

**LEHRSTUHL FÜR
ENERGIESYSTEME UND ENERGIEWIRTSCHAFT
UNIVERSITÄT DORTMUND
UNIV.-PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN**



JAHRESBERICHT 2005

Herausgegeben vom

LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME UND ENERGIEWIRTSCHAFT
UNIVERSITÄT DORTMUND
UNIV. PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: edmund.handschin@uni-dortmund.de

REDAKTION: Dipl.-Ing. D. König, Dipl.-Ing. F. Uphaus, Dipl.-Ing. H. Neumann

Vorwort

Im Berichtsjahr konnten wesentliche Teile der gemeinsamen Forschungsprojekte der ef. Ruhr bearbeitet und erfolgreich abgeschlossen werden. Das Konzept der ef. Ruhr hat sich dabei als tragfähig und erfolgreich erwiesen. Die intensive Zusammenarbeit mit Instituten der drei beteiligten Universitäten in Bochum, Dortmund und Duisburg-Essen erlaubt einerseits die effiziente Bearbeitung großer Forschungsvorhaben. Andererseits eröffnet diese Zusammenarbeit aber auch neue Kontakte, um weiterführende Projekte erfolgreich zu beantragen. Dazu gehört das im Berichtsjahr aufgebaute Netzwerk zwischen Mathematik und Ingenieurwissenschaften auf dem Gebiet der dezentralen Energieversorgung. Das übergeordnete Ziel, mathematische Methoden für die Lösung anspruchsvoller ingenieurwissenschaftlicher Aufgaben einzusetzen, erhält dadurch eine breite Basis.

Die großen Veränderungen in der Energiewirtschaft sind im vergangenen Jahr nicht nur durch das Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes sondern auch durch die Institutionalisierung der Bundesnetzagentur in eine neue Phase getreten. Dabei wird immer deutlicher, dass die Verbindung zwischen Wissenschaft und Wirtschaft zunehmend wichtiger wird. In diesem Zusammenhang spielt auch der interdisziplinäre Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen mit seiner Vertiefungsrichtung "Europäisches Energiemanagement" eine bedeutende Rolle. Dieser neu errichtete Studiengang ist ein wichtiges Element, um in der Zukunft die erforderliche Schlüsselqualifikation für die Energiewirtschaft durch die Vernetzung der Wirtschaftswissenschaften mit der Energietechnik zu vermitteln. Die gute Akzeptanz dieses Studiengangs zeigt, dass durch neue Studieninhalte die Attraktivität eines Hochschulstudiums erheblich gesteigert werden kann.

Von hoher Bedeutung für die Vernetzung zwischen diesen Wissensgebieten ist die enge Zusammenarbeit zwischen Industrie und Hochschule. So können aus der Praxis heraus wesentliche Impulse für die Lehre gegeben werden, indem im Rahmen von Lehraufträgen aber auch Studien- und Diplomarbeiten bereits in der Ausbildung wichtige Akzente gesetzt werden können. Diese Zusammenarbeit erlaubt darüber hinaus in der Wissenschaft innovative Beiträge für die Praxis erfolgreich vorzubereiten und zu testen.

Um diese Entwicklung auch in Zukunft nachhaltig zu unterstützen, ist ein enger Dialog zwischen Wissenschaft und Wirtschaft unbedingt erforderlich. Der vorliegende Jahresbericht soll dazu eine gute Diskussionsgrundlage bilden. Allen Unternehmen, Institutionen und Verbänden möchte ich an dieser Stelle sehr herzlich für das im vergangenen Jahr entgegenbrachte Vertrauen danken und hoffe, dass wir die Arbeiten auch im neuen Jahr erfolgreich weiterführen können.

E. Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	1
2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	2
3. Lehrbetrieb.....	4
3.1 Vorlesungen	4
3.2 Seminare	5
3.3 Projektseminar	5
3.4 Praktika	6
3.5 Exkursionen	7
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	8
5. Vorträge.....	62
5.1 Beiträge für das Kolloquium	62
5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	62
6. Veröffentlichungen	65
6.1 Veröffentlichungen	65
6.2 Forschungsberichte	68
6.3 Diplomarbeiten	68
6.4 Studienarbeiten	68
7. Promotionen	70

1. Personal

Lehrstuhlinhaber: Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Sekretariat: Frau N. Funke

Lehrbeauftragte: Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Net AG)
Dr.-Ing. J. Büchner (e-bridge Consulting GmbH)
Dr.-Ing. T. Stephanblome (MVV Energie AG)
Dr.-Ing. F. Voßloh (GEA LUK Industriebeteiligungen GmbH)

Akademische Gäste: Prof. Dr.-Ing. I. Naumov
ESEE Irkutsk State Technical University, Russia
Dr. Y. O. Pérez Alemán
Pontificia Universidad Javeriana, Santa Fe de Bogota, Columbia

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Ing. R. Becker
Dipl.-Ing. P. Busch Dr.-Ing. W. Feilhauer
Dipl.-Ing. M. Gravermann Dipl.-Ing. E. Hauptmeier
Dipl.-Ing. D. Hause Bin Huang, M. Sc.
Dipl.-Ing. I. Jürgens Dipl.-Ing. O. Köster
Dipl.-Ing. O. Krause Dipl.-Ing. H. Neumann
Dipl.-Ing. W. Schulz Dipl.-Ing. F. Uphaus
Dipl.-Ing. J. Wessling

Technische Mitarbeiter: Dipl.-Ing. W. Horenkamp Frau K. Jaskolla
Frau R. Meier Herr K.-D. Tesch

Studentische Hilfskräfte: D. Ametsin J. Bömer J. Fürsch
N. Elombat U. Häger C. Kenmognie
O. Krause N. Menfaa S. Niedzwiedz
S. Nowak M. Rebbert A. Sardari
M. Thiel D. Waniek A. Wilczek
Wu Wei

2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

ef.Ruhr GmbH

Im Wissenschaftspark

Munscheidstraße 14

45886 Gelsenkirchen

Kontakt: J. Peuling, Geschäftsführer

E-Mail: info@ef-ruhr.de

Die Energieforschung Ruhr – *ef.Ruhr* – ist ein schwerpunktorientierter Zusammenschluss der Universitäten Bochum, Dortmund und Duisburg-Essen, der durch den Initiativkreis Ruhrgebiet, die Projekt Ruhr GmbH und eine Reihe von Wirtschaftsunternehmen der Energiebranche unterstützt wird. *ef.Ruhr* ist ein interdisziplinärer Ansatz ähnlich den Sonderforschungsbereichen, aber gemeinsam für alle drei Hochschulen. *ef.Ruhr* soll die vorhandenen Forschungskapazitäten der ihr angeschlossenen etwa 50 Lehrstühle und Arbeitsgruppen an diesen Hochschulen im Energiesektor durch Unterstützung der freiwilligen Forschungskoperation stärken und dem Ruhrgebiet zu einer europäischen Spitzenposition in der Energieforschung verhelfen. Der Lehrstuhl hat die Aufgabe übernommen, für die *ef.Ruhr* eins von vier Leitprojekten zum Thema „Wirtschaftliche Energieversorgung durch IT-Einsatz“, an dem Wissenschaftler aller drei Universitätsstandorte beteiligt sind, zu koordinieren.

IDE - Zentrum für Interdisziplinäre

Dortmunder Energieforschung e.V.

Universität Dortmund

Emil-Figge-Str. 68

44227 Dortmund

Das Zentrum versteht sich als eine zentrale Einrichtung, in der das an der Universität Dortmund vorhandene wissenschaftliche Potential gebündelt und für Forschung, Lehre und Praxis nutzbar gemacht werden soll. Es stellt damit Interessenten in Hochschule und Wirtschaft einen geregelten Zugang zu dem an der Universität Dortmund verfügbaren Wissen auf dem Gebiet der Energieforschung zur Verfügung. Zweck des Vereins ist die fakultätsübergreifende Zusammenarbeit und Förderung der Energieforschung an der Universität Dortmund, deren Mitglieder aus den Fakultäten Bauwesen, Chemietechnik, Maschinenbau, Elektrotechnik und Raumplanung kommen. Dabei stehen insbesondere dezentrale Energieumwandlungsanlagen auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger im Mittelpunkt des Interesses.

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

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

44227 Dortmund

Es ist die satzungsgemäße Aufgabe des ZEDO (Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.), Forschungs- und Entwicklungsvorhaben auf dem Gebiet neuer Techniken der Informationsverarbeitung zu fördern und den Transfer entsprechender Forschungsergebnisse in betriebliche Anwendungen sicherzustellen. Unter den von ZEDO aktuell bearbeiteten Entwicklungsprojekten sind mehrere, die auf Forschungsergebnissen des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft basieren.

*Energy Systems Institute ESI
Russian Academy of Sciences, Siberian Branch
Lermontov Street 130
Irkutsk, 664033, Russia*

Mit dem ESI verbinden den Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft seit Jahren eine intensive Zusammenarbeit und ein reger wissenschaftlicher Austausch. Forschungsschwerpunkte stellen technische Probleme in liberalisierten elektrischen Energieversorgungssystemen dar. Im Rahmen der wissenschaftlichen Zusammenarbeit befindet sich gegenwärtig ein Forschungsvorhaben in Vorbereitung, das den Austausch von Wissenschaftlern ermöglicht.

*Universidad Nacional de San Juan
Instituto de Energía Eléctrica
Prof. Dr. W. H. Peralta
Avenida Libertador San Martín (Oeste) 1109
5400 San Juan, Argentina*

In Kooperation mit der Universidad Nacional de San Juan führt der Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft einen projektbezogenen Austausch von Wissenschaftlern durch. Im Vordergrund dieser Zusammenarbeit stand die Analyse der Spannungsstabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen unter Verwendung von Sensitivitäten und Optimierungsverfahren. Im Berichtszeitraum konnte Herr Dr.-Ing. N. Zolfagharian von der Universidad Nacional de San Juan seine Forschungen, die er mit einem Stipendium des DAAD am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft in Dortmund durchgeführt hat, mit seiner Promotion erfolgreich abschließen.

*Universidad de Chile
Prof. Dr.-Ing. R. Palma
Department of Electrical Engineering
Casilla 306, Correo 22
Santiago, Chile*

Die langjährige erfolgreiche Zusammenarbeit mit der Universidad de Chile ist im Berichtszeitraum unter dem Fokus der Integration erneuerbarer Energie in die chilenische Energieversorgung weitergeführt worden. Das Projekt wurde im Rahmen eines Gastaufenthaltes der Herren H. Neumann, W. Horenkamp, E. Hauptmeier und J. Bömer unter der Leitung von Prof. Handschin in Santiago de Chile abgeschlossen. Gefördert wurde dieses Projekt durch die Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Elektrische Energietechnik (SS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

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. E. Handschin

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. E. Handschin

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. E. Handschin

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

Energie- und Gebäudemanagement

Dr.-Ing. Th. Stephanblome, Dr.-Ing. F. Voßloh

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

3.2 Seminare

Informationstechnik in der Energieversorgung

Dipl.-Ing. F. Uphaus, Dipl.-Ing. R. Becker

Inhalt: Informationssysteme für Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme; Informationssysteme für den Energiehandel; Anforderungen an künftige IT-Lösungen; Nutzung neuer Technologien

3.3 Projektseminar

Risikomanagement in der elektrischen Energieversorgung

Dipl.-Ing. H. Neumann, Dipl.-Ing. I. Jürgens

Inhalt: Um ein Risikomanagement in der elektrischen Energieversorgung durchführen zu können, werden Kenngrößen zur Bewertung der einzelnen Betriebsmittel definiert. Ausgehend von dieser Bewertung und unter Berücksichtigung von erwarteten Defizitkosten lässt sich eine geeignete Instandhaltungsstrategie für alle Betriebsmittel im betrachteten System finden. Im Weiteren werden eine Einführung in die grundlegenden Finanzinstrumente der Terminbörsen und ihr Bezug zu den Strommärkten geliefert um abschließend Bewertungsmaßstäbe für gesamte Portfolios sowie einzelne Finanzpositionen darzustellen.

3.4 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.

3.5 Exkursionen

- 09.02.2005 Exkursion im Rahmen der Vorlesung "Elektrische Energieversorgung" mit der Besichtigung von Umspann- und Ortsnetzstationen sowie der Schaltleitung bei der RWE Energy in Arnsberg
- 03.-04.02.2005 Exkursion nach Frankfurt im Rahmen der Vorlesung „Technisches Energie- und Gebäudemanagement mit dem Besuch eines führenden raumlufttechnischen Labors und der gebäudetechnischen Begehung von zwei exponierten Liegenschaften in Frankfurt.
- 16.06.2005 Besichtigung der technischen Anlagen des Müllheizkraftwerks Essen-Karnap.
- 29.06.2005 Besichtigung der energietechnischen Einrichtungen des Steag-Kraftwerks Herne

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Die Bedeutung von Finanzinstrumenten zur Einschränkung von Preisrisiken in liberalisierten Elektrizitätsmärkten in Entwicklungsländern am Beispiel Kolumbiens

Die Elektrizitätsmärkte in verschiedenen Ländern sind in den letzten zwei Jahrzehnten grundlegend umstrukturiert worden. Waren sie traditionell durch eine starke staatliche Intervention mit der Bildung von Gebiets- oder Nationalmonopolen und durch vertikale Integration der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gekennzeichnet, handelt es sich heute bei den umstrukturierten Elektrizitätsmärkten um Wettbewerbsmärkte. Die durchgeführten Reformen strebten die Effizienzerhöhung der Stromversorgung, die Schaffung eines konkurrenzfähigen Marktes mit der möglichen Teilnahme vieler Akteure und die Marktöffnung zu Gunsten der Stromverbraucher an. Daraus abgeleitet ergaben sich verschiedene Marktmechanismen auf dem Strommarkt, um den Wettbewerb zu ermöglichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Neben dem Bestehen von langfristigen bilateralen Verträgen, die sowohl Stromanbietern beim Betrieb der Kraftwerke als auch Stromhändlern bei der Stromversorgung von Endkunden eine gewisse Sicherheit gewährleisten, wurden so genannte Spot- oder Poolmärkte geschaffen, die für die kurzfristige Effizienz der Stromversorgung sorgen.

Da Strom im wirtschaftlichen Maß nicht gespeichert werden kann, müssen Stromproduktion und –verbrauch gleichzeitig und mittels eines Transportsystems bzw. eines Netzes stattfinden. Dies führt wiederum dazu, dass sich die Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt als komplexer Vorgang erweist und schwankende Preise auftreten; demzufolge sehen sich Marktteilnehmer eines solchen Stromgroßhandelsmarktes der Volatilität der Strompreise gegenüber, die auf die Nicht-Speicherbarkeit des Stroms und auf die inelastische Stromnachfrage zurückzuführen ist und dementsprechend stärker als die Volatilität anderer gehandelter Waren oder Produkte ist.

Es hat sich herausgestellt, dass die Einführung von Finanzinstrumenten des Risikomanagements zur Effizienz der Transaktionen in der Elektrizitätswirtschaft beitragen dürfte. Ausgehend vom Handel am vorigen Tag am Stromgroßhandelsmarkt (day ahead market) und von langfristigen bilateralen Verträgen sind verschiedene Instrumente des Risikomanagements in die Elektrizitätswirtschaft eingeführt worden. Nennenswert sind die Erfahrungen in den skandinavischen Ländern (Nordpool/Eltermin), in Mitteleuropa (European Energy Exchange-EEX), in Australien (Sydney Futures Exchange), Neuseeland (New Zealand Futures Exchange) und in den USA (NYMEX, Chicago Board of Trade), wo sich Stromterminmärkte entwickelt haben.

Termingeschäfte unterscheiden sich nach der Existenz von Wahlrechten für eine der beiden Handelspartner; so kann von unbedingten Termingeschäften (Swaps, Forwards oder Futures) oder von bedingten Termingeschäften gesprochen werden (Optionen, Calls oder Floors). Eignen sich Forwards oder Futures, um das Preisrisiko des Strommarktes auf längere Sicht zu gewährleisten, stehen für die Verbesserung der kurzfristigen Effizienz der Strompreise eher Optionen zur Verfügung. Als Basis für ein Termingeschäft liegen Optionen auf die an einer Strombörse existierenden Strompreise zugrunde.

Kolumbien stellt ein bedeutendes Beispiel eines umstrukturierten Elektrizitätsmarktes dar, da die in Kolumbien durchgeführten Reformen den theoretischen Grundlagen einer Umstrukturierung eines leitungsgebundenen Systems entsprechen und von vielen als Beispiel einer erfolgreichen Umstrukturierung betrachtet werden. Die Reformen umfassten die wichtigsten Elemente, die von einer Öffnung des Strommarktes mit dem Ziel der Effizienzsteigerung empfohlen werden. Im Erzeugungsbereich bedeuteten die Reformen das Ende des zentralen Kraftwerkszubauplans und die schrittweise Liberalisierung des Stromangebots. Mit einem zunehmenden Anteil der Stromerzeugung durch private Erzeuger ist es mit den Reformen gelungen, den staatlichen Anteil in diesem Bereich zu beschränken, was einer Effizienzsteigerung zugute kommen dürfte.

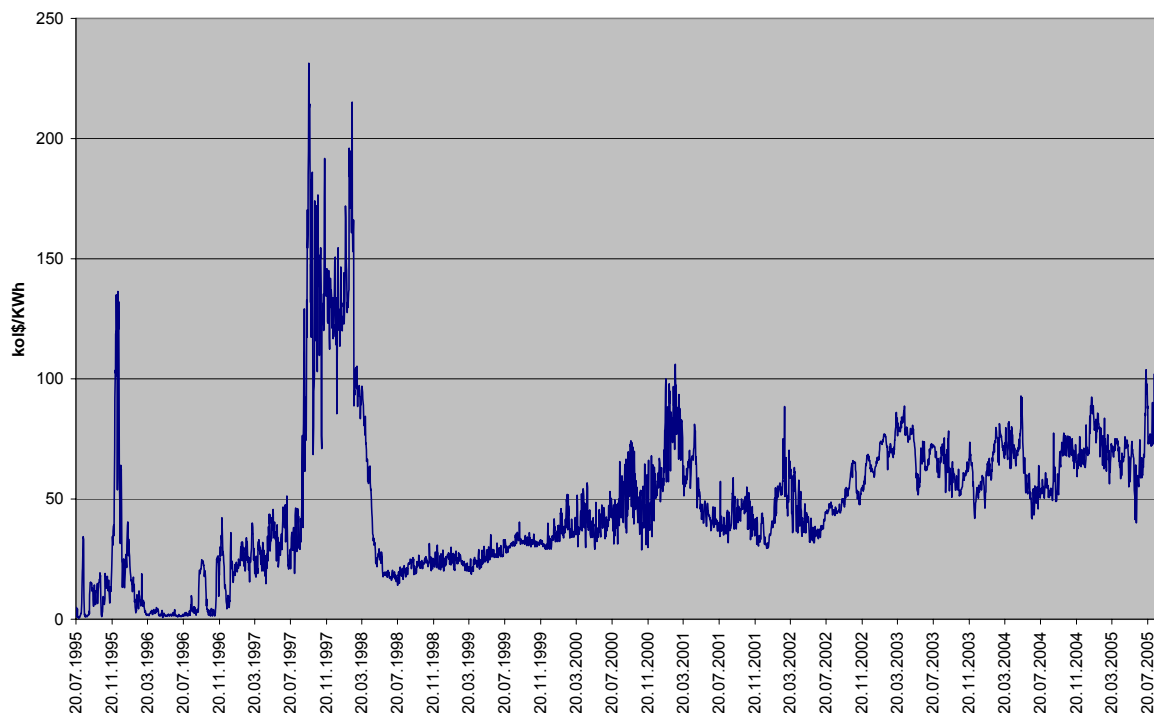


Bild 1: Entwicklung des Strompreises an der kolumbianischen Börse seit Beginn des Stromgroßhandelsmarktes

Obwohl die Schaffung von Wettbewerb eine verschärfte Konkurrenz mit sich gebracht hat, ist der Elektrizitätshandel in Kolumbien Preisschwankungen ausgesetzt. Bild 1 zeigt die Entwicklung des täglichen durchschnittlichen Strompreises am kolumbianischen Pool seit Beginn des Stromgroßhandelsmarktes. Dabei können starke Schwankungen der gehandelten Strompreise festgestellt werden. Zur Entwicklung des Stromgroßhandelsmarktes sollen einige Marktmechanismen zur Steuerung der Marktpreisrisiken beitragen. So könnten die Unsicherheiten am Strommarkt durch den Einsatz eines zielgerichteten Preisrisikomanagement durch Derivate auf der Basis des stochastischen Verhaltens des Strompreises verringert werden.

Geht man von Ineffizienz und Unvollkommenheit der Stromgroßhandelsmärkte aus, so sind diese Märkte durch Illiquiditäten gekennzeichnet, die wiederum dazu führen, dass die Strompreise die Grenzkosten der Stromproduktion nicht richtig widerspiegeln und dementsprechend keine Konvergenz zwischen den Strompreisen und den Preisen der zur Strombereitstellung angewendeten Primärenergieträger stattfindet. Der große Anteil der Wasserkraftwerke an der gesamten Stromproduktion führt im kolumbianischen Fall außerdem dazu, dass Schwankungen bei den Strompreisen eintreten. Gleichzeitig sorgen die Wasserkraftwerke für eine gewisse Risikominderung, indem sie zur Deckung der Grundlast im kolumbianischen Verbundsystem beitragen. Aus diesem Fragenkomplex ergibt sich die Notwendigkeit, die Entwicklungen der Strompreise genau zu untersuchen und Preisrisiko mindernde Maßnahmen zu treffen.

Strompreise werden vor allem folgende Eigenschaften unterstellt: Mean-Reversion, Saisonalitäten, Nicht-Negativität, preisabhängige oder nicht konstante Volatilität und das Vorhandensein von extrem hohen Werten. Unter Mean-Reversion wird das Verhalten der Strompreise verstanden, die um ein langfristiges Gleichgewicht schwanken und kurzfristige Ausschläge zeigen. Dieses auch bei Rohstoffen zu beobachtende Verhalten lässt sich durch die Betrachtung der Preisunter- und Preisobergrenzen erklären. Unter bestimmten Voraussetzungen ist es für einen Kraftwerksbetreiber günstiger, ein Kraftwerk zu betreiben und den erzeugten Strom für einen Preis gleich Null abzugeben, als das Kraftwerk herunterzufahren; von daher besteht mittelfristig keine Preisuntergrenze für Strom. Mittelfristig gesehen entspricht die Preisuntergrenze den variablen Kosten der Stromerzeugung, während aus langfristiger Sicht die Preisuntergrenze die Vollkosten der Stromerzeugung widerspiegelt. Das bedeutet, dass auf längerer Sicht die gewinnbaren Strompreise neue Kraftwerksinvestitionen ermöglichen müssen. Auf der anderen Seite kann ausgeführt werden, dass kurzfristig die Preisobergrenze sehr hoch ist. Aufgrund der kurzfristig inelastischen Stromnachfrage gibt die Preisobergrenze die vermiedenen Schäden einer Produktionsunterbrechung wieder. Langfristig ist eine Preisobergrenze bei den Kosten von Transportleitungen zum Stromimport aus Regionen geringerer Preise oder bei den Substitutionskosten des Stromverbrauchs durch andere Energieträger anzusehen.

Was die Saisonalitäten anbelangt, unterliegen Strompreise Tages-, Wochen-, oder Jahreschwankungen. Diese Schwankungen sind durch prognostizierbare Komponenten der Strompreise bedingt. Die Nicht-Negativität-Eigenschaft bedeutet, dass nur positive Strompreise auftreten. Bei der Volatilität handelt es sich um die Abweichung der relativen Preisänderung. Unterstellt man eine konstante Preisvolatilität der Strompreise so kommen Modelle in Frage, die sich auf den Value-at-Risk-Ansatz oder auf konventionelle Optionsbewertungsansätze stützen. Diese Annahme trifft im Fall der Spotmärkte nicht zu. Das lässt sich auf die Lastverhalten in Strommärkten zurückführen: gleiche Lastveränderungen in unterschiedlichen Tageszeiten führen zu unterschiedlichen Preisveränderungen. Daher kann man sowohl von preis- als auch von saisonabhängigen Volatilitäten bei den Strommärkten ausgehen. Plötzliche und extrem hohe Strompreisanstiege verursachen ein kurzfristiges Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage, denen nach kurzer Zeit eine Gegenbewegung folgt, die die Strompreise wieder in der Nähe des Ausgangsniveaus bringt. Verfügt ein Netzsystem über eine schwache Netzinfrastruktur, die etwa den Stromimport verhindert, so kann es häufig zu solchen Preisbewegungen kommen. Sie können auch auftreten, wenn aufgrund der Marktstruktur ein einziger Stromanbieter in der Lage ist, in Zeiten hoher Nachfrage und hoher Kraftwerksauslastung die Strommarktpreise durch eine Angebotsverknappung zu beeinflussen.

Es ist in diesem Vorhaben geplant, einen Ansatz zur Übertragung der aus Finanz- und Warenmärkten bekannten Methoden von Termingeschäften auf den kolumbianischen Stromgroßhandelsmarkt zu entwickeln. Zur Anwendung dieser Methoden ist die Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten des Strommarktes für die Strompreisbildung erforderlich. Aus diesem Grund müssen zuerst die auf die Strompreise wirkenden Einflussfaktoren für das Risikomanagement identifiziert werden. Schließlich sollten die Eigenschaften der sich an Strommärkten bildenden Preise untersucht werden. Für die Analysen stehen die Stundenpreise des kolumbianischen Pools seit Beginn des Stromgroßhandelsmarktes am 20.07.1995 bis zum 31.08.2005 zur Verfügung.

Um das stochastische Verhalten der Strompreise zu beurteilen, können verschiedene Modelle unter Berücksichtigung der oben ausgeführten Eigenschaften der Strompreise betrachtet werden. Dabei bietet sich vor allem ein so genanntes Jump-Difusion-Modell an, welches sowohl der Mean-Reversion-Annahme der Strompreise als auch dem Auftreten extrem hoher Werte Rechnung trägt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Schwankungen vom langfristigen Gleichgewicht durch unerwartete Volatilität, das Miteinbeziehen der Stunden-, Tages-, oder Jahresschwankungen und das Eintreten extrem hoher Werte bedingt sind.

Die Charakterisierung der Strompreise muss in einem nächsten Schritt dazu dienen, den Wert zu bestimmen, der einem Handel mit Stromoptionen auf dem kolumbianischen Stromgroßhandelsmarkt zugrunde liegen kann. Ein solcher Optionsmarkt soll nicht nur für Stromhändler sondern auch für Stromanbieter von Interesse sein. Es kann in diesem Zusammen-

hang davon ausgegangen werden, dass das Ein- bzw. Ausschalten eigener Stromkapazitäten seitens eines Stromanbieters dem An- bzw. Verkauf einer Option auf dem Optionsmarkt entsprechen darf. Stellen die zugrunde liegenden Strompreise eines Optionsgeschäfts eine Mean-Reversion-Funktion dar, so bietet sich zur Einschätzung der Optionswerte der so genannte Black Scholes-Ansatz an. In diesem Fall eignet sich die Ableitung der Optionswerte aus den Spotpreisen, um am Beispiel Kolumbiens einen Optionsmarkt auf der Basis des am Pool gehandelten Strompreises zu entwickeln.

Dr. Yezid Orlando Pérez Alemán.

Dieses Forschungsvorhaben wurde dank eines vom Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) geförderten Forschungsaufenthalts an der Universität Dortmund ermöglicht.

4.2 Erneuerbare Energien in Chile – Rahmenbedingungen für die Netzintegration dezentraler Energieumwandlungsanlagen in Chile im Vergleich zu Deutschland

Mit dem “Ley Corta”, das im März 2004 vom chilenischen Abgeordnetenhaus verabschiedet wurde, sind unter anderem die grundlegenden Rahmenbedingungen für die Einbindung und Nutzung von DEA in das chilenische Elektrizitätsnetz gelegt worden. Dieses Gesetz soll zum einen die bestehenden Barrieren für den Zugang von DEA zum chilenischen Energieversorgungsnetz abbauen und zum anderen eine Bevorzugung von erneuerbaren Energien und nicht-konventionellen Energieträgern (EE) ermöglichen. Im Gegensatz zu den in Deutschland eingesetzten Anlagen vornehmlich kleinerer Größe im Kilowattbereich werden in Chile vor allem kleinere Laufwasserkraftwerke und Biomasseanlagen mit Leistungen im unteren Megawattbereich erwartet, die an die Mittelspannungsebene angebunden werden. Das Gesetz umfasst im Hinblick auf die Einbindung von DEA im Wesentlichen die folgenden Punkte:

1. DEA beliebiger Größe erhalten Zugang zum Spotmarkt, auf dem sie ihre Energie zu Marginalkosten und ihre “excedentes” (Überschüsse) an Leistung zum Knotenleistungspreis verkaufen dürfen. Darüber hinaus soll für DEA bis 9 MW die Vergütung stabilisiert und gesichert werden.
2. Es besteht von Seiten der Netzbetreiber, insbesondere der Verteilnetzbetreiber, die Anschlusspflicht von DEA an den jeweiligen Netzbereich.
3. DEA, die regenerative oder nicht-konventionelle Energiequellen nutzen, werden bis zu einer Größe von 9 MW vollständig und bis 20 MW teilweise von den Netznutzungsgebühren befreit. Zu diesen DEA gehören Windkraft, Photovoltaik, Gezeiten-

kraftwerke, Biomasse, kleine Wasserkraftwerke und weitere durch die Nationale Energiekommission (CNE) definierte Energiequellen.

- Die Befreiung von den Netznutzungsgebühren nach Punkt 3 wird nur bis zu einem maximalen Leistungsanteil von 5 % an der maximalen Netzlast gewährt. Überschreitet die installierte Leistung aller DEA mit regenerativen oder nicht-konventionellen Energieträgern diese Grenze, so muss jede Einheit – auch die unter 9 MW – anteilig Netznutzungsgebühren bezahlen.

Diese Regelungen treten jedoch erst dann in Kraft, wenn zu jedem der vier Punkte und zu den weiteren, von der CNE als klärungsbedürftig identifizierten Punkten, die notwendigen Richtlinien, Normen und Verfahren existieren.

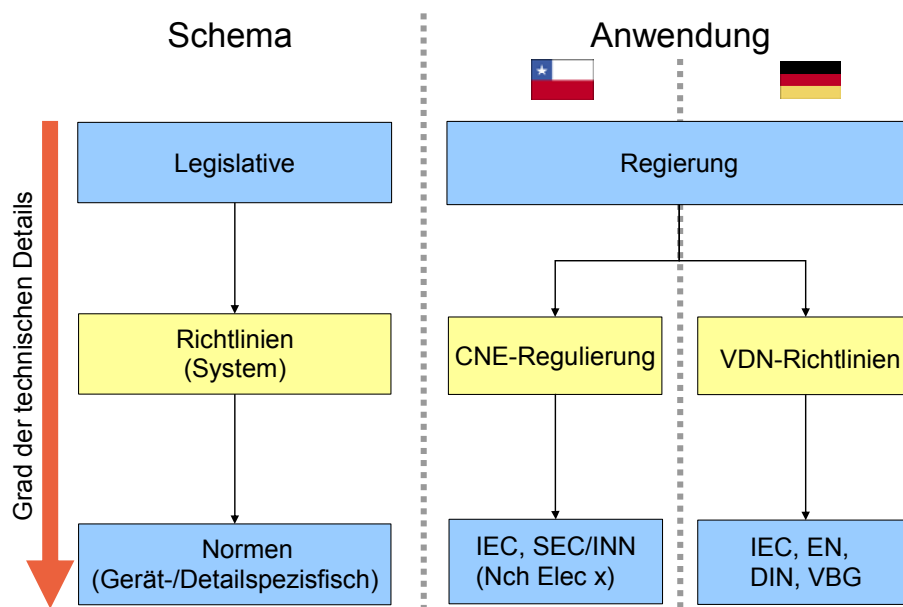


Bild 2: Aufbau des Regulatoriums in Chile und Deutschland

In enger Kooperation mit dem Departamento de Ingeniería Eléctrica der Universidad de Chile wurden in einer Studie vergleichend für Deutschland und Chile das Regelwerk, notwendige Normen und Standards erfasst, sowie die Ausarbeitung und Implementierung der technischen, wirtschaftlichen und marktorientierten Berechnungsmethoden zusammengestellt (Bild 2). Hierbei konnten Gemeinsamkeiten identifiziert werden. So werden die chilenischen Pendanten zu den VDN-Richtlinien durch die Comisión Nacional d'Energía (CNE) herausgegeben, während die detaillierten Normen durch das Instituto Nacional de Normalización (INN) erstellt und deren Einhaltung durch die Superintendencia Electricidad y Combustibles (SEC) überwacht wird.

Das Projekt unterstützt die Arbeiten der Fundación para la Transferencia Tecnológica der Universidad de Chile in Santiago de Chile, die im Rahmen des Projekts „Antecedentes Técnicos Relacionados con la Operación de Pequeñas Centrales de Generación Conectadas

a Red” durchgeführt werden. Damit leistet es einen aktiven Beitrag, dass nicht-konventionelle EE zunehmende Bedeutung für eine nachhaltige Stromversorgung in Chile erlangen.

Insbesondere bezüglich der Netzintegration von DEA wurden in Deutschland bereits umfangreiche Erfahrungen gesammelt. Ausgehend hiervon wurde untersucht, welche Rahmenbedingungen in Chile getroffen werden müssen, um DEA insbesondere aus EE in großem Umfang einführen zu können. Die technischen, wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen für den Einsatz und die Nutzung von DEA wurden aufgezeigt sowie eine Charakterisierung verschiedener Arten von EE mit Vergleich der Potenziale in Deutschland und Chile vorgenommen.

Eine wesentliche Grundlage für die Erstellung der Richtlinien und Normen sind die vorhandenen Netzstrukturen. Die unterschiedlichen Netzstrukturen in Deutschland und Chile wurden im Rahmen des Projektes dargestellt und beispielhaft ein Netzbezirk in Deutschland und Chile verglichen. Während eines Aufenthaltes der Mitarbeiter der Universität Dortmund in Chile im Dezember 2004 wurden die Genehmigungsverfahren und Anschlussbedingungen bearbeitet. Als Arbeitsgrundlage wurden die deutschen Richtlinien „TransmissionCode2003“, „DistributionCode2003“, „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ und „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“, sowie bereits existierende chilenische Normen und Richtlinien berücksichtigt.

Anhand von dynamischen Simulationen wurde in einem weiteren Schritt untersucht, welche Arten von DEA aus technischer und wirtschaftlicher Sicht für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen infrage kommen. Daraus werden Empfehlungen abgeleitet, wie die Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch DEA zukünftig geregelt und abgerechnet werden kann.

Zur abschließenden Präsentation der Projektergebnisse wurde am 26. April 2005 ein Seminar „Analyse des Regulatoriums und der Normen zur Integration von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in die nationalen Elektrizitätssysteme“ in Santiago de Chile veranstaltet. Dabei wurden die wichtigsten Ergebnisse der CNE und dem Projektträger Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) sowie einem interessierten Publikum vorgestellt und diskutiert.

Die wesentlichen Ziele des Seminars lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Vorstellung des gesetzlichen Rahmens der erneuerbaren Energien
- Präsentation des Beitrags des deutschen Expertenteams am Projekt (CNE-GTZ)
- Erläuterung der deutsch-chilenischen Normungsarbeit

- Vorstellung eines chilenischen Richtlinienentwurfs zum Anschluss von DEA an das Mittelspannungsnetz
- Entwurf eines Vorschlag zur Einbindung von DEA in den chilenischen Markt
- Erläuterung der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland

E. Hauptmeier, W. Horenkamp, H. Neumann

Das Vorhaben wurde durch die Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit GmbH gefördert.

4.3 Leistungsverluste durch Spannungsunsymmetrie in Niederspannungsnetzen, Vergleich Russland - Deutschland

Die wesentlichen Merkmale der Spannung am Übergabepunkt zum Kunden in öffentlichen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen werden in der Europäischen Norm EN 50160 beschrieben. Die entsprechende Norm für die GUS-Staaten ist die GOST 13109-97. Diese beiden Normen beschreiben die wichtigsten Merkmale der Spannungsqualität (Frequenzabweichungen, Oberschwingungen, Flicker, Spannungseinbrüche, Spannungssymmetrie, etc.). Ein Vergleich beider Normen zeigt, dass die Grenzwerte nur unwesentlich voneinander abweichen. Nichts desto trotz weisen die elektrischen Verteilnetze, insbesondere die Niederspannungsnetze in Deutschland und Russland wesentliche Unterschiede auf:

- Die meisten Verteilnetze Russlands sind für eine geringe Abnahmedichte ausgelegt, so dass die Länge der von den Umspannstationen abgehenden Leitungslängen häufig mehrere Kilometer beträgt. Im Gegensatz dazu ist die Abnahmedichte in Deutschland in der Regel wesentlich höher, dementsprechend sind die mittleren Leitungslängen entsprechend kürzer.
- Während in Deutschland die Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze dreiphasig ausgeführt sind, wird in Russland eine große Anzahl der Verbraucher (insbesondere private Haushalte) über einphasige Abzweigungen gespeist, was insbesondere für ländliche 0,38 kV-Verteilnetze charakteristisch ist.

Daher ergeben sich Unterschiede u.a. hinsichtlich der Einschätzung eines nicht symmetrischen Betriebs.

Nach der GOST 13109-97 wird die Unsymmetrie eines dreiphasigen Systems durch die Unsymmetriekoeffizienten der Gegenspannung K_{-u} und der Nullspannung K_{0u} beschrieben:

$$K_{-U_i} = \frac{U_{-(1)_i}}{U_{+(1)_i}} \cdot 100$$

$$K_{0U_i} = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{0(1)_i}}{U_{+(1)_i}} \cdot 100$$

mit $U_{-(1)_i}$, $U_{0(1)_i}$, $U_{+(1)_i}$ - den Effektivwerten der Spannungen des Gegen-, Null- bzw. des Mitsystems der Grundfrequenz eines dreiphasigen Spannungssystems.

Nach der GOST 13109-97 müssen die Werte der Koeffizienten K_{+U_i} und K_{0U_i} in 95 % des Tagesbedarfs - 2 % und nur 5 % der Zeit einen Wert bis maximal 4 % betragen. Analog dazu ist in der EN 50160 festgelegt, dass unter normalen Betriebsbedingungen der 10-Minuten-Mittelwert des Effektivwertes der Gegensystemkomponente 2 % der entsprechenden Mitsystemkomponente bei 95 % (für 8 Stunden in der Woche gibt es keine Grenzwerte) der Messwerte eines Wochenintervalls nicht überschreiten darf. Die Obergrenze ist, im Vergleich zum russischen Standard, etwas niedriger ausgelegt. Eine Ausnahme bildet der Koeffizient K_{0U_i} , da hinsichtlich der Grenzwerte der Nullspannung in der EN 50160 keine Angaben gemacht werden.

Im Allgemeinen kann der Koeffizient der Leistungsverluste für einen Abschnitt des Drehstromniederspannungsnetzes mit einem Nullleiter bei einer unsymmetrischen Belastung auf folgende Weise bestimmt werden:

$$K_p = 1 + K_{-i}^2 + K_{0i}^2 \cdot \left(1 + \frac{3R_N}{R_{Ph}}\right) = 1 + K_{-i}^2 + K_{0i}^2 \cdot \frac{R_0}{R_+}$$

Hiernach werden die zusätzlichen Leistungsverluste durch die Unsymmetriekoeffizienten der Gegenstromkomponente K_{-i} und der Nullströme K_{0i} sowie die Nulleiter- und Phasenwiderstände R_N, R_{Ph} im symmetrischen Betrieb bzw. R_0, R_+ die Wirkwiderstände des Null- bzw. des Mitsystems des Netzabschnittes bestimmt. Bei identischen Querschnitten des Null- und der Außenleiter der 0,38kV-Freileitung beträgt das Verhältnis $R_0/R_+ = 4$. In diesem Fall besitzt der Koeffizient des Nullsystems K_{0i} einen wesentlich größeren Einfluss auf den Koeffizienten der Leistungsverluste K_p , als der Koeffizient der Gegenkomponente. Erst ab $K_{-i} > 0,3$ erreicht der Einfluss der Gegenkomponente auf K_p eine nennenswerte Höhe.

Die zusätzlichen durch Stromunsymmetrie verursachten Leistungsverluste in einem aus n-Elementen bestehendem Netzabschnitt, ergeben sich zu:

$$\Delta P = \sum_{j=1}^n K_{pj} \cdot \Delta P_{+j}$$

mit ΔP_{+j} dem Leistungsverlust und K_{pj} dem Verlustkoeffizient des j-ten Netzelements.

Exemplarisch wurde die Strom- und Spannungsunsymmetrie im Niederspannungsnetz für Russland und Deutschland untersucht. Eine, von einer Umspannstation abgehende Übertragungsleitung mit einer Länge von 800 m und einer Transformatorleistung von 630 kVA wurde untersucht, wobei die Messungen entsprechend den Forderungen nach GOST 13109-97 bzw. EN 50160 durchgeführt wurden. Auf der Basis von Messungen wurden die Koeffizienten der Spannungsunsymmetrie und der zusätzlichen Leistungsverluste bestimmt.

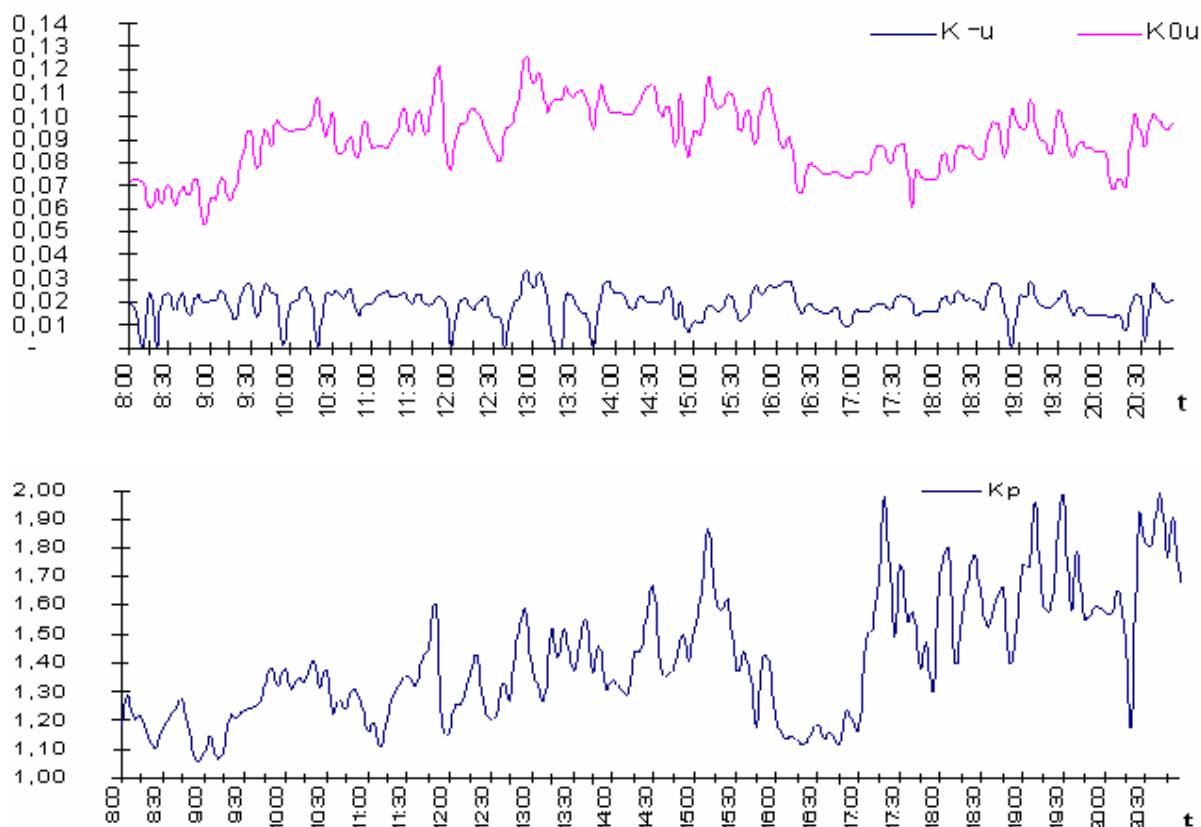


Bild 3: Koeffizienten der Spannungsunsymmetrie und der zusätzlichen Leistungsverluste für einen Leitungsabschnitt eines 0.38kV-Verteilnetzes in Russland

Die Analyse des russischen Systems hat gezeigt, dass hier die Werte der Gegenspannungen K_{-U_i} den Standardanforderungen der GOST-Norm entsprechen. Der Wert der Nullspannung K_{0U_i} hingegen überschreitet erheblich die Grenzwerte der GOST 13109-97. Der Mittelwert im Messzeitraum betrug 9,5%, was dem Fünffachen des vorgeschriebenen Durchschnitts-

werts und mehr als dem Doppelten des Maximalwerts entspricht. Der Mittelwert der zusätzlichen Leistungsverluste im Messzeitraum beträgt 41%. Das heißt, dass durch die Unsymmetrie die Leistungsverluste um mehr als das 1,4-Fache höher sind als bei einem symmetrischen Betrieb. Wie dem Bild 3 entnommen werden kann, werden die maximalen Werte (um 90%) in den Abendstunden erreicht, d.h. wenn viele einphasig angeschlossene Haushaltsverbraucher betrieben werden.

Die in Deutschland durchgeführte Messung an einem Abgang einer 10/0,4-kV Ortsnetzstation zeigt, dass für den untersuchten Zeitraum in 100 % der 10 Minuten-Zeitintervalle keine Grenzwertüberschreitungen auftraten. Der mittlere Wert der Gegenspannung lag bei 0,25%, und der Wert der Nullspannung 0,81 %. Allerdings lassen die vorläufigen Untersuchungen vermuten, dass bedingt durch Unsymmetrien der Ströme auch in den deutschen Nieder- und Mittelspannungsnetzen Leistungsverluste in nennenswerter Höhe existieren. Die exakte Bezifferung dieser zusätzlichen Verluste bedarf jedoch zusätzlicher Messungen und weiterführender Untersuchungen.

Prof. Dr.-Ing. I. Naumov (ESEE Irkutsk State Technical University), W. Horenkamp, W. Schulz

4.4 Asset Management von Verteilungsnetzen – Komponentenverhalten und Analyse des Kostenrisikos

Der durch die Liberalisierung des Strommarktes hervorgerufene Kostendruck motiviert die Netzbetreiber weiterhin, Einsparpotenziale in ihren Verteilungsnetzen zu erschließen. Dieses Potenzial wird nicht zuletzt in den durch Instandhaltung und Erneuerung verursachten Kosten vermutet, zumal erstere unmittelbar in voller Höhe kostenwirksam sind. Da gleichzeitig die Versorgungsqualität seitens der Kunden wie der Regulierungsbehörde beobachtet wird und langfristig im Rahmen einer Anreizregulierung selbst direkter Bestandteil des Regulierungssystems werden kann, darf der Netzbetreiber nicht einseitig nur die Kosten betrachten, sondern muss auch die Versorgungszuverlässigkeit als wesentlichen Aspekt der Versorgungsqualität beachten.

Eine gesicherte Erschließung von Einsparpotenzialen kann jedoch nur gelingen, wenn die Auswirkungen unterschiedlicher Strategien quantitativ bewertbar sind. Dies setzt Prognosemodelle voraus, die das Störungs- und Schadensaufkommen der Betriebsmittel bei zunehmendem Betriebsmittelalter bzw. reduzierter Instandhaltung beschreiben. Diese Modelle können dann im Rahmen des Asset Managements vom Netzbetreiber Verwendung finden.

Besondere Bedeutung erhalten diese Modelle im Hinblick auf typische Altersstrukturen der Verteilungsnetze in Deutschland, da ein Großteil der vorhandenen Betriebsmittel innerhalb der nächsten 5 bis 15 Jahre das Ende der ursprünglich vorgesehenen Lebensdauer erreicht.

Obwohl die in den letzten Jahren entwickelten Verfahren zur Simulation des eigenen Betriebsmittelbestandes hinsichtlich Kosten und Zuverlässigkeit an Bedeutung im praktischen Einsatz bei den Unternehmen gewinnen, existieren solche auf belastbarer Datenbasis beruhenden Modelle derzeit noch nicht in ausreichendem Maße. Es fehlen geeignete Statistiken, da diese nicht unternehmensübergreifend geführt worden sind. Gerade kleine und mittlere Unternehmen weisen die für statistisch gesicherte Ergebnisse notwendige Grundgesamtheit an Betriebsmitteln nicht im eigenen Netz auf.

Im vorliegenden Projekt wurde untersucht, ob und auf welche Weise mit welchem Aufwand derartige Statistiken geführt werden können und ob sich daraus belastbare Aussagen zur Eignung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien ableiten lassen. Diese Fragestellung kann naturgemäß nur mit Aufzeichnungen und Expertenwissen aus der unmittelbaren Praxis angegangen werden. Vorhandenes Wissen bei Forschungseinrichtungen sowie existierende Methodiken bei Dienstleistungsunternehmen ermöglichen hingegen die zweckvolle Nutzung der zur Verfügung stehenden Daten. Zur Nutzung von Ressourcen aus den genannten Bereichen haben neben dem Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft folgende Partner an dem Projekt mitgearbeitet:

Netzbetreiber:

- EAM Energie AG
- E.ON Bayern AG
- envia Mitteldeutsche Energie AG
- RheinEnergie AG
- HEAG Südhessische Energie AG
- Lechwerke AG
- MVV Energie AG
- RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH
- RWE Transportnetz Strom GmbH
- Stadtwerke Duisburg AG
- swb Norvia GmbH & Co. KG
- SWM-Infrastruktur-GmbH
- Überlandwerk Groß-Gerau GmbH

Dienstleistungsunternehmen:

- IDS Gesellschaft für Informations-, Datenübertragungs- und Steuerungssysteme mbH
- SAG Energieversorgungslösungen GmbH

Forschungseinrichtungen:

- FGH e.V. Mannheim
- RWTH Aachen
- TU Darmstadt
- Universität Hannover, Schering Institut

An der Datenerfassung nahmen 12 Netzbetreiber teil. HEAG Südthessische Energie AG hatte nur beratende Funktion und lieferte keine Schadensdaten.

Kernaufgaben des Projektes waren die Festlegung eines geeigneten Erfassungsschemas für die vorliegenden Aufgaben des Asset Managements sowie das Sammeln ausreichender Daten und deren Auswertung. Die beispielhafte Anwendung der Auswertungsergebnisse zeigt den Nutzen der Statistik und zeichnet einen Weg für deren Verwendung innerhalb einer Methodik für das Asset Management vor.

Die Erfassung der auftretenden Schäden nach den Merkmalen Schadensursache, Anlass der Schadensmeldung, Schadensauswirkungen usw. erlaubt bereits Rückschlüsse auf die Wirksamkeit der jeweils praktizierten Instandhaltung. Die Ableitung von Modellen zur Beschreibung des Schadensaufkommens bei veränderten Strategien erforderte im Rahmen dieses Projektes unter der Einbeziehung von Erfahrungswerten geeignete Modellannahmen.

Obwohl vorwiegend auf das Asset Management ausgerichtet, lassen sich aus einer derartigen Statistik auch Kenndaten zur Beschreibung der Komponentenzuverlässigkeit für Verfahren zur probabilistischen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit ableiten. Dazu werden die vorhandenen Schadensmerkmale für die Zuordnung der im Rahmen derartiger Berechnungen verwendeten Ausfallmodelle geeignet kombiniert. Für die Zukunft wünschenswert ist jedoch eine direkte Zuordnung eines Schadens mit Störung zu einem Ausfallmodell, wie sie in direkt für diesen Zweck definierten Statistiken wie der VDN-Störungsstatistik erfolgt.

Im Rahmen des Projektes wurden für weitergehende Berechnungen wertvolle Angaben zu den mit Schäden verbundenen Maßnahme- und Folgekosten ermittelt. Wenn auch im Projekt nicht direkt verwendet, erlauben die ermittelten Kostenverteilungen ein probabilistisches Risikomanagement bei der Strategiebewertung. Die erarbeiteten Auswerte- und Bewertungsverfahren wurden erfolgreich getestet. Bei umfangreicherer Datenbasis besteht aufgrund der erweiterten Auswertemöglichkeiten jedoch noch Anpassungsbedarf. Die An-

wendung der ermittelten Ergebnisse auf realitätsnahe Netze in der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung und der Kostenbewertung zeigen deutlich, dass ein Verzicht oder die Reduktion von Instandhaltungsmaßnahmen und die Ausdehnung der heute üblichen Nutzungsdauern erhebliche Verschlechterungen der kundenbezogenen Versorgungszuverlässigkeit zur Folge haben. Außerdem wird deutlich, dass eine Bewertung alternativer Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien nicht nur im Hinblick auf die Kosten- oder Zuverlässigkeitsseite erfolgen darf, sondern stets beide Aspekte gleichermaßen in die Bewertung einbezogen werden müssen.

Die intensiven Diskussionen mit den Projektpartnern während des Projektablaufes haben Bedarf und Interesse an fortführenden Arbeiten deutlich gemacht. Es zeichnet sich ab, dass durch dieses Projekt mehr Netzbetreiber die Notwendigkeit erkennen, eine umfangreiche, an den Anforderungen des Asset Managements orientierte Statistik zu führen. Beispielsweise konnten im Rahmen des Projektes nur zwei Netzbetreiber Daten zu Schäden ohne Störungen liefern, die jedoch zur Abschätzung des Verhaltens bei veränderten Strategien unabdingbar sind.

Wie bei allen auf Statistiken aufbauenden Ergebnissen hängt deren Belastbarkeit in erster Linie von der Qualität und Quantität der erfassten Daten ab. Auch wenn die prinzipielle Vorgehensweise für das Asset Management und direkt in der Praxis verwendbare Ergebnisse auf Basis dieses Projektes aufgezeigt werden konnten, ist eine Erweiterung der Datenbasis anzustreben. Zudem würden dadurch die abgeleiteten Alterungsmodelle belastbarer. Es ergeben sich über die Projektergebnisse hinaus noch weitere Fragestellungen:

- Welchen Einfluss haben Instandhaltungsstrategien und Instandhaltungshistorie?
- Wo ergeben sich Abhängigkeiten von unterschiedlichen Netzeigenschaften?
- Wo ergeben sich Abhängigkeiten von unterschiedlichen Konstruktionstypen (z.B. Löschmedien bei Leistungsschaltern)?
- Welchen Einfluss hat die Beanspruchung der Betriebsmittel?

Im Rahmen des Projektes konnten umfangreiche Erfahrungen zur Erfassung, Erschließung und Auswertung von Schadensdaten gesammelt werden. Grenzen der bisherigen Dokumentation bei den Netzbetreibern aber auch im Rahmen der Interpretation der Daten auftretende mit dem vorliegenden Detaillierungsgrad des Datenmaterials nicht beantwortbare Fragestellungen weisen auf ein Verbesserungspotenzial hin.

Neben der Quantität der Daten ist auch eine weitere Detaillierung sinnvoll. Beispielsweise ist eine genaue Definition und Zuordnung der praktizierten Instandhaltungsstrategien erfor-

derlich, da sich die Maßnahmeninhalte bei gleicher Bezeichnung wie etwa Revision und damit die Wirkung auf das Störungsgeschehen erheblich unterscheiden können.

Ingo Jürgens

Dieses Netzwerkprojekt wird gefördert durch die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF).

4.5 Risikoorientiertes Asset Management in der Energieversorgung

Die Öffnung des Strommarktes und die damit einhergehende Wettbewerbssituation haben dazu geführt, dass mögliche Kosteneinsparpotentiale für den Energieversorger noch stärker in den Vordergrund rücken. Einen besonderen Stellenwert nimmt dabei der Bereich Erneuerung und Instandhaltung im Rahmen des Asset Management ein. Der Begriff des Asset Management umfasst hier „die ganzheitliche Bewirtschaftung des Anlagenparks eines Energieversorgers über seine gesamte Lebensdauer zur Erreichung einer dauerhaft angemessenen Anlagenrendite unter Aufrechterhaltung definierter Service- und Sicherheitsstandards“. Er beschreibt damit das Spannungsfeld zwischen Kostenoptimierung und Sicherung bestimmter Qualitätsstandards.

Um neben einer kostenoptimalen Strategie auch die Abschätzung möglicher Risiken vornehmen zu können, empfiehlt sich die Einführung eines Risikomanagements, das im Wesentlichen zum Ziel hat, zu erwartende Risiken in Abhängigkeit der aktuellen Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie abzubilden. Dabei sollen die zur Verfügung stehenden Mittel so eingesetzt werden, dass unter gegebenen Randbedingungen ein minimales Gesamtrisiko erzielt wird. Die benötigten Eingangsdaten lassen sich in drei Bereiche unterteilen:

1. Modellierung des Betriebsmittelzustandes
2. Modellierung der Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen
3. Eingliederung der einzelnen Betriebsmittel in die Netztopologie unter Berücksichtigung vorhandener Schutz- und Redundanzkonzepte

Die Modellierung des Betriebsmittelzustandes erlaubt Rückschlüsse auf zu erwartende Ausfallraten, die schließlich die Eintrittswahrscheinlichkeit des Risikos „Versorgungsunterbrechung“ darstellen. Um den aktuellen Betriebsmittelzustand abbilden zu können, ist die Anwendung mehrerer Verfahren denkbar. Insbesondere bei großen Betriebsmittelkollektiven, wie sie in Verteilnetzen zu finden sind, ist die Modellierung der Zustände in Abhängigkeit des Alters und der Instandhaltungshistorie sinnvoll. Zur Parametrierung solcher Mo-

delle ist neben der momentanen Altersstruktur und den in der Vergangenheit durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen eine umfangreiche Störungsstatistik nötig. Mit Hilfe statistischer Schätzverfahren ist auf der Grundlage dieser Eingangsdaten dann eine Entwicklung von betriebsmittelspezifischen Lebenszyklus-Modellen möglich, die im Allgemeinen auf Normal- oder Exponentialverteilungen beruhen. Exemplarisch ist in Bild 4 ein Alterungsmodell dargestellt, das mittels einer Verteilungsdichtefunktion die Ausfallrate von 10-kV-Leistungsschaltern beschreibt.

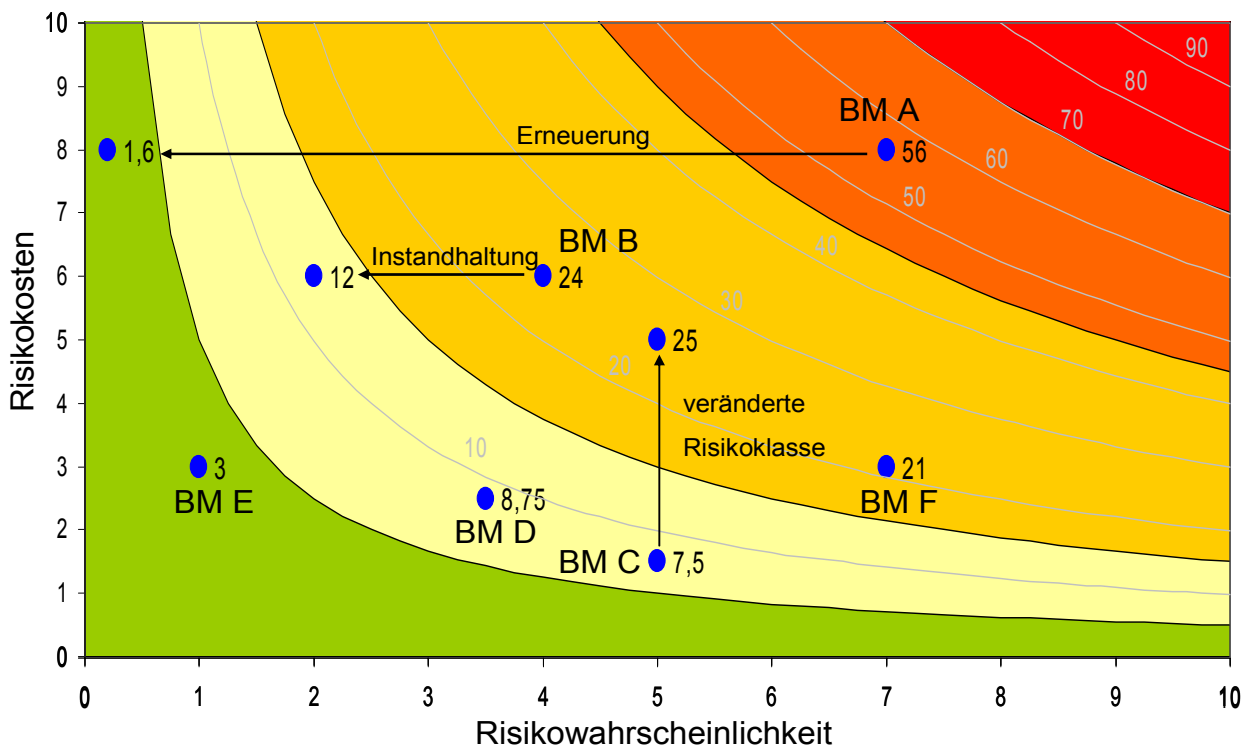


Bild 4: Riskmap am Beispiel von Leistungsschaltern

Neben der Darstellung der momentanen Risikosituation kann mittels der Riskmap auch der Einfluss von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen sowie veränderten Versorgungsbedingungen abgebildet werden. Beispielsweise führt eine Erneuerung des Betriebsmittels A mit dem aktuellen Risiko 56 dazu, dass das Risiko auf den Wert 1,6 sinkt. Eine Instandhaltung des Betriebsmittels B halbiert das Risiko hier auf 12. In beiden Fällen wird die Risikoreduktion durch ein Absenken der Ausfallwahrscheinlichkeit erreicht (vgl. Bild 4), wobei die Risikokosten konstant bleiben. Ändert sich die Versorgungssituation z.B. durch die Zuordnung der von einem Leistungsschalter versorgten Kunden in eine höher Risikoklasse, so bleibt zwar die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls konstant aber die Defizitkosten steigen an. Dieser Fall ist am Beispiel des Betriebsmittels C dargestellt.

Die Schlüsselaufgabe im Rahmen des Asset Management besteht hier darin, ein festes Budget so einzusetzen, dass das Gesamtrisiko aller m Betriebsmittel minimal wird. Die möglichen Maßnahmen sind:

1. Erneuerung des Betriebsmittels
2. Instandhaltung des Betriebsmittels
3. keine Maßnahme

Es ist folglich sinnvoll, die Aufteilung der Mittel in einem Optimierungsproblem abzubilden. Die zugehörige Zielfunktion ergibt sich damit zu

$$\min_{p,k} \sum_{n=1}^m R_n$$

Zu berücksichtigen ist die Unterschreitung einer maximalen Ausfallrate p_{max} eines jeden Betriebsmittels zur Sicherstellung eines definierten Zuverlässigkeitsniveaus. Damit ergibt sich die erste Nebenbedingung mit:

$$p_n \leq p_{max} \quad \text{für alle } m \text{ Betriebsmittel}$$

Die Einhaltung eines maximalen Budgets B für Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen wird in einer weiteren Nebenbedingung abgebildet:

$$\sum_{n=1}^m W_n + \sum_{n=1}^m I_n \leq B$$

Dabei gibt W_n die spezifischen Instandhaltungskosten und I_n die spezifischen Erneuerungskosten des Betriebsmittels n an.

Exemplarisch sind die Optimierungsergebnisse für die in Bild 4 dargestellte Riskmap in Tabelle 1 dargestellt. Die spezifischen Kosten wurden hier für alle Betriebsmittel gleich angesetzt mit $W_n = 15$ Währungseinheiten (WE) und $I_n = 2,5$ WE. Das Budget beträgt hier $B = 60$ WE und die maximale Ausfallrate $p_{max} = 5\%$.

Tabelle 1: Maßnahmenplan zur Minimierung des Gesamtrisikos

	BM A	BM B	BM C	BM D	BM E	BM F
Erneuerung	X	X		X		
Instandhaltung			X			X
keine Maßnahme					X	

Das minimale Gesamtrisiko in Höhe von $10,5 WE$ wird also in diesem Fall genau dann erzielt, wenn die Betriebsmittel A, B und D ausgetauscht und die Betriebsmittel C und F instand gehalten werden. In der Praxis hängt die Bewertung des ermittelten Risikos im Wesentlichen von unternehmensspezifischen Überlegungen ab. Sollte das ermittelte Gesamtrisiko im Einzelfall aus Sicht der Unternehmensführung zu hoch sein, muss über die Aufstockung des Budgets nachgedacht werden. Wenn das berechnete Gesamtrisiko unterhalb einer definierten Risikogrenze liegt, kann aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Reduzierung des Budgets in Betracht gezogen werden.

Ingo Jürgens

4.6 Bemessung der Regelleistungsreserven in Netzen mit hoher Windstromeinspeisung

Der sichere Netzbetrieb erfordert den Ausgleich der Leistungsbilanz zu jedem Augenblick. Zur Erfüllung dieser Forderung werden von den Übertragungsnetzbetreibern ausreichende Regelleistungsreserven vorgehalten, welche entsprechend ihrem Einsatzzeitbereich und Zweck in Primär-, Sekundärregelreserven sowie Minuten- und Dauerreserve untergliedert werden können. Der technisch und wirtschaftlich sinnvolle Einsatz dieser Reserven bedingt eine genaue Kenntnis der Last- und der Erzeugercharakteristik. Die zunehmende Windeinspeisung stellt aufgrund ihres stochastischen Charakters und begrenzter Prognostizierbarkeit die Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Reservevorhaltung vor neue Herausforderungen.

Wie am LS ESW gezeigt werden konnte, sind die windbedingten Fluktuationen der Leistungsabgabe der Windenergieanlagen (WEA) im Zeitbereich der Primärregelung aufgrund von Vergleichmäßigungseffekten im Verbund gegenüber den Lastschwankungen und den Kraftwerksausfällen zu vernachlässigen. Die maximalen Leistungsdifferenzen (hervorgerufen u.a. durch sturmbedingte Abschaltungen) liegen in der Höhe der Lastschwankungen (ca. $\pm 200 MW$) und damit deutlich unterhalb der Bemessungshöhe der Primärregelung von $3000 MW$ des UCTE-Verbunds. Extreme Fluktuationen der Windeinspeisung hervorgerufen durch meteorologische Extrembedingungen, wie die Sturmabschaltungen, sind gut vorhersehbar und auch mit heute verfügbaren Mitteln beherrschbar. Auch technische Sondersituationen, wie z.B. störungsbedingte Trennung der Netzanbindung eines großen (Offshore-) Windparks stellen keine erhöhten Anforderungen an die Dynamik der Primärregelung, da diese genau für solche Situationen z.B. Kraftwerksausfälle konzipiert ist. Es ist außerdem sehr zu bezweifeln, dass Windparks mit Leistungsabgaben in der hier relevanten Größen-

ordnung über keine geeignete Absicherung (z.B. Redundanz der Komponenten) gegen derartige Störungen verfügen werden.

Im Zeitbereich der Sekundärregelung kann für die Windleistungsschwankungen und für die Fluktuationen der Netzlast von einem unkorrelierten Verhalten ausgegangen werden. Somit kann bei Überlagerung der Schwankungen ein etwa linearer Anstieg der Leistungsabweichungen angenommen werden, welcher zur Erhöhung der Regelabweichung führt. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt die maximalen Abweichungen der WEA-Einspeisung vom 15-min-Mittel für verschiedene Netzregionen unter Berücksichtigung des anhaltenden Zubaus an WEA-Leistung sowohl on- als auch offshore. Demnach wachsen die Abweichungen vom 15-min-Mittel der gesamten WEA-Stromerzeugung von etwa +/-1200MW im Basisjahr 2005 auf über +/-3000MW im Jahre 2020, wobei ab 2015 die Offshore-Einspeisung bestimmend wirkt.

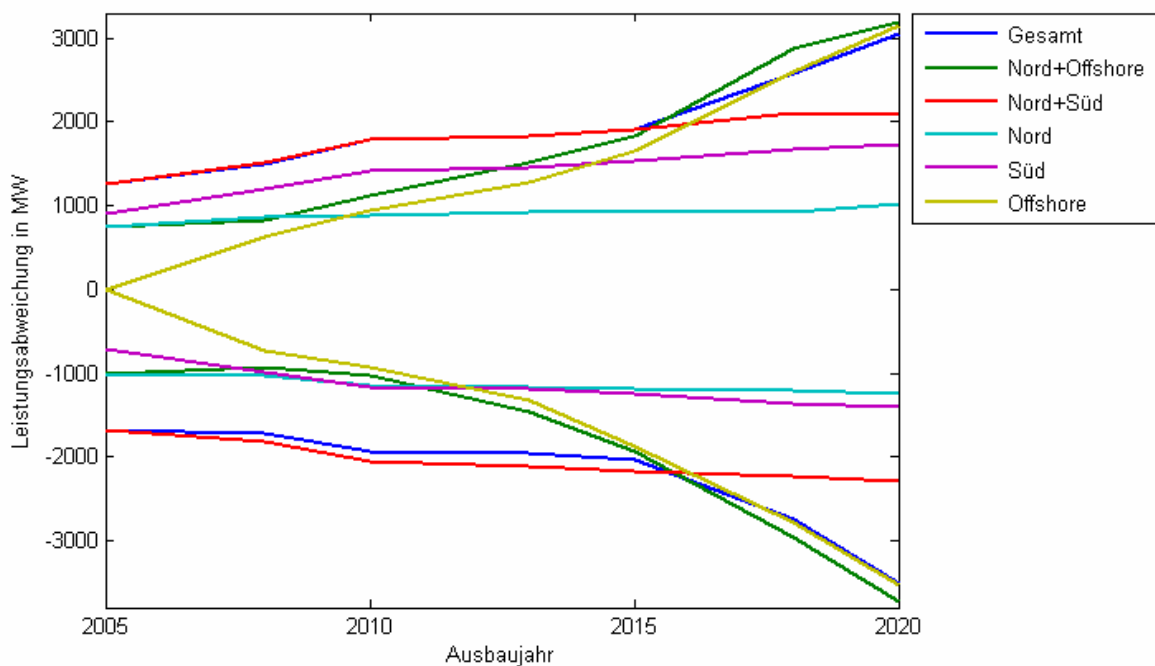


Bild 5: Maximalen Abweichungen der Windeinspeisung vom 15-min-Mittel

Aufgrund des in der EEG Novelle von 2004 vorgeschriebenen unverzüglichen Ausgleichs der Windenergie unter den Übertragungsnetzbetreibern sowie der Kooperationszusagen der ÜNB bei der Sekundärregelung reichen die derzeitigen Regelreserven auch bei Annahme hoher Lastschwankungen noch aus. Allerdings muss die Bemessung ab dem Jahr 2010 sukzessive dem Zuwachs der installierten Windleistung angepasst werden. Allein für die Fluktuationen der Windenergie müssen zu diesem Zeitpunkt rd. +/- 3500MW bis 4000MW vorgehalten werden. Für die Bemessung der Minuten- und der Dauerreserven spielen neben den Schwankungen der WEA-Einspeisung insbesondere die Unsicherheiten der day ahead'-

und der Kurzfristprognose (Prognosehorizont von wenigen Stunden) eine bestimmende Rolle.

Bei Zugrundelegung der derzeit erreichbaren Prognosegüten, der Annahme einer Normalverteilung des Prognosefehlers und der Voraussetzung verbesserter Prognoseverfahren in den kommenden Jahren ergibt sich die in Bild 6 dargestellte Entwicklung des Dauerreservebedarfs. Demnach wächst der Gesamtbedarf bei getrennter Vorhaltung der Reserven in einzelnen Regelzonen von etwa 2300MW (2005) auf rd. 4000MW 2020. Bei gemeinschaftlicher Vorhaltung durch Netzbetreiber müssen allerdings etwa 500MW Dauerreserve weniger vorgehalten werden, was ein deutlicher Hinweis für die Notwendigkeit einer engen Kooperation der ÜNB bei der Integration der Windleistung ist.

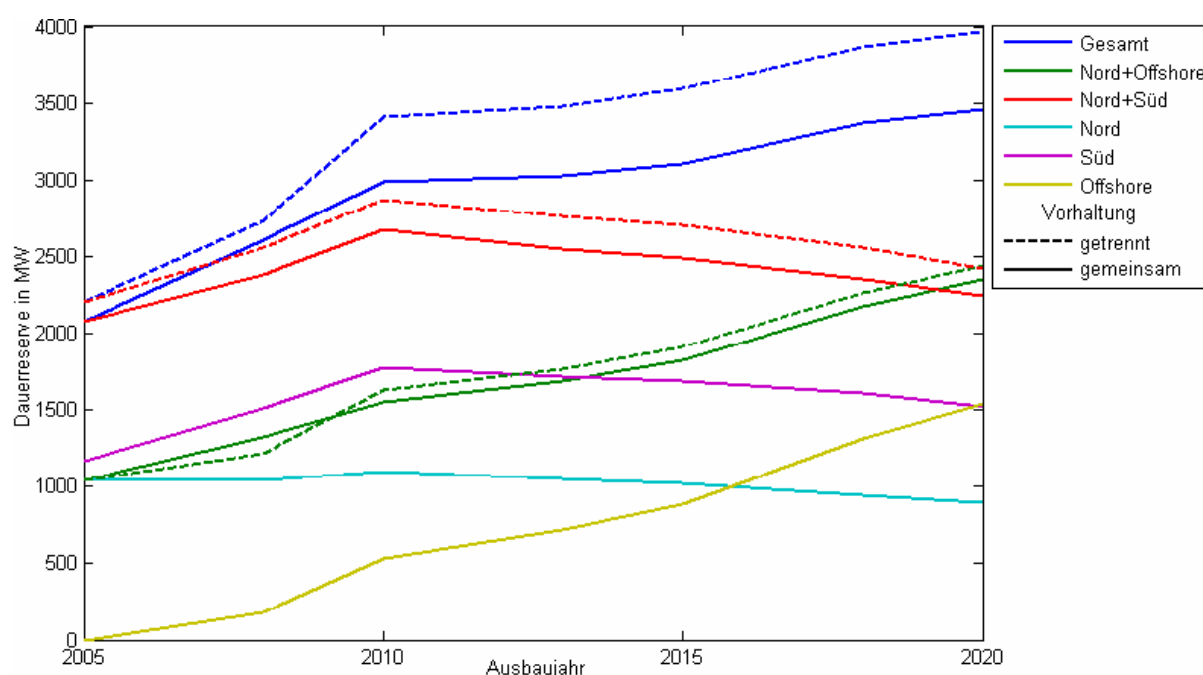


Bild 6: Entwicklung des Bedarfs der Dauerreserve (Betrag) bis 2020

Definitionsgemäß gleicht die Minutenreserve neben den Abweichungen in der Leistungsbilanz aufgrund der Ungenauigkeit der 4-h-Windleistungsprognose auch die Schwankungen der Windeinspeisung im Zeitbereich $15\text{min} < T < 1\text{h}$ aus. Die Entwicklung des Betrags des prognosebedingten Bedarfs an Minutenreserve ist in Bild 7 dargestellt. Wie erwartet, fällt die Bemessungshöhe der für den Ausgleich der Prognoseabweichungen vorzuhaltenden Minutenreserve im Vergleich zur Dauerreserve deutlich geringer aus. Für die Ausregelung der Prognoseabweichung der gesamtdeutschen Einspeisung müssten damit bei gemeinsamer Vorhaltung rd. 800MW 2005 bzw. 1410MW 2020 Regelleistung bereitgestellt werden. Bei getrennter Bereitstellung läge dieser Wert durchschnittlich rd. 100MW, zeitweise bis 200MW höher.

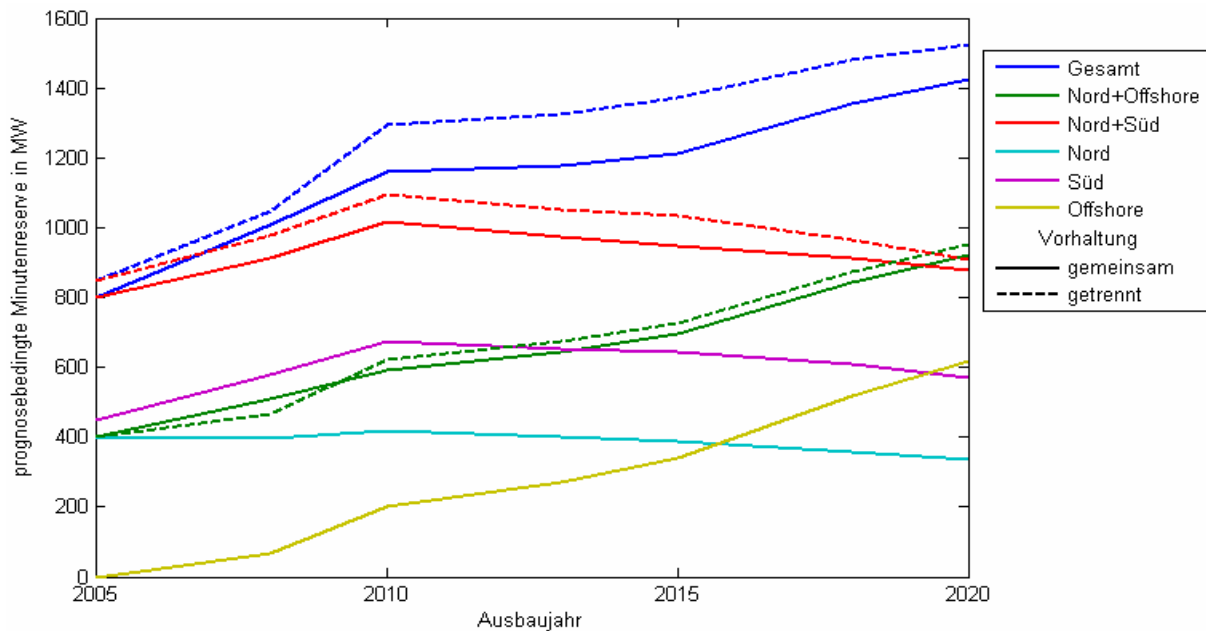


Bild 7: Entwicklung des prognosebedingten Bedarfs an Minutenreserve bis 2020

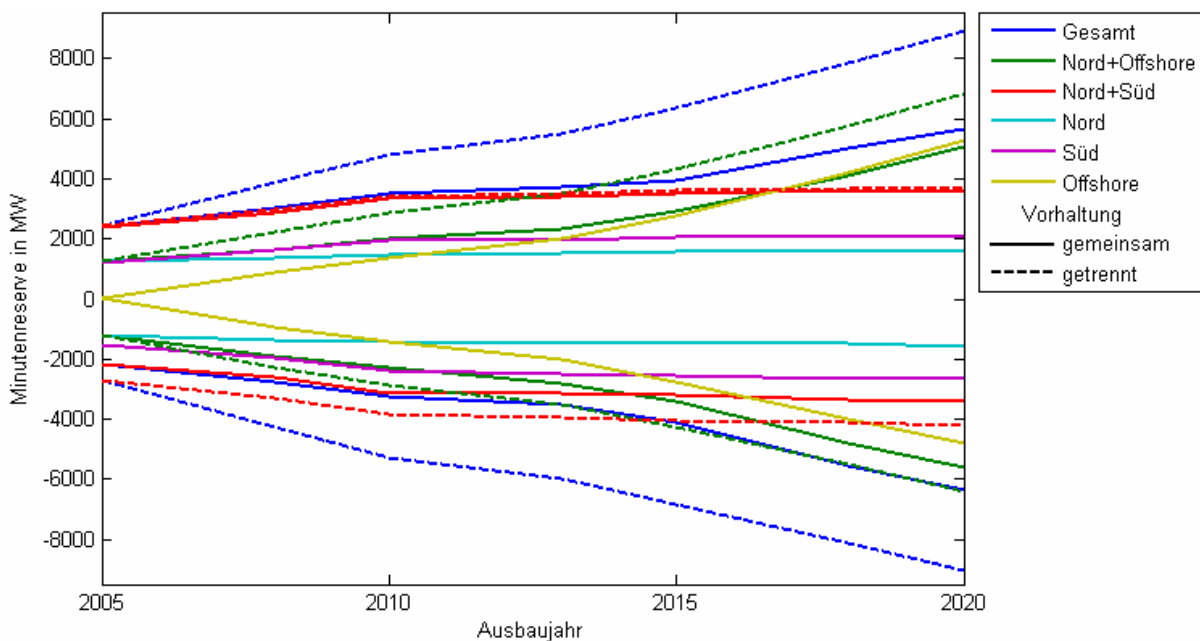


Bild 8: Bemessung der Minutenreserve in den Jahren 2005 bis 2010

Der gesamte Minutenreservebedarf wird jedoch im Wesentlichen durch die Schwankungen des 15-min-Mittels der Windleistungseinspeisung bestimmt. (Bild 8). Während die Bemessungshöhe für die Minutenreserve der beiden Onshore-Gebiete nur langsam anwächst und bei rd. +/-1000MW 2005 bzw. rd. +/-1800-2300MW 2020 liegt, schnellst der Reservebedarf für Offshore-Einspeisung innerhalb von 10 Jahren zwischen 2010 und 2020 von rd. +/-1200MW auf über +/-5000MW. Erneut sichtbar sind die Vorteile einer gemeinsamen Vorhaltung von Regelreserven durch ÜNB, da beispielsweise die Differenz zur getrennten Vorhaltung bis über +/-3500MW für gesamtdeutsche Einspeisung betragen kann.

Ein Vergleich der Ergebnisse mit der derzeit üblichen Bemessungspraxis durch ÜNB zeigt, dass bereits in den kommenden Jahren eine Anpassung der Minutenreserven notwendig sein wird. In Anbetracht dessen, dass die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung durch ÜNB's bei gemeinsamer Bereitstellung deutlich geringer ausfällt als bei getrennter, erscheint eine Kooperation der ÜNB als unumgänglich.

In Anbetracht aktueller Zuwachsraten ist davon auszugehen, dass die Netzlast bis 2020 etwa auf konstantem Niveau bleibt, bzw. nur geringfügig anwächst und damit etwa 75-80GW beträgt. Unter dieser Annahme erscheint die Vorhaltung derart hoher, WEA-bedingter Regelleistungsreserven bei einer installierten WEA-Leistung von rd. 50GW problematisch und sollte im Rahmen weiterführender Studien genauer analysiert werden.

W. Schulz

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die ef.Ruhr und ist Teil des Leistprojekts „Auslegung und Management von Windkraftanlagen, dynamische Wechselwirkung mit dem Übertragungsnetz“. Es wird in Kooperation mit dem Lehrstuhl LEE der Ruhr-Universität Bochum (Prof. Wagner) und dem Lehrstuhl EAN der Universität Duisburg-Essen (Prof. Erlich) durchgeführt.

4.7 Angepasste Netzführungsstrategien im Übertragungsnetz bei Einspeisung aus Offshore-WEA

Die Forderung nach einer nachhaltigen Energieversorgung setzt die intensive Nutzung regenerativer Energien voraus. Differenziert nach der Charakteristik der Primärenergiequelle kann zwischen (quasi-)deterministisch sowie stochastisch verfügbaren Energieträgern unterschieden werden. Während die Stromerzeugung aus deterministisch verfügbaren Energiequellen im elektrischen Energieversorgungssystem nahezu wie die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken gehandhabt werden kann, erfordert die Integration stochastischer Erzeuger einen deutlich höheren Aufwand. Die damit einhergehenden Problematiken sollten im Voraus identifiziert und weitestgehend gelöst werden. Ein Beispiel hierfür ist der geplante Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich. Für die nahe Zukunft sollen in den Gewässern der deutschen Nord- und Ostsee bereits Windparks errichtet werden, deren installierte Leistungen im Endausbau bis zu 4720MW erreichen werden. Damit wird die Nennleistung der Offshore-Parks in der Größenordnung konventioneller Kraftwerke liegen, wobei bedingt durch die Charakteristik der eingespeisten WEA-Leistung besondere Probleme für die Integration derartiger Parks in das Übertragungsnetz zu erwarten sind. Besondere

Aufmerksamkeit sollte hierbei der Anpassung der Netzführungsstrategien an die Besonderheiten der Offshore-Einspeisung gelten.

Zur Untersuchung der Charakteristik der zu erwartender Einspeisung aus Offshore-WEA wurde am LS ESW ein geeignetes Modell entwickelt, welches auf der Basis gemessener meteorologischer Daten und unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten die Leistungsabgabe eines WEA-Verbundes in hoher Auflösung errechnet. Anhand dieses Modells wurden eingehende Untersuchungen im Hinblick auf die Integration der Offshore-Windleistungseinspeisung vorgenommen.

Die genaue Kenntnis der zu erwartenden Windstromeinspeisung ist für den sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb von essentieller Bedeutung, weshalb der Windleistungsprognose für die Netzintegration großer Offshore-Leistungen eine besondere Rolle zukommt. Die derzeit verfügbaren Verfahren zur „day ahead“-Prognose der Onshore-Windeinspeisung besitzen eine Standardabweichung zwischen 7 und 10%, wobei maximale Fehler bis zu 50% der installierten Leistung betragen können (Bild 9). Die untertägige Prognose mit Horizonten von bis zu acht Stunden liefert Vorhersagen mit einer Durchschnittsabweichung von bis zu 6% und maximalen Fehlern von bis über 20% der installierten WEA-Kapazität. Als Hauptursache der vergleichsweise hohen Fehler gilt in erster Linie die Qualität numerischer Wetterprognosen, insbesondere des prognostizierten Windes.

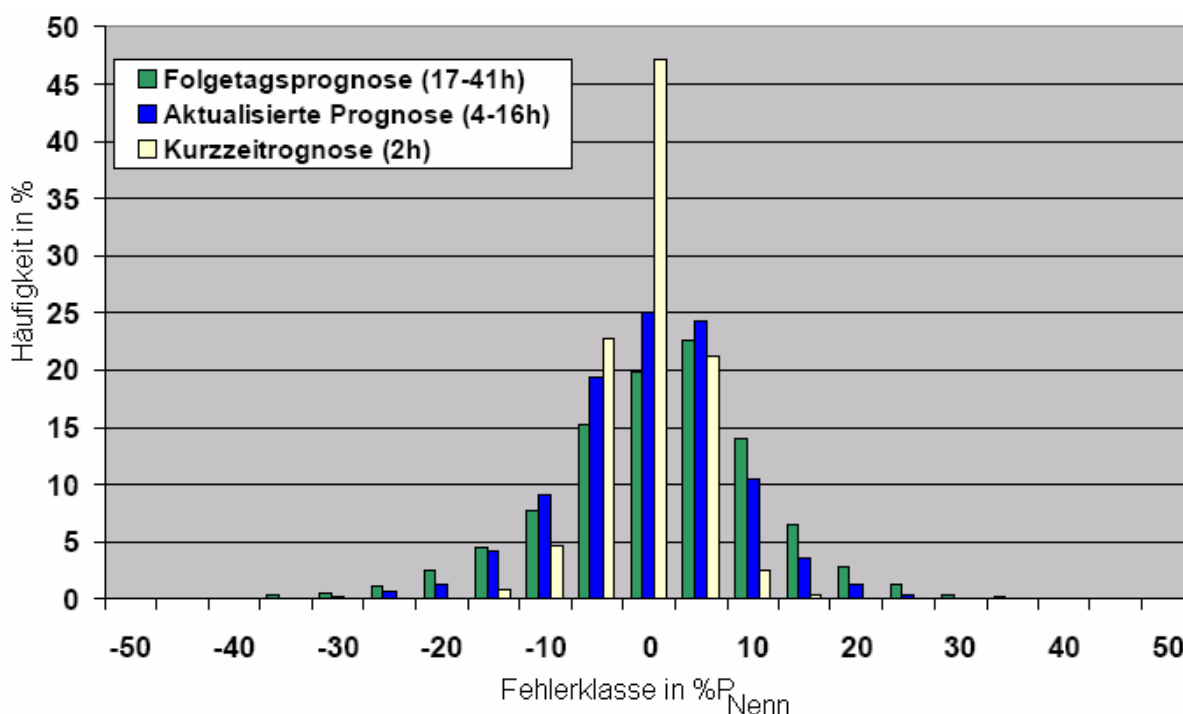


Bild 9: Wahrscheinlichkeitsfunktion des Prognosefehlers der WEA-Einspeisung in Abhängigkeit der Prognosehöhe /ISET/

Wie die vorläufigen Untersuchungen zeigen, ist für den Offshore-Bereich mit einer höheren Qualität der Windleistungsprognose zu rechnen. Dies ist im Wesentlichen auf die höhere Genauigkeit und Korrelation der Prognosen des Offshorewindes durch die konventionellen Wetterdienste zurückzuführen. Die im Vergleich zu den Onshore-Standorten weniger komplexe Umgebungsstruktur ermöglicht eine genauere Modellierung der Windverhältnisse am Windparkstandort und damit eine präzisere Bestimmung der Abgabeleistung der Offshore-WEA.

Im Hinblick auf den Netzbetrieb ist jedoch eine Windleistungsprognose im ¼-Stunden Raster anzustreben. Eine gesicherte Prognose ist derzeit jedoch nur im Stundenraster verfügbar, wobei auch hier die Charakteristik der zur Verfügung stehenden Wetterprognosen, welche derzeit nur in stündlicher Auflösung von den herkömmlichen Wetterdiensten herausgegeben werden, als limitierender Faktor in den Vordergrund gerückt werden müssen. Eine Verringerung des Zeitrasters der Windleistungsprognose auf 15 Minuten kann in bestimmten Grenzen mittels statistischer Verfahren erfolgen. Wie die vorläufigen Untersuchungen am LS ESW zeigen, kann hierdurch die Prognosegenauigkeit um bis zu 20% gegenüber der Windleistungsvorhersage im Stundenraster erhöht werden.

Für einen technisch und wirtschaftlich sinnvollen Einsatz der Offshore-Windeinspeisung in der Lastdeckung ist die Kenntnis der gesicherten Leistungseinspeisung unentbehrlich. Bild 10 zeigt die 5-min-Minima bzw. -Maxima der Einspeisung eines Offshore-Windparks in Abhängigkeit der Tagesmittel der Windgeschwindigkeit bzw. der eingespeisten Leistung. Es ist zu erkennen, dass ab einem Windtagesmittel von etwa 13m/s bzw. einem Tagesdurchschnitt der Leistung von 60% der installierten Leistung ein über den Tagesverlauf gesichertes WEA-Leistungsband von rd. 10% der installierten Leistung vorhanden ist. Die Höhe dieses gesicherten Bandes wächst näherungsweise linear mit dem Tagesdurchschnitt der Windgeschwindigkeit. Unter Berücksichtigung einer bestimmten Unsicherheit der Tagesprognose und nach Abzug einer entsprechenden Marge kann das verbleibende Leistungsband in der Grundlastdeckung eingesetzt werden.

Analoge Überlegungen können auch hinsichtlich der Kurzzeitcharakteristik der WEA-Einspeisung vorgenommen werden (Bild 11), wobei hier der Einsatz des gesicherten WEA-Bandes zur Deckung der Mittel- und der Spitzenlast im Vordergrund steht.

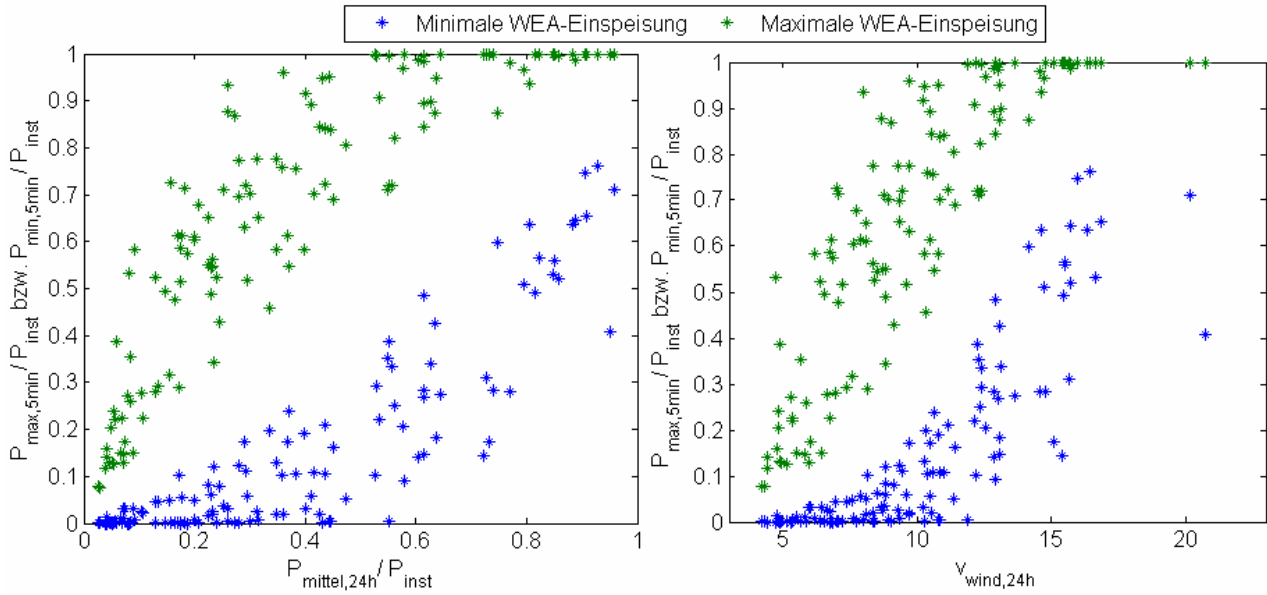


Bild 10: Verteilung der Einspeisung aus Offshore-WEA, Tägliche Minima und Maxima

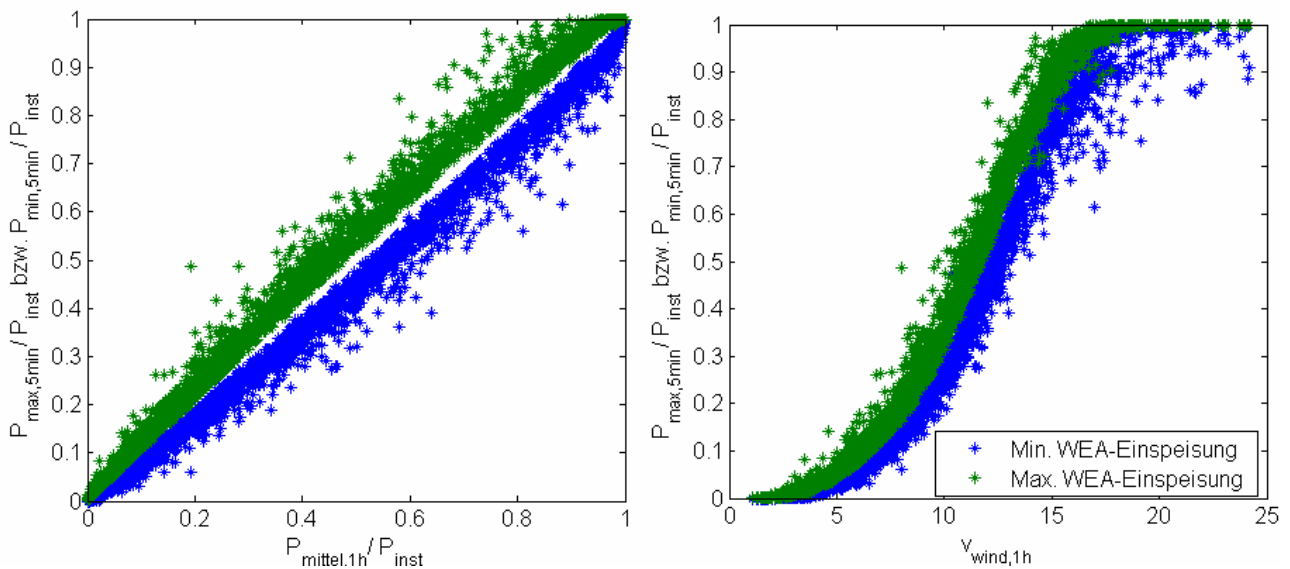


Bild 11: Verteilung der Einspeisung aus Offshore-WEA, Stündliche Minima und Maxima

Eine Abschätzung der maximal zu erwartenden Höhe des WEA-Prognosefehlers ist in Abhängigkeit von der zugrunde liegenden Ungenauigkeit der Windvorhersage in Bild 12 dargestellt. Hiernach ist im Normalbetrieb mit höchsten WEA-Prognosefehlern bei Windwerten nahe der Nenngeschwindigkeit v_n zu rechnen, so dass in diesem Bereich entsprechend hohe Sicherheitsmargen eingeplant werden müssen. Die Wahrscheinlichkeit der Unterschätzung der WEA-Einspeisung ist deutlich höher, wobei Abweichungen von bis zu 50% der Nennleistung auftreten können.

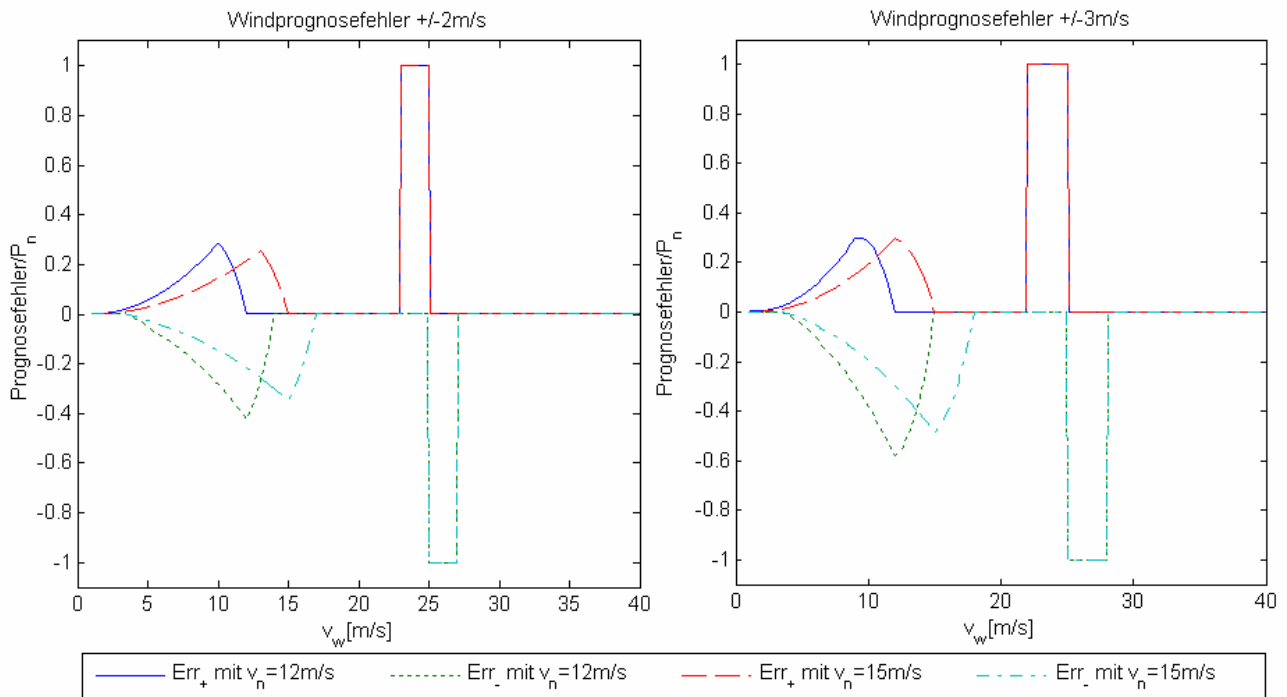


Bild 12: Abschätzung des zu erwartenden WEA-Prognosefehlers

W. Schulz

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Optimale Auslegung von Verknüpfungspunkten und innovative Netzführungsstrategien bei der Netzintegration von Offshore-Windparks“ gefördert.

4.8 The Impact of Large Scale Integration of Distributed Energy Resources to Distribution Network Small Signal Stability

The impact of large scale integration of distributed energy resources to distribution network small signal stability was considered under two distinct assumptions: (1) the dynamics of the network was omitted, which means that the network was modelled as impedance. This assumption is usually adopted in the present power systems small signal stability since normally the dynamics of the network dies out much faster than system electromechanical oscillations. But the omission of network dynamics might need further justification with the

advent of connections of large amount of distributed energy resources to the distribution network. This led to assumption (2), the dynamics of the network is included.

Some rough ideas about the difference between the abovementioned assumptions could be got via the study of a system shown in figure 13, whose simple structure makes the results relatively easy to analyse and understand. In it, the transmission network is equalized to a synchronous generator with consid-

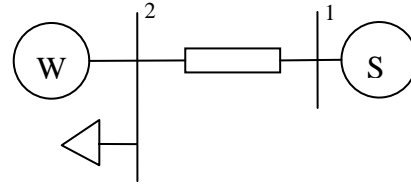


Fig.13 Testing System 1

erably large capacity, meanwhile a wind turbine generation system (representation of DGs) is located at the load site. In figure 1 the reactance of the line is determined by two relationships: $X/R = 0.6$ and $X/R = 2.7$. The first one represents a grid consisting of mainly cables and therefore has a low X/R ratio (resistive). The second one represents a grid consisting of mainly overhead lines or close to a transformer hence with a high X/R ratio (inductive). The load is modelled for active power as constant current and reactive power as constant impedance. The capacity of the equivalent synchronous generator is arbitrarily chosen as 100 times larger than the load. Table 2 summarizes the parameter modifications during the implemented simulation.

Table 2: Illustration of the Parameter Modifications during the Simulation

Basic Scenarios	(1) $X/R = 0.6$ (Cable)	(2) $X/R = 2.7$ (Overhead Line)
Extended Scenarios	Wind speed changes $\pm 15\%$ and $\pm 30\%$, while load, impedance and capacitance of the line keep unchanged. Load changes $\pm 15\%$ and $\pm 30\%$, while wind speed, impedance and capacitance of the line keep unchanged. Impedance of the line changes $\pm 15\%$ and $\pm 30\%$, while load, wind speed and line capacitance keep unchanged. Capacitance of the line changes $\pm 15\%$ and $\pm 30\%$, while Load, wind speed and line impedance keep unchanged.	The same as in the extended scenarios of basic scenario (1).

For the first assumption, some characters could be noticed:

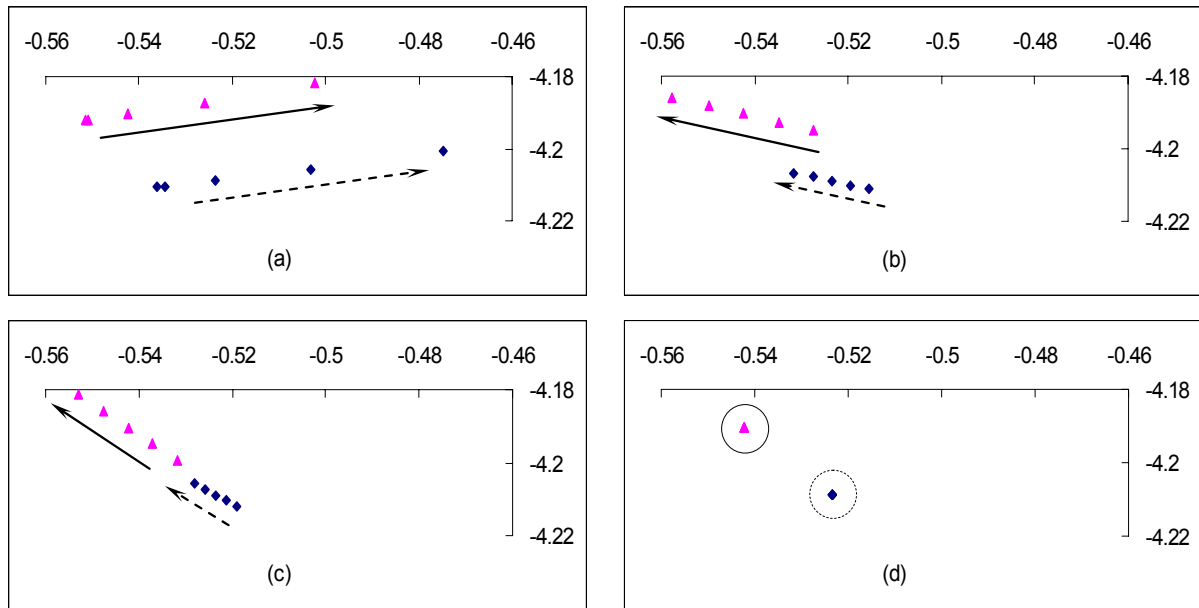
- (1) In general the studied system is stable and well damped.
- (2) Because of the relatively large capacity of the equivalent synchronous generator, its modes keep nearly unaltered regardless of the parameter modification. A sensible conclusion might be drawn that if there might exist any unstable scenario, it is not caused by modes from the equivalent synchronous generator.

- (3) Modes most associated with wind generation system are much more sensitive to the change of system parameters. This seems apparent because of the small capacity of the presented system. Therefore further attention should be focused on them. Figure 2 presents the influence of parameters to a critical mode of wind generation system, which has a relatively weak damping and small time constant. Figure 2a denotes that the eigenvalues move slightly toward the right half plane in case of rising wind speed. Although the curve seems to indicate a decrement of the system stability when wind steps up, it could not actually cause any unstable scenario to the studied system, since in simulation the original wind speed is around 9.3 m/s, when the wind speed reaches 15 m/s (the nominal wind speed of the simulated wind turbine), this mode could be reasonably expected to remain stable. Further, if the wind speed exceeds the nominal speed, its impact to the system will be weakened since the corresponding power production tends to decrease. Figure 2b and 2c are analogous and demonstrate that the increase of load level and line impedance will slightly make the mode more stable. The similarity of the two figures is expectable since if other conditions and parameters keep unchanged, the alteration of load has similar effect as the modification of line impedance. Because the line capacitance in the studied system is quite small, its alteration has nearly no influence about the mode, as given in figure 2d.

For the second assumption, the parameter modifications during the simulation are identical to those recorded in table 2. Further analysis shows:

- (1) The system is stable for all the scenarios since the modes locate always in the left half complex plane.
- (2) The inclusion of network dynamics introduces modes which mainly associated with the grid itself (later they will be briefly referred as Grid Modes, GMs). But the incorporation of GMs does not result much obvious alterations of the modes which mainly concern the equivalent synchronous generator and the wind generation system (in the following they will be respectively referred as Synchronous Generator Modes, SGMs, and Wind Generation System Modes, WGSMS). When an identical scenario is analysed, the corresponding SGMs and WGSMS have quite close values if the grid dynamics are as well as are not included. Similar results are also obtained during the effort of identifying the relationship between parameter change and mode alteration. This is the case, if system parameters (wind, load, line impedance and capacitance) are altered, the resulted evolving trajectories of SGMs and WGSMS are nearly independent on whether the grid dynamics are considered.

(3) Although grid dynamics have trivial contribution to SGMs and WGSMs, the modes which they mainly concerned, might also deserve some further attention in a cautious system stability study. Comparing GMs to SGMs and WGSMs, it can be found that they are for some GMs in comparable regions, even though the real part of their roots are still relatively far from the origin. In previous work, the dynamics of the grid is omitted because they die out much faster than those of other system components, i.e., generator, controller, etc. But this study shows that sometimes the dynamics of the grid may become comparable to other system components' dynamics, and therefore the omission of them without further study might cause potential risks.



..... Scenario collection for resistive grid. Arrow designates the trend of the mode when parameter raises.
 — Scenario collection for inductive grid. Arrow designates the trend of the mode when parameter raises.

Fig.14 Influential factors for mode 3. (a) Wind Speed; (b) Load; (c) Impedance of the Line; (d) Capacitance of the Line.

In the future, generic network will be analysed to acknowledge the presented results and to achieve additional general conclusions.

Bin Huang,
 Student of the graduate school, Dortmund University.

4.9 Objektmodell für ein hierarchisch verteiltes Energiemanagementsystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen

Eine wesentliche Herausforderung für den flächendeckenden Einsatz dezentraler Energieumwandlungsanlagen besteht in der Integration in die bestehende Netzstruktur und den Netzbetrieb. Um den koordinierten Betrieb zu ermöglichen, ist es daher notwendig, die Anlagen in geeigneter Weise zu vernetzen und in ein Informationssystem einzubinden. Als besondere Herausforderung erweist sich neben der großen Anlagenanzahl auch die Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen bei verschiedenartigen Einsatzszenarien. Dazu sind folgende Anforderungen an ein Betriebsführungssystem gestellt worden:

Flexibilität: Eine Anpassung an unterschiedliche Gegebenheiten muss mit Blick auf die Diversifikation der Anlagentypen und der möglichen Einsatzszenarien im Bereich der dezentralen Energieversorgung umsetzbar sein.

Erweiterbarkeit: Die Integration weiterer Anlagen muss mit möglichst geringem Aufwand durchführbar sein. Einschränkungen durch z.B. feste Mengengerüste sind zu vermeiden.

Skalierbarkeit: Die Funktionalität des System kann an die Leistungsfähigkeit der zur Verfügung stehenden Infrastruktur angepasst werden und ist im Falle steigenden Anforderungen erweiterbar.

Durchgängigkeit: Die dem Konzept zugrunde liegenden Prinzipien sind auch bei Erweiterung weiterhin gültig und anwendbar und ermöglichen damit ein einheitliches Vorgehen.

Aus diesen Überlegungen heraus ist ein Betriebsführungssystem entwickelt worden, das es erlaubt, die überwachten Anlagen in Gruppen zusammenzufassen und die Koordinierungsaufgaben innerhalb einer hierarchischen Baumstruktur nach Bild 15 zu verteilen und zu organisieren.

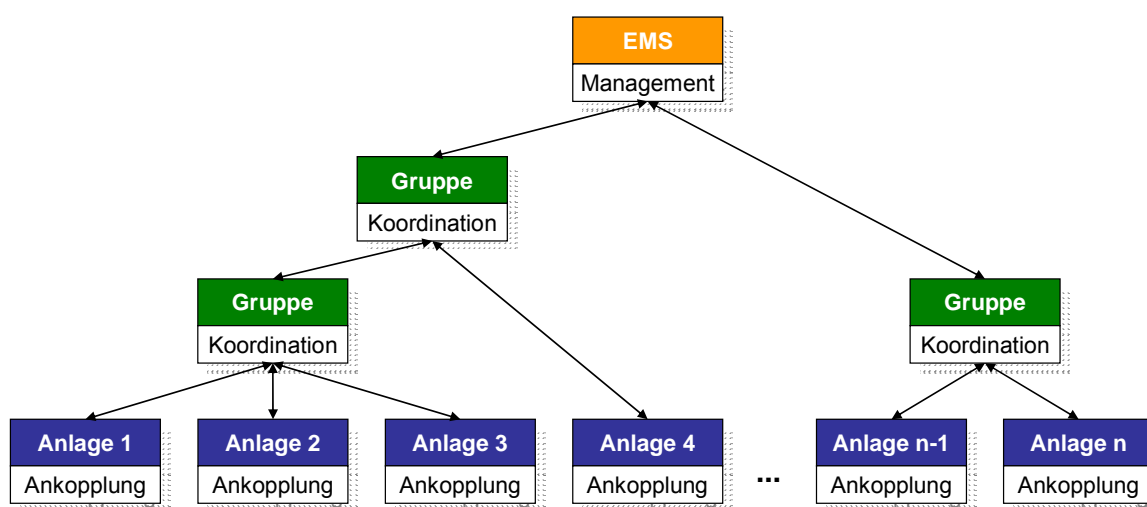


Bild 15: Hierarchisches Energiemanagement

Ausgehend von diesem hierarchischen Konzept ist ein abstraktes Objektmodell hergeleitet worden, das den genannten Anforderungen genügt und den objektorientierten Ansatz moderner Kommunikationsstandards aufgreift. Das vollständige Modell besteht neben der Nachbildung der Struktur auch aus den für die Koordinierung notwendigen Koordinierungsvorgängen und den Informationsflüssen.

Die Baumstruktur wird durch ein rekursives Objektmodell nach Bild 16 beschrieben. Mit diesem Modell ist es möglich, einen Baum mit einer frei konfigurierbaren Anzahl an Anlagen und zwischengeschalteten Gruppen aufzuspannen und abzubilden.

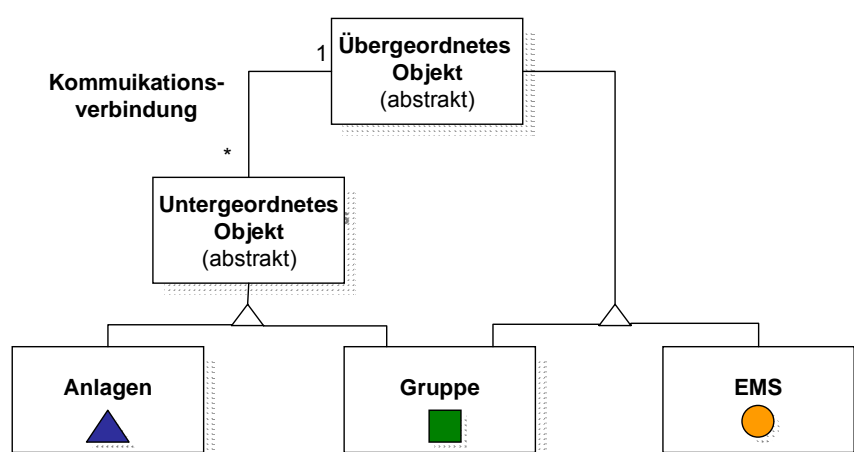


Bild 16: Objektmodell zur Abbildung der Baumstruktur

Für das allgemeine Objektmodell war es zusätzlich erforderlich, neben der Struktur auch die Datenmodelle für die Anlagen, Gruppen und das übergeordnete EMS abzuleiten. Als Vereinfachung wurde das übergeordnete EMS ebenfalls als Gruppe modelliert. Damit reduziert sich die Anzahl der zu beschreibenden Objekte auf *Anlage* und *Gruppe*. Um bei diesen beiden Objekten die universelle Einsetzbarkeit und Übertragbarkeit auf andere Anwendungsbereiche sowie Durchgängigkeit und Flexibilität des Konzeptes zu gewährleisten, wurden Anlagen und Gruppen auf Basis der folgenden Definitionen abstrahiert:

Eine *Anlage* stellt die Gesamtheit einer variablen Anzahl von Parametern dar, die die einzelnen Prozessgrößen, wie Messwerte, Zählwerte, Meldungen etc., repräsentieren. Alle Parameter lassen sich auf grundlegende Datentypen wie Ganzzahl, Fließkommazahl und Boolesche Ausdrücke zurückführen.

Aufgrund der Definition ergibt sich für Anlagen das in Bild 17 dargestellte Objektmodell, mit dem aufgrund der starken Vereinfachung und Abstraktion jede Anlage ohne besondere Anpassung beschrieben werden kann und das damit universell anwendbar ist.

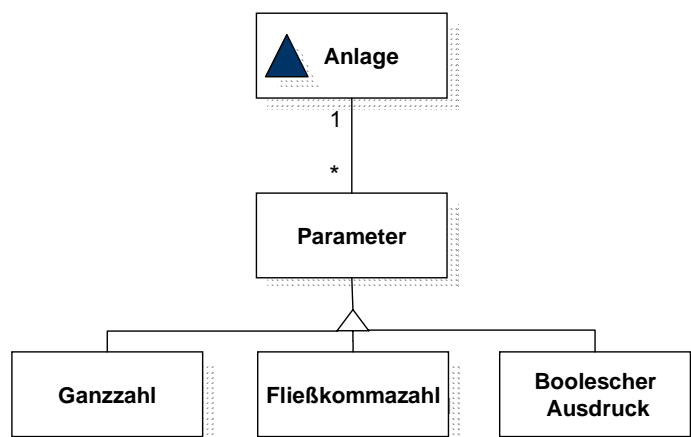


Bild 17: Modell für das Objekt „Anlage“

Das Objekt Gruppe kann auf ähnliche Weise definiert, werden. Zur Abbildung der für die Koordination notwendigen Vorgänge wurde die Definition aber entsprechend erweitert.

Eine *Gruppe* stellt die Gesamtheit einer variablen Anzahl von Parametern dar, die sich auf grundlegende Datentypen zurückführen lassen. Zusätzlich enthält die Gruppe Vorschriften zur Festlegung der für die Koordinierung notwendigen Schritte. Zum einen wird festgelegt, wie sich die zur Gruppe gehörigen Parameter aus den Parametern der unterlagerten Gruppen bzw. Anlagen ermitteln bzw. berechnen. Zum anderen legt eine weitere Vorschrift die Weitergabe und Verteilung von übergeordneten Anforderungen und Regelanweisungen an die direkt unterlagerten Gruppen bzw. Anlagen fest.

Entsprechend der Definition kann das Objekt *Gruppe* mit dem in Bild 18, abstrakten Datenmodell abgebildet werden.

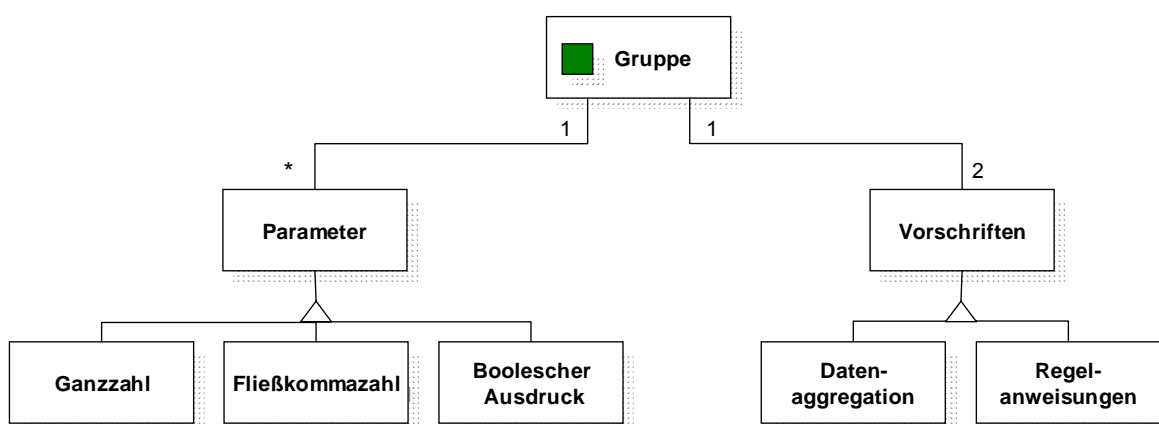


Bild 18: Modell für das Objekt „Gruppe“

Wie aus der Gruppensdefinition und dem daraus abgeleiteten Objektmodell hervorgeht, wird das Verhalten des hierarchischen EMS durch die in den Gruppen hinterlegten Vorschriften

gesteuert und auf die jeweiligen Ebenen verteilt. Grundsätzlich ergeben sich aus dem hier vorgestellten Konzept zwei gegenläufige Vorgänge. In der einen Richtung kann die Verteilung und Umsetzung von Regelanweisung ausgehend vom übergeordneten EMS über die unterlagerten Gruppen und damit in letzter Instanz auf die überwachten Anlagen gesteuert werden. In der Gegenrichtung erfolgt eine Datenaggregation, bei der die von den Anlagen gelieferten Daten durch mathematische oder logische Operationen zu neuen, den Zustand der Gruppe repräsentierenden Gesamtgrößen zusammengefasst werden. Dieses durchgängige Vorgehen hat den Vorteil, dass die Kommunikationsverbindungen zwischen den einzelnen Hierarchieebenen durch die Reduzierung auf die wesentlichen Informationen entlastet werden und die Datenübertragung auch mit weniger leistungsfähigen Übertragungswegen bewerkstelligt werden kann. Bild 19 illustriert an einem einfachen Beispiel diese beiden wesentlichen Vorgänge. Im linken Teil des Bildes ist die Aufsummierung der aktuell eingespeisten Leistung dargestellt. Der rechte Teil des Bildes zeigt, wie die Vorgabewerte für eine Leistungsanforderung über die Gruppen auf die einzelnen Anlagen verteilt werden können.

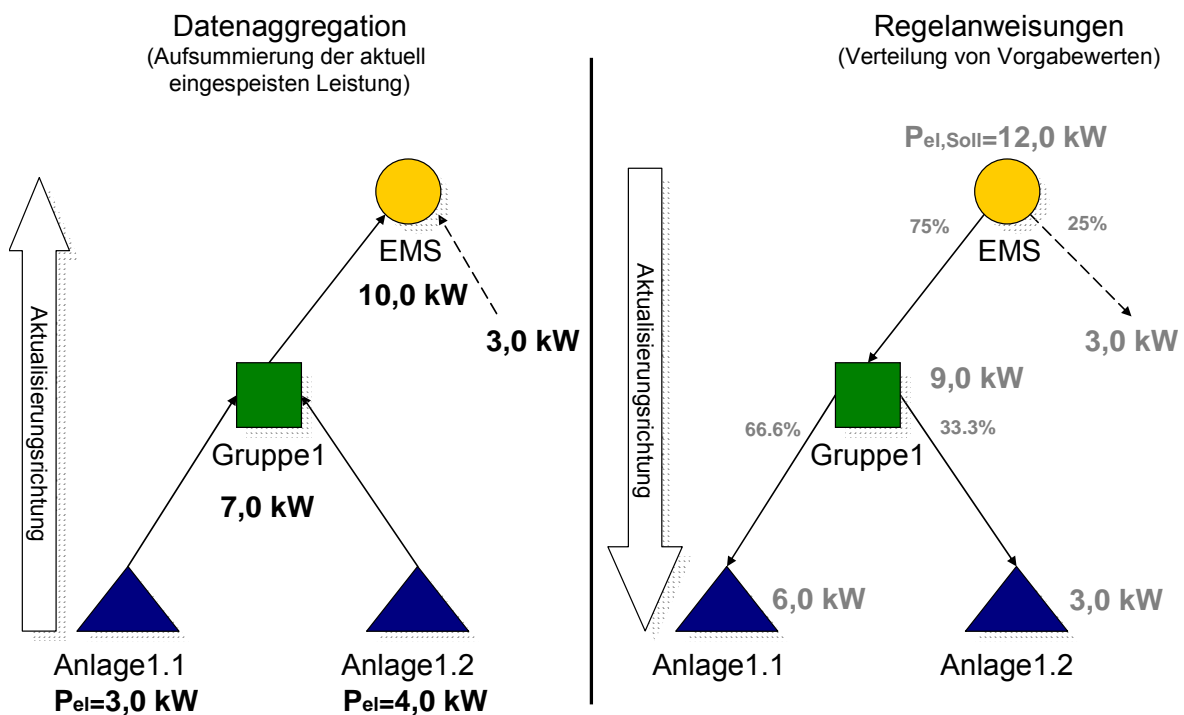


Bild 19: Exemplarische Beispiele der für die Koordination erforderlichen Vorgänge

Durch die Kombination aus der Verteilung der Regelanweisungen und der Rückführung in Form der Datenverdichtung kann innerhalb des Systems ein geschlossener Regelkreis aufgebaut und so die Koordination durchgeführt werden.

Die beschriebenen abstrahierten Objektmodelle und Vorgänge bilden die Basis für eine programmtechnische Realisierung unter Verwendung eines verteilten Datenbanksystems, das sowohl für Simulationen als auch für die Anbindung realer Prozesse genutzt werden kann (siehe auch Kap. 4.10).

F. Uphaus

4.10 Erprobung eines Koordinierungssystems für Dezentrale Energieumwandlungsanlagen unter Laborbedingungen

Bis heute findet der Einsatz dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) zumeist unkoordiniert statt und die Einspeisung wird durch das Nutzerverhalten oder durch Natureinflüsse bestimmt. Aus diesem Grund werden DEA aus der Perspektive der elektrischen Energieversorgung zumeist als negative Verbraucher modelliert. Ihr Einspeiseverhalten wird allgemein als stochastisch angenommen und es wird, analog zu den Lastprognosen für Verbraucher, versucht mit Hilfe von Prognoseverfahren eine gewisse Vorhersagbarkeit und damit Planbarkeit zu erreichen. Bisher werden DEA nicht in großer Anzahl im Verbund betrieben, so dass positive Effekte dieser Inter-DEA-Koordinierung, wie Ausgleich von Leistungsabweichungen sowie Verstärkung der Einspeisung durch eine bessere Durchmischung der Nutzung verschiedener Primärenergieträger, ungenutzt bleiben. Vor diesem Hintergrund ist am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft ein Koordinierungssystem entwickelt worden, das es ermöglicht eine große Anzahl von DEA miteinander zu koordinieren und dabei die Nutzung vorhandener und kostengünstiger informationstechnischer Systeme in den Vordergrund stellt. (siehe auch Kapitel „Offenes und durchgängiges Objektmodell für ein hierarchisch verteiltes Energiemanagementsystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“)

Ausgehend von räumlich verteilten Datenbank-Management-Systemen (DBMS), die miteinander eine hierarchische Struktur bilden, werden die DEA in logischen Gruppen organisiert und jeweils einem DBMS zugeordnet. Nach welchem Kriterium diese Zuordnung erfolgt, ob z.B. die räumliche Nähe oder die Besitzverhältnisse als Entscheidungsgrundlage gewählt werden ist unerheblich. Jede Gruppe steht im Folgenden stellvertretend für alle in ihr zusammengefassten Untergruppen und DEA und errechnet aus den Zustandsgrößen der untergeordneten Systeme aussagekräftige Gruppenzustandsgrößen. Der jeweilige Gruppenregler koordiniert dann den Einsatz der in der Gruppe organisierten Anlagen und Untergruppen um die durch eine übergeordnete Gruppe bzw. Kontrollautorität festgelegte Gruppenführungsgröße zu folgen. Auf diese Weise entsteht eine Baumstruktur, die auch auf

mehrere DBMS und auch auf mehrere physisch getrennte Informationsverarbeitungssysteme aufgeteilt werden kann.

Dieses bereits implementierte System wurde im Rahmen eines Studienaufenthaltes an der Universidad de Chile, Santiago de Chile unter Laborbedingungen mit realen DEA erprobt. Ziel war es, die Funktionstüchtigkeit dieser Koordinationsstruktur zu belegen. Hierzu wurde ein exemplarischer Zusammenschluss von fünf energietechnischen Komponenten realisiert und die erforderlichen physikalischen und informationstechnischen Schnittstellen implementiert. Das Beispielszenario setzte sich aus den folgenden fünf Komponenten zusammen, die über ein 24 VDC-Netz miteinander verbunden waren (Bild 20):

1. Windenergieanlage, installiert in einem Windkanal
2. Brennstoffzelle, später ersetzt durch eine schaltbare Stromquelle
3. Solarzellen, montiert auf dem Dach des Laborgebäudes
4. Batterien, integriert für den kurzzeitigen Leistungsausgleich
5. Steuerbare Last, Stellglied für das zu erprobende Koordinierungssystem

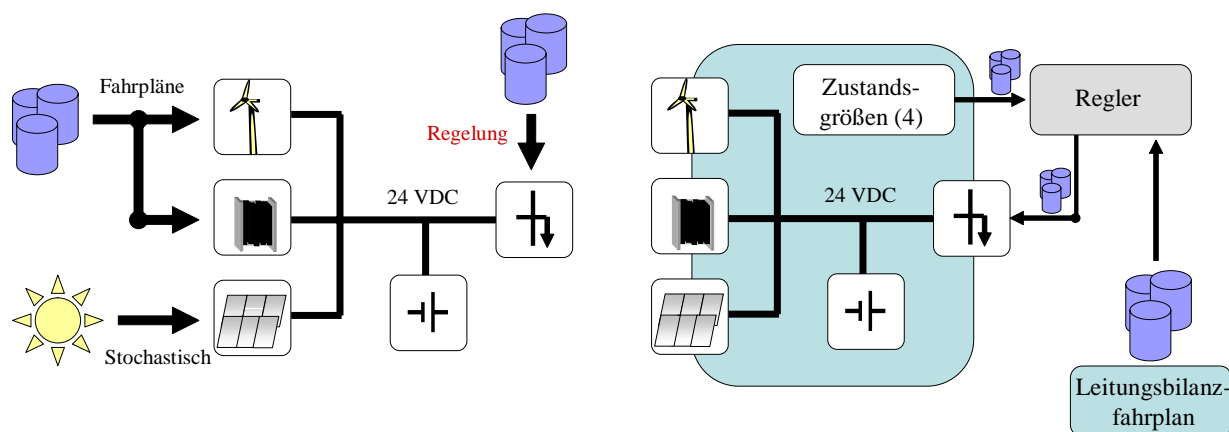


Bild 20: Grundlegende Struktur des verwendeten Laboraufbaus

In diesem exemplarischen Laboraufbau wurden die Windenergieanlage im Windkanal, der über einen steuerbaren Antrieb verfügt, und die schaltbare Stromquelle durch vorgegebene Profile in 15 Minuten-Rastern gesteuert. Das eingesetzte Windprofil, das in dem Windkanal reproduziert wurde, war ein zufälliger Verlauf von Windgeschwindigkeiten. Ebenfalls zufällig war die Einspeisung der Stromquelle, die durch eine Abfolge von Ein- und Ausschaltbefehlen gesteuert wurde.

Der beschriebene Laboraufbau wurde an zwei aufeinander folgenden Tagen mit jeweils unterschiedlichen vorgegebenen Leistungsbilanzverläufen betrieben. Während des ersten Ta-

ges sollte die steuerbare Last genauso viel Leistung aufnehmen, wie die drei eingesetzten Generatoren in das Beispielnetz einspeisen. Bild 21 stellt die Summe aller eingespeisten Leistungen dem gemessenen und vorgegebenen Leistungsbilanzverlauf gegenüber.

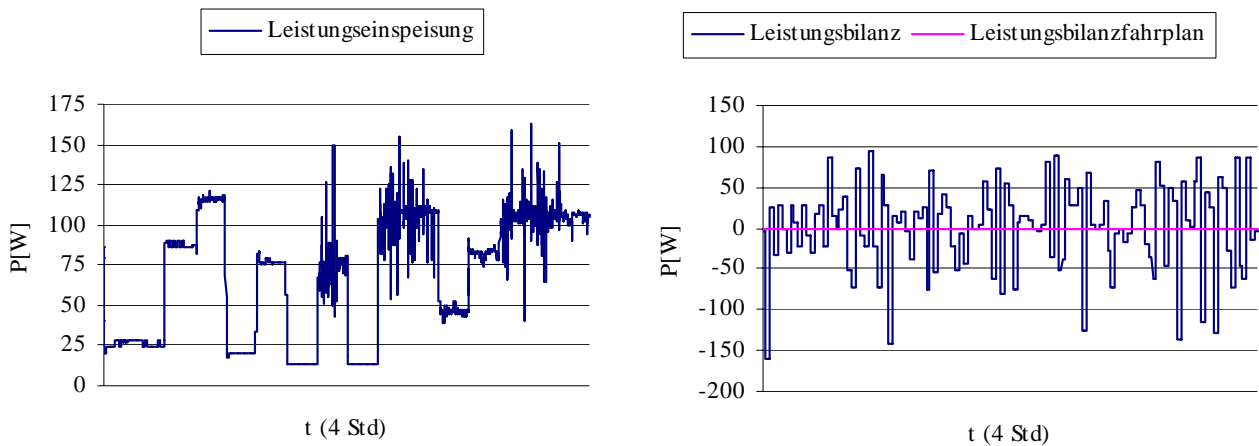


Bild 21: Leistungseinspeisung, gemessene Leistungsbilanz und Leistungsbilanzvorgabe, erster Tag

Über den zeitlichen Verlauf hinaus ist auch die eingespeiste und entnommene Energie zu berücksichtigen. Zu diesem Zweck sind in Tabelle 3 die zeitlichen Mittelwerte der Leistungen über den betrachteten Zeitraum angegeben und es zeigt sich, dass die Abweichungen zwischen eingespeister und entnommener Energie geringer ausfallen als der zeitliche Verlauf der Leistungsbilanz vermuten lässt.

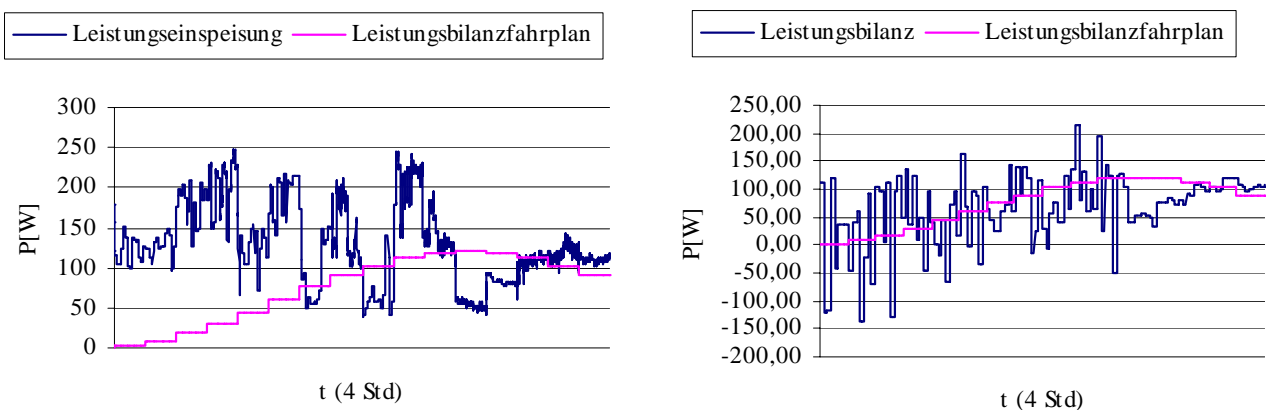


Bild 22: Leistungseinspeisung, Leistungsbilanzvorgabe sowie gemessene Leistungsbilanz, zweiter Tag

Der zweite vorgegebene Leistungsbilanzverlauf war Teil einer Sinusschwingung mit der Amplitude 120 Watt. Am Tag dieses Versuchs blieb die eingespeiste Leistung zwischenzeitlich hinter der geforderten Überschussleistung zurück. In diesen Zeiträumen konnte der vorgegebene Leistungsüberschuss nicht erreicht werden (vgl. Bild 22). Sieht man von diesen

Zeiträumen ab, so zeigt sich auch im zweiten Beispiel dass der Regler die Leistungsbilanz dem Fahrplan der Leistungsbilanz nachregeln kann. Auch für das zweite Beispiel stimmen die Leistungsmittelwerte genauer überein, als der zeitliche Verlauf zunächst vermuten lässt. Die angegebene zwischenzeitliche Unterversorgung stellt hierbei den auf das gesamte Zeitintervall gemittelten Wert der Abweichung der Einspeisung vom geforderten Leistungsüberschuss dar.

Die starke Volatilität der gemessenen Leistungsbilanz rührt hauptsächlich von einer starken Verrauschung des Messsignals der durch die Last aufgenommenen Leistung her.

Tabelle 3: Mittelwerte der verschiedenen Leistungen

Signal	Durchschnittsleistung 1. Tag	Durchschnittsleistung 2. Tag
Vorgegebene Leistungsbilanz	0 W	75.1 W
Gemessene Leistungsbilanz	5 W	62.4 W
Leistungseinspeisung	69 W	129.1 W
Leistungsentnahme	64 W	66.7 W
Zeitliche Unterversorgung	./.	9.5 W

Die erzielten Ergebnisse belegen, dass das entwickelte Koordinierungskonzept in der Lage ist die vier verwendeten DEA so auszuregeln dass ein vorgegebenes Regelungsziel erreicht wird. Damit kann gezeigt werden, dass die Verwendung von DBMS als Kommunikationsmedium und der Einsatz von Skript-Sprachen zur Koordinierung von DEA eine Perspektive für zukünftige Entwicklungen und Systeme darstellen. Weiterführende Untersuchungen sollten die Einsetzbarkeit in komplexeren Szenarien und die Verwendung einer größeren Anzahl von DEA zum Gegenstand haben und falls nötig die vorhandene Implementierung verbessern und ergänzen.

O. Krause

Diese Forschungsarbeit entstand in Zusammenarbeit mit Herrn Prof. R. Palma Behnke von der Universidad de Chile, Santiago de Chile.

4.11 Dezentrale vernetzte Energiebewirtschaftung mit einem verteilten adaptiven Multiagentensystem

Die technischen Entwicklungen bei kleineren Energieumwandlungssystemen, welche eine duale Energieversorgung sowohl mit Strom als auch Wärme ermöglichen (Brennstoffzellensysteme u.a.) rücken den wirtschaftlichen Betrieb z.B. für die Hausenergieversorgung nun in greifbare Nähe. Damit stellt sich die Aufgabe, Instrumente der Betriebsführung zu schaffen, die in der Lage sind eine immense Vielzahl solcher Anlagen vor allem kleiner Leistung den Netzführungsstrategien und der Netzregelung hinsichtlich ihrer Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit zugänglich zu machen. Erste Schritte werden mit der Entwicklung so genannter dezentraler Energiemanagementsysteme (DEMS) gemacht, die es gestatten, z.B. mehrere Blockheizkraftwerke zu einem so genannten virtuellen Kraftwerk zusammenzuführen. Letztlich handelt es sich dabei jedoch auch um zentrale Führungsstrategien, bei der die Anzahl der zu koordinierenden Anlagen schon wegen des Aufwandes für die erforderliche Informationstechnik für diese sicherheitskritische verteilte Realzeitanwendung beschränkt bleiben wird. Für eine denkbar große Anzahl dezentraler Anlagen wie z.B. Brennstoffzellensysteme zur Hausenergieversorgung müssen vielmehr Strategien entwickelt werden, die ein verteiltes Energiemanagement im Sinne einer zuverlässigen Energieversorgung gestatten und dabei gleichzeitig ein Höchstmaß an ökonomischer Flexibilität gewährleisten.

Wegen der enormen Vielzahl der damit verbundenen Zustands- und Stellgrößen im Netz, aber auch auf Grund der heterogenen Struktur die für einen liberalisierten Energiemarkt denkbar ist, ist ein dezentrales und flexibles Energiemanagement erforderlich. Dieses ist nur durch neuartige Lösungen für computergestützte Verhandlungsprozesse (Multi-Agentensysteme) zu erreichen. Diese müssen unter rigiden Realzeit- und Verlässlichkeits-/ Fehlertoleranzbedingungen auf verschiedenen Entwurfsebenen in einem verteilten Ansatz realisiert werden unter der Forderung, dass

- hohe Robustheit,
- hohe Flexibilität und Verfügbarkeit der Prozesse und ihrer Modellierung,
- preisgünstige und gleichzeitig bedarfsgerechte bzw. einsatzoptimale Versorgung

erreicht werden sollen.

Neben der kohärenten Modellierung der Akteure, die innerhalb des Versorgungsgebietes tätig sind, und des Marktes außerhalb dieses Gebietes spielen die Geschäftsprozesse zwischen den Akteuren sowie dem Energiemarkt für die Modellierung der Energieversorgung eine wichtige Rolle. Hierin bilden sich die Marktmodelle ab, die den wesentlichen Rahmen des Energiemanagements der einzelnen Akteure bilden. Innerhalb dieses Gebietes werden die typischerweise tätigen Akteure modelliert:

- Bilanzkreisverantwortliche (BKV)
- Netzbetreiber (NB)
- Einzelverbraucher (EVB)
- Verbrauchergruppen (VG)
- Einzelerzeuger (EEZ)
- Erzeugergruppen (EG)

Als weiterer Einflussfaktor ist der Energieaustausch über das überlagerte Netz zu berücksichtigen. Als Akteure für den überregionalen Energieaustausch kommen in Frage:

- der Verbundnetzbetreiber (VNB, Lieferant resp. Abnehmer von Regelenergie)
- eine übergeordnete Energiebörse
- unabhängige Kraftwerksbetreiber (IPP)
- sonstige Abnehmer (ÜA, überregionale Kunden)

Die Simulation (und später verteilte Evaluation) des dezentral organisierten Energieversorgungsnetzes soll durch ein Multiagentensystem realisiert werden. Die Teilziele des Forschungsvorhabens sind:

- Nachweis zur Führung kooperierender inkompatibler Systeme
- Nachweis für einen stabilen Betrieb des Gesamtsystems bei konfligierenden Zielfunktionen der unterschiedlichen Akteure
- Nachweis einer höheren Wirtschaftlichkeit gegenüber einer zentralen Führung

Nach vorliegenden Erkenntnissen stellt der Einsatz von Multiagentensystemen für verlässliche Echtzeitanwendungen zur Konzeption eines verteilten Energiemanagements einen Erfolg versprechenden Ansatz dar, um das Problem der Integration einer Vielzahl kleiner DEA in das bestehende System der Energieversorgung zu lösen. Besonderer Bedeutung ist dabei dem Ziel beizumessen, diese DEA in die Netzregelung online mit einzubeziehen, ohne jedoch dadurch neue Handelsschranken innerhalb eines liberalisierten Energiemarktes aufzubauen.

Neben dem Nachweis, mittels eines kooperierenden Multiagentensystems bedarfsgerecht online führen zu können, soll gleichermaßen untersucht werden, ob und in wie weit ökonomische und ökologische Zielfunktionen im Energiemanagement durch eine verteilte dezentrale Energieumwandlung in Einklang zu bringen sind.

Das Projekt befindet sich derzeit in der Anfangsphase, in der das grundlegende Vorgehen geplant und die Entwicklungsalternativen geprüft werden. Hierbei werden Überlegungen zu den Themen:

- Automatische Durchführung von Auktionen

- Bemessung von Regelleistung
- Netzengpassmanagement
- Methoden zur Ermittlung von Netznutzungsgebühren

angestellt und die verschiedenen Lösungsansätze miteinander verglichen. Diese Themengebiete betreffen das grundlegende Marktdesign in dessen Rahmen sich die einzelnen Akteure später bewegen werden und stellen damit das Fundament der zu erarbeitenden Lösung dar.

O. Krause

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in enger Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Betriebssysteme und Rechnerarchitektur der Universität Dortmund, Prof. Dr. Wedde bearbeitet.

4.12 Wirtschaftlich optimaler Betrieb von dezentralen Energieumwandlungsanlagen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

Ein wesentliches Merkmal einer Energieversorgung mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) ist die geographisch enge Verbindung zwischen DEA und Kunden.

Bei Vorhandensein von vielen DEA kann die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen dadurch erhöht werden, dass sie zu einem Virtuellen Kraftwerk (VK) zusammengefasst und koordiniert betrieben werden. In Bild 23 ist ein Ausschnitt einer beispielhaften Konfiguration eines VK dargestellt. Ein VK besteht aus den DEA- und Energiespeichersystemen sowie leistungsfähigen Energiemanagement- und intelligenten Kommunikationssystemen.

Die Nutzung und Optimierung von DEA im eigenen Bilanzkreis ermöglicht dem BKV eine Minimierung des Leistungsdefizits bzw. –überschusses in seinem Bilanzkreis, sowie den optimalen externen Bezug. Dieser Ansatz kann erhebliche Kosteneinsparungen hervorbringen, wenn dadurch die Leistungsabweichungen vom Fahrplan nicht mehr nur über Ausgleichsenergie abgefangen werden müssen.

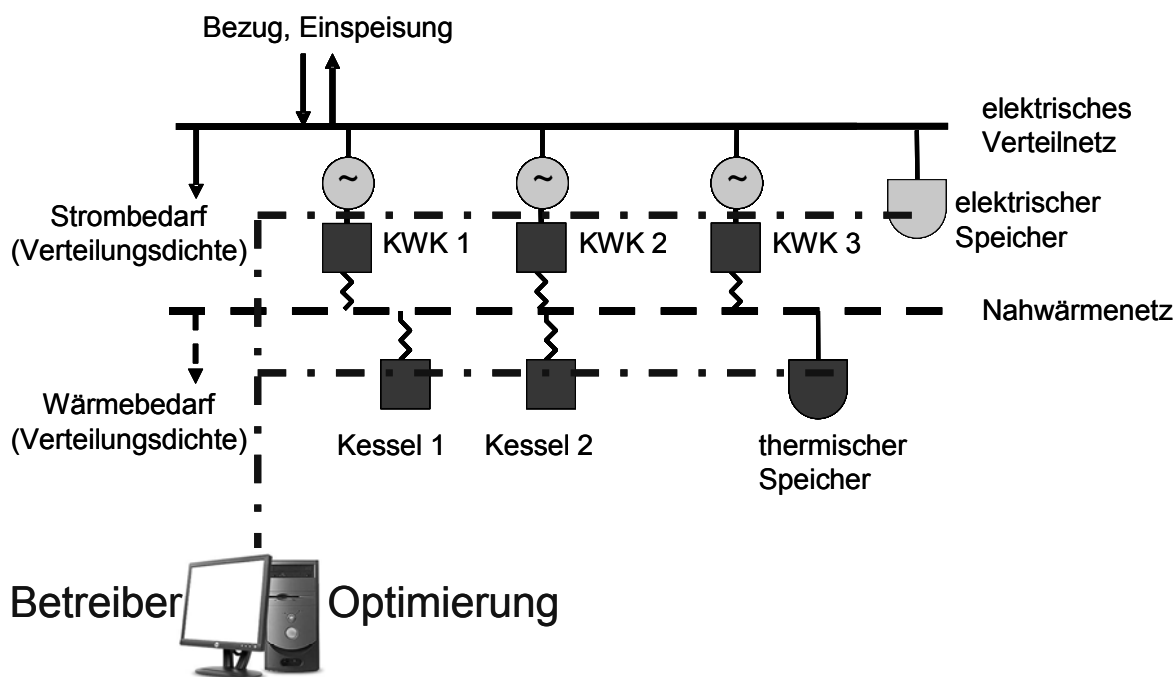


Bild 23: Ausschnitt einer beispielhaften Anlagenkonfiguration

Um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb des VK zu erreichen, ist es erforderlich, die wirtschaftlich optimale Betriebsweise jeder einzelnen DEA zu bestimmen. Die Ermittlung eines optimalen Fahrplanes für jede Anlage muss mit Hilfe einer mathematischen Optimierung erfolgen. Die Zielfunktion dieses Optimierungsproblems besteht aus dem Gewinn des Betreibers, also der Differenz aus Erlösen und Kosten. Diese Kosten und Erlöse werden über einen definierten Zeitraum, z.B. 24 Stunden gebildet. Das Ziel ist es, den Gewinn unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen zu maximieren. Neben betrieblichen technischen Randbedingungen müssen auch wirtschaftliche Nebenbedingungen berücksichtigt werden. So darf z.B. ein bestimmter Wirkungsgrad von KWK Anlagen nicht unterschritten werden, um die KWK-Förderung nicht zu verlieren. Eine über die aus der optimalen Lastverteilung bekannten betrieblichen Nebenbedingungen hinausgehende Restriktion besteht z.B. in der Einhaltung einer maximalen Anzahl von Schaltzyklen einer DEA pro Tag. Diese Angabe wird oft vom Hersteller der jeweiligen DEA vorgegeben, um einen übermäßigen Verschleiß und eine damit verbundene eingeschränkte Lebensdauer zu vermeiden. Bild 24 gibt einen Überblick über die in der Optimierung zu berücksichtigenden Größen und Zusammenhänge. Einige Nebenbedingungen erfordern die Einführung von ganzzahligen Optimierungsvariablen, so dass von der Struktur her ein gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (GGLP) vorliegt.

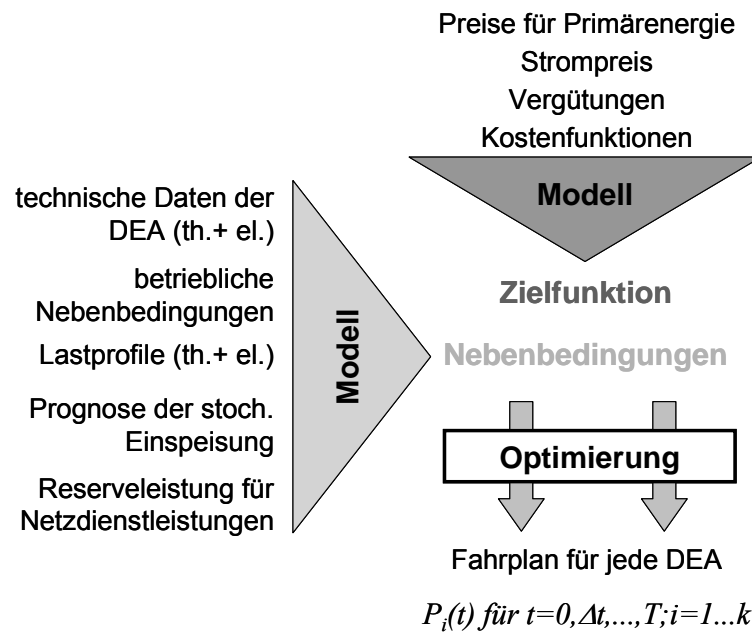


Bild 24: Schematische Darstellung des Optimierungsproblems

Einige der für die Optimierung erforderlichen Eingangsdaten weisen für einen Optimierungshorizont von 24 Stunden deutliche Unsicherheiten auf und lassen sich daher zum Startzeitpunkt nicht exakt vorhersagen. Hierzu gehören die elektrischen und thermischen Verbräuche sowie die elektrische Einspeisung aus DEA mit stochastischer Primärenergienutzung wie z.B. Wind oder Photovoltaik und der nicht deterministische Strompreis (Spotmarkt). Diese Unsicherheiten sind umso stärker ausgeprägt, je größer der Optimierungshorizont gewählt wird. Darüber hinaus nimmt die Prognosegüte der Eingangsdaten innerhalb des Optimierungshorizontes mit wachsendem Abstand zum Startzeitpunkt ab. Zur Abbildung dieser Zufallseinflüsse wurde ein zweistufiges stochastisches Modell entwickelt. Dieses Modell geht davon aus, dass in der ersten Stufe keine Unsicherheiten vorhanden sind. Dieser Zeitraum entspricht der sogenannten Kurzfristprognose. In der zweiten Stufe werden die Unsicherheiten in Form von Szenarien modelliert. Auf diese Weise ist es möglich, die prognostizierte Last und beliebige Abweichungen von der Prognose mit ihren Auftretenswahrscheinlichkeiten in der zweiten Stufe zu berücksichtigen. In Bild 25 ist beispielhaft die Modellierung einer elektrischen Last dargestellt. Die zweite Stufe beginnt in diesem Beispiel mit der 49. Viertelstunde (t_{stoch}), wobei die Unsicherheiten in Form von 11 Szenarien modelliert worden sind. Ab der 49. Viertelstunde wurde ein kontinuierlich wachsender Prognosefehler von bis zu $\pm 10\%$ des Maximalwertes überlagert.

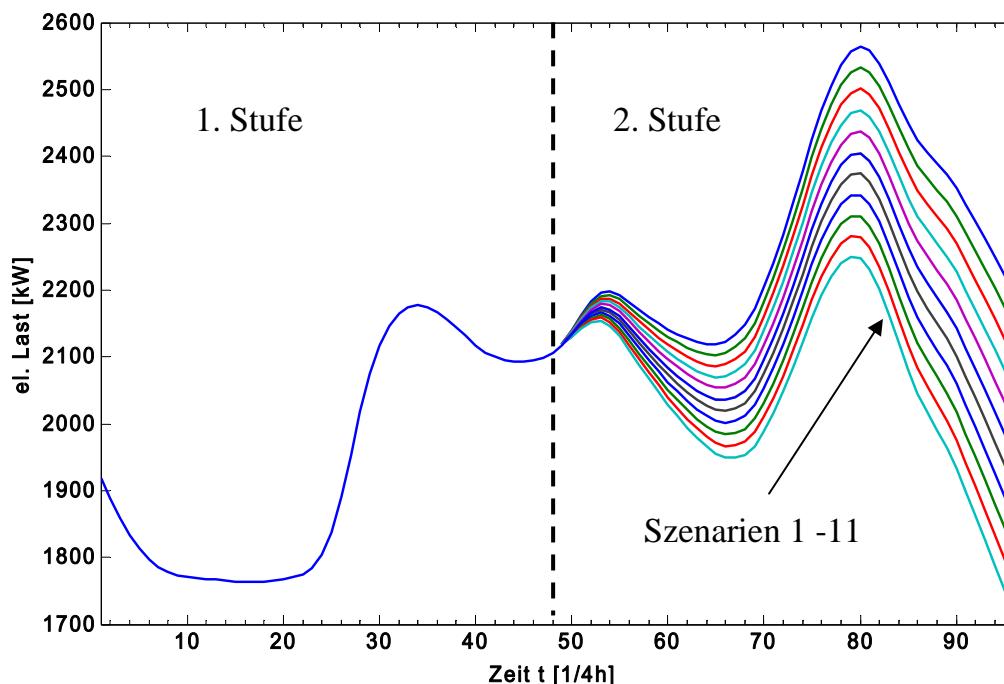


Bild 25: Zweistufige Modellierung der elektrischen Last mit elf Szenarien in der 2. Stufe

Das Ergebnis der Optimierung liefert die optimalen Fahrpläne aller DEA und Speicher für alle Zeitpunkte der ersten und zweiten Stufe. Auf diese Weise werden die optimalen Erststufenentscheidungen unter Berücksichtigung der in der zweiten Stufe auftretenden Unsicherheiten bestimmt. Mathematisch formuliert bedeutet dieses, dass der Erwartungswert des Gewinns über beide Stufen maximiert werden muss:

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}_1 \dots \mathbf{y}_n} \sum_{i=1}^k \pi_i (\mathbf{c}^T \mathbf{x} + \mathbf{d}_i \mathbf{y}_i)$$

Der Vektor \mathbf{x} beinhaltet die Einspeisungen aller DEA für die Zeitpunkte der ersten Stufe. Der Vektor \mathbf{y}_i beschreibt die Einspeisungen des mit einer Wahrscheinlichkeit π_i auftretenden Szenarios i der zweiten Stufe. Aufgrund des angenommenen deterministischen Verhaltens der Eingangsdaten in der ersten Stufe vereinfacht sich die Gleichung zu:

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}_1 \dots \mathbf{y}_n} \left(\mathbf{c}^T \mathbf{x} + \sum_{i=1}^k \pi_i \mathbf{d}_i \mathbf{y}_i \right)$$

Da die Dimension des dargestellten gemischt ganzzahligen linearen Problems stark mit der gewählten Anzahl der Szenarien wächst, entstehen sehr schnell Probleme mit deutlich über 200.000 Variablen und ähnlich vielen Nebenbedingungen. Derartige Probleme sind mit Standardsolvern wie z.B. CPLEX nicht mehr in einer für praktische Anwendungen angemessenen Zeit zu lösen. Daher wurde ein auf der Lagrange Relaxation basierendes Dekom-

positionsverfahren entwickelt, welches die optimale Lösung innerhalb von wenigen Minuten ermittelt. Bild 26 zeigt die Visualisierung des Optimierungsergebnisses für die in Bild 23 gezeigte Anlagenkonfiguration. Im oberen Fenster ist der optimale Füllstand des elektrischen Speichers für die erste und zweite Stufe dargestellt. Das untere Fenster zeigt den optimalen Fahrplan eines Kessels für die erste Stufe.

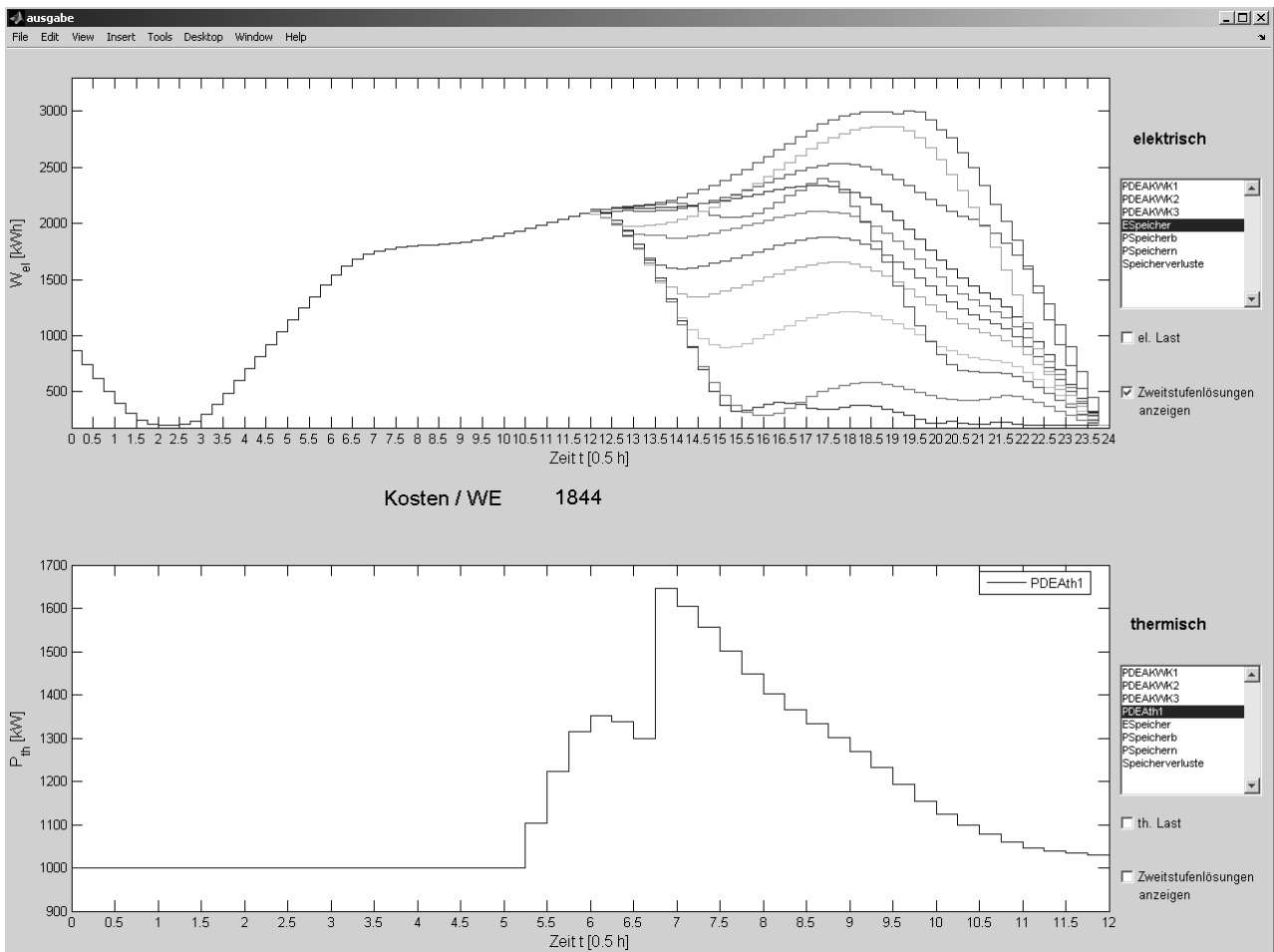


Bild 26: Optimierungsergebnisse, optimaler Füllstand el. Speicher (oben), optimale Kessel-einspeisung (unten)

Beim Einsatz der stochastischen Optimierung zur Ermittlung des wirtschaftlich optimalen Betriebs eines VK wird die Optimierung zyklisch mit neuen Prognosewerten angestoßen. Die so ermittelten Erststufenlösungen werden aneinandergereiht und stellen die Gesamtlösung für z.B. einen Tag dar. Die Anzahl der Optimierungsdurchläufe hängt von der Wahl des Startzeitpunktes (t_{stoch}) für die zweite Stufe ab.

H. Neumann

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Förderprogramm Mathematik für Innovationen in Industrie und Dienstleistungen gefördert. Das Projekt wird in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Mathematik der Universität Duisburg-Essen bearbeitet.

4.13 Gekoppelte optimale Auslegung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen

Seit der Liberalisierung des Energiemarktes gewinnt die dezentrale Energieversorgung zunehmend an Bedeutung. Der Kostendruck seitens der Netzbetreiber steigt und damit auch die Notwendigkeit, die Verteilnetze optimal auszulegen. Heute verfügbare Energieumwandlungsanlagen (z.B. KWK-Anlagen) erfordern eine gekoppelte optimale Auslegung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen (Bild 27). Unter dem Begriff der optimalen Auslegung wird in diesem Fall die wirtschaftliche Auslegung unter Einbeziehung der Versorgungssicherheit verstanden. Ziel ist es, ein entsprechendes Optimierungsmodell zu entwickeln, welches die Kopplung der drei Netze beschreibt. Diese Modellierung führt mathematisch zu einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem. In der Realität auftretende Nichtlinearitäten werden mit geeigneten Verfahren linearisiert.

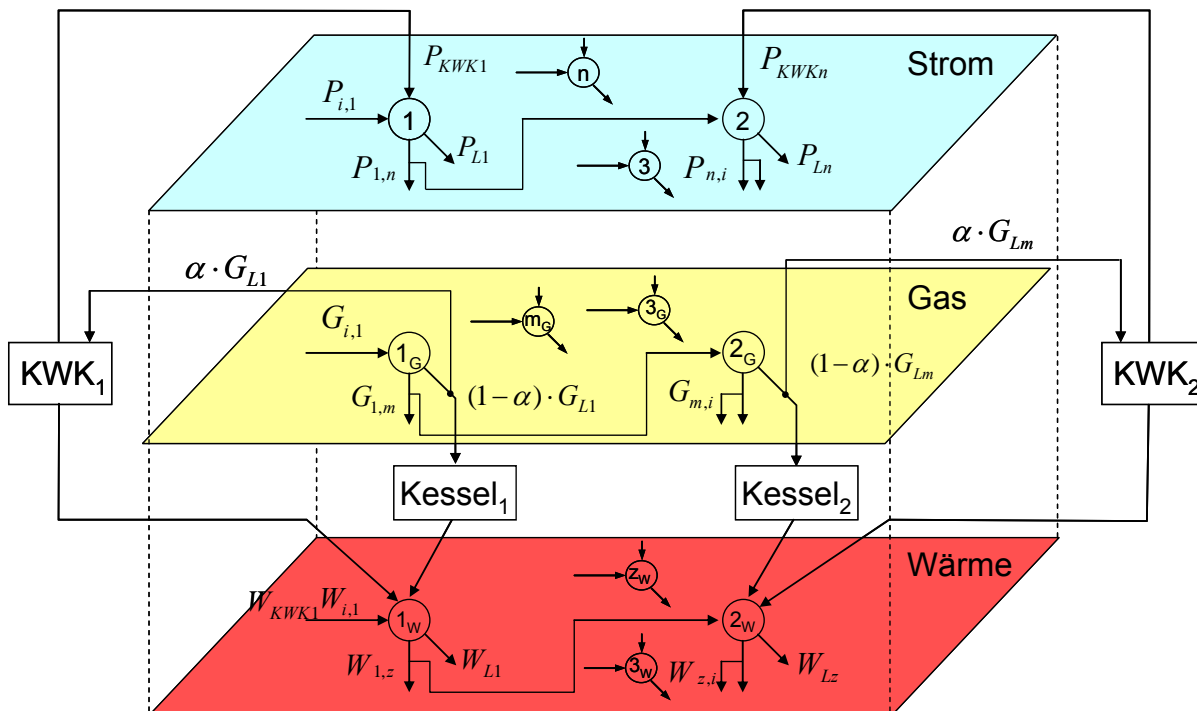


Bild 27: Die energetische Kopplung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen

Als Ausgangspunkt für die Modellerstellung wird angenommen, dass die geografische Anordnung der Lasten sowie die Lastverläufe bekannt sind. Der Aufbau des Modells wird anhand eines fünfknotigen Beispielnetzes erläutert (Bild 28), wobei Knoten „null“ der Einspeiseknoten ist. An jedem Netzknoten kann eine KWK-Anlage angeschlossen werden.

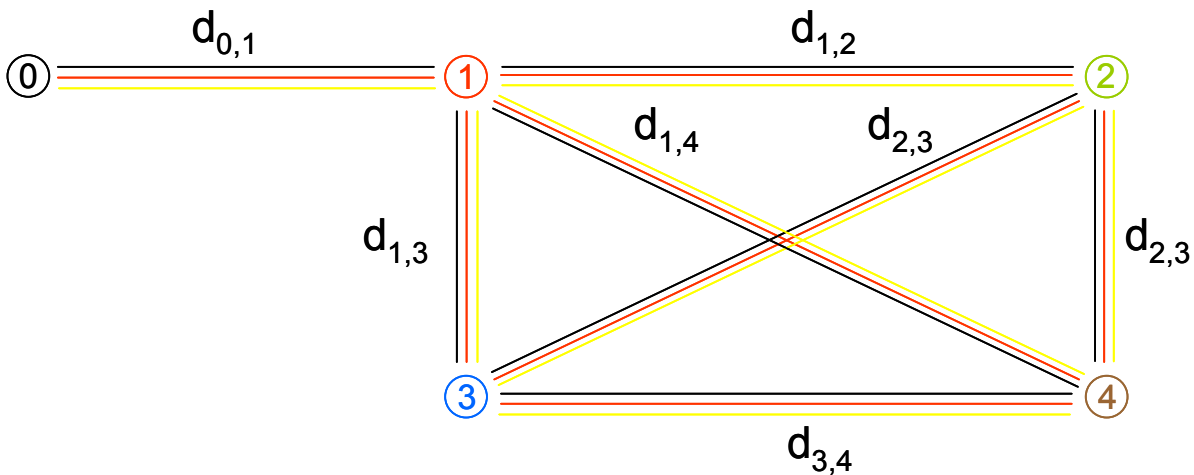


Bild 28: Beispielnetz zur gekoppelten Netzauslegung

Bild 28 zeigt zunächst alle möglichen Knotenverbindungen. Dabei wird nur eine Verbindung zum Einspeiseknoten realisiert. Zwischen zwei Knoten können Strom-, Gas- und/oder Wärmenetze gebaut werden. Dies verursacht Kosten, die sich aus den Trassenkosten und den Betriebskosten zusammensetzen:

$$Z = (S_{0,1,ges} \cdot C_{0,1,fix} + C_{0,1,Strom}(X) + C_{0,1,Gas}(X) + C_{0,1,Wärme}(X)) \cdot l_{0,1} + \sum_{i=1}^3 \sum_{j=2}^4 (S_{i,j,ges} \cdot C_{i,j,fix} + C_{i,j,Strom}(X) + C_{i,j,Gas}(X) + 2 \cdot C_{i,j,Wärme}(X)) \cdot l_{i,j} \quad j > i$$

Da die geografische Anordnung der Lasten feststeht, tritt die Rohr- bzw. Kabellänge (direkte Verbindung zwischen zwei Knoten) nicht als Optimierungsvariable in Erscheinung. Sie wird lediglich benötigt, um nach erfolgter Optimierung die minimalen Kosten zu ermitteln. Als Optimierungsvariablen werden die binären Variablen $S_{i,j}$ und die Rohr- bzw. Kabeldurchmesser $d_{i,j}$ (jeweils für Strom-, Gas und Wärmenetze) verwendet. Die Tiefbaukosten $C_{i,j,fix}$ treten in einem Trassenabschnitt zwischen den Knoten i und j nur einmal auf. Das heißt, sie müssen bei einem weiteren im Graben verlegten Rohr oder Kabel nicht mehr berücksichtigt werden. Dies wird im Modell durch eine Oder-Verknüpfung der binären Variablen $S_{i,j,Strom}$, $S_{i,j,Gas}$ und $S_{i,j,Wärme}$ zu einer Gesamtvariable $S_{i,j,ges}$ realisiert. Es tritt ein variabler Anteil der Trassenkosten auf, der dann ungleich Null ist, wenn die Durchmesser $d_{i,j}$ größer als ein bestimmter Grenzdurchmesser $d_{i,j,grenz}$ werden (bei Wärmenetzen ca. DN50). Bis zu diesem Punkt sind die Trassenkosten nahezu unabhängig vom Durchmesser, was auf die Dominanz der Tiefbaukosten zurückzuführen ist. Danach steigen sie linear an (Bild 29). Dies lässt sich dadurch begründen, dass die Verlegung von Rohren mit einem Durchmesser größer als d_{grenz} wesentlich aufwendiger und damit kostenintensiver ist.

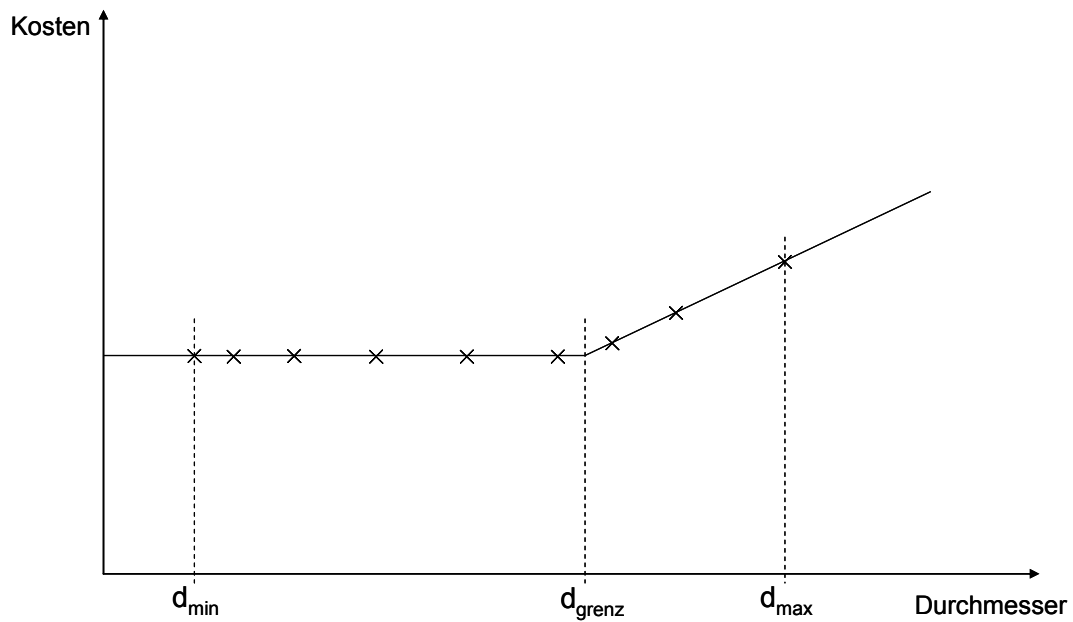


Bild 29: Abhängigkeit der Trassenkosten vom Rohr-Innendurchmesser

Zur Herleitung geeigneter Nebenbedingungen werden die Knoten des Beispielnetzes näher betrachtet. In jedem Knoten ist die Summe der zugeführten Leistungen gleich der Summe der abgeführten Leistungen. Dies führt bei Berücksichtigung der drei Netze zu 15 Nebenbedingungen. Zwei weitere Gleichungen je Knoten entstehen, wenn die Lasten, als Funktion der zugeführten Anlagenleistungen (P_{Li} , G_{Li} und W_{Li}) und der Anlagenparameter geschrieben werden. (Bild 4).

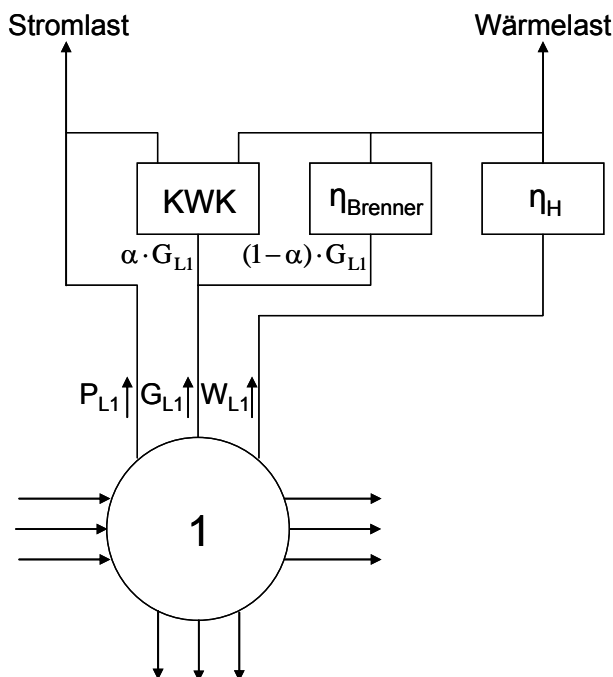


Bild 30: Leistungsflüsse zwischen Netzknoten und Anlagen bzw. Last

Da allerdings die Leistungen in der Zielfunktion nicht auftreten, muss ein Zusammenhang zwischen ihnen und den zu wählenden Durchmessern der Kabel bzw. Rohre hergeleitet werden. Es werden Funktionen aufgestellt, die die maximal übertragbaren Leistungen in Abhängigkeit der Durchmesser beschreiben. Dies führt dazu, dass durch die Minimierung der Zielfunktion Z das tatsächliche Kostenminimum gefunden wird, da die Leitungen bzw. Rohre nicht höher belastet werden dürfen.

Zur Ermittlung der maximalen Kabelbelastbarkeit wird von Erdkabeln (Typ NYY) ausgegangen wie sie häufig in Niederspannungsnetzbezirken eingesetzt werden. Da die Belastbarkeit stark vom Aufbau des Kabels und von den Verlegebedingungen abhängt, wird diese durch Auswertung einer Herstellertabelle für Erdkabel hergeleitet. Es zeigt sich ein linearer Verlauf der Wirkleistung über dem Durchmesser.

Die maximale Belastbarkeit von Gasleitungen wird durch den maximal zulässigen Druckverlust und die maximal zulässige Strömungsgeschwindigkeit beschrieben (DIN EN 15001-1). Die Strömungsgeschwindigkeit darf einen Schwellenwert von 20 m/s nicht überschreiten, damit es nicht zu störenden Geräuschbildungen kommt. Der Druckverlust im Gasrohr wird so gewählt, dass der Druck vor den Druckminderern im Netz dem erforderlichen Mindestdruck entspricht. Wärmenetze werden entsprechend einem Druckverlust von 1 mBar je Meter Rohr ausgelegt. Die Fließgeschwindigkeit muss zwischen 0,8 und 3 m/s liegen. Die untere Grenze ist wichtig, da sonst bei geringeren Fließgeschwindigkeiten das Wasser auf dem Weg zu den Verbrauchern zu sehr abgekühlt wird. Nach oben wird die Fließgeschwindigkeit begrenzt, um eine störende Geräuschentwicklung zu vermeiden.

Das Optimierungsproblem kann wie folgt zusammengefasst werden: Die Zielfunktion Z ist unter den zuvor genannten Nebenbedingungen zu minimieren. Dazu werden die maximal übertragbaren Leistungen der Rohre bzw. Kabel als Funktionen der Durchmesser in die Nebenbedingungen eingesetzt.

Eine Erweiterung des Modells um den Betriebskostenanteil sowie die Integration thermische Speicher ist geplant.

M. Gravermann, H. Neumann

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert. Das Projekt wird in enger Zusammenarbeit mit Wirtschafts- und Ingenieurwissenschaftlern sowie Mathematikern verschiedener Hochschulen und Forschungseinrichtungen bearbeitet.

4.14 Dynamische Simulation von Wärmenetzen

Im Berichtsjahr 2005 sind wichtige Fortschritte auf dem Gebiet der Hausheizungssystem-Simulation erreicht worden. Zum einen sind verschiedene Einbindungskonzepte miteinander verglichen worden und zum anderen ist die Simulationsumgebung programmiertechnisch dahingehend optimiert worden, dass nun alle Berechnungsfunktionen in die Programmiersprache C implementiert worden sind, wodurch eine erhebliche Geschwindigkeitsbeschleunigung erreicht wurde.

Die in Zusammenarbeit mit der EUS GmbH, Dortmund, entwickelte dynamische Wärmenetz-Simulation ermöglicht die Nachbildung verschiedener thermisch-hydraulischer Verschaltungen. Insbesondere für die Integration dezentraler Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Hausheizungssysteme kann das Programm einen wichtigen Beitrag liefern. Diese Anlagen dienen der gleichzeitigen verbrauchernahen Versorgung mit Wärme und elektrischer Energie und basieren auf Gasmotoren oder Stirlingmotoren. Ein weiterer viel versprechender Anlagentyp ist die PEM-Brennstoffzelle, die auch im Teillastverhalten eine besonders hohe Effizienz aufweist und eine vorteilhafte Leistungsdynamik besitzt. Eine sinnvolle Anwendung der elektrischen und thermischen Energie ist beim Betrieb lokaler Energieversorgungsanlagen Voraussetzung für eine hohe Wirtschaftlichkeit. Die Nutzung der elektrischen Energie ist durch Anbindung an öffentliche Niederspannungsnetze weniger problematisch als die Verwendung der thermischen Energie, für die in der Regel keine Nahwärmenetze zur Verfügung stehen. Die erzeugte Wärme muss daher vor Ort verwendet werden. Eine intelligente lokale Regelung ist notwendig, um mit den bereitgestellten Mitteln ein effizientes Wärmemanagement zu realisieren.

In der ersten Arbeit sind unterschiedliche Konzepte miteinander verglichen und deren thermische Einbindung simuliert worden. Zunächst sind die Szenarien 1 und 2 untersucht worden, die in Bild 31 dargestellt sind. In Szenario 1 sind die Wärmequellen Brennstoffzelle und Zusatzheizgerät in Serie, in Szenario 2 parallel geschaltet. Mit beiden Verschaltungen sind Spitzenlastdeckungen möglich, da neben der Brennstoffzelle –stellvertretend als Wärmequelle in einer dezentralen KWK-Anlage– ein Zusatzheizgerät zum Einsatz kommt. Szenario 1 hat den Vorteil, dass ein Ventil weniger benötigt, welches die Regelung vereinfacht. Dem stehen Nachteile, wie z.B. höhere Wärmeverluste durch die Durchströmung des Zusatzheizgerätes auch bei geringerer Last, gegenüber. In Szenario 2 können beide Wärmequellen und deren Volumenströme getrennt voneinander eingestellt werden. Eine überlagerte Volumenstromregelung kann die Durchströmung im Lastzweig auch bei sich ändernden Volumenströmen im Brennstoffzellenzweig durch Ansteuerung des Ventils im Zusatzheizgeräte-Pfad während der gesamten Zeit konstant halten.

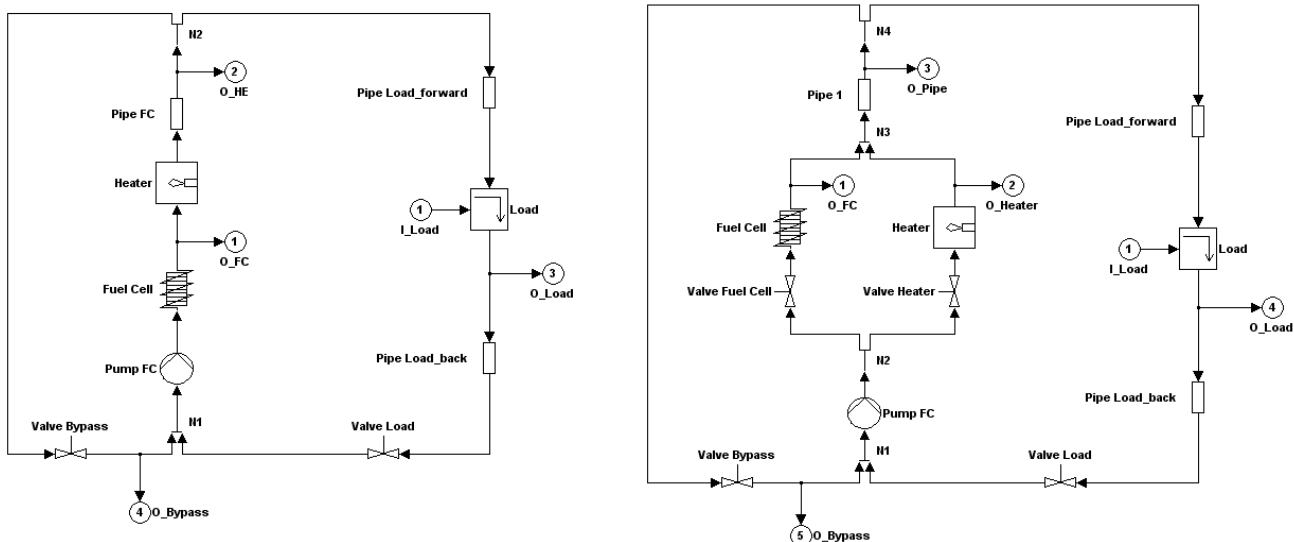


Bild 31: Szenario 1 und Szenario 2

Da Szenario 2 ein besseres dynamisches Verhalten aufweist, ist diese Verschaltung zu Szenario 3 ausgebaut worden. Durch den Schichtenspeicher wird eine Wärmespeicherung ermöglicht, die zu Zeiten geringer thermischer Last eine Abführung der Wärme aus der dezentralen KWK-Anlage realisiert und so zu einer erhöhten Auslastung der Anlage führt.

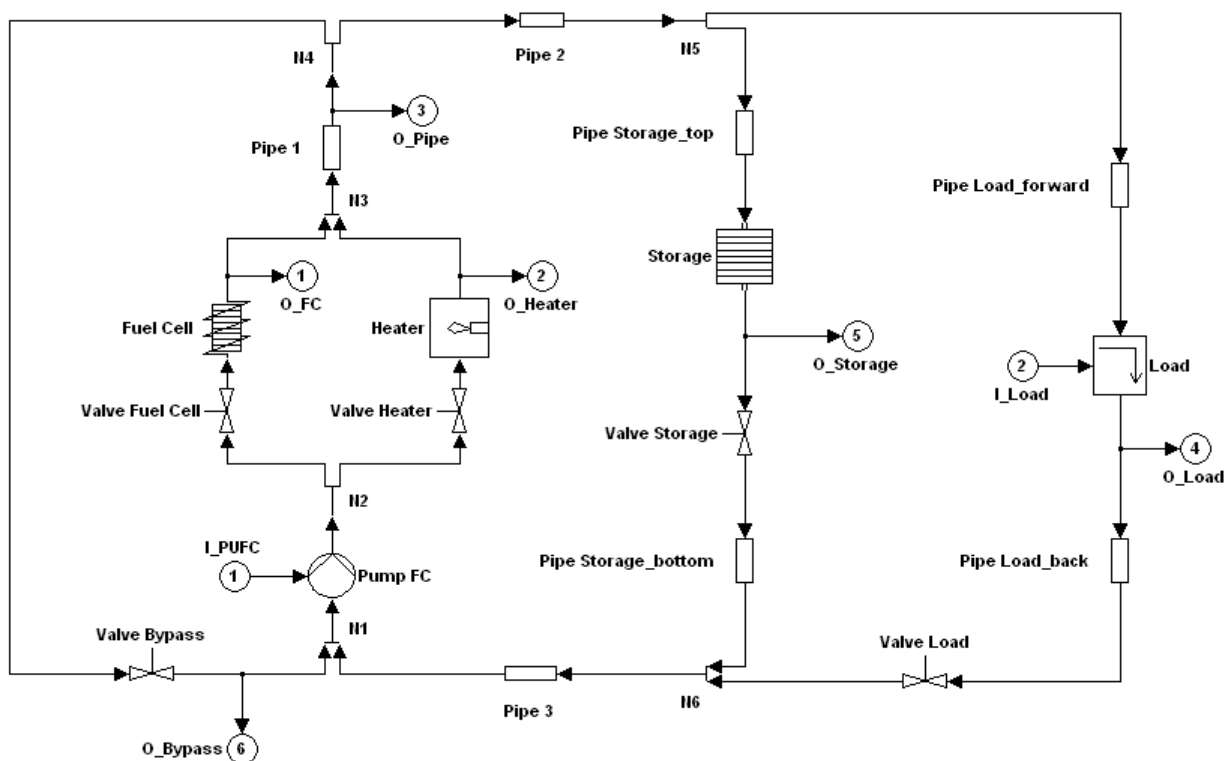


Bild 32: Szenario 3

In der Zusammenfassung der Simulationsergebnisse kann ein erhöhter Regelungsaufwand zusammen bei einem flexibleren Gesamteinsatz bei komplexer werdenden Modellen verzeichnet werden.

Tabelle 4: Vergleiche der untersuchten Szenarien

Modell	Aufbau	Regelungs- aufwand	max. deckbare thermische Last	Eignung Strom-/Wärmegeführt
Szenario 1	einfach	mittel	14 kW _{th}	Wärmegeführt
Szenario 2	aufwändig	hoch	14 kW _{th}	Wärmegeführt
Szenario 3	sehr aufwändig	sehr hoch	14 kW _{th}	Strom- und Wärmegeführt

Bisher sind zwar zahlreiche MATLAB[®]-Funktionen aus der Simulationsumgebung HES in die Programmiersprache C umgesetzt worden, doch fehlten noch die Umsetzung der Funktionen für die hydraulischen Berechnungen und der Reglerfunktion. Dies ist in einer zweiten Arbeit in diesem Berichtsjahr geschehen. Die Hydraulik-Berechnungsfunktion wird in Abhängigkeit von der Netzwerkstruktur in der Initialisierung erstellt. Die zur Berechnung erforderliche Inversion der Jacobimatrix wurde mittels unterschiedlicher Berechnungsverfahren auf Ausführungsgeschwindigkeit optimiert. Es hat sich herausgestellt, dass das anfänglich verwendete Verfahren, die Berechnung der Inversen Matrix gemäß der Cramerschen Regel, nicht das schnellste Berechnungsverfahren darstellt. Relativ kleine Netzwerke weisen Jacobi-Matrizen auf, die nicht spärlich besetzt sind und sich mit dem Gauss-Jordan-Verfahren am schnellsten invertieren lassen. Eine gesonderte Untersuchung beschäftigte sich mit komplexen Netzen und Inversionsverfahren für die dabei vorkommenden spärlich besetzten Matrizen. Bei diesen ist die Inversion mit der Sherman-Morrison-Gleichung, bei der nur sich verändernde Teile der Matrix neu berechnet werden, zu empfehlen. Eine Verwendung des Gauss-Seidel-Verfahrens ist bei spärlichen Matrizen, die diagonal dominant sind, ebenfalls zu empfehlen.

Darüber hinaus ist der Netzwerkparser – verantwortlich für die Erkennung der Netzwerkstruktur – so umgeändert worden, dass nun auch komplexe Netzwerke mit verzweigten Spannbäumen erkannt werden. In umfangreichen Tests sind keine Netzwerkstrukturen aufgetaucht, die zu fehlerhaften Berechnungen oder unerwarteten Programmabbrüchen geführt haben.

Als Ausblick bleiben weitere Verifikation der neuen Algorithmen und vergleichende Analysen mit realistischen Wärmekreisen.

R. Becker

4.15 Koordinierte Schutzsysteme

In vielen Veröffentlichungen wird der zu erwartende Zubau dezentraler Energieumwandlungsanlagen in Hinblick auf Netzausbauplanung und wirtschaftliche Betriebsführungsstrategien analysiert. Hierbei bleiben schutztechnische Belange oftmals unberücksichtigt, obwohl auch hier grundlegende Veränderungen notwendig und zu erwarten sind. Bedingt durch die abzusehende Umkehr des Leistungsflusses von der Nieder- über die Mittel- bis hinein in die Hochspannungsebene eine potentielle Inselnetzfähigkeit einzelner Netzbezirke. Dies führt aus schutztechnischer Sicht zu Handlungsbedarf in zweierlei Hinsicht:

1. *Vermeidung ungewollter Inselnetze:* Es ist zu analysieren, inwieweit Inselnetze ungewollt entstehen können. Hierzu sind die Kernaspekte Wirkleistungs- und Blindleistungsbilanz zu betrachten. Letztere ist eng verknüpft mit der Problematik der Spannungshaltung. Das Gefährdungspotenzial für Menschen einerseits und Anlagen andererseits ist abzuschätzen. Notwendigkeit zur Detektion und Abschaltung ungewollter Inselnetze sind zu überprüfen. Ferner ist die Eignung verschiedener heute zulässiger Verfahren, wie z.B. Impedanzmessung dreiphasige Spannungs- oder Phasenshiftmessung, inklusive Reserveverfahren bei flächendeckender Installation von DEA zu analysieren. Ggf. sind diese Verfahren zu verbessern oder durch neue zu erweitern.
2. *Betrieb gewollter Inselnetze:* Bei ausreichender installierter dezentraler Leistung kann es sich als wirtschaftlich erweisen, gezielt Inselnetze zuzulassen. Ein Beispiel ist die Dienstleistung der erhöhten Versorgungssicherheit oder die Vermeidung von Ausfallkosten bei Störungen in der überlagerten Spannungsebene. Hier sind auf drei Ebenen Maßnahmen zu treffen. Einerseits sind bei der Netzplanung geeignete Netzbezirke für den Inselnetzbetrieb zu identifizieren. Hierfür ist eine geeignete Schutztechnik erforderlich (vgl. Bild 33), die potentielle Inselnetze vom Gesamtnetz trennt. Die Anforderungen an solche Schutzgeräte müssen zusätzlich das selektive Freischalten von möglichen Fehlern unter höchster Priorität mit einschließen. Außerdem ist sicherzustellen, dass innerhalb des Inselnetzes ein Frequenz- und Spannungsregler aktiviert wird, die die Einhaltung von Mindestanforderungen an die Spannungsqualität garantiert. Bei Wiederaufbau der Versorgung im überlagerten Netz muss durch die Schutztechnik sichergestellt werden, dass keine Fehlsynchronisationen auftreten. Somit müssen der Betrag und die Phasenlage der Spannungen an den Trennstellen bezogen auf die überlagerte Spannung durch das System beeinflusst werden können. Als weitere Synchronisati-

onsvoraussetzung ist sicherzustellen, dass die unterlagerte Frequenzregelung korrekt arbeitet. Damit wird ein direkter Einfluss auf die Spannungsbetrag und –phase der regelnden DEA notwendig. Folglich ist gewollter Inselnetzbetrieb nur durch ein koordiniertes Schutzsystem möglich.

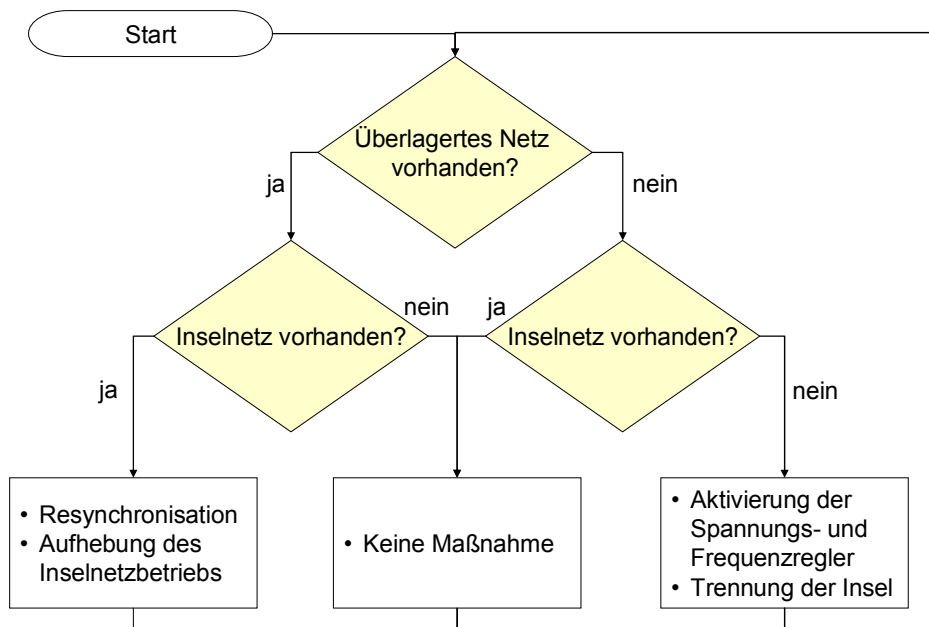


Bild 33: Regelalgorithmus zum Betrieb eines gewollten Inselnetzes

Sowohl im Normalbetrieb als auch im Inselbetrieb muss das Schutzsystem die Aufgabe, Netzfehler selektiv abzuschalten, sicher erfüllen. Hierzu ist das Niveau der Kurzschlussleistung zu überprüfen, die ausreichend hoch sein muss, um heutige Schutzeinrichtungen (NH-Sicherungen) zur Auslösung zu bringen. Insbesondere durch den verstärkten Einsatz umrichtergekoppelter DEA, deren Kurzschlussstrom auf maximal 120% ihres Nennstroms im Netzparallelbetrieb begrenzt ist, muss das Kurzschlussleistungsniveau überprüft werden. Im Gegensatz hierzu stehen klassische Generatoren, für die laut Normung mit Stoßkurzschlussströmen gerechnet werden muss, die den Nennstrom um ein Vielfaches übersteigen (vgl. Bild 34). Neben der Analyse der klassischen Schutzkonzepte in Mittel- und Niederspannungsnetzen sind hier innovative Schutzkonzepte, z.B. basierend auf Wavelet-Verfahren oder künstlicher Intelligenz, zu erforschen.

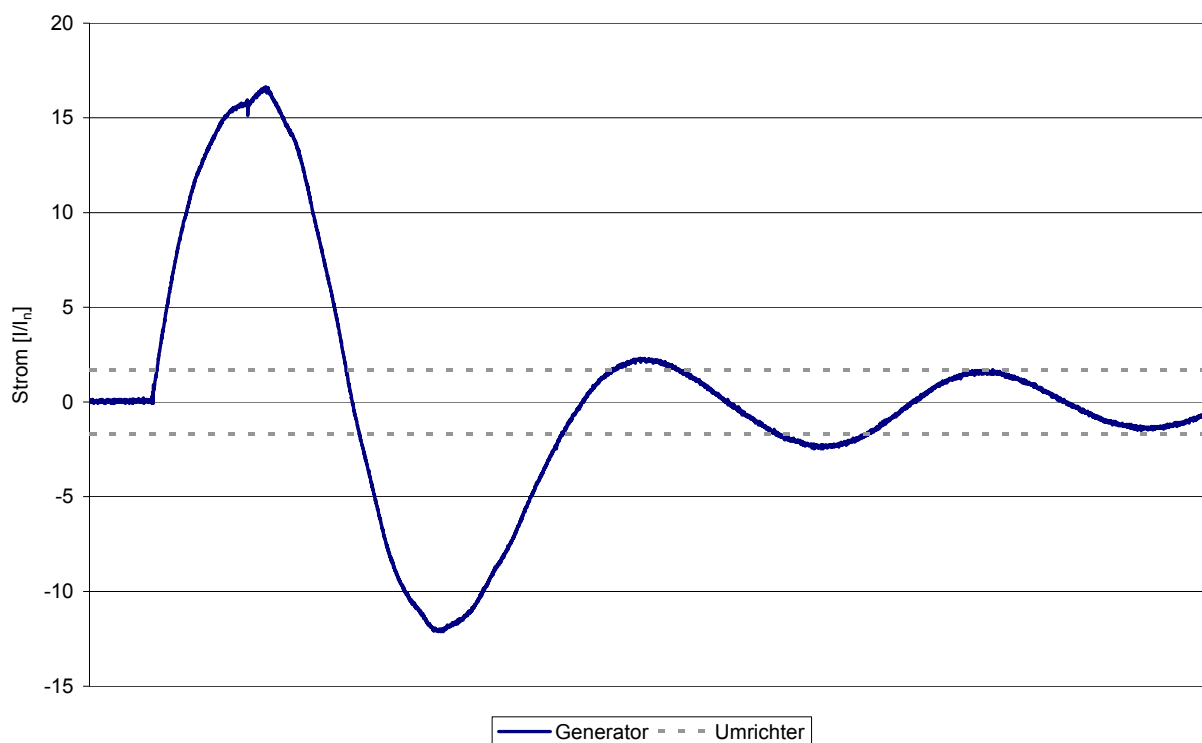


Bild 34: Kurzschlussstrom einer Synchronmaschine (Labormessungen ESW) und Scheitelwerte des Stoßkurzschlussstroms eines vergleichbaren Umrichters

Das Projekt Kosinus befasst sich mit den genannten Problematiken in einem umfassenden Ansatz. Zunächst werden verschiedene Mittel- und Niederspannungsnetze kategorisiert und in Hinblick auf heute notwendige Schutztechnik bewertet. Anschließend erfolgt eine Übertragung der erzielten Ergebnisse auf zukünftig flächendeckende Durchdringung mit DEA. Hierzu werden Netzberechnungen einerseits unter Neplan[®] andererseits unter einer am Lehrstuhl entwickelten Simulationsumgebung in MATLAB/SIMULINK[®] vorgenommen. Ziel der Arbeit ist die Analyse der Notwendigkeit und des möglichen Aufbaus koordinierter Schutzsysteme in den Verteilnetzen der Zukunft, die sich aus intelligent verknüpften autonomen Einzeleinheiten zusammensetzen.

E. Hauptmeier

Das Projekt wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft DFG gefördert.

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 21.01.2004 *PD Dr.-Ing. Christian Rehtanz, ABB Power Systems, Zürich/Schweiz:* „Neue Technologien zur Erhöhung der Netzeffizienz und Sicherheit“
- 09.02.2005 *Prof. N. Voropai, Energy Systems Institut, Irkutsk, Russia:* „Electric Power System Planning in a Market Environment: Decision Market Procedures“
- 09.02.2005 *Prof. I. Naumov, Energy Systems Institut, Irkutsk, Russia:* „Study of Asymmetrical Operating Conditions in Rural Low-Voltage Networks“
- 01.06.2005 *Dr.-Ing. K. Burges, ECOFYS, Niederlande:* „Integration erneuerbarer Energien – Beispiele und Erfahrungen aus der Praxis“
- 13.07.2005 *Dr.-Ing. Carsten Leder, RWE Transportnetz Strom GmbH, Dortmund:* „Regulierungsmanagement - Neue Aufgaben in einem neuen Umfeld“
- 19.07.2005 *Dipl.-Ing. J. Fischer, Consulectra Unternehmensberatung, Hamburg:* „Zwischen Hersteller und Betreiber - der Ingenieur als technischer Berater“
- Dr. rer. Pol. Yezid Pérez Alemán, Universität Javeriana, Kolumbien:* „Der Elektrizitätsmarkt in Kolumbien“
- Dipl.-Ing. F. Uphaus:* „Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 09.03.2005 *W. Schulz:* „Aspekte der Reservehaltung unter Berücksichtigung der Unsicherheit der Windleistungsprognosen, Vortrag im Rahmen des ef. Ruhr Workshops zum Projekt „Auslegung und Management von Windkraftanlagen, dynamische Wechselwirkung mit dem Übertragungsnetz“ Universität Duisburg
- 19.04.2005 *R. Becker:* “Simulationstool zur Integration von Brennstoffzellen in Wärmenetze“, Vortrag im Rahmen der 5. VDI Fachtagung Brennstoffzelle, Hamburg
- 20.04.2005 *E. Handschin:* „Current Development in German distribution networks“, Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile

- 26.04.2005 *E. Handschin*: "Ableitung des zukünftigen Handlungsbedarfs in Chile aus der Erfahrung in Deutschland, Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, im Rahmen des GTZ-Projekts "Erneuerbare Energien im Norden Chiles"
- 26.04.2005 *J. Bömer*: "Dezentrale Energieumwandlung in Deutschland-technische Grundlagen, Wirtschaftlichkeit und Regulierung", Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, im Rahmen des GTZ Projekts "Erneuerbare Energien im Norden Chiles"
- 26.04.2005 *E. Hauptmeier*: "Deutsch-Chilenische Kooperation in der Normungsarbeit-deutscher Beitrag zum technischen Richtlinienentwurf -Anschluss von DEA an das MS-Netz", Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile
- 26.04.2005 *H. Neumann*: "Zukünftige Entwicklung verteilter Erzeugung und Versorgungsnetze in Deutschland", Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile
- 28.04.2005 *H. Neumann*: „Case examples of the licensing procedure under use of the new forms", Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile
- 28.04.2005 *E. Hauptmeier*: "Harmonics and Flickers", Vortrag an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile
- 27.06.2005 *R. Becker*: "Dynamic simulation tool for House-Energy-Supply-Systems", IEEE PES Power Tech, St. Petersburg, Russland
- 08.07.2005 *H. Neumann*: "Virtual Power Plan-modelling and optimization" Vortrag am Fraunhofer ISE, Freiburg
- 06.09.2005 *E. Handschin*: "Charakteristik und Funktionalität von Netzleitstellen", Euroforum-Seminar, Technisches Kompaktwissen Stromnetze, Hamburg
- 06.09.2005 *E. Handschin*: "Ausblick: Netzorganisation im Jahr 2005 und danach", Euroforum-Seminar, Technisches Kompaktwissen Stromnetze, Hamburg
- 04.10.2005 *M. Gravermann*: "Optimierung in Energieversorgungsnetzen mit dezentralen Erzeugern", Vortrag an der Universität Duisburg
- 28.10.2005 *W. Horenkamp*: „Einfluss des BHKW-Konzepts auf das elektrische Netz“, Workshop ef. Ruhr, Universität Dortmund

- 14.11.2005 *E. Handschin:* „New Alliances of Universities in the Ruhr Area as Link to Global Energy Research, Vortrag im Rahmen einer NRW Delegationsreise, Kitakyushu, Japan
- 22.11.2005 *W. Horenkamp:* „Grundlagen der digitalen Messtechnik für die Energietechnik“, Seminar Power Quality, KoCos Messtechnik AG, Korbach
- 23.11.2005 *W. Horenkamp:* „Messung oder Simulation von Oberschwingungen“, Seminar Power Quality, KoCos Messtechnik AG, Korbach
- 08.12.2005 *E. Hauptmeier:* „CHAPLOC-Combined Heat and Power in Local Communities“, Vortrag im Rahmen des AGFW-Forschungsbeirats, Frankfurt
- 15.12.2005 *E. Handschin:* „Großstörungen im Netz“, Vortrag im Rahmen des ef. Ruhr-Symposiums „Innovation durch Energieforschung“, Wissenschaftspark Gelsenkirchen, Gelsenkirchen

6. Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

Becker, R.; Handschin E.: "Dynamic simulation tool and control of domestic heating systems", Euro Heat and Power 1/2005, p. 40-43, February 2005

In this article, a computerised tool, which simulates arbitrary thermal-hydraulic networks, is presented. The modular configuration is presented, enabling almost any scheme of house heating supply systems. An exemplary network, including a thermal storage, is presented and simulated dynamically. The implemented control strategies are finally discussed by regarding simulation results.

Handschin E; Becker, R.; "Simulationstool zur Integration von Brennstoffzellen in Wärmenetze", VDI Berichte 1874, S. 263-265, Düsseldorf,

2005 Brennstoffzellen eignen sich in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur dezentralen Energieumwandlung in elektrische und thermische Energie. Aufgrund zumeist nicht vorhandener Nahwärmenetze, ist die Wärmeauskopplung gegenüber der Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Versorgungsnetz, besonders herausfordernd. Mit einem am Lehrstuhl entwickelten Simulationsprogramm zur Nachbildung thermisch-hydraulischer Hausheizungsenergiesysteme lassen sich Wärmeversorgungsstrukturen rechnergestützt analysieren. Es wird die Bibliothek zur Erstellung beliebiger Netzwerkschemata sowie ein beispielhaftes Hauswärmeversorgungsnetz dargestellt und simuliert sowie Ergebnisse erläutert.

E. Handschin, E. Hauptmeier, W. Horenkamp, M. Brandl, D. Lehmer, V. Pitz, M. Schwan: "Impacts of a wide-Spread use of Distributed generation by combined heat and power micro-units on electric power distribution grids", Cigré 2005, Athen April 2005

The electrical power fed into distribution networks by small-sized combined heat and power (CHP) units is expected to increase in the future. For example in Germany, this is promoted by guaranteed tariffs for electrical energy produced by CHP micro-units, especially units based on fuel cell technology. An imaginable, wide-spread use of dispersed generation with CHP micro-units may have essential impacts on distribution system development and operation; even a turn away from the classic top-down load flow seems to be possible. A project has been initiated to investigate the technical effects of a wide-spread use of distributed generation by CHP micro-units on electric power distribution grids, which is subject of this paper. This project was partially funded by the German federal ministry of economy and

labour via the „Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen Otto von Guericke e.V.“ (AiF).

Becker, R.; Handschin, E.: "Dynamic simulation tool for House-Energy-Supply-Systems", IEEE PowerTech 2005, St. Petersburg, 27.-30.06.2005, Russia

The Matlab/Simulink based dynamic simulation tool HES for a thermal and hydraulic system consists of a model library including typical heating system elements. It allows a modular construction of networks and an implementation of control strategies for entire systems. The parametering of a PID-controller according to design rules by Ziegler-Nichols and a description of a finite elements model for thermal calculations of a stratified storage are explained. Results of the simulation, in which a heat source and storage are used to cover a varying thermal load, are presented. The control of this heat source and storage realise a constant usage and reduced wear of the CHP generation plant.

E. Handschin, F. Uphaus : Simulation system for the coordination of decentralized energy conversion plants on basis of a distributed data base system, IEEE PowerTech 2005, St. Petersburg, 27.-30.06.2005, Russia

This paper presents a simulation tool being developed at the chair of Energy Systems and Energy Economics at the University of Dortmund for the management of distributed energy resources. The first part describes the concept of organizing a great number of small energy converters in groups with local intelligence. The following part contains the realization of this concept with the help of a distributed database system. At the end the possibilities to accomplish comprehensive investigations concerning the coordination of different types of decentralized energy conversion systems within a so-called virtual power plant based on detailed simulation models are illustrated in an example.

E.Handschin, X.-P. Zhang, P. Ju: Continuation three-phase power flow: a tool for voltage stability analysis of unbalanced three-phase power systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, August 2005

In this paper, a continuation three-phase power flow (CTPFlow) approach in polar coordinates, which can be used to analyze voltage stability on unbalanced three-phase power systems, is proposed. Using CTPFlow, the PV curves of unbalanced three-phase power systems can be obtained. It is found that the patterns of the PV Curves of unbalanced three-phase power systems are quite different from that of balanced three-phase power systems or posi-

tive-sequence power systems. The investigations indicate that a CTPFlow is needed where there are unbalanced network or loads existing in a system. Numerical examples are given to illustrate the approach.

E. Handschin, F. Neise, H. Neumann, R. Schultz: Optimal operation of dispersed generation under uncertainty using mathematical programming, 15th Power Systems Computation, Conference (PSCC), 22.-26.08.2005, Liège, Belgien

The foreseen decentralization of the electrical energy supply has a significant impact on the overall system operation and control. To increase the economic efficiency of dispersed generation (DG) a powerful optimization technique is required. This paper presents a mathematical model including different kinds of DG units with respect to their technical characteristics as well as the optimization technique which is used to solve the problems under the existing uncertainties.

Becker, R.; Handschin, E.: "Simulationsgestützte Optimierung thermisch-hydraulischer Kreise zur Integration dezentraler KWK-Anlagen in Hauswärmenetze", Euro Heat and Power 9/2005, S. 52-56, September 2005

Es wird ein Simulationsprogramm zur thermisch-hydraulischen Nachbildung von Wärmekreisläufen vorgestellt. Zunächst wird anhand der aufgerufenen Routinen der Ablauf vor und während der dynamischen Simulation erläutert. Anschließend wird auf die Dimensionierung des Pufferspeichers eingegangen und die entscheidenden Parameter erklärt. Es werden drei unterschiedlich komplexe Szenarien vorgestellt und das aufwändigste, welches zwei Wärmequellen und einen Pufferspeicher enthält, dynamisch simuliert. Abschließend werden die Ergebnisse dargestellt und grundsätzliche Zusammenhänge verschieden komplexer Szenarien erläutert.

6.2 Forschungsberichte

I. Jürgens: „Wirtschaftliche Energieversorgung durch IT-Einsatz“, Projektbericht ef.Ruhr, EV 0514

6.3 Diplomarbeiten

O. Köster: „Auswirkungen der Offshore-Windeinspeisung auf die Netzdynamik und Netzregelung“, EV 0503

M. Gravermann: „Netzanbindung von Brennstoffzellenanlagen an das Niederspannungsnetz“, EV 0504

J. Bömer: „Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA)“, EV 0506

Jochen Gerschler: „Dynamische Simulation von Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellensystems“, EV 0511

Elena Franzen: „Kompensation von fluktuierenden Energieerzeugern durch KWK-Anlagen im Stromnetz“, EV 0515

D. Hause: „Comparison of Network Congestion Management Methods including FACTS“, EV 0522

J. Wessling: „Optimierte Algorithmen für einen hydraulischen Netzwerk-Gleichungslöser“, EV 0520

O. Krause: „Entwicklung von Koordinierungsstrategien für dezentrale Energieumwandlungsanlagen unter Einsatz eines datenbankgestützten Prozessvisualisierungssystems“, EV 0521

6.4 Studienarbeiten

F. Sczesny: „Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Energielieferbänder bei Einspeisung aus Windenergieanlagen“, EV 0501

D. Waniek: „Einfluss der WEA-Einspeisung auf die Strompreise und Abschätzung der finanziellen Belastung für den Übertragungsnetzbetreiber“, EV 0502

Ralph Taylor: „Konzeptvergleich und simulatorische Verifikation zur thermischen Einbindung dezentraler KWK-Anlagen“, EV 0508

S. Wacker: „Umbau und Erweiterung eines Netzmodells zu einer Testeinrichtung für dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA)“, EV 0524

B. Wohlgemuth: „Angepasste Netzführungsstrategien im Übertragungsnetz bei Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen“, EV 0523

J. Feistel: „Entwicklung und Realisierung einer kompakten, angepassten linuxbasierten Betriebssystemdistribution als Basis eines DSC“, EV 0512

D. Ametsin: „Entwicklung eines Algorithmus zur Einspeiseprognose aus Offshore-WEA“, EV 0525

7. Promotionen

Werner Feilhauer: Ein Verfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel

Referent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. C. Neumann

Tag der mdl. Prüfung: 15.02.2005

Mit der Einführung des Wettbewerbs in der Energieversorgung in Europa werden die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen entflochten und in die Geschäftsbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung getrennt. Aufgrund des entstandenen Kostendrucks sind die Netzbetreiber gezwungen, ihre Investitions- und Betriebskosten zu reduzieren. Um das Kostensenkungspotential im Bereich der Instandhaltung auszunutzen, wird bei den Netzbetreibern der elektrischen Energieversorgungsnetze ein Asset Management System eingeführt. Im Bereich des Asset Managements ist die Unterstützung durch Software unverzichtbar. Zur Planung und Koordination von Instandhaltungsmaßnahmen existiert ein System zur integrierten Instandhaltungsplanung, dass die Terminierung der notwendigen Maßnahmen unter Beachtung systemspezifischer Randbedingungen nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert. Voraussetzung für die Anwendung ist die Formulierung des Instandhaltungsbedarfs nach Art und Zeit, die Basis hierfür ist eine intelligente Abschätzung des Zustands der Betriebsmittel. Zur Bestimmung des Zustands der Betriebsmittel steht eine Vielzahl von Eingangsdaten zur Verfügung. Für die weitere Verarbeitung dieser Eingangsdaten wird in dieser Arbeit die Anwendung der Evidenztheorie nach Dempster und Shafer vorgeschlagen, die eine Verallgemeinerung der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitstheorie darstellt. Die verschiedenen möglichen Diagnosen werden mit Hilfe von Markovbäumen modelliert. Es wird gezeigt, wie die Maßzahlen der Evidenztheorie in Markovbäumen verarbeitet werden können.

Die Anwendung des Verfahrens wird am Beispiel eines Leistungstransformators dargestellt, der als wertvolles Betriebsmittel mit hohen Investitionskosten über umfangreiche Schutz- und Monitoringsysteme verfügt. Der qualitative Zusammenhang zwischen den möglichen Diagnosen und den vorhandenen Primärinformationen wird als Markovbaum modelliert, der quantitative Zusammenhang durch die Abbildung auf Massezahlen. Nach der Verarbeitung der Massezahlen im Markovbaum kann die zutreffende Diagnose bestimmt werden. Aus dem Verlauf der Wahrscheinlichkeitsmaße über der Zeit lässt sich das zulässige Instandhaltungsintervall bestimmen. In einer Erweiterung des Modells wird das Alter der Primärinformationen berücksichtigt, indem neuere Informationen stärkeres Gewicht erhalten als alte. Damit wird es möglich, das Fehlen von Primärinformationen festzustellen und z. B. visuelle Inspektionen zu veranlassen. Den Abschluss bildet die Darstellung des vollständigen Modells eines Leistungstransformators. Zur Verifikation des Modells wird das Verfahren angewendet, um aus den Ergebnissen der Gas-in-Öl-Analyse von drei Leistungstransformatoren die zutreffende von sechs vorgegebenen Fehlerklassen zu ermitteln.

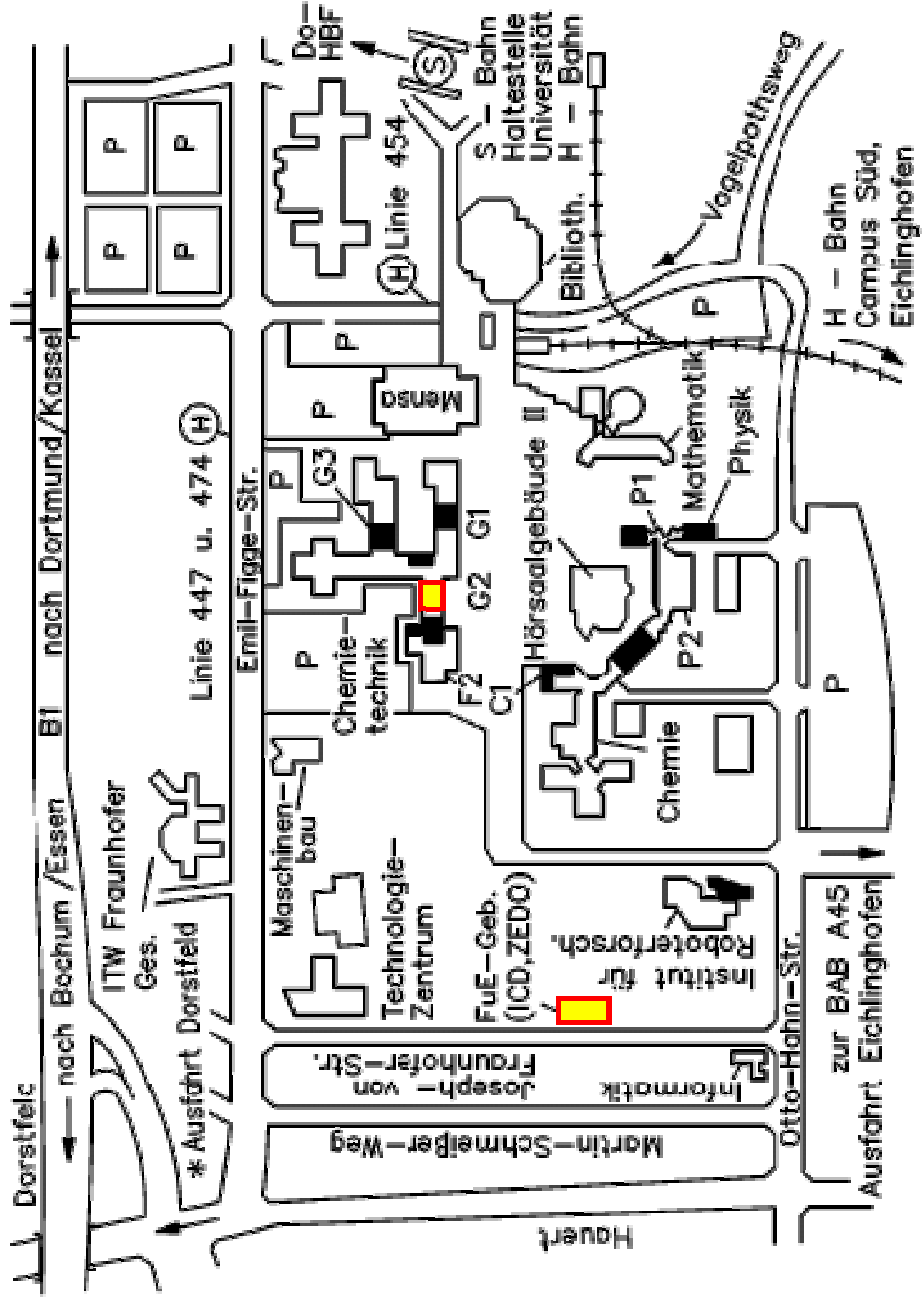
***Nader Zolfagharian:* Portfolio Management for the demand in electric power markets by assessing financial and physical risks**

Referent: Prof. Dr.-Ing. Francisco F. Garcés

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Tag der mdl. Prüfung: 22.04.2005

After the liberalization of the electricity power industry, the price of electricity has become more volatile and the system has operated with lower reliability margins. Both factors affect the future projected profit margin of market participants, making it more uncertain. Therefore, portfolio management has turned to be a necessary tool to identify risks and define hedging strategies according to a desired risk/profit balance. In particular, seen from the demand side, the set of forward contracts and the position in the spot market define the portfolio. The objective of this study is the selection of portfolios which maximize the profit margin, reduce the uncertainty of future profits (financial risk), and improve the reliability margin (physical risk) considering transmission constraints. Traditional portfolio management methodologies, developed for financial markets, have been adapted in order to include the analysis and hedging of physical risks. The problem of statistically equivalent portfolios (portfolios with equal mean and variance/semivariance) is also discussed. In this work, a sequential optimization model is presented, which combines the mean-variance or mean-semivariance analysis with a general risk analysis model for managing financial risks and physical risks. This model uses both the portfolio reliability and the portfolio required transfer capacity to make a more selective choice among statistically equivalent portfolios. It is worth to remark that using additional criteria, like maximum reliability or minimum transfer capacity use, the best of a set of statistically equivalent portfolios can be found. With this new methodology, the transmission system is explicitly considered into the optimization process for physical risk. Prices of other commodities, such as oil, gas, coal, and market indexes can be explicitly considered in the selection process for financial risk minimization. The error estimation of covariance matrix and expected values is analyzed as well. The James-Stein means estimator and the first order autoregressive model for the covariance matrix estimation are proposed to reduce estimation errors. This model has been extended to analyze the case of several demands located at different nodes of the system with variable load profiles. This thesis proves that it is possible to achieve optimal diversification (portfolio effect) combining contracts and spot position. Besides, for a given level of financial profit/risk balance, the demand has the possibility to choose the portfolio with the best adequacy margin.



CT-G2 LS für Energiesysteme und Energiewirtschaft
 Parkplatz-Einfahrt 9/10