnet werden können. Vor allem bei größeren Netzwerken ist es sinnvoll nur die Verteilungsfunktionen ausgewählter Leitungen zu berechnen.

Tabelle 3: Berechnungszeiten

Verfahren	Berechnungszeit [sec]
Monte-Carlo-Simulation	25,67
Linearisierung	1,72
Erweiterte Faltungsoperation	2.49

Durch die direkte Abbildung der Knotenströme auf die Knotenspannungen und leitungsströme ist es möglich diejenigen Knoten zu identifizieren, die den größten Einfluss haben und an denen daher eine gezielte Beeinflussung möglich ist.

Mit dem vorgestellten Verfahren ist es möglich die Verteilungsfunktionen der Knotenspannungen bzw. Leitungsströme zu berechnen. Hierzu wird eine lineare Abbildung zwischen den Knotenströmen und Knotenspannung bzw. Leitungsströmen um einen DC-Lastfluss erweitert. Die Abhängigkeiten zwischen Knotenwirk- und Blindleistungen können über entsprechende zweidimensionale Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden.



Die Ergebnisse zeigen eine gute Genauigkeit dieses Verfahrens vor allem bei weiter ausgedehnten Verteilungsfunktionen. Mögliche Erweiterungen dieses Verfahrens bestehen in der Berücksichtigung des Spannungsbetrages in der Abhängigkeit der eingespeisten Leistungen der einzelnen Knoten und in der Berücksichtigung möglicher Leitungsausfälle.

## **Weitbereichsschutzsystem gegen transiente Instabilität in Verbundnetzen**

Dieser Artikel präsentiert ein neues Weitbereichsschutzsystem, das für den Fall einer synchronen Kopplung der Verbundsysteme von IPS/UPS und UCTE entwickelt wurde. Das Schutzsystem analysiert die Spannungswinkel der beiden verbundenen Netzbereiche, um den Systemzustand der dazwischen liegenden Übertragungsstrecke zu bestimmen. Falls ein gestörter Systemzustand erkannt wird, wird eine sofortige kontrollierte Trennung der beiden Netzbereiche durchgeführt, um ein Außertrittfallen der gekoppelten Verbundsysteme aufgrund der steigenden Spannungswinkeldifferenz zu verhindern. Simulationsergebnisse einer Beispielstörung werden gezeigt um das Weitbereichsschutzsystem mit einem konventionellen Schutz durch Distanzschutzrelais zu vergleichen.

## **Wide area protection system against out-of-step instability in interconnected power systems**

This article presents a new wide area protection scheme, which was developed for the option of a synchronous parallel operation of IPS/UPS and UCTE. A defense plan analyses voltage phasors measured at different network locations to determine the security state of the transmission corridor. If a disturbed state is detected, the protection system separates the network parts interconnected by the corridor to avoid the interconnected power systems falling out of step due to the diverging of the voltage phasors. An exemplary simulation is shown to compare the defense plan with conventional protection systems based on distance protection relays.

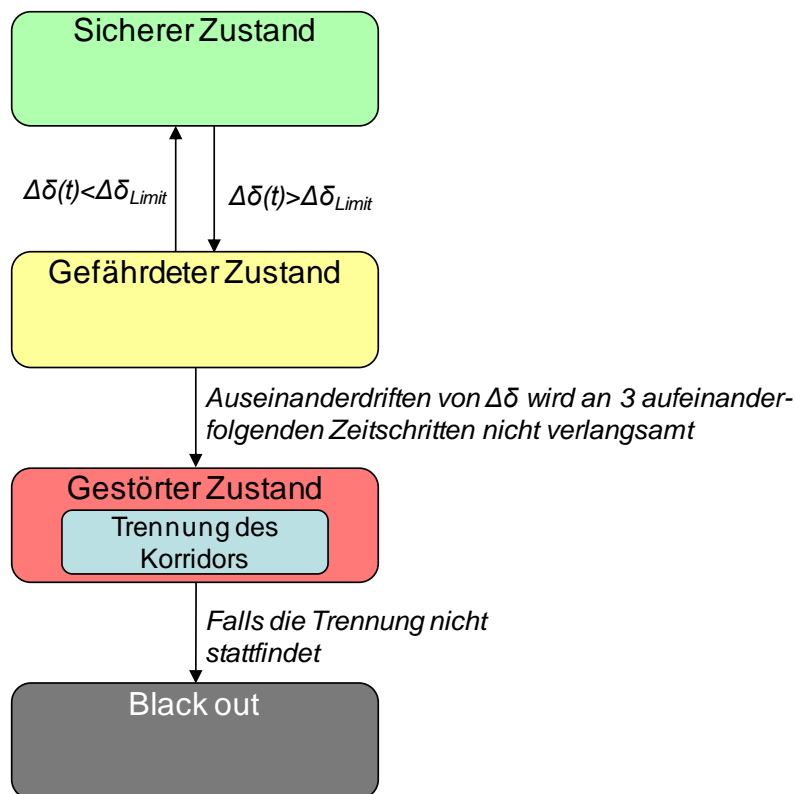
### **Ulf Häger**

Dieses Forschungsvorhaben wurde von der RWE Transportnetz Strom AG gefördert.

Schutzsysteme in den meisten derzeitigen Verbundnetzen basieren auf Distanzschutzrelais, die in jeder Schaltanlage vorhanden sind, um Kurzschlüsse zu detektieren und abzuschalten. Schwerwiegende Systemstörungen können einen kaskadierten Ausfall von Übertragungsleitungen verursachen. Dies führt zu erheblichen Leistungspendelungen, Frequenz- und Spannungseinbrüchen, wodurch Kraftwerke gezwungen werden vom Netz zu gehen und es deshalb zu großräumigen Stromausfällen kommen kann. Vergangene Beispiele hierfür sind die Italien-Störung im September 2003, sowie die Störung in USA/Kanada im August 2003, bei denen jeweils mehr als 50 Millionen Menschen betroffen waren.

In solchen Fällen kann ein übergeordnetes Schutzsystem die Auswirkung eines auslösenden Ereignisses verringern, indem der kaskadierte Verlauf von Leitungsausfällen durch eine rechtzeitige kontrollierte Systemtrennung vermieden wird. In den vergangenen Jahren wurden insbesondere seit der Einführung von Zeigermesssystemen (PMU, Phasor Measurement Units) unterschiedliche Entwürfe für solche Weitbereichsschutzsysteme vorgestellt, da damit Spannungswinkel an unterschiedlichen Orten zeitgleich gemessen und verglichen werden können. Bisherige Entwürfe für Weitbereichsschutzsysteme benötigen allerdings eine vollständige Beobachtbarkeit des Systemzustandes, die bei Verbundnetzen mit mehreren Netzbetreibern üblicherweise nicht gewährleistet werden kann. Im Folgenden wird ein neuer Entwurf für ein Weitbereichsschutzsystem gegen transiente Instabilität vorgestellt, das mit Hilfe von PMU Messdaten ohne Kenntnis des exakten Netzzustandes gefährdete Systemzustände erkennt und eine frühzeitige Systemtrennung einleitet.

Abbildung 16 gibt einen Überblick über die Funktionsweise des Weitbereichsschutzsystems. Dieses Schutzsystem unterscheidet zwischen vier Systemzuständen. Um den Systemzustand einer Übertragungsstrecke bestimmen zu können, wird die Spannungswinkeldifferenz  $\Delta\delta(t)$  zwischen den durch die Übertragungsstrecke verbundenen Netzbereichen ausgewertet. Zur Messung der Spannungswinkel in den jeweiligen Netzbereichen werden PMUs verwendet. Während des stationären Betriebs befindet sich das System im sicheren Zustand. Einen gefährdeten Systemzustand erkennt das Weitbereichsschutzsystem, indem die Spannungswinkeldifferenz über einen Grenzwert  $\Delta\delta_{limit}$  steigt. Transient instabile Situationen entstehen üblicherweise, wenn eine Übertragungsstrecke eine hohe Auslastung vorweist und gleichzeitig ein Kurzschluss in der Nähe der Übertragungsstrecke ein Auseinanderdriften der Spannungswinkeldifferenz verursacht, die nach Fehlerklärung nicht mehr reversibel ist.



**Abbildung 16: Blockdiagramm zur Funktionsweise des Schutzsystems vor transients Instabilität**

Damit das Schutzsystem im gefährdeten Systemzustand zwischen stabilen und instabilen Situationen unterscheiden kann, ist es notwendig, die zweite Ableitung der Spannungswinkeldifferenz zu beobachten. Verlangsamt sich das auseinanderdriften der Spannungswinkeldifferenz wieder nach der Fehlerklärung, so bleibt die Stabilität des Systems erhalten. Umgekehrt weist eine weitere Beschleunigung der Spannungswinkeldifferenz nach Fehlerklärung darauf hin, dass ein Verlust des Synchronismus zwischen den beiden verbundenen Netzbereichen zu erwarten ist. Im vorgestellten Weitbereichsschutzsystem wird ein gestörter Systemzustand erkannt, wenn die zweite Ableitung der gemessenen Spannungswinkeldifferenz an drei aufeinanderfolgenden Zeitschritten negativ ist. Befindet sich das Schutzsystem im gestörten Systemzustand wird sofort eine Auftrennung der Übertragungsstrecke eingeleitet, um eine Ausweitung der Störung zu verhindern.

Im Folgenden wird die Funktionsweise des Weitbereichsschutzsystems anhand von dynamischen Simulationen an einer Beispielstörung dargestellt und mit einem konventionellen Schutz, bestehend aus Distanzschutzrelais, verglichen. Als Testumgebung wurde eine Übertragungsstrecke zwischen zwei großen Verbundnetzen A und B betrachtet, die in der dargestellten Simulation durch zwei einzelne 380-kV-Systeme, einem einzelnen 220-kV-System sowie einem 220-kV-Doppelsystem miteinander verbunden sind. Im Verbundnetz A findet in der Nähe der Übertragungsstrecke ein Kurzschluss auf einer Übertragungsleitung statt, die

150 ms nach Auftreten des Fehlers durch das Distanzschutzrelais abgeschaltet und nach weiteren 500 ms automatisch wieder zugeschaltet wird. Da der Fehlerstrom nach dieser Kurzunterbrechung nicht erneut zündet, bleibt die Leitung nach der Wiederschaltung am Netz.

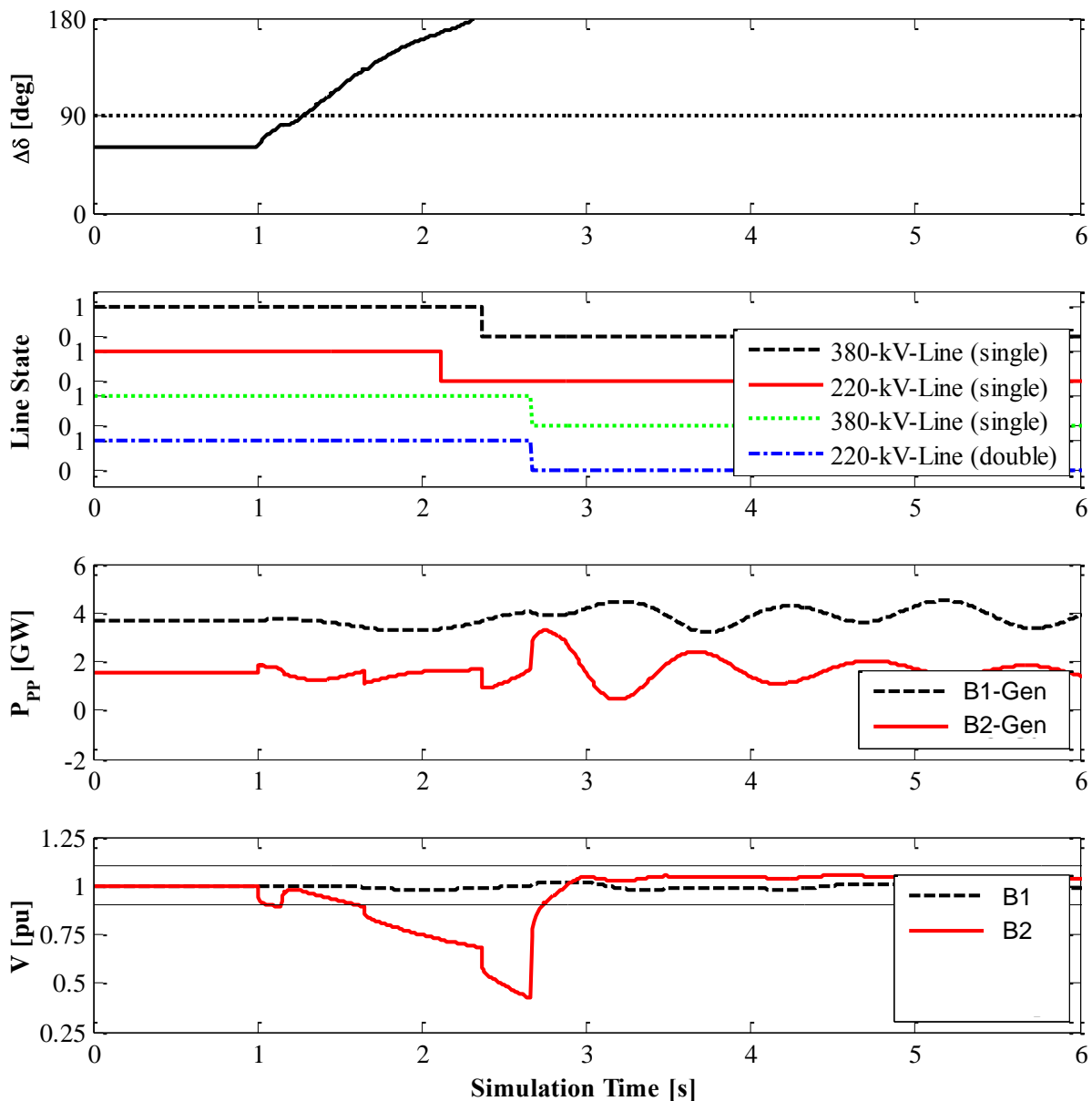


Abbildung 17: Systemparameter nach einem Kurzschluss ohne Einsatz des Weitbereichsschutzsystems

Abbildung 17 stellt die Auswirkungen des Fehlers ohne Einsatz des Weitbereichsschutzsystems da. Von oben nach unten sind dargestellt: Die Spannungswinkeldifferenz zwischen beiden Verbundnetzen, die Schaltzustände der Kuppelleitungen, die kumulierte Einspeiseleistung an zwei benachbarten Kraftwerksknoten im Netzbereich B und die Spannungsbeträge an diesen Knoten. Der Fehler bewirkt eine Vergrößerung der Spannungswinkeldifferenz zwischen beiden Verbundnet-

zen, wie dem oberen Diagramm zu entnehmen ist. Dies führt zu einem kaskadierten Abschalten der verbleibenden Verbundleitungen durch die Überstromfunktion der Distanzschutzrelais (siehe zweites Diagramm). Obwohl die auslösende Störung innerhalb des Verbundnetzes A entsteht, treten nach der unkontrollierten Systemtrennung erhebliche Leistungspendelungen an Kraftwerken innerhalb des Verbundnetzes B auf (drittes Diagramm). Der daraus entstehende Spannungseinbruch am Kraftwerksknoten B2 (viertes Diagramm) würde fatale Folgen haben, da die angeschlossenen Kraftwerke sich zum Selbstschutz vom Netz trennen müssten. Das Entstehen eines systemweiten Stromausfalls innerhalb von Verbundnetz B wird dadurch sehr wahrscheinlich.

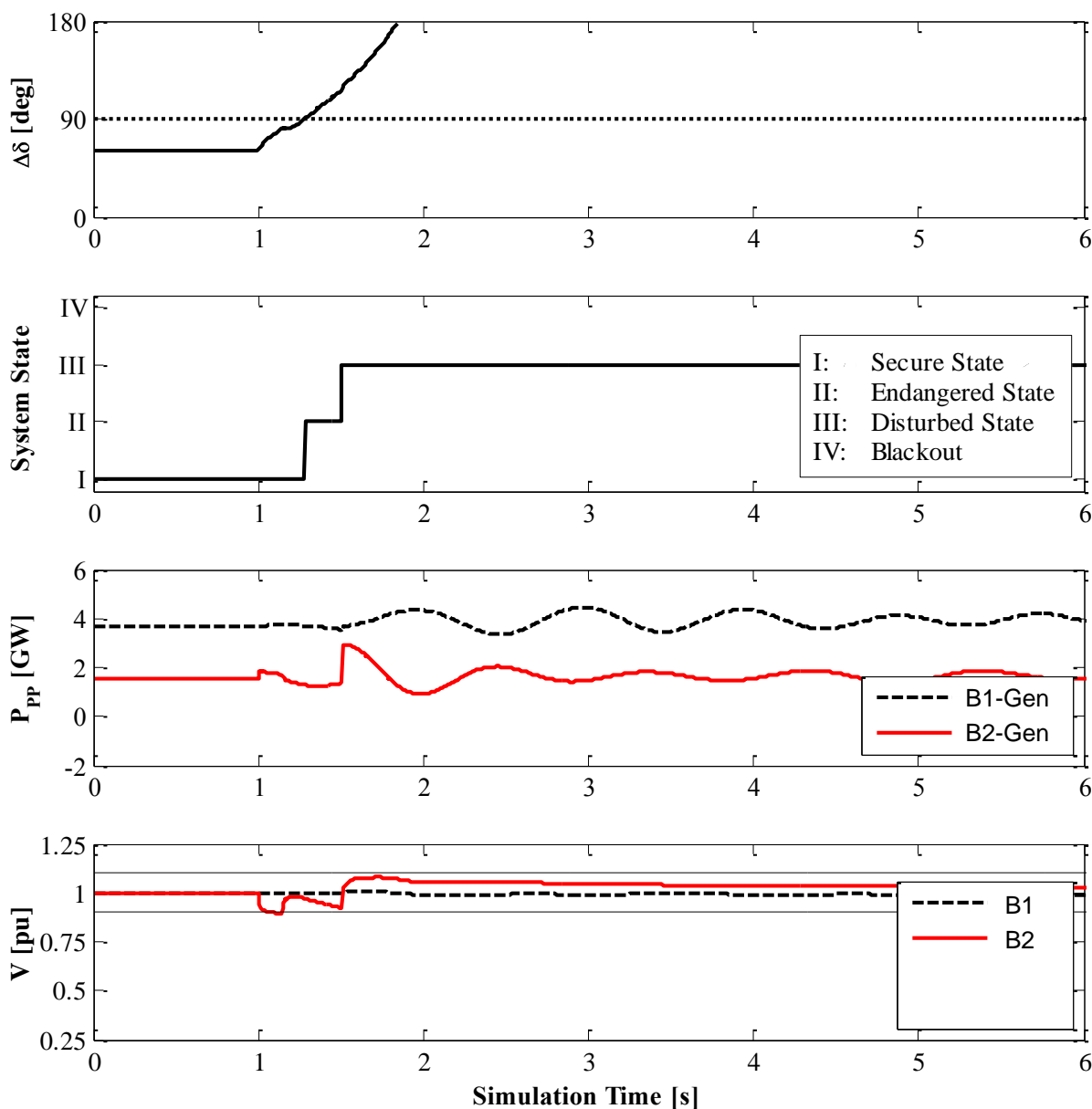


Abbildung 18: Systemparameter nach einem Kurzschluss mit Einsatz des Weitbereichsschutzsystems

Abbildung 18 zeigt das gleiche Störungsszenario, bei dem allerdings zusätzlich das vorgestellte Weitbereichsschutzsystem zur Auslösung einer kontrollierten Trennung der Übertragungsstrecke eingesetzt wird. Die dargestellten Variablen und Zeitbereiche sind die gleichen wie in Abbildung 17, mit Ausnahme des zweiten Diagramms, in dem der Systemzustand des Weitbereichsschutzsystems anstatt des Schaltzustandes der Verbundleitungen angezeigt wird. Zum Zeitpunkt, bei dem die Spannungswinkeldifferenz  $85^\circ$  überschreitet, wechselt das Weitbereichsschutzsystem in den gefährdeten Zustand (siehe zweites Diagramm). Aufgrund der weiteren Vergrößerung der Spannungswinkeldifferenz wechselt das Weitbereichsschutzsystem weitere 250 ms später in den gestörten Systemzustand und alle Verbundleitungen werden unverzüglich abgeschaltet. Ein Vergleich der erzeugten Kraftwerksleistung an den schon zuvor dargestellten Knoten im Netzbereich B zeigt, dass die kontrollierte frühzeitige Auftrennung der Übertragungsstrecke durch das Schutzsystem eine deutliche Verringerung der Leistungspendungen zur Folge hat (siehe drittes Diagramm). Der erhebliche Spannungseinbruch am Kraftwerksknoten B2 bleibt aus (siehe Diagramm vier) und die angeschlossenen Kraftwerke müssen sich nicht vom Netz trennen. Die Fortpflanzung des ursprünglichen Fehlers zu einem großräumigen Stromausfall ist nun nicht mehr wahrscheinlich.

Diese exemplarische Implementierung einer Störungssituation an einer realitätsnahen Übertragungsstrecke zeigt den Bedarf an einem übergeordneten regelzonenübergreifenden Schutzsystem gegen transiente Instabilität im Fall extremer Verbundausdehnungen. Des Weiteren wurde gezeigt, dass mit dem vorgestellten Weitbereichsschutzsystem eine deutliche Verringerung der Störungsauswirkungen erreicht werden kann.

## **E-DeMa – Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft**

Ziel des Projektes ist die Schaffung eines E-Energy Marktplatzes 2020, um die nationalen Vorgaben der CO<sub>2</sub>-Minderung und der Integration erneuerbarer Energien zu erreichen. Stromkunden (Privat u. Gewerbekunden) werden an einen offenen elektronischen Marktplatz mittels IKT-Gateways mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern u. weiteren Akteuren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr-Gebiet verbunden, wodurch sich neue Geschäftsmodelle für eine aktivere Marktteilnahme der Akteure ergeben. Hierzu gilt es, Energie u. IKT zu E-Energy zu verknüpfen. Technische Herausforderungen sind insbesondere die Bereiche Smart Grid, IKT-Gateway (inkl. Smart Metering) sowie die Schaffung einer IKT-Infrastruktur.

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

## **E-DeMa – Development and demonstration of decentralized power systems towards future E-Energy Market Places**

The project aims at developing and establishing an E-Energy Market Place to reach the targets of the year 2020 regarding CO<sub>2</sub> reduction and integration of renewables. Electricity customers in the private and commercial sector will be connected through an ICT Gateway and the E-Energy Market place with electricity traders, network operators, and other actors on the Energy Market. The implementation will take place prototypically in the German Rhein-Ruhr area with a couple of 1000 households and companies.

This project is supported by the German Ministry of Commerce (BMWi)

**Christian Rehtanz, Dieter König**

„E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) initiiertes neuer Förderschwerpunkt im Rahmen der Technologiepolitik der Bundesregierung. Der Kurzbegriff „E-Energy“ steht – analog den Bezeichnungen „E-Commerce“ oder „E-Government“ – für die umfassende digitale Vernetzung sowie computerbasierte Kontrolle und Steuerung des Gesamtsystems der Energieversorgung. Das Hauptziel von E-Energy ist die Schaffung von E-Energy-Modellregionen, die zeigen, wie das große Optimierungspotenzial der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zur Erreichung von mehr Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt-

verträglichkeit (energie- und klimapolitische Eckpunkte) in der Stromversorgung am besten genutzt werden kann.

Das Forschungskonsortium E-DeMa, bestehend aus den Unternehmen RWE Energy AG, Siemens AG, ef.Ruhr GmbH, Miele & Cie. KG, SWK ENERGIE GmbH und Pro-Syst Software GmbH will in den nächsten vier Jahren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr-Gebiet einen E-Energy-Marktplatz schaffen.

Kern des Projekts ist die Anbindung des Energiekunden im Privat- und Gewerbe-kundenbereich mittels IKT-Gateways, auf deren Basis u. a. Lastenmanagement und Steuerung von Haushaltsgeräten, Smart Metering wie auch die Steuerung dezentraler Einspeiser erfolgen sollen. Der Nutzen ist vielfältig – nicht nur in Form von angezeigten Energieverbräuchen oder Preissignalen für den Kunden oder in Form von Online-Informationen für ein verbessertes Netzmanagement des Netzbetreibers – es entsteht eine ganzheitliche Infrastruktur zur Steuerung des Verbrauchs, bei der der Verbraucher aktiv eingebunden wird und auf deren Basis sich weitere Energiedienstleistungen etablieren können.

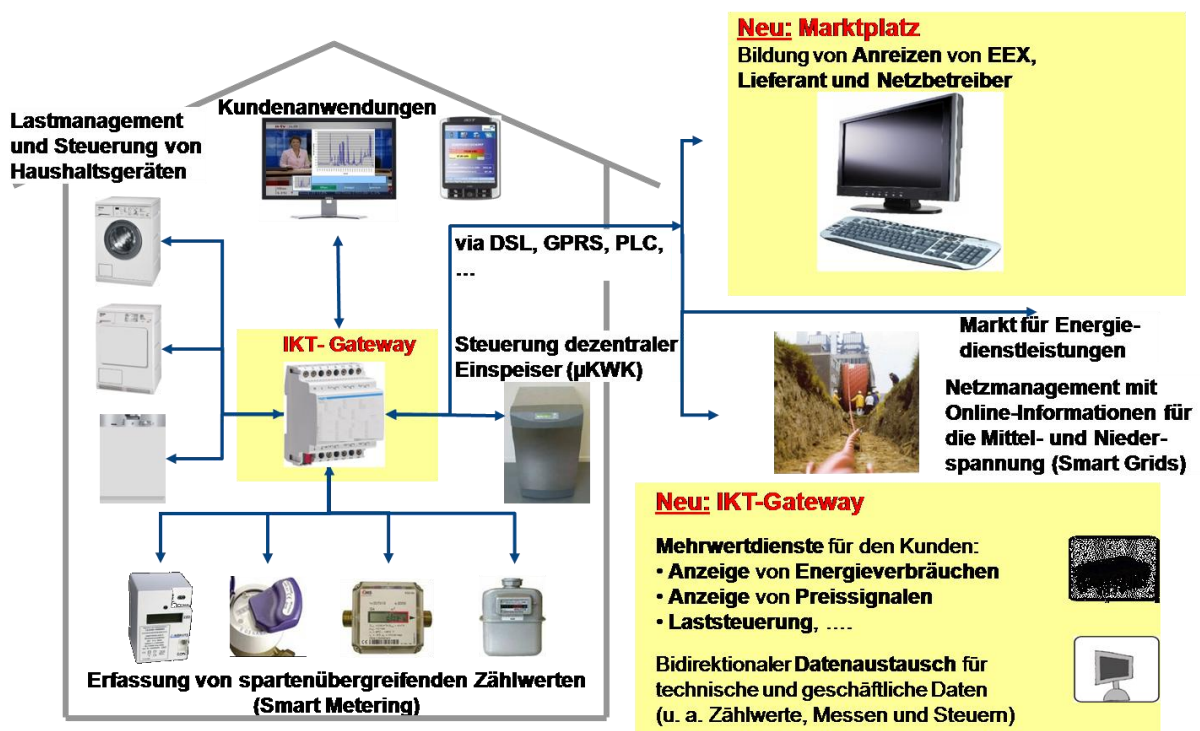


Abbildung 19: Steuerung von Verbrauchern und Erzeugern über ein intelligentes Gateway aufgrund von Preissignalen eines elektronischen Marktplatzes

E-Energy Marktplätze sind heute nicht existent. Kunden sind nur über relativ langsame Prozesse und Versorgungsverträge an den Energiemarkt gebunden. Der mangelnde und langsame Austausch an Informationen zwischen Kundensystemen und Lieferanten bzw. Netzbetreibern führt dazu, dass Produktion und Verbrauch



nicht ausreichend aufeinander abgestimmt sind, so dass ex post nachgesteuert werden muss bzw. dass zum Erhalt der Systemsicherheit umfangreiche Reserven vorzuhalten sind, die die Gesamtkosten der Versorgung treiben. Mit einem verstärkten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien bis zum Endkunden kann hier für eine Effizienzsteigerung und die Hebung von Optimierungspotenzialen gesorgt werden. In einer Studie im Auftrag des BMWi 1 wird festgestellt, dass allein im Haushaltsbereich durch die zeitnahe Visualisierung des tatsächlichen Energieverbrauchs und die hieraus folgenden Einsparungen der Verbraucher sowie die Einführung zeitabhängiger Tarife selbst bei konservativer Schätzung ein Einsparpotential von 9,5 TWh jährlich besteht. Dies setzt jedoch die Einführung intelligenter Zähltechnik voraus, die nicht nur den Energieverbrauch in einer festgelegten Zählperiode sondern darüber hinaus auch den Lastgang eines Kunden aufzeichnet. Zur Bewältigung der anspruchsvollen Aufgabe, diese Informationen innerhalb der Verteilnetze zeitnah abzurufen bedarf es jedoch einer leistungsfähigen Kommunikations- und Informationsinfrastruktur. Die Erfahrung aus der Entwicklung der IKT-Branche belegen, dass ein energiesystemweiter Einsatz von IKT zu diesem Zweck auch möglich ist.

Die Gestaltung des E-Energy-Marktplatzes erlaubt es, Kunden flexibel und online in den Markt einzubeziehen. Verbrauch und dezentrale Erzeugung werden transparent. Darüber hinaus können weitere Teilnehmer am E-Energy Markt Dienstleistungen im Wettbewerb zur Verfügung stellen. Zählerdienstleistungen, Netzdienstleistungen und Energiehandelsdienstleistungen seien hier genannt. Die heutigen Teillösungen in diesem Bereich wie zum Beispiel Systeme zur Zählerfernauslesung, Systeme zum Energiemanagement dezentraler Einspeiser oder das Energiemanagement auf Kundenseite basieren auf proprietären Lösungen und nicht offenen Protokollen. Der Ansatz dieses Projektes wird erstmalig eine Gesamtarchitektur basierend auf offenen Protokollen und Standards zur Verfügung stellen.

Insbesondere werden die energiewirtschaftlichen Modelle und Geschäftsmodelle für den E-Energy Marktplatz 2020 entworfen und daraus die technische Spezifikation für die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur abgeleitet. Das IKT-Gateway und die Kommunikationsprotokolle werden herstellerunabhängig spezifiziert und später evaluiert. Der Marktplatz und die Akteure werden modelliert sowie die Interaktion mit dem Energieversorgungsnetz untersucht.

---

<sup>1</sup> „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“, BMWi 2006

Die Geschäftsmodelle der Akteure am Elektrizitätsmarkt werden im Hinblick auf Wertschöpfungspotentiale untersucht, aus denen dann Anreize zu einem mehr energieeffizienten Verhalten der Kunden im PuG-Segment zu generieren. Zudem werden die Energieübertragungsnetze in diesen Prozess mit einbezogen, so dass auch hier kosteneffiziente Mechanismen entworfen und validiert werden können.

Mit einer umfassenden Simulation des Marktmodells wird die Wirksamkeit des Konzepts nach Art und Umfang der Effizienzpotentiale nachgewiesen. Die Validierung der Ergebnisse erfolgt dann mit einer exemplarischen Realisierung des E-Energy-Marktplatzes in einer Modellregion in Krefeld und Mülheim.

### **Einsatz eines Virtuellen Kraftwerks zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung von Verteilnetzen**

Durch die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen wird der wirtschaftliche Betrieb von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) möglich, so dass mit einem stetig wachsenden Anteil von DEA in den elektrischen Verteilnetzen zu rechnen ist. Diese Entwicklung stellt für Verteilnetzbetreiber nicht nur eine zusätzliche Herausforderung dar, sondern ermöglicht auch, durch den koordinierten Betrieb der Anlagen innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks (VK), eine Vielzahl neuer Nutzungsvarianten. In diesem Artikel wird der Einsatz eines VK zur Einsparung von Kuppelleistung und zur Minderung der Belastung von überlagerten Betriebsmitteln dargestellt. Dazu wird zunächst das Verfahren der *Dynamischen Kategorisierung* vorgestellt und auf ein exemplarisches Netzgebiet angewandt.

### **Disposition of Virtual Power Plant Structures for technical and economic Optimization of Distributional Networks**

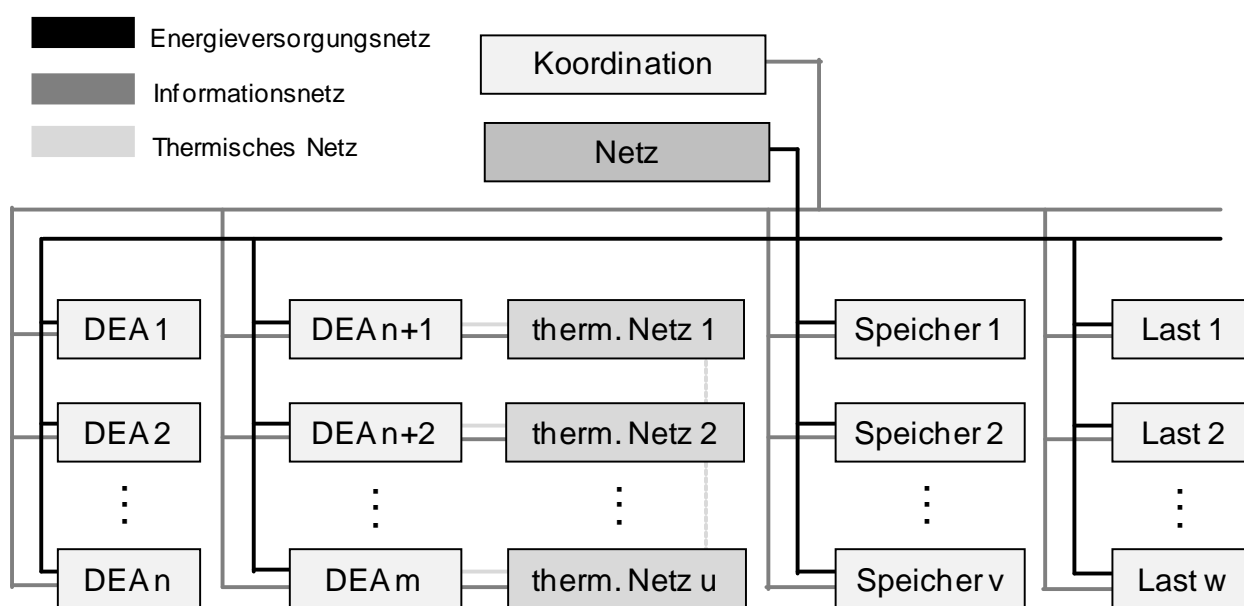
By the current regulatory framework cost-effective operation of distributed energy resource (DER) systems is enabled, so that a continuous increasing stake of DER systems is expected in distribution networks. This development causes not only additional challenges for distribution system operators, but also offers by the coordinated operation of DER systems within a virtual power plant (VPP) a multitude of new options for use. Within this article the disposition of VPP for retrenchment of coupled power and reduction of loading of overlaid assets is illustrated. Besides, the concept of dynamic categorization is introduced and applied to an exemplary grid.

**Björn Gwisdorf, Willi Horenkamp**

Dieses Forschungsvorhaben wird von der RWE Energy AG gefördert.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) enthalten Vorgaben, die einen rentablen Betrieb von DEA ermöglichen sollen. Insbesondere soll der Einsatz von regenerativen und hocheffizienten DEA-Technologien gefördert werden. Daher ist gegenwärtig ein Zuwachs von DEA im Verteilnetz zu verzeichnen, wobei davon ausgegangen wird, dass sich dieser Trend in den nächsten Jahren fortsetzen wird.

Durch die Zunahme von DEA in den Verteilnetzen ergibt sich eine Vielzahl innovativer Nutzungsmöglichkeiten dieser Anlagen. So können durch den koordinierten Betrieb von DEA innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks (VK) energiewirtschaftliche Gebiete erschlossen werden, die für einzelne DEA nicht relevant sind. Ein VK wird in diesem Zusammenhang als Verbund von DEA, Energiespeichern und beeinflussbaren Verbrauchern definiert, dessen Betrieb zur elektrischen und thermischen Energieversorgung von einer übergeordneten Instanz optimiert wird (Abbildung 20).



**Abbildung 20: Elemente und Struktur eines VK mit thermischen Netzen**

Ein Betriebskonzept des VK ist das sogenannte Peak-Shaving. Bei dieser Betriebsart wird die Einspeiseleistung der DEA maximiert, wenn der Leistungsbedarf der Verbraucher maximal ist. Durch Peak-Shaving kann die Belastung der überlagerten Betriebsmittel reduziert und der Bedarf an Kuppelleistung gemindert werden. Für Verteilnetzbetreiber kann damit ein zusätzlicher wirtschaftlicher Nutzen entstehen.

Um dieses Regelungsziel zu erreichen, ist der koordinierte Betrieb von  $\mu$ KWK-Anlagen erforderlich. Während beim unkoordinierten Betrieb die Einspeisung von

$\mu$ KWK-Anlagen wesentlich durch das stochastische Verhalten der zugehörigen thermischen Lasten bestimmt wird, kann beim koordinierten Betrieb das Betriebsverhalten der  $\mu$ KWK-Anlagen, auf Grund der vorhandenen thermischen Speicher, deterministisch beeinflusst werden. Bei allen VK-Betriebsarten müssen jedoch die Randbedingungen der effizienten Nutzung der Primärenergieträger sowie der Systemstabilität beachtet werden. Dabei kann insbesondere ein synchrones Zu- bzw. Abschalten eines Großteils der im Verteilnetz befindlichen  $\mu$ KWK-Anlagen zu erheblichen Rückwirkungen auf das überlagerte Übertragungsnetz führen und ggf. den Bedarf an Regelleistung erhöhen.

Um das Regelungsziel unter Berücksichtigung der Randbedingungen zu erreichen, ist im Rahmen dieser Studie das Verfahren der Dynamischen Kategorisierung entwickelt worden. Bei diesem Verfahren wird die Grundgesamtheit aller in einer Netzgruppe befindlichen  $\mu$ KWK-Anlagen in Untergruppen oder Kategorien unterteilt. Die Zuordnung einer Anlage zu einer Kategorie erfolgt entsprechend der Temperatur des thermischen Speichermediums der Anlage. Dabei beinhaltet jede Kategorie die  $\mu$ KWK-Anlagen, deren Temperatur des thermischen Speichermediums sich in dem zugehörigen Temperaturintervall der entsprechenden Kategorie befindet. Somit können sich die Anlagen einer Kategorie in unterschiedlichen Teilen eines Netzes befinden. Des Weiteren ist die Zusammensetzung und der Umfang einer Kategorie nicht konstant, sondern ändert sich als Funktion der Zeit (Abbildung 21).

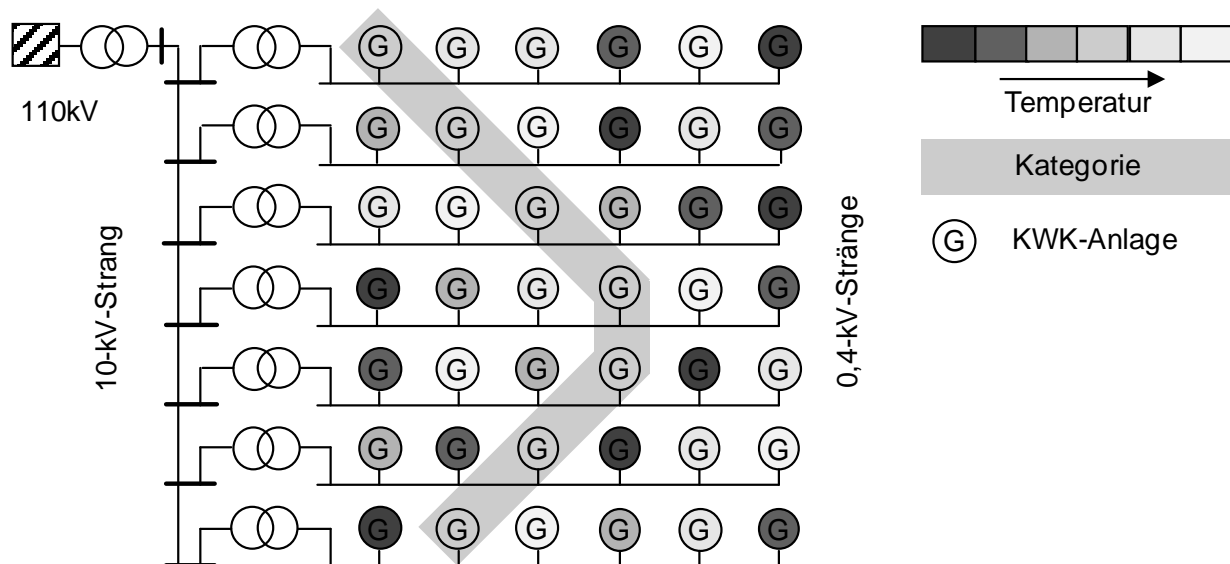


Abbildung 21: Gruppierung von  $\mu$ KWK-Anlagen im Verteilnetz

Mit Hilfe der Kategorien wird die Leistung des VK effizient gestuft. Bei einem geringen Leistungsbedarf speisen zunächst die  $\mu$ KWK-Anlagen der Kategorie mit der geringsten Temperatur in das elektrische Verteilnetz ein. Mit steigendem Lei-

tungsbedarf werden dann sukzessiv die Anlagen der nächst höheren Temperaturkategorien hinzugezogen.

Damit durch die  $\mu$ KWK-Anlagen über einen möglichst großen Zeitraum elektrische Leistung unterbrechungsfrei zur Verfügung gestellt werden kann, werden des Weiteren für jede  $\mu$ KWK-Anlage 4 Temperaturwerte  $T_{min}$ ,  $T_{max}$ ,  $T_{VKmin}$  und  $T_{VKmax}$  des thermischen Speichers festgelegt. Die Temperaturwerte erfüllen dabei die Bedingung nach der Gleichung (1).

$$T_{min} < T_{max} < T_{VKmin} < T_{VKmax} \quad (1)$$

Sofern eine  $\mu$ KWK-Anlage nicht aktiv in den VK-Betrieb eingebunden ist, wird die Temperatur  $T$  des Speichermediums im Bereich  $[T_{min}, T_{max}]$  geregelt. Wird eine  $\mu$ KWK-Anlage aktiv am VK-Betrieb beteiligt, indem sie durch einen zentralen VK-Regler das Signal zur Erzeugung elektrischer Leistung erhält, sind auch Temperaturen mit  $]T_{max}, T_{VKmax}]$  möglich. Erreicht die Temperatur der Anlage den oberen Grenzwert mit  $T = T_{VKmax}$ , wird die Temperatur im weiteren VK-Betrieb der Anlage innerhalb des Bereichs  $[T_{VKmin}, T_{VKmax}]$  geregelt. Erhält eine  $\mu$ KWK-Anlage nicht mehr das Signal zur Erzeugung elektrischer Leistung, sinkt die Temperatur wieder in das untere Temperaturintervall  $[T_{min}, T_{max}]$ . Abbildung 22 zeigt den Temperaturverlauf für  $T_{min} = 50^\circ\text{C}$ ,  $T_{max} = 55^\circ\text{C}$ ,  $T_{VKmin} = 80^\circ\text{C}$  und  $T_{VKmax} = 85^\circ\text{C}$ .

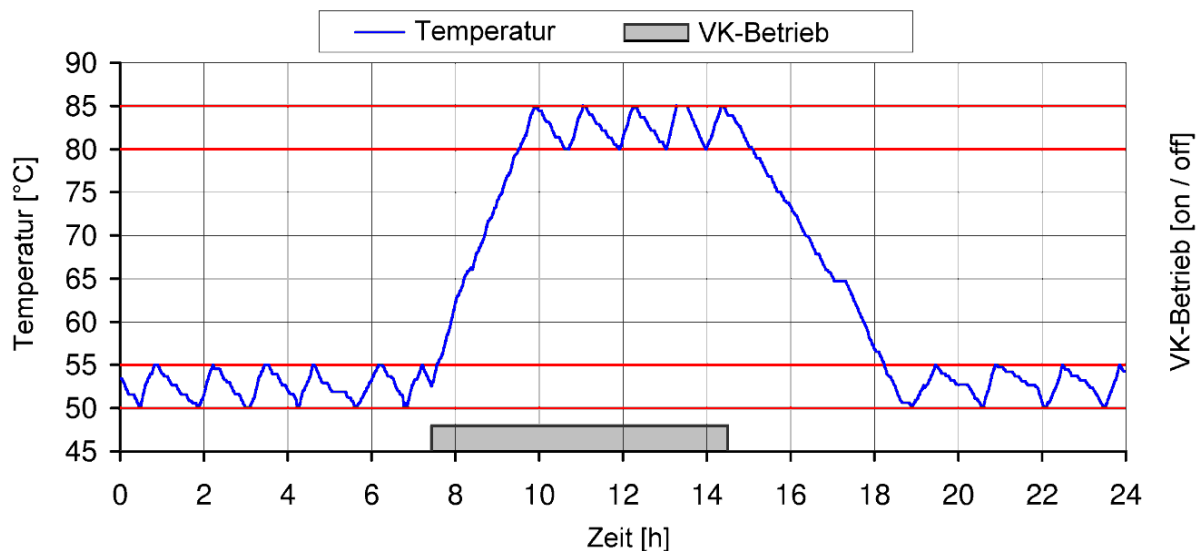
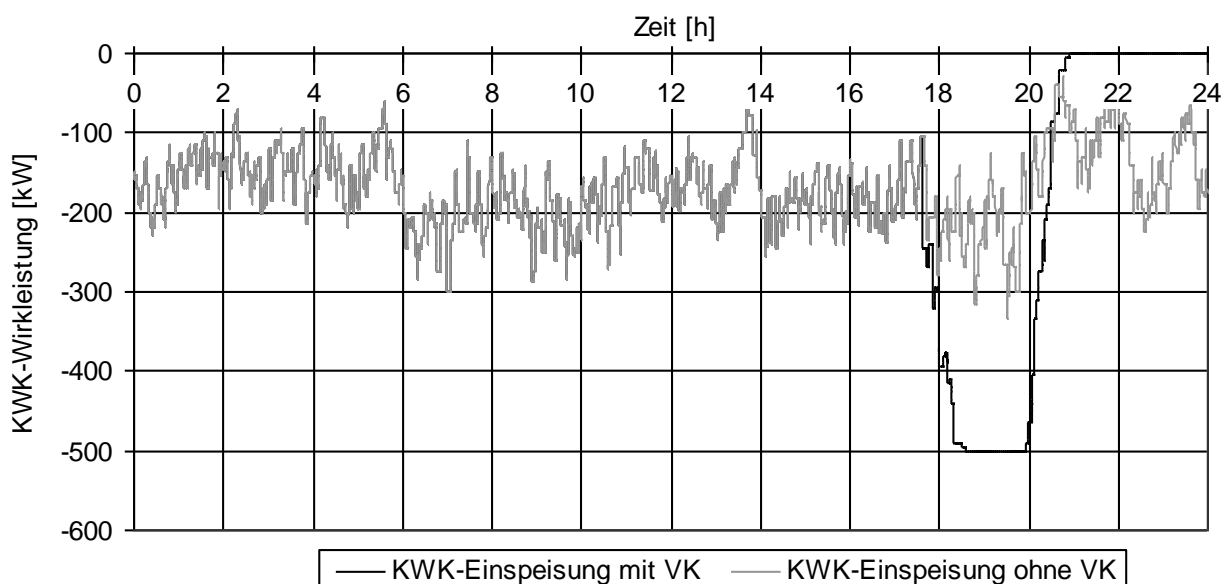


Abbildung 22: Temperatur des thermischen Speichermediums einer  $\mu$ KWK-Anlage

Durch die Festlegung der Temperaturwerte  $T_{min}$ ,  $T_{max}$ ,  $T_{VKmin}$  und  $T_{VKmax}$  kann das Betriebsverhalten der  $\mu$ KWK-Anlagen und das Systemverhalten des VK maßgeblich beeinflusst werden. Insbesondere können mit einer größeren Temperaturdif-

ferenz  $T_{\Delta} = T_{VKmax} - T_{max}$  längere unterbrechungsfreie Laufzeiten der  $\mu$ KWK-Anlagen im VK-Betrieb ermöglicht werden.

Der zeitliche Verlauf der von 100  $\mu$ KWK-Anlagen, mit einer Leistung von jeweils 5 kW, erzeugten elektrischen Leistung ist in Abbildung 23 für den unkoordinierten Betrieb und den koordinierten Betrieb nach dem Prinzip der dynamischen Kategorisierung dargestellt.



**Abbildung 23: Gesamte KWK-Einspeisung mit und ohne VK**

Im unkoordinierten Betrieb liegt die durch die  $\mu$ KWK-Anlagen erzeugte Wirkleistung im Intervall von 20 kW bis 334 kW. Das arithmetische Mittel der erzeugten elektrischen Leistung beträgt 169 kW.

Für den Fall des koordinierten Betriebs entspricht der Zeitverlauf der Wirkleistung gerade solange dem Zeitverlauf der Wirkleistung des unkoordinierten Betriebs bis es bei 17:36 zur ersten Beeinflussung der  $\mu$ KWK-Anlagen durch den VK-Betrieb kommt. Im Weiteren wird auf Grund des Lastanstiegs der frühen Abendstunden die Leistung des VK von 17:36 bis 18:42 sukzessiv auf den maximalen Wert von 500 kW gesteigert. Somit beträgt die Anregelzeit des VK in diesem Fall 66 Minuten. Um das globale Maximum der Belastung der überlagerten Betriebsmittel und des Kuppelleistungsbezugs zu reduzieren, wird die VK-Leistung bis ca. 20:00 konstant gehalten. Danach wird, entsprechend dem geminderten Leistungsbezug der Lasten, die VK-Leistung sukzessiv auf den Wert null reduziert.

Die Auswirkungen des VK-Betriebs auf den Tagesverlauf der Wirk- und Blindleistungsflüsse einer 110/10-kV-Umspannanlage sind in Abbildung 24 dargestellt.

Dabei wird unterstellt, dass jedem Abgang der 110/10-kV-Umspannanlage eine DEA-Struktur entsprechend Abbildung 23 unterlagert ist.

Durch das Regelungskonzept des VK kann das globale Maximum des Wirkleistungsflusses von 39 MW auf 35 MW verringert werden. Somit wird durch den VK-Betrieb der zeitliche Verlauf des Lastflusses vereinheitlicht. Dies spiegelt sich auch in der Veränderung des Belastungsgrads von 0,62 auf 0,69 wider.

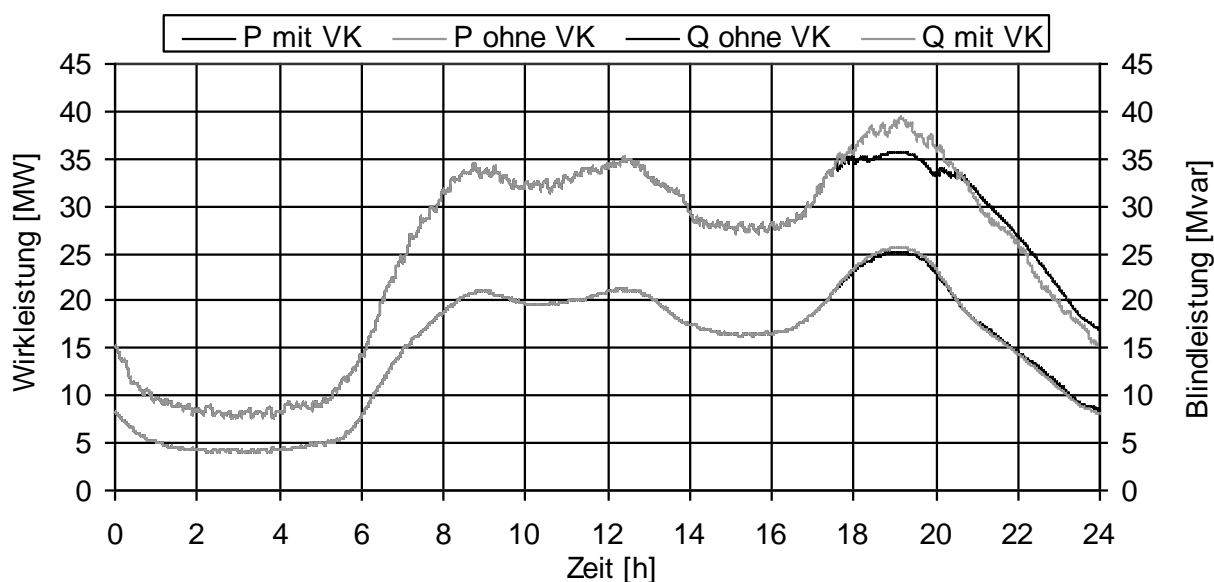


Abbildung 24: Tagesverlauf des Wirk- und Blindleistungsbezugs mit und ohne VK

Allerdings liegt die Wirkleistung bei dem koordinierten Betrieb der DEA nicht für jeden Zeitabschnitt unterhalb der Wirkleistung des unkoordinierten Betriebs. Insbesondere ergibt sich durch die Reduktion der VK-Leistung bei 20:51 ein Schnittpunkt der Wirkleistung des koordinierten Betriebs mit der Wirkleistung des unkoordinierten Betriebs. Im Folgenden liegt die Wirkleistung des koordinierten Betriebs oberhalb der Wirkleistung des unkoordinierten Betriebs, da die gesamte VK-Leistung ab 20:51 den Wert null annimmt.

Um im Rahmen dieser Studie auch den Nutzen des VK-Betriebs für das Assetmanagement bewerten zu können, ist das Konzept des Peak-Shaving auf Modellnetze der Jahre 2010, 2020 und 2030 angewandt worden. Die Modellnetze berücksichtigen sowohl die Lastentwicklung als auch die Zunahme von DEA für die jeweiligen Zeithorizonte.

Dabei können in Hinblick auf das Assetmanagement und die strategische Netzplanung die folgenden Nutzungsvarianten, die durch eine geringere maximale Belastung der Betriebsmittel ermöglicht werden, nachgewiesen werden:

- Partiiell geringere Dimensionierung von Betriebsmitteln

- Partielle Einsparung von Betriebsmitteln
- Partielle Verzögerung des Netzausbaus
- Partielle Vermeidung des Netzausbaus

Durch die Reduktion der maximalen Belastung der Betriebsmittel können Netzverstärkungsmaßnahmen insbesondere bei 10-kV-Kabelsträngen und 110/10-kV-Transformatoren vermieden bzw. verzögert werden. Des Weiteren kann der Querschnitt von 10-kV-Kabeln bei Einsatz des VK teilweise geringer dimensioniert werden. Allerdings sind die möglichen Kosteneinsparungen bei einer geringeren Kabeldimensionierung begrenzt. Ein weiteres Einsparpotential kann, beim koordinierten Betrieb der  $\mu$ KWK-Anlagen, durch die Reduktion der Anzahl der im Netz befindlichen Ortsnetztransformatoren in Verbindung mit der Zusammenschaltung von benachbarten Niederspannungs-Netzgebieten erreicht werden.

Allerdings sind die netzbezogenen Einsparmaßnahmen nicht ohne Weiteres zu verallgemeinern. Daher muss der wirtschaftliche Nutzen des VK-Betriebes im Einzelfall, unter Beachtung des Last- und DEA-Aufkommens, ermittelt werden. Das Verfahren der dynamischen Kategorisierung kann des Weiteren auch für Blockheizkraftwerke, mit Anschluss am Mittelspannungsnetz, angewandt werden.

Somit wird durch das Verfahren der *Dynamischen Kategorisierung* ein zweifacher Nutzen ermöglicht, indem der Bedarf an Kuppelleistung gemindert wird und positive Auswirkungen für das Assetmanagement erreicht werden.



## **Innovative Energiespeicherkonzepte – Einsatz von Multiagentensystemen und wirtschaftlicher Betrieb von Verteilnetzen**

Im Fokus dieses Projekts liegt der Entwicklung innovativer Strategien zur Integration verteilter Energiespeicher in Verteilnetze. Energiespeicher können einen wesentlichen Beitrag für eine effiziente Betriebsführung in Verteilnetzen leisten. Einen vielversprechenden Ansatz stellen in diesem Zusammenhang netzgekoppelte Elektrofahrzeuge dar. Diesbezüglich soll ein neuartiges dezentral organisiertes Management für Elektrofahrzeuge und verteilte Energiespeicher entwickelt werden. Der Einsatz von Energiespeichern im Bereich der Netzdienstleistungen wird einen effizienteren Netzbetrieb ermöglichen. Hierfür wird ein Multiagentensystem für die automatische Verwaltung und Koordination von Energiespeichern auf Basis des DEZENT Projekts entwickelt. Ziel ist neben der Schonung konventioneller Ressourcen eine Profitoptimierung für alle Beteiligten. Ferner muss der sichere Netzbetrieb auch unter Echtzeitbedingungen garantiert werden. Durch Optimierung der Versorgungskonfiguration sollen die Ausgaben für Energieimporte reduziert und die Auslastung der Netze erhöht werden. Dies ermöglicht eine effiziente Einsatzplanung von Verteilnetzen.

## **Innovative Energy Storage Systems – Multi-Agent Implementation and Economic Operation of Distribution Networks**

The main target of this research project is the development of innovative strategies for integrating dispersed energy storages into distribution networks. Storage devices can make an important contribution to the efficient operation of electrical networks. Our approach is the usage of grid connected electrical vehicles. Hence we are defining and implementing a new decentralized general management, for electric vehicles and dispersed storage devices which is adequate for renewable energy facilities. The efficiency of the networks operation will be enhanced by utilizing the storage devices for providing ancillary services. For this purpose a multi-agent system for the automated coordination of storage devices will be developed which is based on the model of the predecessor DEZENT project resulting in higher energy efficiency as well as benefits for consumers and producers. Along these lines the secure operation of the underlying network has to be guaranteed under real-time conditions. By optimizing the delivery strategy the expenses for energy import are reduced and the usage rate of the network infrastructure is increased. This allows a more efficient planning of distribution networks.

**Olav Krause, Johannes Rolink**

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die E.ON Research Initiative gefördert.

Dezentrale Speicher ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Erzeugung elektrischer Energie und deren Nutzung. Dadurch können sie zur Reduzierung von Netzbelastungen in Spitzenlastphasen, sowie zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen verwendet werden und somit aktiv zu einer effizienteren Netzbewirtschaftung beitragen. Besonders mit Blick auf die erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne können Speicher dabei helfen, die fluktuierenden Einspeisungen energetisch günstig in das Netz zu integrieren und somit den Ausbau dieser Technologien unterstützen.

Zur Speicherung elektrischer Energie lassen sich verschiedene Technologien verwenden, wie z. B. Batteriegroßspeicher, Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Supraleiter, Schwungradspeicher, etc. Derartige bidirektionale Speicher stellen ihre gespeicherte Energie wieder dem Netz zur Verfügung. Dabei ist die Errichtung dieser Speicher größtenteils mit erheblichem technischem und finanziellem Aufwand verbunden sowie z. T. an spezielle Standortbedingungen und aufwendige Genehmigungsverfahren geknüpft, wie z.B. im Falle der Pump- und Druckluftspeicher.

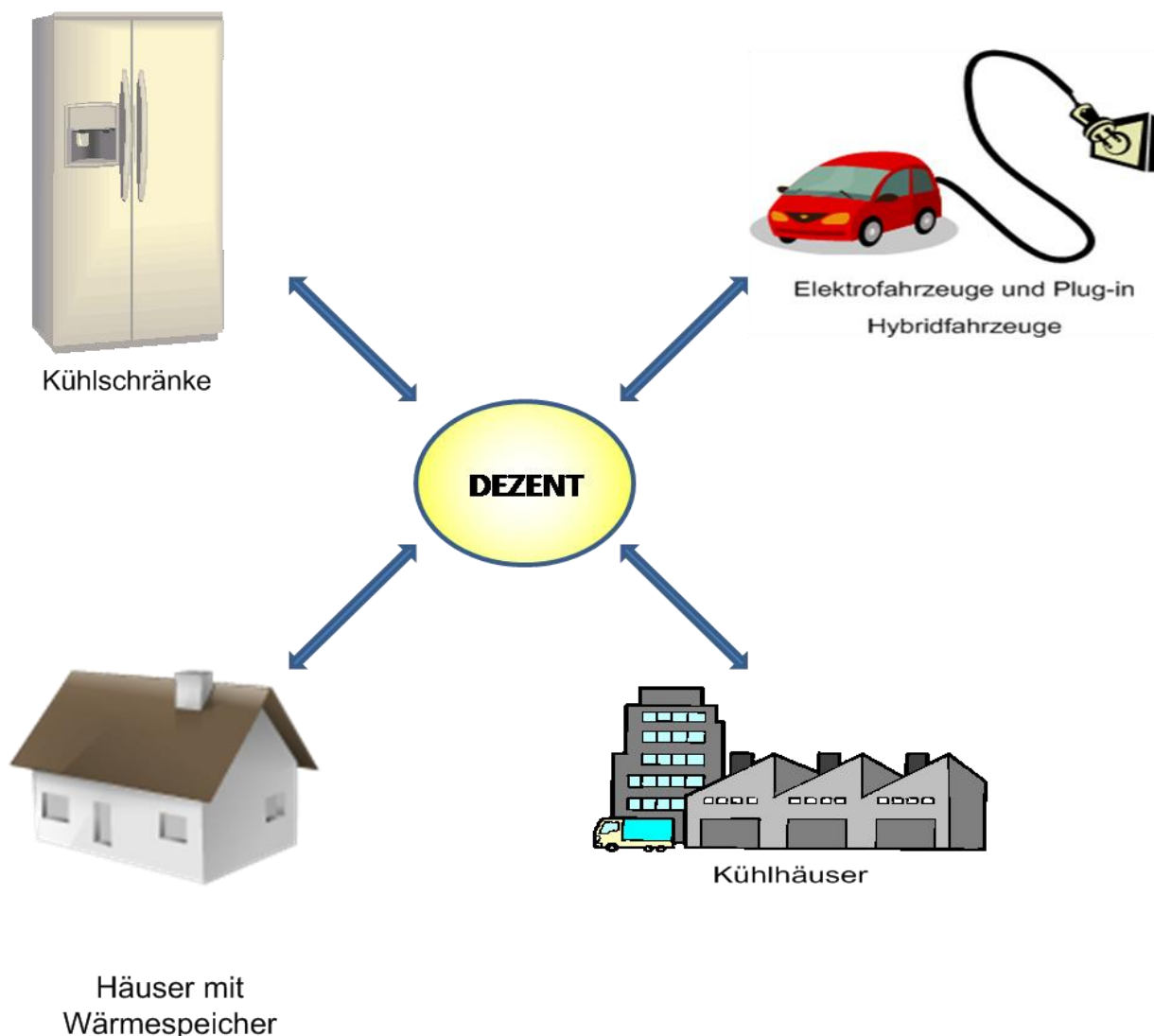
Neben den obengenannten Speichertechnologien besteht aber auch die Möglichkeit, vorhandene bzw. in Zukunft auch zu erwartende Speicherpotenziale zu nutzen. Wird der Begriff des Speichers auf seine Funktion aus Sicht des Netzes abstrahiert, dann können auch Einrichtungen zur zeitlichen Lastverschiebung als Speicher im Sinne des Netzbetriebs interpretiert werden. Speicherpotenziale im zuvor genannten Sinne bieten sich in praktisch allen wirtschaftlichen Sektoren. Bereits genutzt werden diese in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Das Potential in den Bereichen Verkehr und private Haushalte gerät zunehmend in den Fokus von Forschung und Entwicklung.

Im Haushaltsbereich stehen an verschiedenen Stellen elektrische Systeme mit thermischer Speicherkapazität zu Verfügung. Werden diese Systeme über eine Steuereinrichtung mit der elektrischen Energieversorgung gekoppelt, besteht die Möglichkeit, diese Lasten im Sinne des Netzbetriebes zu beeinflussen. Zu solchen Systemen gehören z. B. Kühl- und Gefriergeräte oder auch elektrisch betriebene Heizungseinrichtungen mit thermischer Speicherkapazität. Exemplarisch seien hier die mini-BHKW in Kombination mit einem Wärmespeicher erwähnt, bei denen eine Koproduktion elektrischer und thermischer Nutzenergie erfolgt.

Im Bereich des Verkehrs deutet sich die Markteinführung von rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen und von Hybrid-Fahrzeugen an, die die Möglichkeit der Netzkopplung aufweisen. Zum einen stellen diese Systeme, zu Zeiten in denen sie an das Netz angeschlossen sind, eine zeitlich verschiebbare Last (und damit einen

Speicher im weiteren Sinne) dar, zum anderen besteht auch die Möglichkeit des bidirektionalen Betriebs.

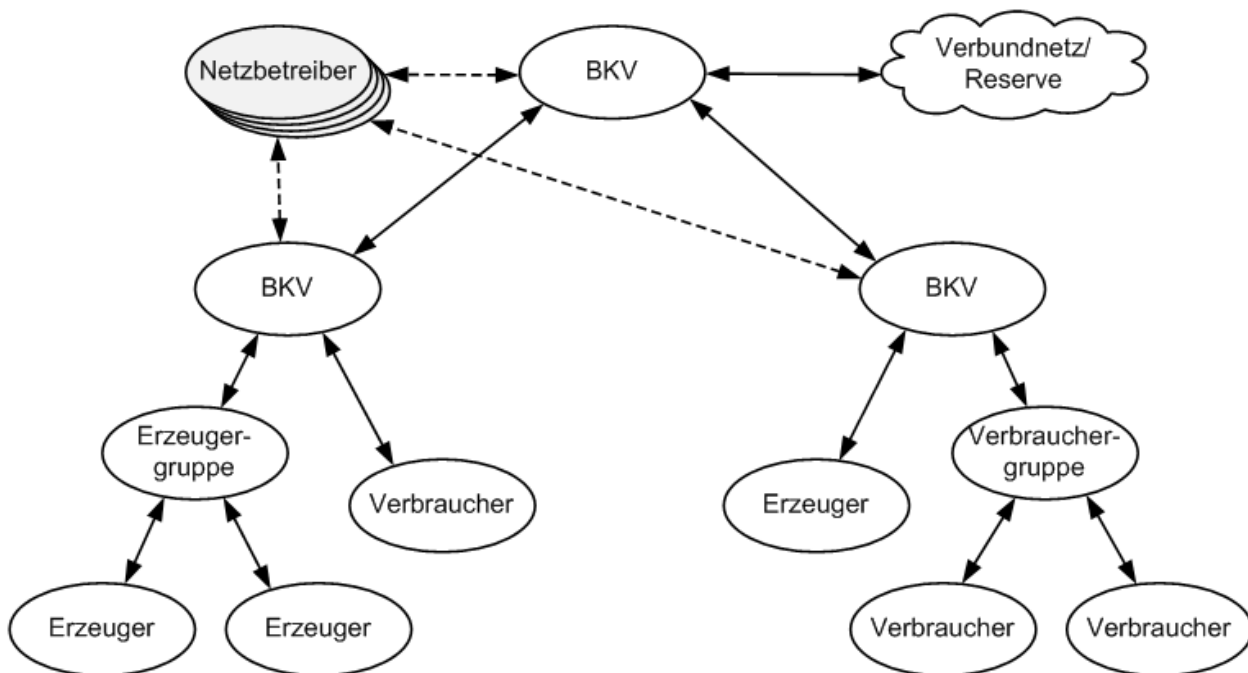
Die Verwaltung und Koordination dieser Vielzahl verschiedenartiger, dezentraler Speicher von zentraler Stelle aus erscheint nicht handhabbar. Zum einen stellen die enormen Datenmengen erhebliche Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur, zum anderen erscheint die Größe des zu lösenden mathematischen Problems mit heutigen Mitteln nicht beherrschbar. In diesem Projekt soll die Verwaltung und Koordination durch das DEZENT System geleistet werden (vgl. Abbildung 25).



**Abbildung 25: Koordination dezentraler Speicher durch das zu modifizierende DEZENT-System**

Das DEZENT-System basiert darauf, die Verwaltung und Koordination zu dezentralisieren und hierarchisch zu strukturieren. Hierzu soll, wie in Abbildung 26 darges-

tellt, das vorhandene hierarchisch aufgebaute DEZENT System genutzt und speziell auf den Anwendungsfall der Speicherkoordination erweitert werden.



**Abbildung 26: Hierarchische Struktur des DEZENT-Systems**

Zu Simulationszwecken werden derzeit in einem ersten Schritt die unterschiedlichen Speicherarten und -technologien modelliert. Diese Modelle sollen anschließend in ein auf Multi-Agenten basierendes System integriert werden. Da das Verhalten der Speicher der unteren Spannungsebenen erheblichen Einfluss auf den Betriebszustand des lokalen Netzes hat, ist darüber hinaus die Integration einer Netzüberwachung geplant. Diese soll garantieren können, dass das lokale Netz nicht außerhalb seines technisch zulässigen Bereichs betrieben wird.

Die Ergebnisse sollen anhand umfangreicher Simulationen, sowie an einem Laboraufbau verifiziert werden.

## Elektrofahrzeuge am Netz

Viele Automobilhersteller haben für die kommenden Jahre in ihrem Portfolio Elektrofahrzeugmodelle angekündigt. Laut der Bundesregierung kann die Anzahl der Elektrofahrzeuge (BEV) und plug-in Hybride (PHEV) im Jahre 2020 optimistisch geschätzt ca. 1 Mio. Fahrzeuge betragen. Die Verteilnetzbetreiber müssen sich daher auf die verändernde Situation einstellen, um die zu erwartende Anzahl von Elektrofahrzeugen in Bezug auf das Laden der Batterien in das bestehende Netz zu integrieren. Momentan existiert noch keine Ladeinfrastruktur und es ist noch nicht geklärt, nach welchen Konzepten diese Fahrzeuge in das Netz eingebunden werden können. Des Weiteren muss untersucht werden, welche Auswirkungen die Ladung der Fahrzeuge, insbesondere bei großer Durchdringung, auf das Netz haben, aber auch welche zusätzlichen Möglichkeiten sich durch die Kopplung der Fahrzeuge auf das Netz und die Erzeugung ergeben.

## Grid Connected Electric Vehicles

Many car manufacturers pronounce electric vehicles for the next years. The german government optimistically estimates the number of full electric vehicles (BEV) and plug-in hybrids (PHEV) in the year 2020 to round about 1 million. The tasks of the DSOs will be to adapt oneself to the changing situation and to integrate the expected number of electric vehicles to the grid in a sensible way. At the moment no charging infrastructure exists and it is also unclear which concept will be used to integrate the vehicles to the grid as well as which impacts and possibilities these vehicles especially in case of large penetration will have. The aim of this research area is to investigate and evaluate different kinds of charging concepts as well as the development of business models and the analysis of impacts to the grid.

### Johannes Rolink, Willi Horenkamp

Die technologischen Randbedingungen und ganz speziell die Wahl des Ladekonzeptes haben einen wesentlichen Einfluss auf die Akzeptanz der Elektrofahrzeuge bei den potenziellen Nutzern, auf die Geschäftsmodelle sowie auf mögliche Auswirkungen auf das Netz. Die unterschiedlichen Ladekonzepte werden u. a. durch die folgenden Parameter mitbestimmt:

- Verwendete Standards, Steckverbindung zwischen Auto und Ladestation
- Ort der Ladung (privater / öffentlicher / halböffentlicher Bereich)
- Ladeart (Gleichstrom / Wechselstrom, einphasig / dreiphasig)

- Ladeleistung
- Einbauort des Ladegerätes (on-board / off-board)
- Einbauort des Energiezählers (on-board / off-board)
- Art der Kommunikation (drahtgebunden / drahtlos).

Der Ort der Ladung bestimmt im großen Maße den technischen Aufwand, der zum Laden der Fahrzeuge betrieben werden muss, sowie die Art der Abrechnung aber auch Sicherheits- und Schutzaspekte. Die Ladeart sowie die maximale Ladeleistung werden wesentlich durch die verwendeten Batterietechnologien beeinflusst. Alle weiteren angegebenen Parameter stellen weitestgehend Freiheitsgrade dar, dessen Vor- und Nachteile, insbesondere im Hinblick auf die Kosten und Akzeptanz, zu untersuchen sind.

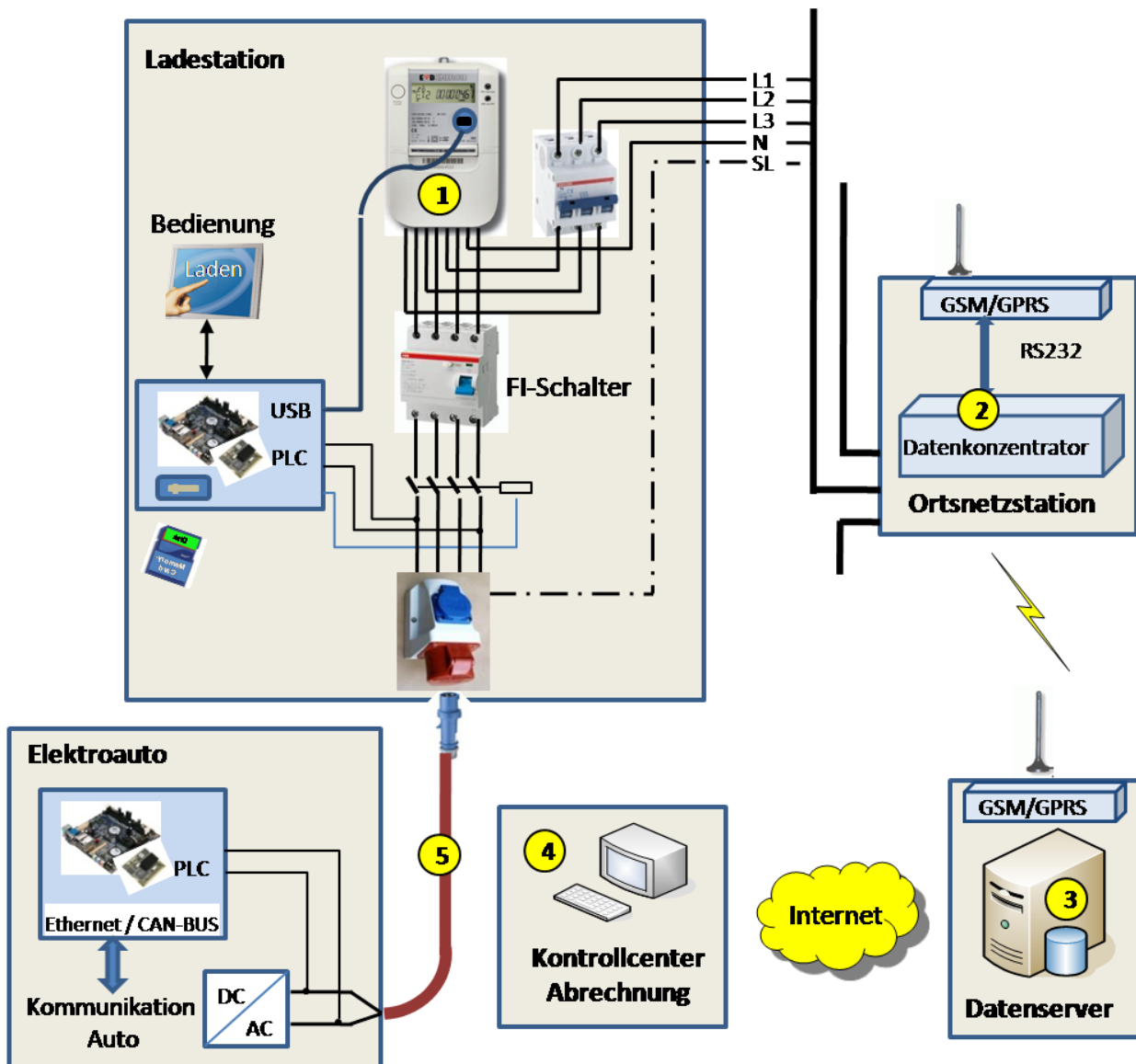


Abbildung 27: Blockschaubild eines Ladekonzeptes

Im Rahmen dieses Forschungsthemas wird derzeit eine universelle Ladestation erstellt, anhand derer verschiedene Ladekonzepte analysiert und evaluiert werden können. Abbildung 27 zeigt ein mögliches Ladekonzept für den öffentlichen Bereich (Einkaufszentren, Supermärkte, öffentliche Parkplätze, etc.).

Bei diesem Konzept ist eine Ladestation vorgesehen, die in ein Smart-Metering-System integriert ist. Der Energiezähler (1) übermittelt die relevanten Abrechnungsdaten des Ladevorganges über Power-Line-Communication (PLC) an einen Datenkonzentrator (2) der zugehörigen Ortsnetzstation, von wo aus diese z.B. mittels GSM/GPRS an einen Datenserver (3) gesendet und zu Abrechnungszwecken gespeichert werden können. Ein Kontroll- und Abrechnungcenter (4) kann anschließend über das Internet auf diese Daten zugreifen. Die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation dient dem Austausch lade- und abrechnungsrelevanter Daten und kann z. B. über das Ladekabel (5) via PLC realisiert werden, so dass keine zusätzliche Kommunikationsleitung zwischen Auto und Ladestation erforderlich ist.

Bei dem Betreiber einer solchen Ladestation muss es sich nicht zwingend um ein Energieversorgungsunternehmen handeln. Denkbar sind auch spezielle Dienstleistungsunternehmen oder auch Einkaufszentren, die ihre Kunden z. B. mit vergünstigten Stromtarifen werben könnten. Solche und weitere Aspekte wie z. B. Anreizmechanismen sollen im Rahmen neuer Geschäftsmodelle entwickelt und untersucht werden.

Nahezu allen Ladekonzepten für den öffentlichen Bereich ist gemein, dass sie zu Abrechnungszwecken eine Kommunikationsverbindung benötigen. Neben dem Aufbau der Ladeinfrastruktur ist daher auch der Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Diese Thematik wird zusammen mit dem Lehrstuhl für Kommunikationsnetze von Herrn Prof. Wietfeld bearbeitet.

Ein weiterer Bereich betrifft den Einfluss der Elektrofahrzeuge auf das Netz. Abbildung 28 zeigt das Parkverhalten der Berufspendler im Vergleich zum normierten Standardlastprofil eines Haushaltes. Anhand des Lastverlaufes ist zu erkennen, dass sich das Laden der Elektrofahrzeuge aus Sicht des Haushaltlastprofils besonders in den Nacht- und frühen Morgenstunden anbietet. Welche Auswirkungen aber z. B. eine große Menge an ladenden Elektrofahrzeugen verdichtet am Arbeitsplatz zu Spitzenlastzeiten auf das Netz haben können und mit welchen Maßnahmen solchen Situationen begegnet werden kann, z. B. durch ein gezieltes Lademanagement, ist derzeit noch unklar. Dies ist ein weiterer Bereich, der im Rahmen dieses Forschungsthemas untersucht werden soll.

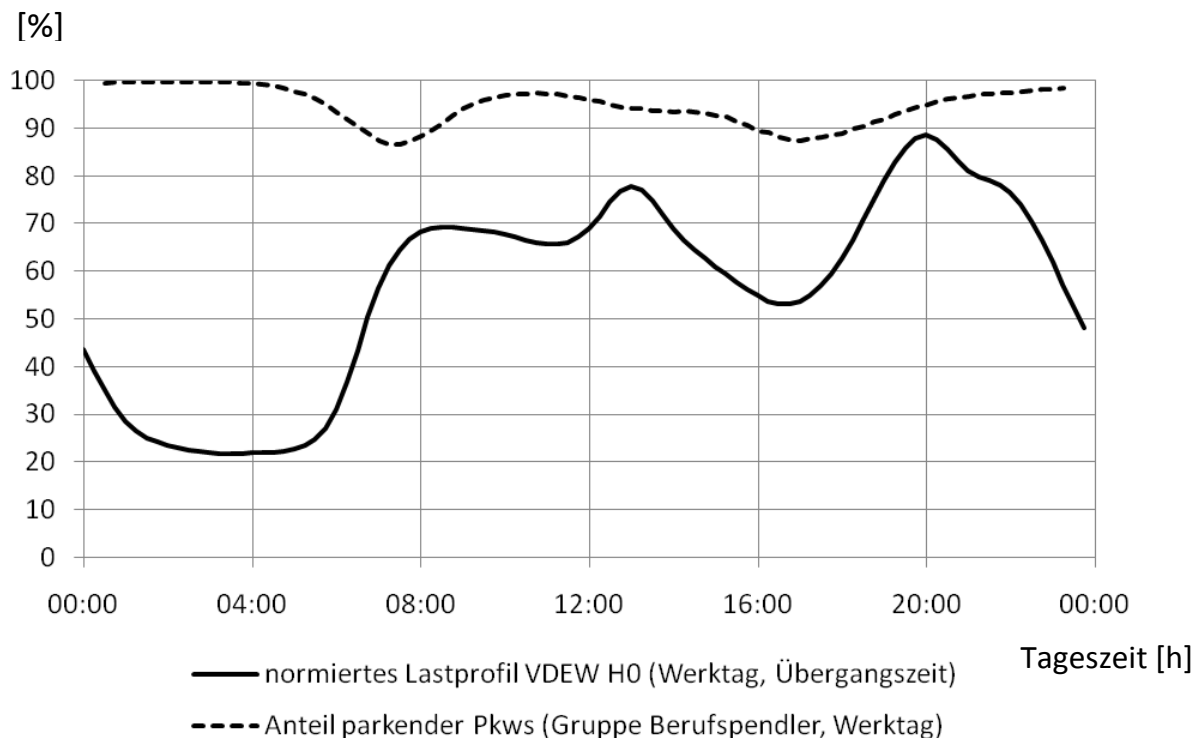


Abbildung 28: Normiertes VDEW Lastprofil H0 im Vergleich zum Pkw-Parkverhalten der Berufspendler

## Testumgebung für hybride Gleichstromsysteme mit Brennstoffzellen und Batterien

Hybride Gleichspannungssysteme, die durch Brennstoffzellen (BZ) und Batterien gespeist werden, erfordern komplexe Energiemanagement-Systeme (EMS). Das EMS muss die Leistungsflüsse zwischen BZ, Batterien und Lasten koordinieren, um einen sicheren, effizienten und lebensdaueroptimierten Betrieb zu ermöglichen. Am Lehrstuhl ist eine Testumgebung entwickelt worden, an der das Verhalten von EMS in einem realitätsnahen Umfeld untersucht werden kann. Dieser Artikel beschreibt zunächst den Aufbau und die Charakteristika eines hybriden Brennstoffzellen-Batterie-Systems, um die Aufgaben eines EMS herauszuarbeiten. Anschließend wird die technische Realisierung der Testumgebung beschrieben, in die reale EMS, eingebunden werden können. Abschließend wird vom Einsatz der Testumgebung bei der Entwicklung eines EMS für den Schiffsbau berichtet.

Der Artikel fasst Ergebnisse zusammen, die im Rahmen eines F&E-Projekts mit Alewijnse Marine Technology B.V. (Nijmegen, Niederlande) erarbeitet worden sind.



## Test environment for hybrid direct-current-systems fed by fuel-cells and batteries

Hybrid direct-current-systems, which are both fed by fuel-cells and batteries, require complex energy-management-systems (EMS). The EMS has to coordinate the power-flow between fuel-cell (FC), batteries and loads to ensure a safe and efficient operation with expanded system-lifetime. The institute developed a test environment, in which EMS can be analysed in a realistic way. The following text concludes the objectives of an EMS from the setup and main attributes of a hybrid FC-battery-system. Subsequently, the test environment for an EMS is implemented, which models FC, batteries and loads at laboratory scale. The last part reports on an R&D-project from the sector of shipbuilding, in which the test-environment contributes to the development of an EMS.

### Michael Kleemann

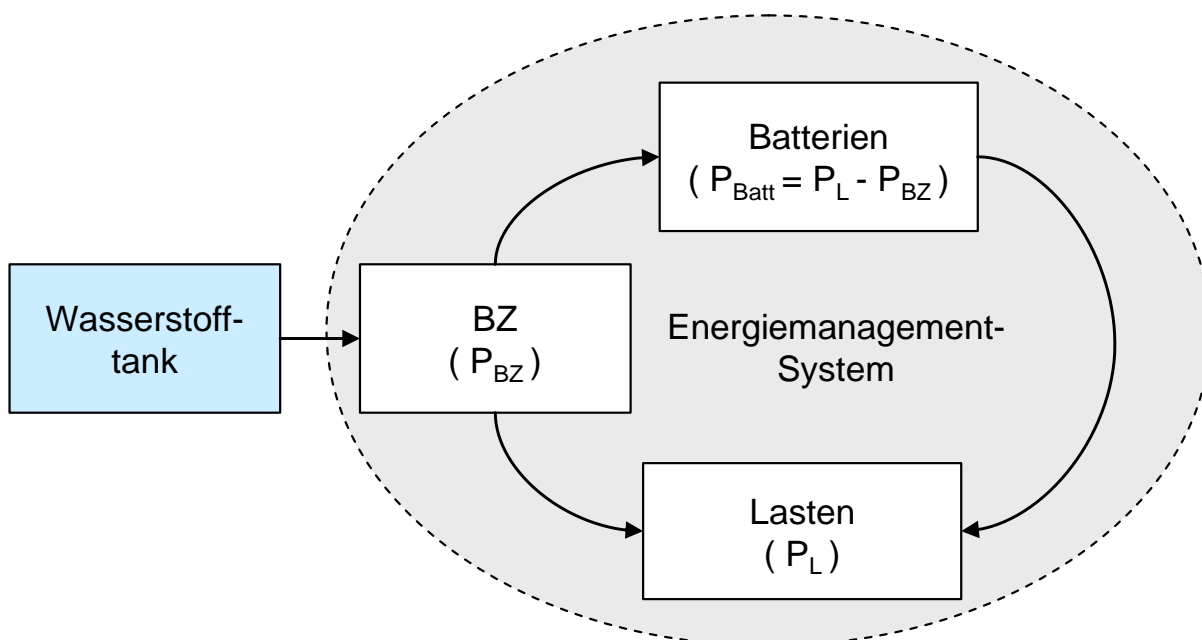
Brennstoffzellen können sowohl stationäre als auch mobile Systeme mit elektrischer Energie versorgen. Die Nutzung in Fahrzeugen führt zu quasi emissionsfreier Fortbewegung, die nicht von fossilen Energieträgern abhängt. Auf Seiten der stationären Anwendungen ist zu erwarten, dass BZ-Systeme konventionelle unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USVs) in Schalt- und Kommunikationsanlagen zum Teil ersetzen werden. Gegenüber z.B. dieselbetriebenen Generatoren können Instandhaltungskosten reduziert werden, ohne dabei den Nachteil der geringen Kapazität reiner Batteriesysteme in Kauf zu nehmen.

Zur Verbesserung des Systemverhaltens sollte die BZ durch Batterien unterstützt werden. BZ sind aufgrund ihres relativ hohen Innenwiderstands in ihrer maximalen Ausgangsleistung beschränkt. Batterien erhöhen dabei die maximale Leistungsabgabe erheblich und entkoppeln die BZ von der zeitlich abhängigen Leistungsaufnahme der Last. Die wesentlichen Aufgaben der Batterien umfassen:

- schnelle Bereitstellung zusätzlicher Leistung bei Lasterhöhung und dadurch Verbesserung des dynamischen Verhaltens
- Aufnahme von Energie, falls die BZ das System überspeist
- Glättung des Leistungsflusses aus der BZ und damit Erhöhung ihrer Lebensdauer
- Übernahme der Energieversorgung während des Hochfahrens der BZ
- Notversorgung der Gleichspannungsschiene bei Ausfall der BZ

Der optionale Einsatz von Kondensatoren, die als sog. „Supercaps“ ausgeführt sind, kann die kurzzeitig verfügbare Leistung noch weiter erhöhen, da Kondensatoren steilere Stromgradienten ermöglichen als Batterien.

Während Lasten die Leistung  $P_L$  aufnehmen und die BZ die Leistung  $P_{BZ}$  zur Verfügung stellt, gleichen die Batterien die Leistungsbilanz aus (Abbildung 29). Da Batterien zwar eine hohe Leistung bei allerdings relativ geringer Kapazität zur Verfügung stellen können, müssen sie durch die BZ nachgeladen werden und dabei unnötiger Lebensdauerverbrauch, wie er beispielsweise bei Tiefentladungen auftreten kann, vermieden werden. Auf der anderen Seite können die Batterien nicht unendlich viel Energie aufnehmen, so dass bei Erreichen der Ladeschlussspannung entweder  $P_{BZ}$  verringert oder  $P_L$  erhöht werden muss, um Schäden an den Batterien zu verhindern. Ein geeignetes EMS ist somit erforderlich, das die Leistungsflüsse überwacht und steuert.



**Abbildung 29: Leistungsflüsse im BZ-Batterie-System**

Das im Folgenden beschriebene Beispielsystem, das eine von zahlreichen Realisierungsmöglichkeiten für hybriden BZ-Batterie-Systemen darstellt, kann sowohl für mobile als auch stationäre Anwendungen eingesetzt werden (Abbildung 30). Die Charakteristika sind durch die parallele Verschaltung der Komponenten auf einer Gleichspannungsschiene (DC-Schiene) geprägt. Die Batterien bestimmen die Spannung auf der DC-Schiene, so dass BZ und Last stromgeführt betrieben werden müssen. Die Brennstoffzelle (BZ) speist über einen Umrichter, der den Strom der BZ regelt, in die DC-Schiene. Ein weiterer Umrichter vor der Last stellt z.B. va-

riablen Gleichstrom für Antriebe oder konstante Wechsel- oder Gleichspannung für Steuerspannungskreise in Schaltanlagen zur Verfügung. Da nur BZ und Lasten steuerbar sind, bilden die Stromsollwerte der beiden Umrichter ( $I_{\text{soll,BZ}}$ ,  $I_{\text{soll,L}}$ ) die einzigen Stellgrößen im System. Als zentrale Steuereinheit verwaltet das EMS das System autonom und vermittelt zwischen Anwender und Prozessebene (Abbildung 30). Der Anwender greift nicht direkt auf die Komponenten zu, sondern kommuniziert mit dem EMS, das daraufhin anhand der aktuellen Prozessgrößen die angeforderte Zustandsänderung in einer aus Systemsicht geeigneten Weise umsetzt.

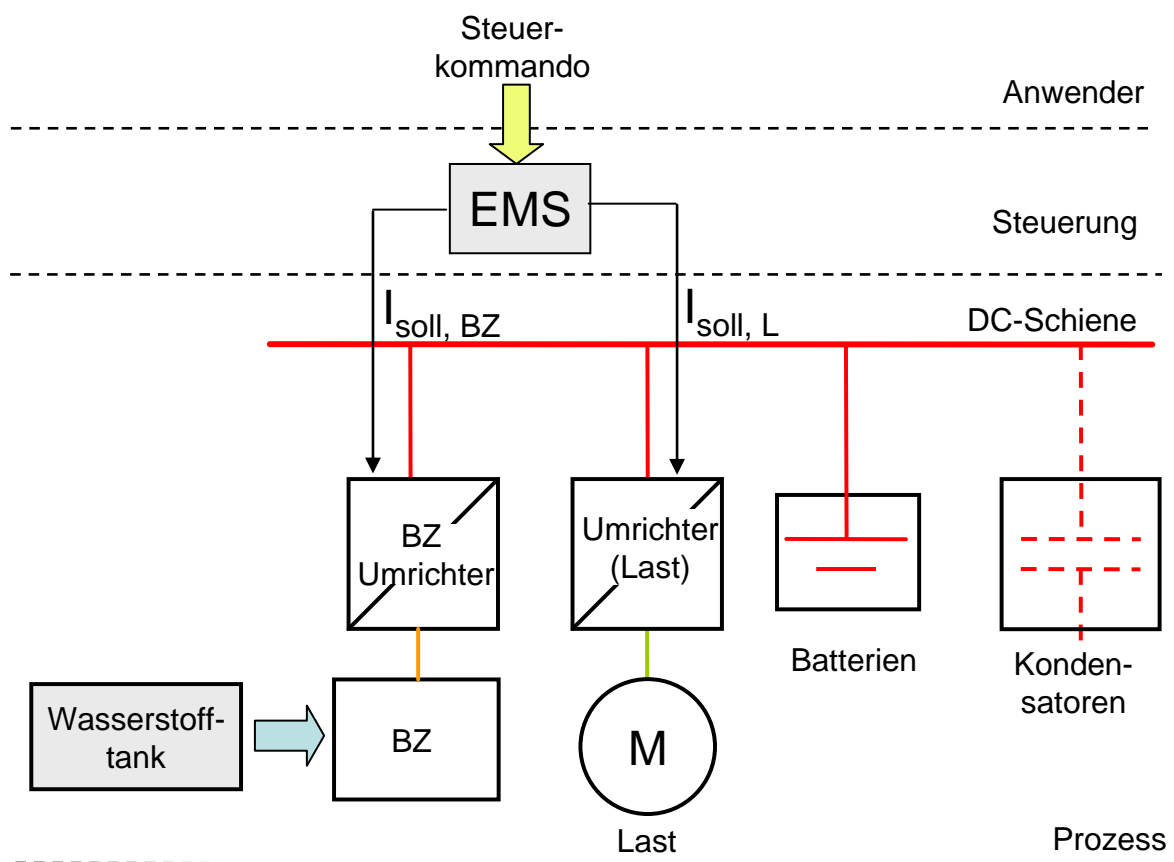


Abbildung 30: Aufbau eines hybriden BZ-Batterie-Systems (schematisch)

Es muss ein Kompromiss zwischen den folgende Anforderungen an ein EMS gefunden werden:

- Optimierung der Lebensdauer von Batterien und BZ
- Einhaltung der Betriebssicherheit durch Vermeidung von Überlastungen
- Optimierung des Wasserstoffverbrauchs
- Umsetzung der geforderten dynamischen Eigenschaften
- Bereitstellung der geforderten Leistung
- Vorhalten von Reserveenergie in den Batterien

Zur Veranschaulichung der Funktionen eines EMS dient das folgende Beispiel. Hier versagt das EMS eines hybriden BZ-Batterie-Fahrzeugs, indem es die vom Anwender angeforderte maximale Motorleistung über mehrere Minuten bereitstellt, so dass dabei die Batterien tiefentladen werden. Das EMS hätte in diesem Fall nach einer gewissen Zeit die Motorleistung autonom drosseln müssen, damit die Batterien zunächst entlastet und später auch nachgeladen werden können. Die Entwicklung eines derartigen EMS kann zunächst simulatorisch am Rechner erfolgen. Bevor es jedoch in der Realität zum Einsatz kommt, ist ein praxisnaher Test im Laborumfeld zu empfehlen. Für diesen Zweck ist eine Testumgebung entwickelt worden, in der das stationäre und dynamische Verhalten des Systems untersucht werden kann.

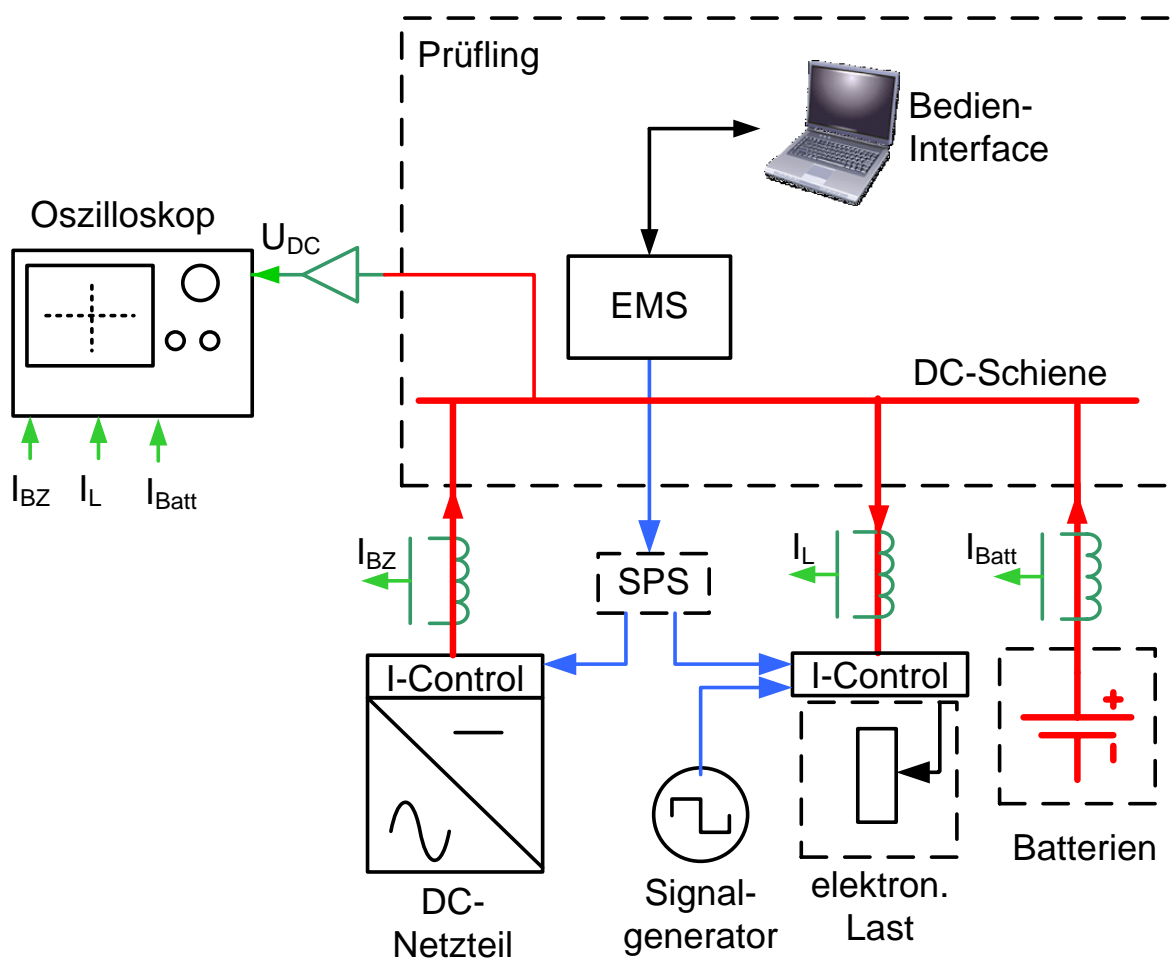


Abbildung 31: Aufbau der Testumgebung (schematisch)

Die Testumgebung bildet die wesentlichen Komponenten des Hybridsystems im Labormaßstab nach (Abbildung 31). Es stehen wahlweise ein Brennstoffzellensystem, das mit einem Proton-Exchange-Membran-Stack (PEM-Stack) mit 200 W Leistung betrieben wird, oder eine BZ-Nachbildung durch ein DC-Netzteil zur Verfügung.

gung. Dies kann stromgeführt mit bis zu 3,6 kW Spitzenleistung betrieben werden. Optional kann mithilfe einer vorgeschalteten speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) das Verhalten realer Kombinationen aus BZ und Umrichter nachgebildet werden, das u.a. durch bestimmte Stromgradienten oder Leistungsbeschränker charakterisiert ist. Die Robustheit, einfache Handhabung und hohe Leistung der BZ-Nachbildung sind insbesondere bei häufigen Tests im Rahmen der EMS-Entwicklung von Vorteil.

Das System kann mithilfe einer elektronischen Gleichspannungslast mit bis zu 1,5 kW belastet werden. Sowohl BZ-Nachbildung als auch elektronische Last werden über analoge Signale gesteuert, was z.B. die Anbindung von Signalgeneratoren ermöglicht. Sollte das EMS des Prüflings dennoch auf einen Feldbus angewiesen sein, kann die bereits erwähnte SPS die Signale ggf. konvertieren. Als Batterien werden Typen aus realen Anwendungen eingesetzt, deren Kapazität und Betriebsspannung an die Testumgebung anzupassen sind. Die wichtigsten Prozessgrößen umfassen die Spannung auf der DC-Schiene ( $U_{DC}$ ), und die Ströme der BZ ( $I_{BZ}$ ), der Last ( $I_L$ ) sowie der Batterien ( $I_{Batt}$ ). Sie können an einem Oszilloskop beobachtet werden, was die Analyse der dynamischen Vorgänge bei der Untersuchung der Stabilität des EMS-Regelalgorithmus erlauben.

Die Testumgebung wird zur Zeit im Rahmen eines Industrieprojekts mit Alewijnse Marine Technology B.V. genutzt. Als Systemintegrator im Schiffsbau wird Alewijnse in Zukunft elektrisch betriebene Boote entwickeln, die durch hybride BZ-Batterie-Systeme versorgt werden. Dazu hat Alewijnse die Gleichspannungsverteilung eines Bootes inklusive Steuerungselektronik in Form eines Prüflings aufgebaut, der am Lehrstuhl angepasst und erweitert worden ist. An ihm wird ein EMS praktisch getestet, während es bei Alewijnse in Software weiterentwickelt wird.

## **Untersuchung der Messgenauigkeit und der Anwendung von zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten**

PMU (engl.: Phasor Measurement Units, zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte) sind Geräte, die Spannungen und Ströme in Betrag und Phasenwinkel (Zeiger, engl.: Phasor) zeitsynchronisiert nach dem IEEE Standard C37.118 messen. Durch Vergleich von Spannungs-Zeigern von verschiedenen Orten können die transportierte Wirkleistung zwischen diesen Orten ermittelt und Aussagen über den Lastfluss und der Netzstabilität getroffen werden. Um die Messgenauigkeit von PMUs für statische und dynamische Prozesse zu ermitteln, wurde ein Teststand für PMUs entwickelt. Durch die Anbindung an das Netzmodell des Lehrstuhles werden zudem PMU-Anwendungen untersucht und entwickelt.

## **Examination of Accuracy and Application of Phasor Measurement Units**

PMU (Phasor Measurement Units) are devices, which measure magnitude and angle of voltage and current time-synchronized according to the IEEE Standard C37.118. By the comparison of phasors from different sites the active power between these sites can be determined and conclusions referring the stability can be made. In order to examine the accuracy of measurements by PMUs for steady and dynamic states a test-application for PMUs has been developed. Because of the connection to the hard-wired Simulator of the Institute PMU-Applications are examined and developed.

### **Kay Görner**

Im Rahmen des Monitorings von Energieversorgungsnetzen mittels PMU dient die Messung von Knotenspannungen als bewährtes Mittel zur Überwachung von Leistungsflüssen. Die über eine Hochspannungsleitung transportierte Leistung ist von den Beträgen und Phasenwinkeln an den Einspeise- und Lastknoten abhängig. Durch die genaue zeitliche Auflösung der Messwerte durch die von GPS-Systemen bereitgestellte UTC-Zeit können die Spannungsverhältnisse an den Knoten synchronisiert und somit gefährliche Situationen wie z.B. Überlast für die Systemstabilität erkannt werden. Durch PMU initiierte intelligente Schalthandlungen können das Abschalten wichtiger Leitungen verhindert. Eine Fehlerkaskade und das Abschalten weiterer Leitungen kann dadurch verhindert werden. Die für diese Art von Monitoring notwendigen PMU stellen eine Entwicklungstechnologie dar, die in diesem und in weiteren Projekten untersucht wird.

Im Jahr 2008 wurde zu diesem Zweck eine Testumgebung für PMU entwickelt, mit deren Hilfe die Messgenauigkeit von PMU ermittelt werden kann. Zur Referenz wurden dazu PMU von ABB, Arbiter und GE verwendet, die mit Hilfe der Testumgebung geprüft werden konnten. Als Ergebnis wurde festgestellt, dass stationäre Signale bezüglich dem IEEE Standard C37.118 hinreichend erfasst werden. Transiente Signale, wie sie bei Schalthandlungen und im gestörten Betrieb auftreten können jedoch bislang in keiner Norm bezüglich PMU definiert wurden, können gravierende Fehlmessungen hervorrufen. So bewirkt zum Beispiel eine simulierte Kurzunterbrechung von 500ms bei einer PMU eine Frequenzabweichung bis zu 30Hz. Die Prüf- und Testumgebung für PMU ist auch zur Bestimmung der Genauigkeit der Messungen unter Beachtung verschiedener Algorithmen zur Bestimmung von Frequenz, Betrag und Phasenwinkel von Knotenspannungen untersucht worden. So repräsentiert die PMU von GE einen Algorithmus, der auf einer Taylorreihenentwicklung basiert, die PMU von Arbiter einen FFT-Algorithmus.

In weiteren Projekten sollen weitere Algorithmen entwickelt und implementiert werden, damit besonders auch transiente Vorgänge erfasst werden können. Zu diesem Zweck wird eine Plattform entwickelt, auf der die PMU-Funktionalität implementiert wird. Diese Plattform wird durch die Verwendung standardisierter Systeme, wie zum Beispiel Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) oder Industrie-PC realisiert. Als Alternative soll auch die Erweiterung vorhandener Systeme, wie z.B. Störschreiber oder Distanzschutzrelais untersucht werden.

Bei PMU handelt sich um elektronische Geräte, die weitere Schnittstellen zur Kommunikation mit anderen Geräten ermöglichen. Zur Harmonisierung von Protokollen ist daher die Integration von PMU - Protokollen in innovativen Kommunikationsprotokollen wie IEC 61850 zu untersuchen. Bei bestehenden Anlagen, in denen die Kommunikation zwischen Geräten mit Hilfe von bewährten Protokollen (ModBus, DNP, weitere) durchgeführt werden, ist zudem auf die Integration von PMU – Protokollen nach dem IEEE Standard C37.118 zu prüfen. Nach dem Standard C37.118 basiert die Übertragung von Messwerten der PMU zu PDC (Phasor Data Concentrator) mit UDP oder TCP Internetprotokollen in 10/100Mbit Netzwerken. Dabei kommt es zu statistisch und deterministisch begründeten zeitlichen Verzug der Übermittlung der Informationen. Bislang wird diese zeitliche Verzögerung in keiner Norm spezifiziert und bestimmten Grenzwerten unterworfen. In Zusammenarbeit mit einem Lehrstuhl der Informationstechnik sollen daher die Einflüsse auf solche Verzögerungen bestimmt und die Netzwerkkommunikation optimiert werden. Ein weiterer Untersuchungspunkt ist die Erstellung eines PDC, der die Aufgabe hat, die erfassten Zeiger, die von PMU versendet werden, zu speichern und zu interpretieren. Zu diesem Zweck wird ein PDC auf Basis von Daten-

banksoftware realisiert. Die Arbeit an diesem PDC beinhaltet neben der Erstellung auch die Untersuchung und Steigerung der Performance (abspeichern mehrerer PMU in Echtzeit) sowie die Entwicklung von Super – PDC, die nicht Phasoren im Einzelnen sondern die Meldungen untergeordneter PDC auswerten. Für den Aufbau eines Netzwerkes mit PMU, PDC und Super – PDC ist außerdem die Kenntnis des zu beobachtenden Energieversorgungsnetzes sowie die Platzierung der PMU notwendig. In mehreren Arbeiten ist daher nach Theorien zur Platzierung von PMU zu recherchieren. Für die Netzwerkanalyse können PMU auch zur Verbesserung von Algorithmen für die State Estimation genutzt werden, da durch PMU die Spannungen in allen erfassten Knoten mit einer zeitlichen Genauigkeit von  $1\mu\text{s}$  aufgelöst werden und somit simulierte und gemessene Werte sehr gut verglichen werden können. Die Vorteile für diese Methode können ebenfalls in einer Arbeit geprüft werden.

Zur Verwendung von PMU gilt der IEEE Standard C37.118 als Grundlage für die Kommunikation zur Übertragung und Ermittlung von zeitsynchronisierten Zeigern (engl. Synchrophasor). Die Ergebnisse der oben erwähnten Untersuchungen über PMU und PDC sollen hierfür als Grundlage bzw. Anreiz für die Erweiterung dieser Norm dienen.



Abbildung 32: Integration von PMU im Netzmodell



Neben der Untersuchung einzelner theoretischer Aspekte wird die praktische Anwendung von PMU entwickelt, simuliert und durchgeführt. Dafür wird die Übertragung elektrischer Energie mit Simulationen und dem Netzmodell (siehe Abbildung 32) nachgebildet. Untersuchungen vergangener Störfälle haben offenbart, dass Netzbetreiber unterschiedliche Überwachungssysteme verwenden und somit bei schnell ändernden Lastflüssen zwischen verschiedenen Netzen nicht schnell genug erfasst werden können. Kommt es zu einer Auftrennung eines Netzes, so kann mit Hilfe der PMU die Synchronisierung der Teilnetze und somit die Zusammenführung des Netzes beschleunigt werden. Durch die Integration von dezentralen Energieversorgungsanlagen besonders durch Windkraftanlagen kommt es zu niederfrequenten Schwankungen der Netzspannung (z.B. durch den Turmschatten oder Windböen). Regelungen in gewöhnlichen Kraftwerken sind für die Kompensation dieser Schwankungen zu langsam. Als Alternative bieten sich FACTS-Geräte (Flexible Alternating Current Transmission Systems, z.B. thyristorgesteuerte Kondensatorbänke) an. Mit Hilfe von PMU können solche Schwankungen zeitgenau ermittelt und FACTS angesteuert werden. Sobald die PMU-Funktionalität mit Hilfe von Standardsystemen implementiert werden kann, ist die Verwendung der PMU als Back-Up Schutzsystem zu untersuchen. Ein weiterer Einsatz der PMU-Technologie ergibt sich aus der Verwendung von Standardsystemen für Regionen mit unterentwickelter Infrastruktur. Vielfach gibt es in vielen Dritte-Welt-Ländern Regionen, in denen wegen zu hoher Investitionskosten kein Energieversorgungsnetz existiert. In diesem Fall ist die Verwendung von PMU als Hauptsicherungssystem zu untersuchen.

Neben den technischen Untersuchungen müssen auch wirtschaftliche Betrachtungen herangezogen werden. Anhand verschiedener Arbeiten sind somit Methoden zur Bestimmung der finanziellen Zugewinne durch die Einführung von PMU zu entwickeln. Als allgemein gültige Merkmale sind Kennzahlen, wie z.B. Return on Investment (ROI) zu erarbeiten.

## 5. Vorträge

### 5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 21.04.2008 Dipl.-Ing. Jens Bömer, Ecofys Germany GmbH, Berlin: „Wind energy in context of European legislature“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 21.04.2008 Dipl.-Ing. Jens Bömer, Ecofys Germany GmbH, Berlin: „Wind energy integration – the German experience“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration Dortmund
- 21.04.2008 Prof. Dr. Joao A. Peças Lopes, INESC, Porto: „Wind energy integration – the Iberian experience“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 21.04.2008 Dr.-Ing. Thomas Ackermann, Energynautics GmbH, Langen: „Wind energy integration – the Danish experience“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 22.04.2008 Dr.-Ing. Stefan Soter, LS-EAM, TU Dortmund: „Wind converters and farms – technologies and control“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 22.04.2008 Prof. Dr.-Ing. Istvan Erlich, Universität Duisburg-Essen: „Modelling of wind turbines for power system stability studies“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 22.04.2008 Prof. Dr.-Ing. Istvan Erlich, Universität Duisburg-Essen: „Power systems with high amount of wind generation“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 22.04.2008 Dr.-Ing. Thomas Ackermann, Energynautics GmbH, Langen: „Connecting wind converters and wind farms to the Transmission-Networks-international overview, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 23.04.2008 Dipl.-Wirt.-Ing. Daniel Waniek: „Wind energy integration in the German electricity market“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration

- 23.04.2008 Dipl.-Ing. Ulf Häger: „Innovative concepts for wind energy integration“, EES-UETP Course on Wind Integration
- 23.04.2008 Dr. Lüder von Bremen, ISET, Kassel: „Wind energy forecasting – methodology and uncertainties“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 23.04.2008 Dr. Enrique Labato, Universidad Pontificia Comillas, Madrid: „Wind energy in electricity markets-principles and capabilities“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 23.04.2008 Dr. Enrique Labato, Universidad Pontificia Comillas, Madrid: „Wind energy in European electricity markets“, EES-UETP Course on Wind Energy Integration
- 21.11.2008 Dr.-Ing. Ulrich Schlücking, d3i GmbH, Dortmund: „Energieeffizienz durch Energiedatenerfassung und Lastmanagement“, ZEDO e.V. Workshop
- 21.11.2008 Dr.-Ing. Volker Bühner, EUS GmbH, Holzwickede: „Querverbundoptimierung, Virtuelle Kraftwerke und Systemdienstleistungen mit EEG und KWK“, ZEDO e.V. Workshop
- 21.11.2008 Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz: „E-Energy und Vehicle-to-Grid – Verbraucherkoordination zur Effizienzsteigerung“, ZEDO e.V. Workshop
- 21.11.2008 Dr.-Ing. Christian Becker, Airbus Deutschland GmbH, Hamburg: „Die Flugzeugkabine als Mehrgrößenregelungssystem – Architektur und Funktionsweise des Flugzeugklimasystems“, ZEDO e.V. Workshop

## 5.2 Beiträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 06.04.2008 E. Handschin: „Smart Grids – A European Point of View“, IEEE conference on electric utility: deregulation, restructuring and power technologies, Nanjing, China
- 10.04.2008 D. Waniek: „Optimaler Kraftwerkseinsatz in Netzengpasssituationen“, BMBF-Netzwerktreffen, Bochum

- 15.04.2008 O. Krause: „Calculating the subspace of feasible power combinations for distribution networks“, Hohai University, Nanjing, China
- 17.04.2008 C. Rehtanz: „Modellregion E-Energy Marktplatz 2020 – Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft“, ef.Ruhr Workshop 2008, Gelsenkirchen
- 30.04.2008 C. Rehtanz: „Instandhaltungsmanagement und Diagnosesysteme“, Arbeitskreis Wissenschaftlich Technischer Vereine, ATWV, Dortmund
- 05.06.2008 W. Horenkamp: „Mikro-KWK-Testeinrichtung für Netzurückwirkungen und nach der VDE0126“, Kompetenz-Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, AK Elektrotechnik, Dortmund
- 16.06.2008 C. Rehtanz: „Innovationen im Netz“, Eröffnungsveranstaltung zum Energiecluster.NRW, Zeche Zollverein, Essen
- 14.07.2008 C. Rehtanz: „Advanced Tools in Emergency Control Systems“, PSCC, Glasgow
- 15.07.2008 D. Waniek: „Strategies for the efficient integration of wind energy into electricity markets“, PSCC, Glasgow
- 22.07.2008 D. Waniek: „Influences of Wind Energy on the Operation of Transmission Systems“, IEEE PES General Meeting, Pittsburgh
- 30.07.2008 E. Handschin: „Intelligente Netze – Der Weg ins Zeitalter des bedarfsorientierten Energie-Webs“, ETP Konferenz über Smart Grids, Düsseldorf
- 21.08.2008 C. Rehtanz: „Intelligente Netze der Energieversorgung: IT-Netze und Energienetze kommen zusammen“, Ministerium für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie des Landes NRW, Düsseldorf
- 01.09.2008 C. Rehtanz: „Towards European Smart Grids“, ABB CIGRE Colloquium, Interlaken
- 18.09.2008 C. Rehtanz: „Integration von HGÜ-Verbindungen zur Engpassbeseitigung in Verbundnetzen“, 13. Kasseler Symposium Energiesystemtechnik

- 23.10.2008 C. Rehtanz: „Knetief im CO<sub>2</sub> – Energie in anschaulichen Zahlen“, Gymnasium Verl
- 28.10.2008 E. Handschin: „Smart Grids – Eine europäische Sicht der Netze der Zukunft“, VWEW-Tagung, Mannheim
- 11.11.2008 C. Rehtanz: „Lastflusssteuerung zur Systemstabilisierung“, ETG/BDEW-Tutorial „Schutz- und Leittechnik“, Fulda
- 12.11.2008 C. Rehtanz: „Schutz- und Überwachungskonzepte auf Basis zeitsynchroner Messungen“, ETG/BDEW-Tutorial „Schutz- und Leittechnik“, Fulda
- 12.11.2008 E. Handschin: „Freileitung oder Kabel – eine Gegenüberstellung, ETP Konferenz über Erdverkabelung“, Düsseldorf
- 19.11.2008 C. Rehtanz: „Visionen für europäische Netze“, 6. CIGRE/CIREN Informationsveranstaltung „Europäische Netze im Wandel“, Heidelberg
- 04.12.2008 C. Rehtanz: „Energie- und Rohstoffgewinnung im Einklang mit der Zeit“, Studium Fundamentale, TU Dortmund
- 08.12.2008 C. Rehtanz: „Technologietrends: Vom fernauslesbaren Zähler bis zum Energiemarktplatz der Zukunft“, Institut für Berg- und Energierecht, Ruhr Universität Bochum

## 6. Veröffentlichungen

### 6.1 Publikationen

*Wedde, H.; Lehnhoff S.; Moritz K., Handschin, E.; Krause, O.:* "Distributed Learning Strategies for Collaborative Agents in Adaptive Decentralized Power Systems": Proc. of the 15th IEEE International Conference on Engineering of Computer-Based Systems, IEEE Press, Belfast, Northern Ireland, 31.03.2008

For regenerative electric power the traditional topdown and long-term power management is obsolete, due to the wide dispersion and high unpredictability of wind and solar based power facilities. In the R&D DEZENT1 project we developed a multi-level bottom up solution where autonomous software agents negotiate available energy quantities and needs on behalf of consumers and producer groups. We operate within very short time intervals of assumedly constant demand and supply, in our case 0.5 sec (switching delay for a light bulb). We prove security against a relevant variety of malicious attacks. In this paper the main contribution is to make the negotiation strategies themselves adaptive across periods. We adapted a Reinforcement Learning approach for defining and discussing learning strategies for collaborative autonomous agents that are clearly superior to previous (static) procedures. We report briefly on extensive comparative simulation.

*Rehtanz, C.; Häger, U.:* "Coordinated Wide Area Control of FACTS for Congestion Management", 3rd Int. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), Panel Session, Nanjing, China, 6.-9.4.2008

This paper presents an approach to evaluate the benefits of a coordinated operation of fast power flow controllers (PFCs) for congestion management. A dynamic modeling of the coordination by use of generic rules is introduced together with a simplified congestion corridor. Simulations are performed to show the dynamic behavior of the PFCs at outage situations. The following increase of transmission capability in comparison to an uncoordinated operation is determined with respect to (n-1)-security.

*Krause, O.; Zhao, K.; Rehtanz, C.; Handschin, E.; Lehnhoff, S.; Wedde, H. F.:* "Grid Sensitivity Analysis for Coordinated Voltage Control", 3rd Int. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), Nanjing, China, 6.-9.4.2008

The increasing integration of controllable energy resources into distribution networks introduces novel challenges and opportunities in terms of distributed voltage control. As these devices are mainly controlling their active power injection, and do not provide voltage control capabilities, a regional coordinator has to determine favourable combinations of power injections and consumption with respect to the voltage profile of the particular network segment. The main challenge is to approximate voltage profiles from the complex nodal power balance of all nodes in a particular network. Standard algorithms calculate exact voltage profiles from combinations of complex nodal net power, but fail to provide information about the network conditions in the

surrounding of this particular point of operation. In this paper we present a novel approach basing on the geometrical interpretation of a modified nodal admittance matrix. It allows for the determination of combinations of power injections in the surrounding of a point of operation that have a similar corresponding voltage profiles. Our approach takes into account reactive as well as active power injections.

*Liu, Q.; Zhou, C.; Ångquist, L.; Rehtanz, C.:* "A Novel Active Damping Control of TCSC for SSR Suppression in a Radial Corridor", 3rd Int. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), Nanjing, China, 6.-9.4.2008

One of the favourite features of Thyristor Controlled Series Capacitors (TCSCs) is to provide inherent passive damping in suppressing torsional interaction (TI), which can cause the fatigue of turbine shaft or even damage. The power system can be highly exposed to such risks in the scenario where a thermal power plant is connected to a remote load center through a series compensated radial transfer corridor. This paper will use a real example to illustrate the TCSC capability under two different modulation strategies, constant firing angle control and Synchronous Voltage Reversal (SVR). Then based on SVR strategy, a novel control strategy using pure local measurement is proposed to inject additive damping guaranteeing the system to be SSR free, regardless the trivial contribution of mechanical torque. The paper is organized as follows. Firstly, the operation mechanism of TCSC and two different firing strategies are briefly introduced. Furthermore, a test signal technique based on complex torque is used to scan electrical damping under subsynchronous frequency range through detailed electromagnetic transient simulation. Frequency scanning results show that SVR strategies can contribute with a much better performance than constant firing angle control, and damp the risk modes even under low boost level. Thus a novel active damping control scheme can be easily implemented to pull the remaining slight undamping into a secure range. Simulation results with detailed shaft spring-mass model validate its control effect.

*Li, Y.; Luo, L.; Nakamura, K.; Rehtanz, C.; Zhang, J.; Xu, J.; Liu, F.:* "Transient response characteristics of new HVDC transmission system based on new converter transformer", 3rd Int. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), Nanjing, China, 6.-9.4.2008

The new HVDC transmission system adopts the new converter transformer and the corresponding inductive filtering method, and its electrical topology structure is completely different from that of the existential HVDC transmission system. For the change of the controlled system, the transient response characteristics of the new HVDC transmission system will be accordingly changed when it adopts the standard control model that the traditional HVDC transmission system adopts. Referring to the parameters of the main circuit of the CIGRE HVDC first benchmark model, this paper designs a similar benchmark model of the new HVDC transmission system based on the technical characteristics of the new converter transformer and the corresponding inductive filtering method, which mainly contains the rated parameters of the new converter transformer and the inductive filtering device. Then, the typical transient response characteristics of the new HVDC transmission system have been analyzed and simulated by PSCAD/EMTDC. The results express that the new HVDC transmission system, which adopts the standard control

model that the HVDC transmission engineering adopts, has a good transient response characteristic, and can operate stably when subjecting to various typical disturbance.

*Schulz, W.; Rehtanz, C.; Handschin, E.:* "Auswirkungen der Windstromeinspeisung auf den deutschen Stromgroßhandelsmarkt", *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58. Jg, Heft 6, S. 54-60, Juni 2008

Der deutsche Gesetzgeber schreibt für die Integration von erneuerbaren Energien einen komplexen Wälzungsmechanismus vor. Die Abwicklung dieses Mechanismus hat einen nachhaltigen Einfluss auf den Stromgroßhandel, welcher sich in seiner Wirkungsweise deutlich vom freien Wettbewerb der Energieerzeuger auf dem Markt unterscheidet. Die folgende grundsätzliche Analyse zeigt die detaillierten Auswirkungen der neuen Regelungen auf und macht deutlich, dass weitere Marktanpassungen erforderlich sind.

*Handschin, E.; Jürgens, I.; Neumann, C.; Rehtanz, C.:* "Long Term Optimization for Risk Oriented Asset Management", 16th Power Systems Computation Conference, PSCC 2008, Glasgow, Scotland, 14.-18. Juli 2008

The Risk Oriented Asset Management is a modern strategy for renewing and maintaining electric power systems. In this paper, a new approach is presented, which allows the parameterization of a risk model by the two parameters "outage costs" and "probability of failure". In a second step, these parameters are used for the implementation of an optimization model. It determines the most economic planning of measures for a long term time period. Furthermore, an approach for an objective budget fixing for maintenance and renewal measures is presented. Both approaches are applied on a group of HV

*Handschin, E.; Rehtanz, C.; Wedde, H. F.; Krause, O.; Lehnhoff, S.:* "On-line Stable State Determination in Decentralized Power Grid Management", 16th Power Systems Computation Conference, PSCC 2008, Glasgow, Scotland, 14.-18. Juli 2008

Both the coordination of international energy transfer and the integration of a rapidly growing number of decentralized energy resources (DER) throughout most countries causes novel problems for avoiding voltage band violations and line overloads. Traditional approaches are typically based on global off-line scheduling under globally available information and rely on iterative procedures that can guarantee neither convergence nor execution time. In this paper we focus on stability problems in power grids based on widely dispersed (renewable) energy sources. In this paper we will introduce an extension of the DEZENT algorithm, a multi-agent based coordination system for DER, that allows for the feasibility verification in constant and predetermined time. We give a numerical example showing the legitimacy of our approach and mention ongoing and future work regarding the implementation and utilization.

*Waniek, D.; Schulz, W.; Rehtanz, C.; Handschin, E.:* "Strategies for Efficient Integration of Wind Energy into Electricity Markets", 16th Power Systems Computation Conference, PSCC 2008, Glasgow, Scotland, 14.-18. Juli 2008

The increasing installed wind capacity in numerous countries requires innovative integration strategies to carry out the designated trend in line with market standards. In Germany, the Re-



newable Energies Act appoints a primacy of the wind infeed and defines a complex integration process. The execution of this process is obliged to the transmission system operators leading to high auxiliary costs. A possible alternative to the German integration concept is an autonomous participation especially of large offshore wind parks in the electricity market. In this article both concepts are analyzed from a technical and economical point of view. The evaluation is based on statistical models for the wind infeed, generation and load as well as the market price. The presented approach can be carried over to any power system while the German system is used here as an example.

*Voropai, N.I.; Efimov, D.N.; Etingov, P.V.; Handschin, E.; Rehtanz, C.:* "Advanced Tools in Emergency Control Systems", 16th Power Systems Computation Conference, PSCC 2008, Glasgow, Scotland, 14.-18. Juli 2008

The paper provides a survey of researches carried out by the authors in the field of modern information technologies and technical tools applied to enhance the efficiency of power system emergency control. Consideration is given to different aspects of the problem, including the methods of power system state estimation and visualization, automatic control based on artificial intelligence and to application of flexible AC transmission system (FACTS) and wide area measurement system (WAMS) technologies.

*Waniek, D.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Handschin, E.:* "Influences of Wind Energy on the Operation of Transmission Systems", IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 20.-24. Juli 2008

In this work the impact of wind energy on the power flow is analyzed. After the development of a reduced sample network, possible network congestions are identified and the costs for the required redispatch of the generation are evaluated. To avoid or reduce the probability of congestions, different network upgrades can be installed. The efficiency of additional lines and power flow controlling devices is discussed on the basis of power flow calculations and dynamic simulations.

*Wedde, H.F.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.; Krause, O.:* " Distributed Embedded Real-Time Systems and Beyond: A Vision of Future Road Vehicle Management", 34th Euromicor Conference on Software Engineering and Advanced Applications (SEAA), Parma, Italien, 3.-5. Sept. 2008

This paper presents a technical vision for future individual traffic. It deals with two different objectives: passenger cars or motorcycles as battery-driven Electric Vehicles (EVs) and traffic congestion avoidance. On the technical background of our own work we will explain how power supply for recharging the batteries will have to be organized in a distributed fashion, in particular under the assumption that the power is provided through renewable sources such as from wind turbines and solar panels (which are widely dispersed themselves). We will argue that while the unpredictability of local or regional customers in traditional power grid management creates already major problems for network stability (thus for providing the reserve energy needed) these will be greatly amplified by introducing EVs on a large scale, and by integrating renewable energy into the existing power management. In our DEZENT1 project we have de-fined and

broadly pursued a distributed bottom-up approach for negotiating demand and supply under such circumstances, in an adequate architecture where demand and supply will be negotiated by software agents within 0.5 sec intervals while at the same time the grid stability is guaranteed.

*Luo, L.; Li, H.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Liu, F.:* "Study on the Electromagnetic Transient State in the New Converter Transformer Based on Coupled Field-Circuit Method", 11th International IEEE-Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS2008), Wuhan, China, 17.-20. Okt. 2008

The new converter transformer, that is the auto-compensation and harmonic-shielding converter transformer, adopts the self-coupling wiring for the secondary windings, and there is a tap at the linking point of the coupling windings, which is connected with the inductive filters. Compared with the traditional converter transformer, the electromagnetic transient state of the new converter transformer is more complex. This paper will firstly analyze the special wiring of the new converter transformer and the related inductive filtering mechanism. Based on this, the mathematical model and the simulation model will be established by the coupled field-circuit method. And then, the electromagnetic transient state under various short circuits will be analyzed and calculated. The related results will be compared with those of MATLAB/SIMULINK model to verify the correctness of the proposed simulation model and the theoretical analysis. The research works of this paper is important to the electromagnetism design of the new converter transformer.

*Wedde, H.F.; Lehnhoff, S.; Moritz, K.; Rehtanz, C.; Krause, O.:* "Bottom-Up Self-Organization of Unpredictable Demand and Supply under Decentralized Power Management", 2nd IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems, Venedig, Italien, 20.-24. Oktober 2008

In the DEZENT1 project we had established a distributed base model for negotiating electric power from widely distributed (renewable) power sources on multiple levels in succession. Negotiation strategies would be intelligently adjusted by the agents, through (distributed) Reinforcement Learning procedures. The distribution of the negotiated power quantities (under distributed control as well) occurs such that the grid stability is guaranteed, under 0.5 sec. The major objective in this paper was to deal, on the same level of granularity, with short-term power balance fluctuation, in terms of a peak demand and supply management exhibiting highly dynamic, self-organizing, autonomous yet coordinated algorithms under fine-grained distributed control. Our extensive experiments show very clearly that these short-term fluctuations could be leveled down by 70 – 75 %. In this way we have tackled, for the quickly increasing renewable power systems, a crucial problem of its stability, in a novel way that scales very easily due to the completely decentralized control.

*Rehtanz, C.; Sengbusch, K.:* "Lastflusssteuerung zur Systemstabilisierung", ETG/BDEW-Tutorial „Schutz- und Leittechnik“, Fulda, 11.-12. Nov. 2008

Netze werden durch volatilere Einspeisungen sowie Verlagerungen von Einspeisestandorten höher ausgelastet. Lastflusssteuernde Elemente dienen im Normalbetrieb der Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse. In kritischen Situationen bieten sie eine zusätzliche Eingriffsmöglichkeit und

sind somit Teil von Systemschutzmaßnahmen. Konventionelle oder leistungselektronische Schräg regler sowie auch selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstromübertragungen (HGÜ) sind Elemente mit lastflusssteuernden Eigenschaften. Derartige Elemente müssen in das Gesamtsystem eingebunden werden, so dass sich im Betrieb ein transparentes und deterministisches Verhalten ergibt. Dieser Beitrag stellt die hierzu notwendigen Regelungs- und Schutzkonzepte vor.

*Engell, S.; Handschin, E.; Rehtanz, C.; Schultz, R.:* "Ressourceneinsatzplanung in der Energie und Verfahrenstechnik", Buchbeitrag in acatech "Produktionsfaktor Mathematik", Herausgeber: Grötschel, M.; Lucas, K.; Mehrmann, V., ISBN: 978-3-540-89434-6

Der ökologisch nachhaltige, wirtschaftlich effiziente und politisch faire Umgang mit den Ressourcen der Erde ist eine der größten Herausforderungen an die Menschheit im 21. Jahrhundert und impliziert Paradigmenwechsel in allen Bereichen des gesellschaftlichen Lebens. Energie- und Verfahrenstechnik sind traditionell Bereiche, in denen der optimale Umgang mit kostbaren und beschränkt verfügbaren Ressourcen von erstrangiger Bedeutung ist. Zur Lösung der damit verbundenen komplexen Entscheidungsprobleme sind mathematische Methoden schon seit längerem im Einsatz. Hierbei können aber noch längst nicht alle bislang aufgetretenen Probleme fundiert angegangen werden. Der wachsende wirtschaftliche und ökologische Druck auf die Effizienz der Produktions- und Versorgungssysteme sowie stärkere Schwankungen von Angebot und Nachfrage führen zu neuen Herausforderungen, für die neue mathematische Methoden und Algorithmen entwickelt werden müssen. Dieser Artikel berichtet über den Stand und die Bedeutung des Einsatzes von Mathematik bei der Ressourceneinsatzplanung in der Energie- und Verfahrenstechnik, geht auf neue Herausforderungen ein und unterbreitet Vorschläge für innovative Forschungsaktivitäten zu deren Bewältigung.

*Rehtanz, C.; Sengbusch, K.; Sezi, T.; Simon, R.:* " Schutz- und Überwachungskonzepte auf Basis zeitsynchroner Messungen ", ETG/BDEW-Tutorial „Schutz- und Leittechnik“, Fulda, 11.-12. Nov. 2008

Zeitsynchrone Messungen stellen Zeigerinformationen von Strömen und Spannungen zur Verfügung. Zentrale Weitbereichsüberwachungssysteme verwenden diese Daten, um Systeminformationen für Schutz- und Überwachungszwecke daraus zu generieren. Zeitlich hoch aufgelöste und präzise Informationen gehen qualitativ über bisherige Systeme hinaus und ermöglichen neue Applikationen für den Netzbetrieb. Der Artikel stellt mögliche Applikationen und reale Anwendungsbeispiele vor.

*Wedde, H.F.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.; Krause, O.:* "Von eingebetteten Systemen zu Cyber-Physical Systems: Eine neue Forschungsdimension für verteilte eingebettete Realzeitsysteme", PEARL 2008, GI-Fachgruppe Echtzeitsysteme, Boppard, 27.-28. Nov. 2008

Das Hauptanliegen des Papiers ist, ein Paradigma für Probleme mit neuartigen Integrationsanforderungen für Forschung und Entwicklung in verteilten eingebetteten Echtzeitsystemen zu motivieren und vorzustellen, nämlich den Begriff Cyber-Physical Systems. Bei einer in letzter Zeit stark zunehmenden Anzahl von Realzeitanwendungen können ohne die Berücksichtigung solcher

Forderungen keine praktisch brauchbaren Lösungen erwartet werden. Einige Anwendungsfelder werden angesprochen. Im Einzelnen werden dann für Elektroautos, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden sollen, einerseits die Management-, verteilte Verhandlungs- und Verteilungsprobleme der benötigten Energie in einem bottom-up Ansatz gelöst. Andererseits wird als Teil unserer Projektarbeit die Bereitstellung von Reserveenergie (bei Spannungseinbrüchen oder lokalen Verbrauchsspitzen) für den allgemeinen Bedarf durch Autobatterien vorgestellt. Es zeigt sich, dass dies effizienter und wesentlich kurzfristiger in unserem verteilten Vorgehen geschehen kann als in traditionellen Verfahren.

*Engell, S.; Handschin, E.; Rehtanz, C.; Schultz, R.:* "Ressourceneinsatzplanung in der Energie und Verfahrenstechnik", Buchbeitrag in acatech "Produktionsfaktor Mathematik", Herausgeber: Grötschel, M.; Lucas, K.; Mehrmann, V., ISBN: 978-3-540-89434-6

Der ökologisch nachhaltige, wirtschaftlich effiziente und politisch faire Umgang mit den Ressourcen der Erde ist eine der größten Herausforderungen an die Menschheit im 21. Jahrhundert und impliziert Paradigmenwechsel in allen Bereichen des gesellschaftlichen Lebens. Energie- und Verfahrenstechnik sind traditionell Bereiche, in denen der optimale Umgang mit kostbaren und beschränkt verfügbaren Ressourcen von erstrangiger Bedeutung ist. Zur Lösung der damit verbundenen komplexen Entscheidungsprobleme sind mathematische Methoden schon seit längerem im Einsatz. Hierbei können aber noch längst nicht alle bislang aufgetretenen Probleme fundiert angegangen werden. Der wachsende wirtschaftliche und ökologische Druck auf die Effizienz der Produktions- und Versorgungssysteme sowie stärkere Schwankungen von Angebot und Nachfrage führen zu neuen Herausforderungen, für die neue mathematische Methoden und Algorithmen entwickelt werden müssen. Dieser Artikel berichtet über den Stand und die Bedeutung des Einsatzes von Mathematik bei der Ressourceneinsatzplanung in der Energie- und Verfahrenstechnik, geht auf neue Herausforderungen ein und unterbreitet Vorschläge für innovative Forschungsaktivitäten zu deren Bewältigung.

## 6.2 Diplomarbeiten

B. Bauerschmitt: Entwurf eines Weitbereichsschutzsystems für Schnittstellen in Verbundsystemen

Zurzeit gibt es politische Bestrebungen zur synchronen Koppelung des europäischen UCTESystems mit dem IPS/UPS-System der Ukraine und Russlands. Bereits vorhandene Leitungen könnten zu diesem Zwecke zusammengeschaltet werden. Im Falle einer Systemstörung in einem der beiden Verbundsysteme sollen die Kuppelleitungen geöffnet werden, so dass beide Netze vorübergehend wieder asynchron laufen. Im Rahmen dieser Arbeit ist ein Schutzsystem zu entwickeln, das basierend auf zeitsynchronisierten Zeigermessungen an der Schnittstelle beider Verbundsysteme kritische Systemzustände detektiert und Gegenmaßnahmen wie ein Öffnen der Kuppelleitungen einleitet. Dazu werden zunächst die relevanten Stabilitätskriterien definiert und ein Modell der Verbundsituation erstellt. An diesem Modell werden Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt. Ausgehend von den daraus gewonnenen Erkenntnissen wird ein entsprechendes Schutzsystem modellhaft implementiert und getestet.

At present there are political efforts to synchronously couple the European UCTE network with the IPS/UPS network of the Ukraine and Russia. Already existing interface lines can be reconnected for this purpose. In the case of a system disturbance in one of the two networks the interface lines are to be opened, so that both networks can run temporarily asynchronously. The scope of this thesis is to develop a protective system, which detects critical network states and initiates counter measures e. g. opening of the interface lines. The protective system is to be based on time-synchronized phasor measurement taken at the interface region between both networks. First the relevant stability phenomena are defined and a model of the coupled network is build up. Stability analyses are carried out using this model. Based on the results of the analyses an appropriate protective system is exemplarily implemented and tested.

**Zhi Zhang:                    Analyse der Auswirkungen einer Anreizregulierung auf Strategien des risikoorientierten Asset Managements**

In Deutschland stehen die Energieversorgungsunternehmen vor dem Hintergrund der regulierten Netzentgelte und der kommenden Anreizregulierung unter zunehmenden Kostendruck. Der Netzbetrieb und dabei vor allem die Instandhaltung und Erneuerung der Betriebsmittel stehen hier als Stellschrauben für die Netzkosten zur Verfügung. Die Unternehmen sind verpflichtet, als Asset Owner ihr Netz kostengünstig zu betreiben, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen der Anreizregulierung auf die Strategieplanung des risikoorientierten Asset Managements analysiert. Zwei anschließende Fallbeispiele stellen neue optimale Zuordnung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen vor, und darauf werden die Auswirkungen auf die Versorgungsqualität über Kosten- und Risikorechnungen analysiert.

In Germany, power supply companies are under the background of the regulating grid charging and the coming incentive regulation with increasing cost pressure. The maintaining and replacing of the equipments in the grid operation have mostly the effect of regulating the grid cost. Theses power suppliers as Asset Owners are responsible for the most economical operation without jeopardizing the security of supply. In this thesis, the effect of the incentive regulation to the strategy of risk-oriented Asset Management is analysed. The next two examples present the new optimal allocation for replacing and maintaining, and the security of supply under the new optimal allocation is analysed by the calculations of the cost and risk.

**Björn Gwisdorf:            Nutzung eines Virtuellen Kraftwerks zur technischwirtschaftlichen Optimierung von Verteilnetzen**

Durch die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen kann der wirtschaftliche Betrieb von Dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) ermöglicht werden, so dass mit einem stetig wachsenden Anteil von DEA in den elektrischen Verteilnetzen zu rechnen ist. Diese Entwicklung stellt für Verteilnetzbetreiber nicht nur Herausforderungen dar, sondern ermöglicht auch eine Vielzahl neuer Nutzungsmöglichkeiten. In dieser Arbeit wird aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers der Nutzen, der durch den koordinierten Betrieb der DEA für das Asset Management und die Einsparung von Kuppelleistung entsteht, untersucht und wirtschaftlich bewertet. Dazu wird ein regelungstechnisches Konzept zum koordinierten Betrieb der DEA entwickelt und im Rahmen von

Simulationen auf repräsentative Modellnetze angewandt. Unter Berücksichtigung der Simulationsergebnisse können dann Schlussfolgerungen für die strategische Netzplanung und das Asset Management gezogen werden.

By the current regulatory framework cost-effective operation of distributed energy resource (DER) systems can be enabled, so that a continuous increasing stake of DER systems is expected in the distribution network. This development causes not only challenges for the distribution system operator, but also offers also a multitude of new options for use. Within this study the benefit, which is created by the coordinated operation of the DER systems for management of asset and the retrenchment of coupled power, is analysed by the point of view of a distribution system operator and evaluated by economic aspects. Besides a control concept for the coordinated operation of the DER systems is developed and applied to a representative model grid by simulation. By considering the results of simulation conclusions for strategic network planning and management of asset can be drawn.

Johannes Schwappe:      Entwicklung eines Prognosesystems zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeit von Last-/Einspeisekonfigurationen und deren Verteilungen in Mittel- und Hochspannungsnetzen

Aufgrund des gestiegenen Umweltbewusstseins der Bevölkerung, neue politische Rahmenbedingungen sowie der Altersstruktur des bestehenden Kraftwerkparkes, werden in den nächsten Jahren neue Anforderungen an das elektrische Netz gestellt. In Zukunft werden bei der Versorgung mit elektrischer Energie dezentrale Energieumwandlungsanlagen zunehmend an Bedeutung gewinnen und dadurch das Netz in allen Spannungsebenen beeinflussen. Für die Netzausbauplanung, aber auch für den Betrieb elektrischer Netze, ist die Belastung von Leitungen und die Kenntnis von Engpässen notwendig. Unter diesen Gesichtspunkten werden bestehende Verfahren zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit von Leitungsbelastungen vorgestellt und neue Verfahren entwickelt. Mit Hilfe dieser Verfahren ist es möglich, Engpässe zu erkennen, aber auch deren Eintrittswahrscheinlichkeit zu bewerten. Durch die Kenntnis über die Höhe der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Engpasses besteht eine Datengrundlage, anhand der zwischen Handlungsstrategien im Umgang mit den Engpässen entschieden werden kann. Zur Vermeidung von Engpässen werden Verfahren zur Berechnung von Einspeise-Wahrscheinlichkeiten entwickelt.

The requirement to the power system will be changed within the next few years. Causes are the environmental consciousness, new political environment and the aging structure of the existing power stations. Distributed generation becomes more important. This has an effect on all voltage levels. The knowledge of probability of current load and congestions is necessary for power system planning and for the operation of power systems. With consideration of these points, existing methods to calculate the probability of the current load of lines are presented and a new one is developed. With these methods it is possible to detect grid congestions and to appreciate the probability of occurrence. This enables change between different strategies to avoid or reduce the congestions. To avoid the congestions, basic algorithm to calculate probability density of network nodes is developed.

**Sihai Zhang:           Europäischer Einsatz des Smart Metering mit besonderem Hinblick auf den deutschen Markt**

Globaler Klimawandel und steigende Ressourcenengpässe verlangen eine Verbesserung der Energieeffizienz. Im Bereich des Zähl- und Messwesens wird durch die EU-Energieeffizienz-Richtlinie die Einführung des Smart Metering vorangetrieben, um Verbrauchstransparenz zu erreichen und damit Energieeinsparung zu erzielen. In Deutschland ist der Energiemarkt seit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Juli 2005 geändert worden. Die daraus resultierende Komplexität der Geschäftsprozesse erfordern auch den Einsatz des Smart Metering, um die Anforderungen im liberalisierten Markt effizient zu erfüllen. Durch Smart Metering wird eine durchgängige Prozesskette von der Ablesung bis zur Abrechnung für den Haushalts- und Gewerbebereich ermöglicht. In dieser Arbeit wird die technische Realisierung der gesamten Infrastruktur ermittelt. Auch die Geschäftsmodelle und -prozesse werden beim Einsatz des Smart Metering neu gestaltet. Zusätzlich wird die Energieeffizienz-Steigerung des Verbrauchs und der Erzeugung durch Smart Metering untersucht.

Global climate changes and the limitation of resources require an improvement of the energy efficiency. In the field of the measuring, the introduction of smart metering has been promoted by the European Union energy efficiency Directive, in order to achieve the transparency in consumption and the saving of energy. The energy market in Germany was considerably changed, after the law of energy economic (EnWG) was forced to be carried out in July 2005. The complexity of the workflow that resulted from it, demands also the application of smart metering. The usage of smart metering provides the means to efficiently fulfill the requirements in the liberalized market. A continuous process chain from the meter reading to the billing is enabled by smart metering in households and business. The performance of smart meter and the technical realization of the infrastructure will be determined. The current business models and processes will be reconstructed with the use of smart metering. Furthermore, the improvement of energy efficiency in the consumption and the production caused by smart metering will be described in this paper.

**Christian Prause:           Berücksichtigung der Veränderungen des zukünftigen Kraftwerksparks im Netzgebiet von RWE Transportnetz Strom bei der Netzplanung**

Der zukünftige Kraftwerkspark in Deutschland wird sich in den nächsten Jahren aufgrund verschiedener Faktoren verändern. Die Erzeugung basierend auf erneuerbaren Energien steigt weiter an, der konventionelle Kraftwerkspark muss modernisiert werden, der Kernenergieausstieg ist von der Politik beschlossen und durch die Regulierung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber verändern sich die Rahmenbedingungen des Energiemarktes. Aus den angeführten Punkten kommt es zu einer zusätzlichen Übertragungsaufgabe der Höchstspannungsnetze. Vor diesem Hintergrund wird sich die Energiebranche den geänderten Bedingungen anpassen. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien unter Verwendung mehrerer Studien recherchiert. Die geografischen Informationen werden unter Einsatz eines geografischen Informationssystems ausgewertet, um eine geeignete technische Nachbildung vornehmen zu können. Durch ein externes Marktmodell werden im Rahmen dieser Diplomarbeit die zukünftigen Einspeise- und Lastszenarien generiert. Zur Realisierung von Netzbe-

rechnungen in Form von Lastfluss- und Ausfallrechnungen wird eine Schnittstelle zwischen Marktmodell und Netzmodell implementiert.

The German power generation mix will change to various factors in the next few years. The use of renewable energy sources will increase, the conventional power plants will have to be modernized, the government has decided to abandon nuclear energy and the public regulation of transmission and distribution networks will cause changes in the organization of the power market. Therefore transmission will become an additional task of the 220 kV and 380 kV grids. Against this background the whole supply of energy will have to be adjusted to the altered conditions. The main subject of this thesis is the research of the future development of renewable energy sources by using some external surveys. Geographical information will be analyzed by a geographical information system in order to carry out a suitable technical implementation. In this thesis an external market model generates the feeding and load settings for the future. An interface between the transmission grid and the market model is essential to implement a calculation with a power-flow program.

### Dominique Giavarra: Einsatz probabilistischer Verfahren zur Ermittlung von Zielnetzen der Hochspannungsebene

Eine der wesentlichen Kernaufgaben des Assetmanagements eines Netzbetreibers stellt die Entwicklung und Fortführung von Zielnetzstrukturen dar. Als Grundlage für eine effektive Konzeptplanung sind dabei langfristig technisch und wirtschaftlich optimale Netzstrukturen festzulegen. Neben den wirtschaftlichen Kenngrößen auf Basis der Life-Cycle-Kosten liefert die Entwicklung der Zielnetze Aussagen zur technischen Leistungsfähigkeit sowie zum Niveau der Versorgungszuverlässigkeit. Die übliche Anwendung des (n-1)-Kriteriums stellt dabei jedoch kein ausreichendes Unterscheidungskriterium zwischen verschiedenen Zielnetzvarianten dar. Ziel dieser Arbeit ist daher die Bewertung, ob eine Verbesserung dieser Situation durch die Einführung probabilistischer Verfahren herbeigeführt werden kann. Neben der Vorstellung der Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung wird in dieser Arbeit eine Aufwandsabschätzung für den Netzbau vorgenommen und die Zuverlässigkeitsberechnung an einem Beispielnetz durchgeführt. Anschließend werden Varianten des Netzes mit Hilfe dieses Verfahrens verglichen und bewertet.

The design and development of network structures for power distribution is a main task of asset management of a distribution system operator. As basis for effective concept development, long-term network structures, representing a technical and economical optimum, have to be defined. Beside economical parameters based on life-cycle-costs, the development of network structures states technical capability and reliability of network structures. The standard use of deterministic (n-1)-criterion does not provide sufficient distinctive features between several network structure alternatives. Therefore, the intention of this work is to evaluate the improvement of using probabilistic procedures for developing and evaluating network structures. In addition to performing the procedure of reliability calculations, effort evaluation is made, to adapt the existing networks to reliability calculations. At the end the calculation are conducted within one network. Finally according to the calculation, several alternatives of this network are compared and evaluated.



**Felix Plötz: Modellierung der Großhandelspreise für elektrische Energie basierend auf Kraftwerksdaten**

Zur Beschreibung der Preisbildung im Großhandel für elektrische Energie wird ausgehend von technischen Daten des Kraftwerksparks ein Marktmodell entworfen und als Softwaretool programmiert. Bei der Programmierung wurde ein Ansatz gewählt, der die Preisbildung ohne den Einsatz von Optimierungsverfahren bestimmt. Wichtige Parameter, wie z. B. die Anfahrkosten thermischer Kraftwerke, der Einsatz von Pumpspeichern oder die Einspeisung aus regenerativen Energiequellen werden mittels heuristischer Methoden im Modell berücksichtigt. Zur Validierung des Modells wird exemplarisch der deutsche Elektrizitätsmarkt in den Jahren 2004 bis einschließlich 2007 untersucht. Die modellierten Ergebnisse liegen dabei in der Größenordnung der historischen Preise und besitzen eine lineare Korrelation zwischen 0,48 und 0,77. Die Auswertung der Ergebnisse umfasst neben dem Vergleich historischer und modellierter Preise die quantitative Bestimmung der Modellsensitivität. Durch Preisszenarien der Brennstoffe konnte gezeigt werden, dass der Gaspreis den Strompreis im deutschen Markt am stärksten determiniert.

For the description of the price formation in the wholesale for electricity a market model is sketched which is based upon technical data of the power station park. The software in which the market model is implemented determines wholesale prices without the use of optimization procedures. Important parameters like starting costs of thermal power stations, the use of pump storages or the feed from renewable energies are considered in the model by means of heuristic methods. In order to validate the model the German electricity market is examined. The results cover the years 2004 up to and including 2007. The modeled results lie in the scale of the historical prices and possess a linear correlation between 0.48 and 0.77. Apart from the comparison of historical and modeled prices the evaluation of the results covers the quantitative determination of the model sensitivity. It could be shown by price scenarios of the fuels that the gas price determines the price of electricity in the German wholesale most strongly.

**Christian Lakenbrink: Entwicklung einer Testumgebung für Weitbereichsregelungssysteme**

Durch die mit der Liberalisierung verbundene Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels, die vermehrte Windenergieeinspeisung in Norddeutschland, sowie die Verlagerung von Erzeugungsschwerpunkten nach Norddeutschland können in Zukunft vermehrt Netzengpässe auftreten. Der Einsatz einer länderübergreifenden Merit Order wird dadurch eingeschränkt. Durch die Verwendung von Weitbereichsregelungssystemen zur Lastflussregelung kann eine Erhöhung der Übertragungskapazität an einem Engpass erreicht werden. In der vorliegenden Arbeit wird ein Bewertungssystem entwickelt um den Nutzen solcher Systeme unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten bewerten zu können. Zu diesem Zweck wurde in der Simulationssoftware Digsilent Power Factory eine Testumgebung erstellt, welche auf einem Modell des deutschen, niederländischen und belgischen Übertragungsnetzes basiert. An einem Beispiel wird die Funktionsweise des dynamischen Modells demonstriert und das Potential von Weitbereichsregelungssystemen zum Abbau von Netzengpässen demonstriert.

Increasing cross border transits caused by the Liberalization of European electricity markets as well as new power plants and off-shore wind parks in northern Germany lead to an increasing

number of cross boarder congestions. The use of wide area control systems might enhance transmission capacity and to reduce active power losses. During this thesis an evaluation concept was developed to evaluate the use of such systems regarding technical and economical aspects. The power system simulation software Dig silent Power Factory was used to build up a dynamic model of the Belgian, Dutch and German transmission system for the evaluation of wide area measurement systems. Furthermore an example of use will demonstrate the developed model and show the use of wide area transmission systems to handle cross border congestions.

### Christian Czajkowski: Planungs- und Betriebsgrundsätze für Verteilnetze unter Berücksichtigung der Anreizregulierung

Zum 01. Januar 2009 wird in Deutschland die Anreizregulierung eingeführt, die mit den regulatorischen Vorgaben der BNetzA Einfluss auf die Planungs- und Betriebsgrundsätze bezüglich eines Netzaus- oder Netzumbaus nehmen wird. Verteilnetzbetreiber stehen der Herausforderung gegenüber, Netzinvestitionen genauer zu prüfen, um Ineffizienzen im Netzbetrieb zu vermeiden, die zu einer Absenkung der Erlösobergrenze führen. Durch die Erstellung von Lastprognosen kann ein Verteilnetzbetreiber die zukünftige Versorgungsaufgabe abschätzen. Unter Berücksichtigung relevanter Einflüsse lassen sich Netzausbauvarianten erstellen, die unter wirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen bewertet werden. Eine Auswahl der optimalen Variante erfolgt durch einen Wirtschaftlichkeitsvergleich, der auch die zukünftigen Auswirkungen der Anreizregulierung auf den Verlauf der Erlösobergrenze berücksichtigt.

The Revenue-cap regulation will be introduced in Germany to January 1st, 2009. The regulatory specifications, worked out by the Federal Network Agency, will have an influence on the planning and operating fundamentals concerning the grid's development. Distribution network operators have to scrutinize their capital investment to avoid inefficiency causing a revenues\_ reducing. To forecast the future load and to rate the uncertainty, different influences are analyzed. Based on relevant developments, selective versions enlarging the grid will be evaluated. By considering the results of a profitability analysis as well as the consequences of the Revenue-cap regulation, the version preferred can be chosen.

### Alexander Gohlke: Analyse von grenzüberschreitenden Netzengpässen auf Basis eines gekoppelten Netz- und Marktmodells

Vorrangiges Ziel der Wirtschaftspolitik der Europäischen Union ist die Schaffung eines gesamteuropäischen Energiebinnenmarktes. Als Hauptgrund für dessen Nichtexistenz wird die Engpass-situation im europäischen Verbundnetz angesehen. Zur Bewirtschaftung der verfügbaren Kapazitäten sind momentan verschiedene Methoden im Einsatz. In dieser Arbeit werden die unterschiedlichen Ansätze des Engpassmanagements für grenzüberschreitende Engpässe untersucht und bewertet. Auf Grundlage dieser Untersuchungen wird ein Market Coupling-Modell entwickelt, und auf Modellmärkte angewandt. Dabei wird insbesondere die zukünftige Marktkopplung zwischen Frankreich, Deutschland und en Benelux-Ländern betrachtet.

Europe's main goal in its coordinated energy policies is the creation of a pan-European market for electricity. One of the issues that have to be faced are grid congestions. They inhibit multila-

teral trade and cause price differences between European countries. Nowadays different approaches to manage congestions efficiently are implemented. Within this study these different congestion management methods are described and compared. To treat this question a market coupling-model is developed and tested. The situation of the mid-west-European region, where market coupling is already in use, is analyzed with the model.

### 6.3 Studienarbeiten

#### Christian Czajkowski: Informationstechnische Vernetzung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in Verbindung mit Smart Metering Systemen

Smart Metering Projekte sind in zahlreichen Ländern Europas bereits erfolgreich durchgeführt worden, wobei sich jedoch die Umsetzung und besonders die Art der Informationsübertragung unterscheidet. Im Rahmen dieser Arbeit werden zunächst die rechtlichen Grundlagen im Zählwesen analysiert und bereits realisierte und zukünftig geplante Smart Metering Projekte in ihrer kommunikationstechnischen Umsetzung verglichen. Darüber hinaus wird auf die Fragestellung eingegangen, ob die Einführung von Smart Metering Systemen auch eine informationstechnische Vernetzung dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) ermöglicht und welche Potentiale sich daraus ergeben können. Hierzu wird ein Datenprotokoll auf seine Erweiterungsmöglichkeit hin analysiert und eine Testanlage mit drei elektronischen Zählern aufgebaut, an der die Zähler getestet und sich ergebende Fragestellungen geklärt werden können.

Since a few years a lot of Smart Metering Projects are accomplished in Europe, whereas the way to transfer information is very different. Within this study the regulatory framework of electrical metrology for private customers is analysed. Furthermore as well realised Smart Metering Projects as projects which will be realized in the future are compared with regard to the communication technology. In addition the use of this technology may allow the integration of disturbed energy resource (DER) in an advanced meter management system. The potential resulting from this is evaluated in this thesis. To check the meters' functionality and to clarify possible questions, a construction with three automated remote readout meters and a data-concentrator is built.

#### Ke Dai: Entwicklung eines Datenkonzentrators für zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte

Für die zeitsynchronisierte Messung von Spannungen nach Betrag und Phase werden Messgeräte, sogenannte „Phasor Measurement Units“ (PMUs), benötigt. Um die Messwerte zu vergleichen, dient ein Datenkonzentrator als Zentrale für ein Weitbereichsmesssystem. Auf Basis eines Standard-PCs wird ein Datenkonzentrator entwickelt, der abschließend mit unterschiedlichen PMUs getestet wird.

For the time-synchronized measurement of phasors „Phasor Measurement Units“ (PMUs) are required. Data processing, which includes comparison of measurements and further analysis, is executed by a data concentrator. Thus it forms the central component in a wide-area measure-

ment system. Based on a standard personal computer, a data concentrator is developed, which is tested with different PMUs.

**Marc Osthues: Technische und wirtschaftliche Bewertung der Verlegearten von Kabeln im Mittel- und Niederspannungsbereich von Kraftwerken**

Die elektrische Energieversorgung von Mittel- und Niederspannungsverbrauchern im Außenbereich von Kraftwerken wird über oberirdisch geführte Kabelverbindungen oder durch Kabelverbindungen im Erdreich gewährleistet. In der Praxis hat sich die Kabelverlegung in erdverlegten Schutzrohren durchgesetzt. Die RWE Power AG plant am niederländischen Standort Eemshaven die Errichtung eines Steinkohlekraftwerks und hat für die Eigenbedarfsversorgung die Möglichkeit einer Kabelverlegung in einem Kabeltrog – eine Art Kabelkanal – in die Planungsunterlagen aufgenommen. Grundlage sind wesentliche technische Vorteile, die der Kabeltrog gegenüber der Kabelverlegung in Rohren bietet. Da die Höhe der Gesamtkosten richtungsweisend für die Investitionsentscheidung ist, werden im Rahmen dieser Arbeit die Kabelverlegearten für das betrachtete Versorgungsgebiet dimensioniert und die Kostenpositionen ermittelt. Neben der Ermittlung der Kostenfaktoren wird der Fragestellung nachgegangen, welche Parameter unter wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten die Investitionsentscheidung beeinflussen.

Overground and underground cable routings guarantee the electrical power supply of medium and low voltage loads in the exterior area of power plants. In practice, the laying of protective conduits for cables is the key method. At the Dutch location in Eemshaven, the RWE Power AG plans a coal-fired power plant. For the plant's auxiliary power supply, the corporation considers the opportunity of cable lying in underground cable ducts, a form of cable channel. In comparison to the lying in conduits, cable ducts offer numerous technical advantages. Due to the investment's overall cost, the main objectives in this study are the dimension of cable lying methods and the evaluation of expense factors. After the evaluation, an additional analysis of technical and economical parameters is used to simplify the investment decision.

**Sven Müller: Einsatzmöglichkeiten und Anreizmechanismen für die Nutzung regenerativer Energien in Argentinien**

Regenerative Energien bieten Einsatzpotenziale in zwei Bereichen des argentinischen Elektrizitätssektors. Einerseits werden neue Kraftwerkskapazitäten benötigt, und ein Ausbau von Wasserkraft und Windkraft bietet die Möglichkeit einen wesentlichen Teil des nationalen Stromverbrauchs zu decken. Darüber hinaus können dezentrale Versorgungssysteme auf Basis von Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft in der Elektrifizierung ländlicher Gebiete eingesetzt werden. Auf nationaler Ebene wird die Nutzung regenerativer Energien durch ein staatliches Elektrifizierungsprogramm und eine gesonderte Einspeisevergütung gefördert. Zusätzlich kann eine Förderung durch einen Anreizmechanismus des Kyoto-Protokolls, den „Clean Development Mechanism“, erfolgen. Der Einsatz regenerativer Energien in der Praxis wird in Form der Betrachtung eines argentinischen Windparks unter Anreiz des „Clean Development Mechanism“ und einer Modellrechnung zur Elektrifizierung behandelt.

Renewable energies offer potential in two areas of the Argentinean electricity sector. On the one hand, wind power and hydro power can decisively contribute to meet the growing demand for electricity. On the other hand, decentralized supply systems based on photovoltaic, wind power and hydro power can be employed in the electrification of rural areas. On a national level the use of renewable energy sources is encouraged by a federal electrification program and special feed-in tariffs for renewable electricity. In addition, the incentive mechanism "Clean Development Mechanism", a feature of the Kyoto Protocol, supports electricity generation from renewable energy sources. A model calculation concerning the electrification of rural areas and an examination of an Argentinean wind farm exemplify the practical use of renewable energy sources.

### **Rolf Schmerling: Erstellung einer Datenbankanwendung zur Erfassung der EEG-Daten eines Übertragungsnetzbetreibers**

Für die Monatsprognose der Strommengen aus erneuerbaren Energien in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers RWE Transportnetz Strom GmbH wird eine Lösung gesucht, um den bislang aufwändigen und mit Hilfe von Excel durchgeführten Prozess der Prognoseerstellung zu vereinfachen. Wegen der immensen Zunahme an Datenbeständen, die den Prognoseprozess weiter erschwert, wird der Einsatz einer Datenbank favorisiert. Die Umsetzung erfolgt mit der Datenbanksoftware Access von Microsoft. Dabei wird zunächst ein Softwaretool entwickelt, das es ermöglicht, alle bestehenden Daten aus Excel in die Datenbank zu importieren. Darauf aufbauend wird ein Prognosetool konzipiert, mit dem der Prognoseprozess mit Hilfe einer benutzerfreundlichen Oberfläche in MS Access durchgeführt werden kann. Durch diese Realisierung ist eine strukturierte Datenbankanwendung entstanden, die es ermöglicht, auf einfache Art und Weise alle für die Prognose relevanten Daten zu importieren und die Prognose langfristig zu optimieren und zu verbessern.

The monthly forecast of the quantity of electricity from renewable energies in the control area of the transmission provider RWE Transportnetz Strom GmbH requires a solution to simplify the up to now labour-consuming and inefficient process, which was carried out with MS Excel. Because of an immense increase of data, which further complicated the forecast process, the application of a database system is considered to be the best solution. The implementation is done with the database software MS Access. First a software tool is developed which enables the import of all data from the Excel tables into the database. Based on this result a forecast tool is designed, which allows the forecast process with a user-friendly interface in MS Access. The realization of this concept created a structured database application which allows the integration of all relevant data and optimizes and improves the forecast process.

### **Malte Bolczek: Volkswirtschaftliche Analyse der Ausgestaltung des Regelenergiemarktes in Deutschland**

Im Zuge der Liberalisierung der Energiebranche, die durch das Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts 1998 ihren politischen Ausgangspunkt hat, ist eine Vielzahl neuer Märkte entstanden. Der politische Rahmen dieser Märkte ist kontinuierlich über weitere und modifizierte gesetzliche Regelungen verändert worden, um den Wettbewerb in diesen Märkten zu intensivieren oder überhaupt erst zu ermöglichen. Im Rahmen dieser Arbeit wird

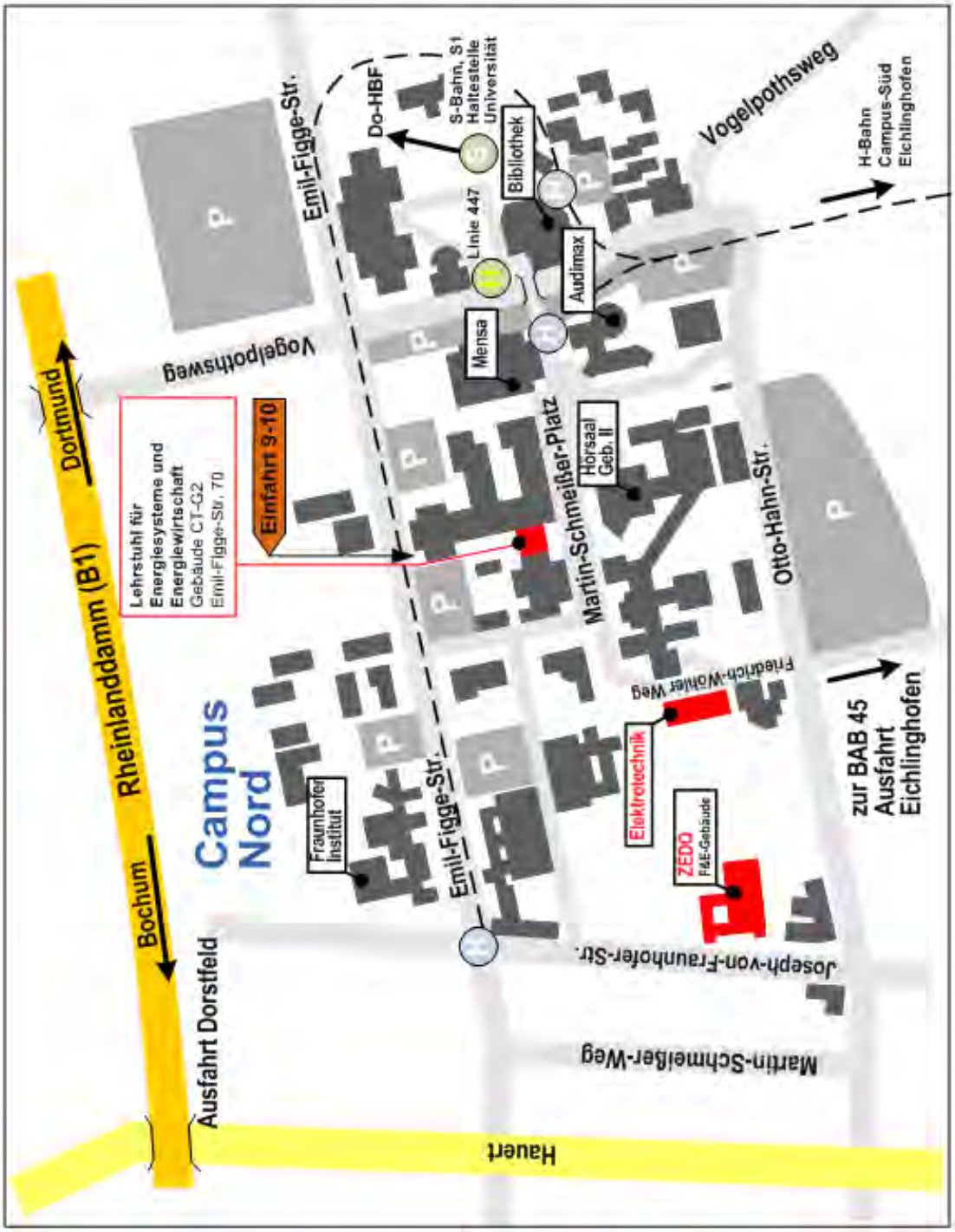
der Regelenergiemarkt in Bezug auf seine Ausgestaltung volkswirtschaftlich untersucht. Ausgehend von einer detaillierten Analyse mit mikro- bzw. industrieökonomischen Methoden wird ein Marktmodell erstellt, das eine theoretische Grundlage für die Erklärung von Marktverhalten und Marktergebnissen liefert. Mit beispielhaft konstruierten Marktteilnehmern werden basierend auf diesem Modell Marktergebnisse quantitativ bestimmt und mit realen Marktergebnissen verglichen. Abschließend werden die Merkmale der Ausgestaltung des Marktes vor dem Hintergrund der Ergebnisse des Modells bewertet.

In the course of the liberalization of the energy industry in Germany, which has its political initial point in the “Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts” in 1998 a multiplicity of new markets developed. The range of politics of these markets was continually modified in order to promote and intensify the competition in these markets. In this work the markets for operating reserves are analyzed from an economic point of view with regard to its embodiment. Based on a detailed analysis with methods of microeconomics and industrial economics, a market model announcing the market strategy and market results is constructed. Fictitious market actors are used to quantify market results and to compare them to real market results. Finally, the characteristics of the embodiment of the market are evaluated against the background of the results of the model.

#### Turgay Durmus: Einsatzmöglichkeiten großer Elektrizitätsspeicher im Rahmen der Netzintegration erneuerbarer Energien

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stellt hohe Anforderungen an den Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze. Geringe Planbarkeit der Einspeisung und der nötige Ausgleich von Erzeugung und Bedarf bedingen einen hohen Koordinationsaufwand und Kosten zur Nutzbarmachung. Energiespeicher können in diesem Zuge einen wichtigen Beitrag leisten, indem sie eine Vergleichsmäßigung oder zeitliche Verschiebung der Erzeugung ermöglichen. In dieser Arbeit werden zunächst die Mechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit Blick auf die Integration von Speichern erläutert. Es folgt eine Beschreibung relevanter Speichertechnologien und der prinzipiellen Einsatzmöglichkeiten mit entsprechenden Berechnungen und Berücksichtigung der rechtlichen Randbedingungen.

The increasing part of renewable energies in electricity generation puts high demands on the operation of transmission and distribution networks. As the supply of renewables is slightly planable and generation and consumption of energy have to be balanced, they cause high efforts in coordination and costs for their utilization. In the course of this, energy storages could contribute to advancements through smoothing or time displacement of energy. In this work the mechanisms of the German “Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)” with regard to the integration of energy storages will be explained. This will be followed by a descriptions and calculations of relevant energy storage technologies and their possible application considering legal conditions.





---

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

Tel: +49-(0)231-755-2396  
Fax: +49-(0)231-755-2694  
[www.esw.e-technik.tu-dortmund.de](http://www.esw.e-technik.tu-dortmund.de)  
[christian.rehtanz@tu-dortmund.de](mailto:christian.rehtanz@tu-dortmund.de)