

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



JAHRESBERICHT 2006

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. E. Hauptmeier,
Dipl.-Ing. H. Neumann

Vorwort

Durch zahlreiche Berichte in den Medien ist das elektrische Transport- und Verteilungsnetz wieder vermehrt in das Bewusstsein der Öffentlichkeit zurückgekehrt. Die Binsenweisheit, dass der Strom aus der Steckdose kommt, wurde mehr und mehr mit der Frage ergänzt, wie er dort hinein kommt. Um so erfreulicher ist deshalb die Tatsache, dass sich die von der EU ins Leben gerufene Technologie-Plattform (TP) „SmartGrids“ den damit zusammenhängenden Fragen mit großer Intensität widmet.

In einer ersten Studie hat die TP ihre Vorstellung dokumentiert, wie das elektrische Netz im Jahr 2020 aussehen könnte. Stark vereinfacht kann dieses als ein aktives Netz beschrieben werden, das die idealen Voraussetzungen für einen gut funktionierenden Energiemarkt schaffen kann. Im zweiten Schritt hat die TP eine strategische Forschungsagenda entwickelt, die aufzeigt, wie die Netze der Zukunft realisiert werden können. Es ist als sehr positiv zu bewerten, dass viele dieser Überlegungen bereits in die Ausschreibung für die erste Phase des im Dezember veröffentlichten FP 7 der EU aufgenommen worden sind.

Ein wichtiges Element der zukünftigen elektrischen Netze ist die bidirektionale Kommunikation zwischen Kunden und Energiedienstleistern. Die heute dafür verfügbaren Technologien müssen konsequent eingesetzt werden, um zu wirtschaftlichen und zuverlässigen Lösungen zu kommen. Dieser Aufgabe ist im Berichtsjahr sehr viel Aufmerksamkeit geschenkt worden. Eng damit verknüpft sind die modernen Energiemanagementfunktionen, die im Bereich der verteilten Energieerzeugung neu definiert und realisiert werden müssen.

Wegen der anstehenden Erneuerung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland und der EU kann der verteilten Erzeugung eine gute Chance zur Realisierung eingeräumt werden. Dazu muss aber die enge Kopplung zwischen Strom und Wärme vermehrt untersucht werden, um das damit verbundene große Potential ausschöpfen zu können. Dabei hat die enge Zusammenarbeit mit mathematischen Institutionen im Bereich der Modellierung, Simulation und Optimierung zu leistungsfähigen, neuen Lösungen geführt.

Nach dreiunddreißig Jahren wird der Lehrstuhl im neuen Jahr einen Wechsel in seiner Leitung erfahren. Deshalb möchte ich diese Gelegenheit nutzen, um allen Partnern und Freunden unseres Lehrstuhls für die langjährige vertrauensvolle Zusammenarbeit sehr herzlich zu danken. Wir durften einen langen Weg zum gegenseitigen Nutzen und in gemeinsamer Verantwortung gehen. Während dieser langen Zeit konnten wir sehr viele interessante Aufgaben bearbeiten und lösen. Aber daraus sind immer wieder neue Fragestellungen hervorgegangen, so dass ich für die Zukunft meinem Nachfolger Herrn Dr.-Ing. C. Rehtanz viel Freude bei der Arbeit und Erfolg mit den Ergebnissen wünsche.

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 Projektgruppe.....	5
3.4 Praktika	6
3.5 Exkursionen	7
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	8
5. Vorträge.....	69
5.1 Beiträge für das Kolloquium	69
5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	69
6. Veröffentlichungen	72
6.1 Veröffentlichungen	72
6.2 Forschungsberichte	77
6.3 Diplomarbeiten	77
6.4 Studienarbeiten	78
6.5 Projektgruppen.....	78
7. Promotionen	79

1. Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin	
Sekretariat:	Frau N. Funke	
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. J. Büchner (E-Bridge Consulting GmbH) Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Net AG) Dr.-Ing. T. Stephanblome (Westfalia GmbH) Dr.-Ing. F. Voßloh (GEA LUK Industriebeteiligungen GmbH)	
Akademische Gäste:	Dr. P. Etingov, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia Dr. M. Vasilyev, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia	
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Ing. M. Gravermann Dipl.-Ing. E. Hauptmeier Bin Huang, M. Sc. Dipl.-Ing. O. Krause Dipl.-Ing. W. Schulz Dipl.-Inf. J. Wessling	Dr.-Ing. R. Becker Dipl.-Ing. U. Häger Dipl.-Ing. D. Hause Dipl.-Ing. I. Jürgens Dipl.-Ing. H. Neumann Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek
Technische Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. W. Horenkamp Frau R. Meier	Frau K. Jaskolla Herr K.-D. Tesch
Studentische Hilfskräfte:	A. Gohlke N. Menfaa M. Rebbert W. Wu	N. Elombat S. Niedzwiedz A. Sardari M. Kleemann S. Nowak A. Wilczek

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 verbindet 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 steht zurzeit 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. Zur Vorbereitung eines entsprechenden Forschungsprojektes besuchte Herr Prof. Dr.-Ing. R. Palma vom 02.01 -29.02.2004 den Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft. Das Projekt wird derzeit im Rahmen eines Gastaufenthaltes von Herrn M. Infante in Dortmund sowie durch einen Forschungsaufenthalt der Herren W. Horenkamp und E. Hauptmeier in Santiago de Chile unter der Förderung der Deutschen Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) bearbeitet.

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 und des Bauwesens

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

Emissionshandel

Dipl.-Ing. I. Jürgens, Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek

Inhalt: Zuteilung von Emissionsrechten, Motivation für den Zertifikatehandel, Praktische Umsetzung von Handelsgeschäften, Ökologischer Nutzen des Emissionshandels, Einfluss auf regenerative Energieträger, Auswirkungen für Betreiber konventioneller Kraftwerke, Vor- und Nachteile des Zertifikatehandels, Mögliche Preisentwicklungen der CO₂-Zertifikate, Weltweiter Emissionshandel

3.3 Projektgruppe

Wirtschaftliche Bewertung der Sekundärregelerbringung in Österreich

Dipl.-Ing. D. König, Dipl.-Ing. D. Waniek

Inhalt: Im Rahmen dieser Arbeit wurde das gegenwärtige Modell der Sekundärregelerbringung in Österreich dargestellt und mit den Regelenergiemärkten in Deutschland und Skandinavien qualitativ verglichen. Nach einer monetären Bewertung wurde der Fragestellung nachgegangen, ob eine Übernahme von Elementen aus den anderen europäischen Märkten zu einem intensiveren Wettbewerb und damit zu Effizienzsteigerungen im österreichischen Regelenergiemarkt führen kann.

Dynamischer Verteilnetzsimulator DyVerS

Dipl.-Ing. E. Hauptmeier, Dipl.-Ing. O. Krause

Inhalt: Aufbau einer Simulationsumgebung unter MATLAB/Simulink zur Untersuchung des Verhaltens schutztechnischer Komponenten bei einer hohen Penetration dezentraler Energieumwandlungsanlagen in Verteilnetzen.

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

- 21.02.2006 Exkursion im Rahmen der Vorlesung „Technisches Energie- und Gebäudemanagement mit der gebäudetechnischen Begehung des Düsseldorfer Flughafens und des raumluftechnischen Labors der GEA Happel in Herne.
- 19.10.2006 Exkursion zur Schaltanlage Garenfeld der mark-e

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Zustandsorientierte Instandhaltungsplanung von elektrischen Betriebsmitteln im Hochspannungsnetz

Die Wettbewerbssituation auf dem Strommarkt und die Einführung einer Anreizregulierung führen weiterhin dazu, dass mögliche Kosteneinsparpotentiale für die Energieversorgungsunternehmen immer stärker an Bedeutung gewinnen. Gleichzeitig muss ein Höchstmaß an Versorgungsqualität gesichert werden, so dass die Kernaufgabe der Instandhaltungsplanung darin besteht, zur Verfügung stehende Budgets in geeigneter Weise für die Erneuerung und Wartung von Betriebsmitteln einzusetzen.

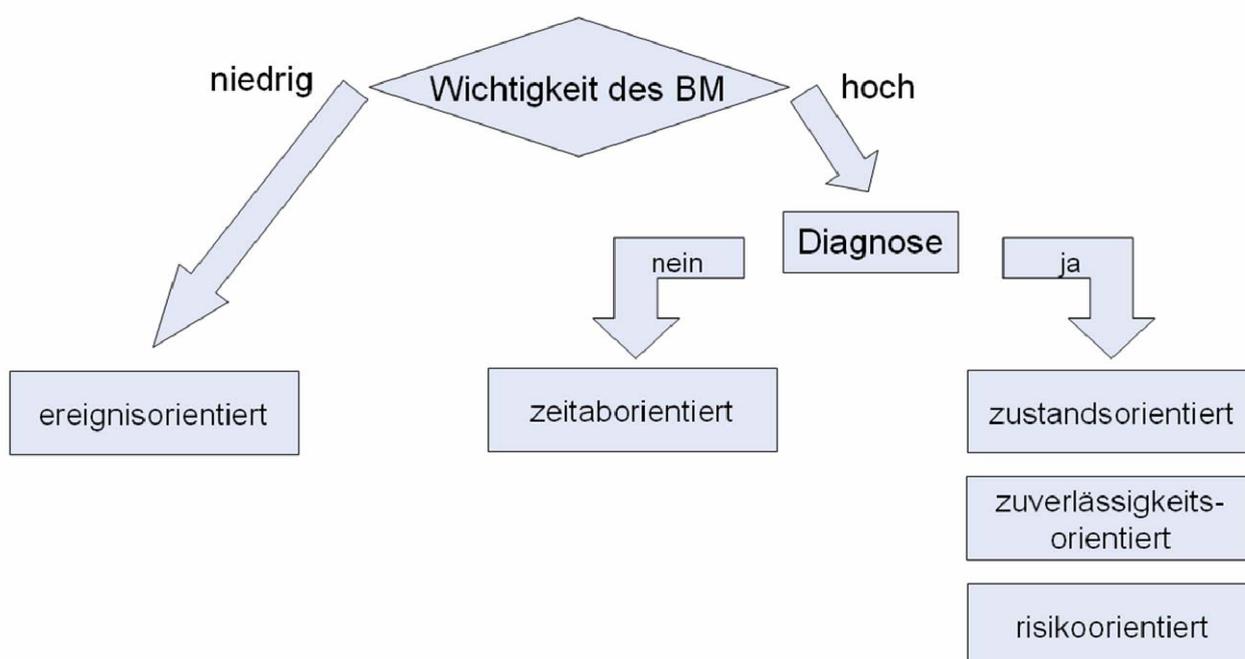


Bild 1: Mögliche Instandhaltungsstrategien für elektrische Betriebsmittel

Die Instandhaltungsstrategien, welche in der Praxis eingesetzt werden, sind im Wesentlichen davon abhängig, ob betriebsmittelscharfe Informationen vorliegen, die prinzipiell eine Zustandsabschätzung erlauben. In der Mittel- und Niederspannung stehen in der Regel solche Informationen nicht zur Verfügung, da die Datensammlung und Auswertung aufgrund der hohen Anzahl an Betriebsmitteln aus wirtschaftlichen und organisatorischen Gründen nicht sinnvoll ist. Deshalb werden in diesen Bereichen vornehmlich zeit- oder ereignisorientierte Instandhaltungsstrategien verfolgt. Insbesondere im Hochspannungsbereich ist jedoch aufgrund der signifikant höheren Wertigkeit und Wichtigkeit eine Reihe von Betriebsmitteln mit Monitoring-Systemen versehen, die eine Erfassung systemspezifischer Parameter ermöglichen. Darüber hinaus werden hier regelmäßige Inspektionen durchgeführt und so individuelle Daten gesammelt. Folglich ist eine zustandsorientierte Instandhaltungsplanung

vorteilhaft, um im Einzelfall entscheiden zu können, welche Maßnahme aus technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll ist. Weiterentwicklungen der zustandsorientierten Instandhaltung sind zuverlässigkeitsorientierte und risikoorientierte Strategien. Hier werden neben dem Zustand auch die Wichtigkeiten des Betriebsmittels im Gesamtsystem berücksichtigt und in geeigneter Weise so miteinander kombiniert, dass aus wirtschaftlicher und technischer Sicht optimale Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden können. Wesentliche zu berücksichtigende Randbedingungen sind dabei festgelegte Budgets, Qualitätsstandards und organisatorische Beschränkungen.

Im Rahmen eines Projektes zur Zustandsbestimmung von Betriebsmitteln im Hochspannungsnetz in Kooperation mit der RWE Rhein-Ruhr AG ist eine Methodik entwickelt worden, welche den Gesamtzustand von Leistungsschaltern und Transformatoren im Hochspannungsnetz abbildet. Dazu werden Verfahren der Evidenztheorie verwendet, die eine Verknüpfung von Eingangsinformationen vornehmen und damit die Abschätzung möglicher Diagnosen erlauben. Die Besonderheit der Evidenztheorie liegt darin, dass bei einer Betrachtung von zwei möglichen Diagnosen, nämlich der Zustimmung und Ablehnung eines Sachverhaltes, im Gegensatz zur klassischen Wahrscheinlichkeitstheorie nicht zwei sondern drei Maße für die Unterstützung und Ablehnung eines Sachverhaltes verwendet. Bild 2 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

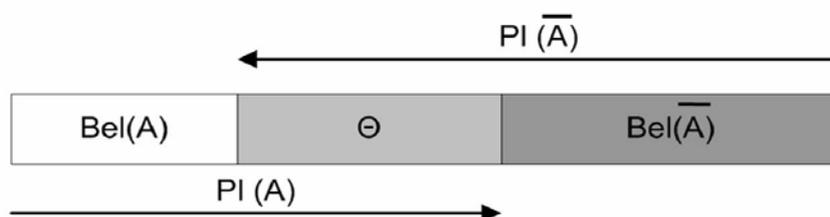


Bild 2: Zusammenhang zwischen Glaube und Plausibilität

Der Glaubensgrad Bel gibt an, zu welchem Maß einer Diagnose Glaube geschenkt wird. Darüber hinaus ist der Plausibilitätsgrad Pl ein Maß dafür, inwieweit die Aussage wahr sein könnte, also plausibel ist. Der mittlere Bereich kann demnach als Unwissenheit interpretiert werden, da er sowohl Maß für die Unterstützung als auch Ablehnung einer Diagnose sein kann. Durch die Modellierung dieser Unwissenheit können in der Praxis auftretende Ungenauigkeiten berücksichtigt werden. Dies sind neben Messungenauigkeiten aufgrund von Gerätetoleranzen im Wesentlichen Fehler bei der Datendokumentation und systematische Fehler.

Grundsätzlich ist mit Hilfe der Evidenztheorie die Modellierung individueller Diagnosen hinsichtlich eines Betriebsmittels möglich. In diesem konkreten Fall spielen jedoch Einzeldiagnosen eine untergeordnete Rolle, da es das Ziel ist, den allgemeinen Zustand eines Be-

triebsmittels bestimmen zu können. Deshalb werden hier die Diagnosen „Zustand gut“ (A) und „Zustand schlecht“ (\bar{A}) definiert.

Als Eingangsdaten für die Modellierung dienen standardisierte Messprotokolle, die im Rahmen regelmäßiger Inspektionen angelegt und dokumentiert werden. Die Art der darin enthaltenen Daten lässt sich in folgende Gruppen einteilen:

- Kontinuierliche Messwerte,
- Messwerte in diskreten Wertebereichen,
- Qualitative Zustandsbeschreibungen in diskreten Abstufungen.

Die kontinuierlich bestimmten Messgrößen (z.B. Widerstandsmessungen) werden direkt in das Tabellenblatt eingetragen. Messwerte, die als diskretisierte Größen in die Zustandsbeschreibung eingehen, werden hingegen mittels definierter Auswahllisten in das Protokoll übernommen. Dies ist immer dann sinnvoll, wenn nicht der genaue Wert sondern ein bestimmter Wertebereich Einfluss auf den Zustand eines Betriebsmittels hat. Ähnlich wird mit qualitativen Zustandsbeschreibungen, z.B. im Rahmen von Sichtkontrollen, vorgegangen. Als Beispiel sei hier die Kontrolle auf Wassereintritt genannt, die entsprechend den Auswahlmöglichkeiten ja/nein in das Protokoll aufgenommen wird. Eine exakte Angabe über die Menge des Wassers ist in diesem Fall weder möglich noch nötig, denn der Hinweis auf eine defekte Dichtung ist unabhängig von der Wassermenge.

Diese Eingangsinformationen werden zunächst in so genannte Massezahlen überführt, die zur Bestimmung von Glaubens- und Plausibilitätsgraden miteinander verknüpft werden. Sie sind ein quantitativer Hinweis darauf, inwiefern eine Diagnose unterstützt wird. Für die Modellierung der Massezahlen stehen prinzipiell folgende Methoden zur Verfügung:

- Auswertung vorhandener Grenzwerte (z.B. VDE, DIN,),
- Statistische Analysen (z.B. Alterseinfluss),
- Abstufungen basierend auf der Datenbasis (z.B. Betriebserfahrungen),
- Plausibles Schließen (z.B. technische Gesetzmäßigkeiten).

Die qualitative Verknüpfung der Massezahlen und damit ihr unmittelbarer Einfluss auf einzelne Betriebsmittelkomponenten und schließlich den Gesamtzustand des Betriebsmittels erfolgt mittels einer Baumstruktur. In Bild 3 ist der entwickelte Zustandsbaum für einen Leistungsschalter dargestellt.

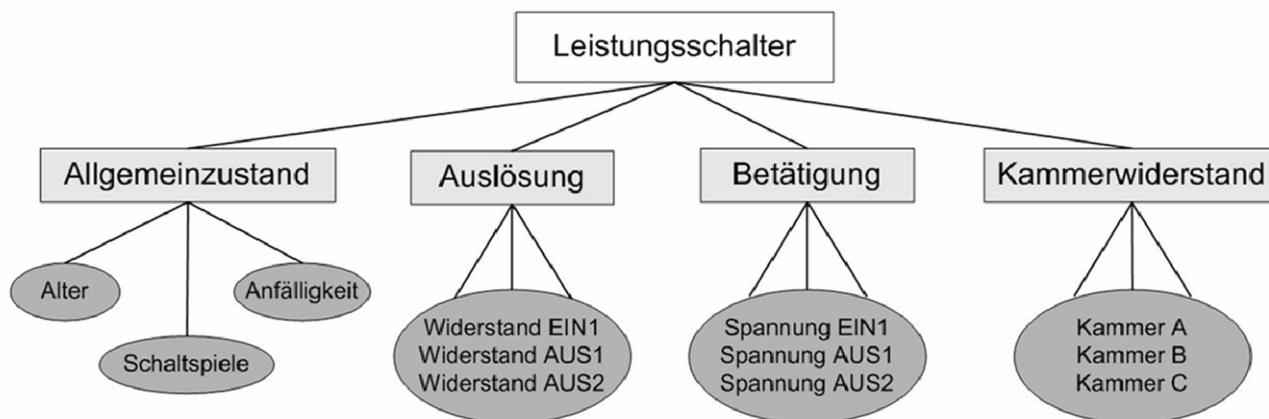


Bild 3: Zustandsbaum für einen Leistungsschalter

Er ist aufgebaut aus vier Teilmodellen, die abgesehen von dem Modell „Allgemeinzustand“ einzelnen Schalterkomponenten zugeordnet werden können. Die Kanten des Baumes beschreiben die qualitativen Abhängigkeiten der einzelnen Betriebsmittelkomponenten. Insgesamt werden dazu 12 den Messprotokollen entnommenen Eingangsdaten verarbeitet, die jeweils ausschließlich einem Teilmodell zugeführt werden und aus denen nach den oben beschriebenen Methoden äquivalente Massezahlen abgeleitet werden.

Ein von RWE Rhein-Ruhr entwickeltes heuristisches Verfahren bestimmt für jedes Betriebsmittel eine Zustandskennziffer im Bereich von 0 (sehr gut) bis 100 (sehr schlecht). Diese entspricht dann dem Maß, das die Diagnose „Zustand schlecht“ unterstützt. Das Komplement dazu stützt entsprechend die Diagnose „Zustand gut“. Um die Ergebnisse dieser Methodik mit dem hier entwickelten Verfahren validieren zu können, wird eine Methodik eingeführt, die Glaubens- und Plausibilitätsgrad zu einer Zustandskennziffer kombiniert. So ist schließlich eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse möglich. Die Zustandskennziffer zur Unterstützung der Diagnose „schlechter Zustand“ berechnet sich nach folgender Gleichung:

$$z(A) = z_{BM} = b \cdot \sqrt{Pl^2(A) + (k \cdot Gl(A))^2} \quad \text{mit } k \geq 1$$

mit dem Normierungsfaktor

$$b = \frac{100}{z(A) + z(\bar{A})}$$

Entsprechend ergibt sich das Komplement mit

$$z(\bar{A}) = b \cdot \sqrt{Pl^2(\bar{A}) + (k \cdot Gl(\bar{A}))^2} \quad \text{mit } k \geq 1$$

Durch den Normierungsfaktor b ist sichergestellt, dass die Summe der Zustandskennziffern 100 ergibt. Durch den Gewichtungsfaktor k kann der Einfluss des Glaubensgrades auf das Gesamtergebnis parametrisiert werden.

In der Praxis ist es oft nicht möglich, im Rahmen regelmäßiger Inspektionen alle in den Prüfprotokollen vorgesehenen Betriebsmitteldaten aufzunehmen. Insbesondere die Analyse von unter Spannung stehenden Komponenten (z.B. Messung des Schaltkammerwiderstandes) kann nur nach Freischaltung des Betriebsmittels erfolgen. Da dies mit erheblichem Aufwand verbunden ist, können diese Daten nur in Ausnahmefällen erhoben werden. Gleichwohl geben sie Aufschluss über den Zustand und gehen folglich in die Zustandsbewertung ein. Im Regelfall ist es so, dass entweder alle oder gar keine für ein Teilmodell nötigen Informationen zur Verfügung stehen. Fehlt hingegen ein Messwert, so wird diesem definitionsgemäß ein Maß an Unsicherheit von 100% zugeordnet und entsprechend verarbeitet. Fehlen mehrere Eingangsdaten, so würde sich für das gesamte Teilmodell eine Unsicherheit nahe 100% ergeben, was wiederum zu einer Zustandskennziffer von etwa 50 führt. Der Gesamtzustand würde sich demnach bei einem geringen Umfang von Eingangsdaten ebenfalls dem Wert 50 annähern. Dies wird jedoch im Regelfall nicht einer realistischen Abschätzung entsprechen und das Ergebnis verfälschen.

Um den möglichen Einfluss dieser nicht vorhandenen Messdaten auf den Gesamtzustand besser betrachten zu können, wurde das Verfahren um eine Extremwertabschätzung erweitert. Dazu werden zunächst die Zustandskennziffern für diejenigen Teilmodelle bestimmt, für welche die Primärinformationen komplett oder teilweise zur Verfügung stehen und basierend darauf die Gesamtzustandskennziffer bestimmt. Die nicht vorhandenen Daten bleiben also zunächst unberücksichtigt und gehen nicht in die Berechnung ein. Im nächsten Schritt wird für solche Teilmodelle, für die ganz oder teilweise keine Eingangsinformationen zur Verfügung stehen, die minimal und maximal mögliche Zustandskennziffer bestimmt. Dazu ist zunächst die Ermittlung aller Minima und Maxima der zugehörigen Massezahlen für die Berücksichtigung der fehlenden Eingangsinformationen nötig.

Die folgende Abbildung verdeutlicht diese Vorgehensweise am Beispiel eines Leistungsschalters.

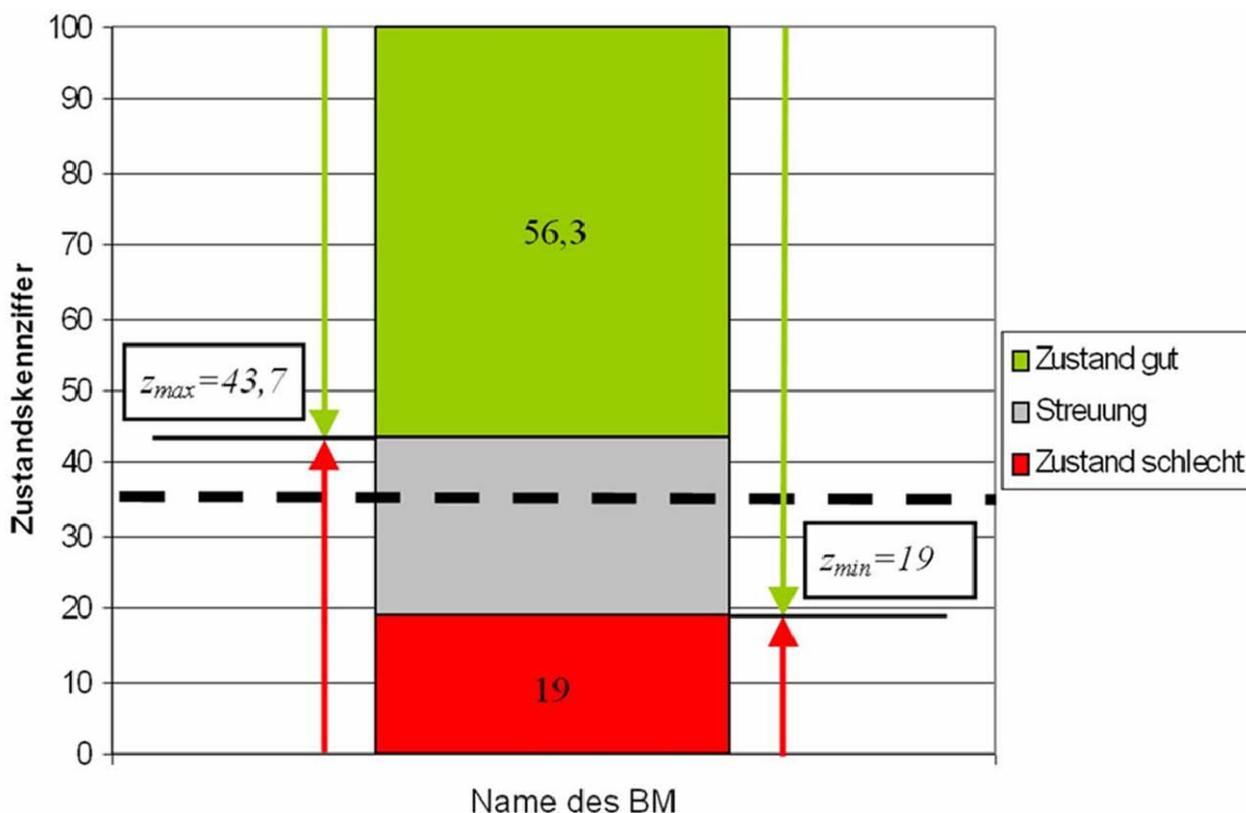


Bild 4: Bestimmung der möglichen Schwankungsbreite der Zustandskennziffer

Exemplarisch wird angenommen, dass die Primärinformationen für die Teilmodelle Allgemeinzustand, Betätigung und Kammerwiderstand vollständig zur Verfügung stehen. Unter ausschließlicher Verwendung dieser Daten wird zunächst eine Gesamtzustandskennziffer $z(A)=36$ bestimmt (gestrichelte Linie). Sie sagt aus, dass mit einem Maß von 36 der Zustand als schlecht eingeschätzt wird. Das Komplement „Zustand gut“ wird mit einem Maß von 64 unterstützt. Dieser Wert ergibt sich unmittelbar aus der Definition, dass beide Werte in Summe 100 ergeben müssen.

Die Primärinformationen für das Teilmodell Auslösung fehlen gänzlich, so dass für dieses eine Extremwertabschätzung vorgenommen wird. Der bestmögliche Gesamtzustandswert beträgt demnach 19 und ist ein Maß dafür, dass dem Betriebsmittel der „Zustand schlecht“ zugeordnet wird (Obergrenze des unteren Bereiches). In diesem Fall vergrößert sich der obere Bereich um die Schwankungsbreite, während der untere Bereich konstant bleibt. Dies ist in der Abbildung durch die beiden rechten Pfeile angedeutet. Anders ausgedrückt beschreibt der untere Balken den Bereich der Zustandskennziffer, der in keinem Fall unterschritten werden kann. Er ist damit ein sicheres Maß dafür, dass die Diagnose „Zustand schlecht“ unterstützt wird. Die maximale Zustandskennziffer kann hingegen 43,7 betragen (Untergrenze des oberen Bereiches). Der Wert der Zustandskennziffer steigt, so dass der Gesamtzustand in diesem Fall schlechter wird. Es wird außerdem deutlich, dass das Maß für

die Diagnose „Zustand gut“ von 56,3 in keinem Fall unterschritten werden kann. Dieses wird durch den oberen Balken dargestellt („Zustand gut“). Stehen alle bisher fehlenden Informationen zur Verfügung, wird der tatsächliche Zustandswert also innerhalb des mittleren Bereiches liegen. Die Schwankungsbreite beträgt dann null.

Die Kenntnis der Schwankungsbreite kann Aufschluss darüber geben, ob im Einzelfall eine Freischaltung des Betriebsmittels nötig und empfehlenswert ist. Ist sie gering, so kann im Regelfall darauf verzichtet werden. Ist es jedoch möglich, dass der Zustandswert ein sehr viel höheres Niveau erreichen könnte, empfiehlt sich eine genauere Analyse und gegebenenfalls eine Freischaltung des Betriebsmittels. Auch kann die weitere Vorgehensweise von dem relativen Ergebnis bezogen auf die Zustandswerte anderer Betriebsmittel abhängen.

Die Ergebnisse der hier vorgestellten Methodik konnten durch das auf langjährigen Betriebserfahrungen basierende heuristische Verfahren der RWE Rhein-Ruhr AG bestätigt werden.

Ingo Jürgens

Dieses Vorhaben wurde in Kooperation mit der RWE Rhein-Ruhr AG durchgeführt.

4.2 Analyse der Kostentreiber für die Infrastrukturkosten von 110-kV-Netzen

Das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 sieht ein Verfahren zum Effizienzvergleich von Netzbetreibern vor. Das Gesetz schreibt vor, dass die Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter anderem auch objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen müssen. Allerdings können Vergleiche grundsätzlich nur dann als sachgerecht bezeichnet werden, wenn Unterschiede in den wesentlichen strukturellen und exogenen Randbedingungen der zu vergleichenden Netzbetreiber berücksichtigt werden. Als „wesentlich“ sind dabei solche Strukturmerkmale zu bezeichnen, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Netzinfrasturkturkosten haben und als „exogene“ Parameter durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können.

Im Rahmen einer Studie wurde der Einfluss einzelner Parameter auf die Infrastrukturkosten von 110-kV-Netzen untersucht. Der Einfluss der Basisgrößen Fläche, Absatz, Höchstlast und Zahl der Anschlüsse und der Benutzungsdauer auf die Netzkosten bei Variation einzelner Parameter unter sonst gleichen Bedingungen wurde analysiert. Die Untersuchung erfolgte dabei unter Anwendung von synthetischen Referenznetzen, um verschiedene exogene Parameter anhand der ceteris-paribus-Regel zu variieren. D. h. es wurde jeweils nur ein Parameter variiert, die anderen wurden jeweils konstant gehalten. Ziel war die Abschätzung der Auswirkungen der Variation insbesondere auf die Anlagenmenge und die Kapitalkosten.

Eine Ziel führende Möglichkeit zur Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Kosten und Strukturmerkmalen von 110-kV-Netzen ist die bisher vornehmlich bei Mittel- und Niederspannungsnetzen angewandte Modellnetzanalyse. Die systematische Anwendung von Netzplanungsgrundsätzen auf homogen strukturierte Netzgebiete erlaubt es, Referenznetze zu entwerfen, mit deren Hilfe die Auswirkung von Leistungs- und Strukturparametern auf die Netzkosten nachgebildet und bewertet werden können. Für ein zu untersuchendes Versorgungsgebiet, das durch die exogenen Kenngrößen Lastdichte, Absatzdichte und Anschlussdichte charakterisiert werden kann, liefert die Modellnetzanalyse unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen im ersten Schritt ein Mengengerüst für die zur Lösung der Versorgungsaufgabe mindestens erforderlichen Betriebsmittel. In einem weiteren Schritt werden die Netzkosten durch kalkulatorische Bewertung dieses Mengengerüsts auf jährlicher Basis ermittelt. Die so ermittelten Mengengerüste und Kosten charakterisieren kostenminimale Netze für die jeweilige Versorgungsaufgabe. Durch die Variation der für die Versorgungsaufgabe charakteristischen Eingangsgrößen wird die Quantifizierung des Einflusses von Strukturgrößen auf das Anlagenvolumen und die damit verbundenen Netzkosten (Bild 5) ermöglicht. Ausgangspunkt der Betrachtung ist die Charakterisierung der Versorgungsaufgabe, die durch Hochspannungsnetze wahrgenommen wird. Ihr Gegenstand ist es, unter Berücksichtigung der technischen Mindestanforderungen für alle Abnehmer innerhalb des Versorgungsgebietes ein bedarfsgerechtes Netz vorzuhalten. Durch Besonderheiten des Versorgungsgebietes können dabei die Freiheitsgrade bei Planung und Betrieb dieses Netzes stark eingeschränkt werden. Nicht abgeleitet werden kann dagegen die absolute Höhe der Kosten realer Netze, da beispielsweise die Gemeinkosten nicht betrachtet werden oder die historischen Entwicklungen der Netze nicht geeignet modellierbar sind.

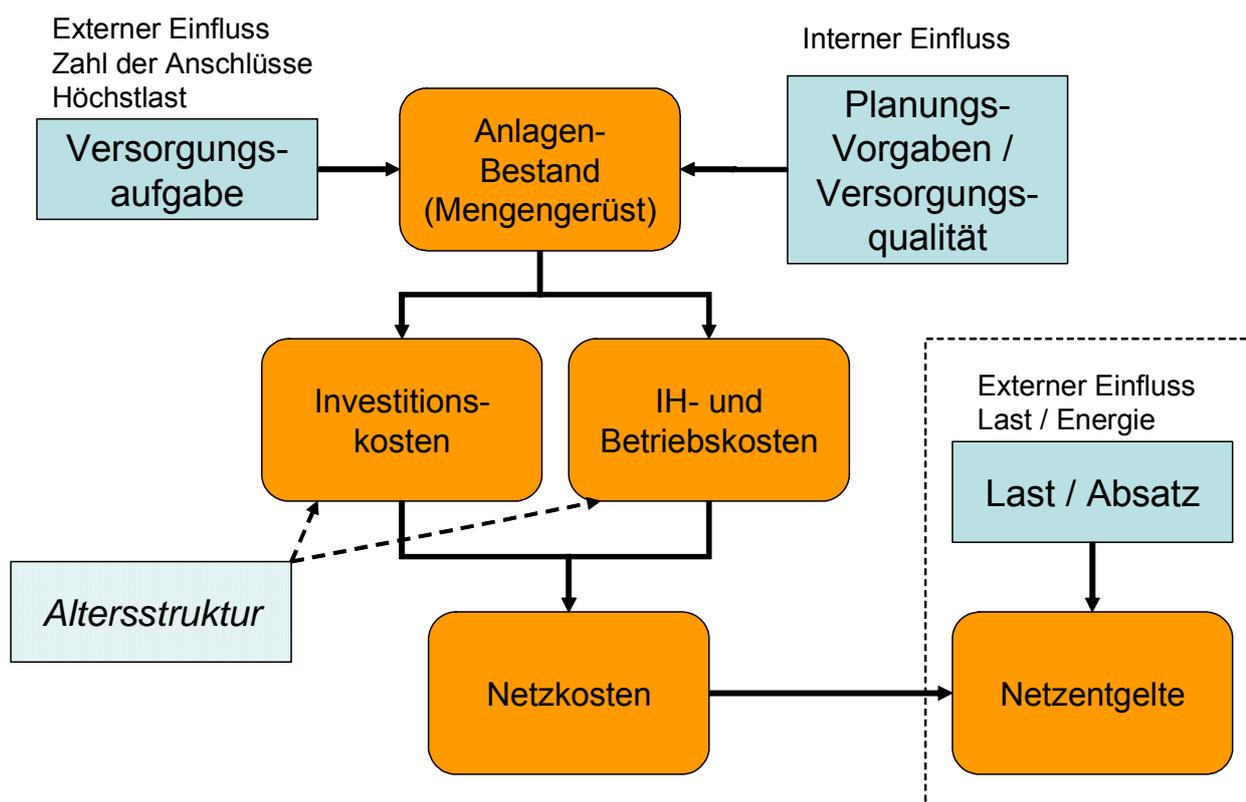


Bild 5: Übersicht über die grundsätzliche Methodik

Um eine Durchmischung unterschiedlicher Einflüsse wie zum Beispiel die Versorgung von Ballungsräumen oder ländlichen Gebieten mit ihren jeweils verschiedenen Lastdichten und Stationsabständen zu vermeiden, wird nicht das gesamte Versorgungsgebiet aggregiert, sondern jeweils ein galvanisch getrenntes Netz als kleinstmögliche Einheit betrachtet. Damit stellt sich der Betrachtungsraum gemäß Bild 6 dar. Da die Auslegung der HS/MS-Umspannebene im Wesentlichen durch die jeweils zu versorgende Last bestimmt wird, hat sie auf die Struktur und Auslegung des 110-kV-Netzes keinen Einfluss und bleibt daher unberücksichtigt. Demgegenüber sind sowohl die Auslegung der Kuppeltransformatoren zum Höchstspannungsnetz als auch die Anzahl der Einspeisestationen für den Aufbau des 110-kV-Netzes von großer Bedeutung. Die Umspannebene zwischen dem Transportnetz und dem 110-kV-Netz wurde daher in die Betrachtung mit einbezogen. Der als Systembereich abgegrenzte Betrachtungsraum umfasst jeweils ein galvanisch getrenntes 110-kV-Netz mit den überspannungsseitigen Klemmen der HöS/HS-Transformatoren einerseits und den Anschlusspunkten der Mittelspannungstransformatoren andererseits.

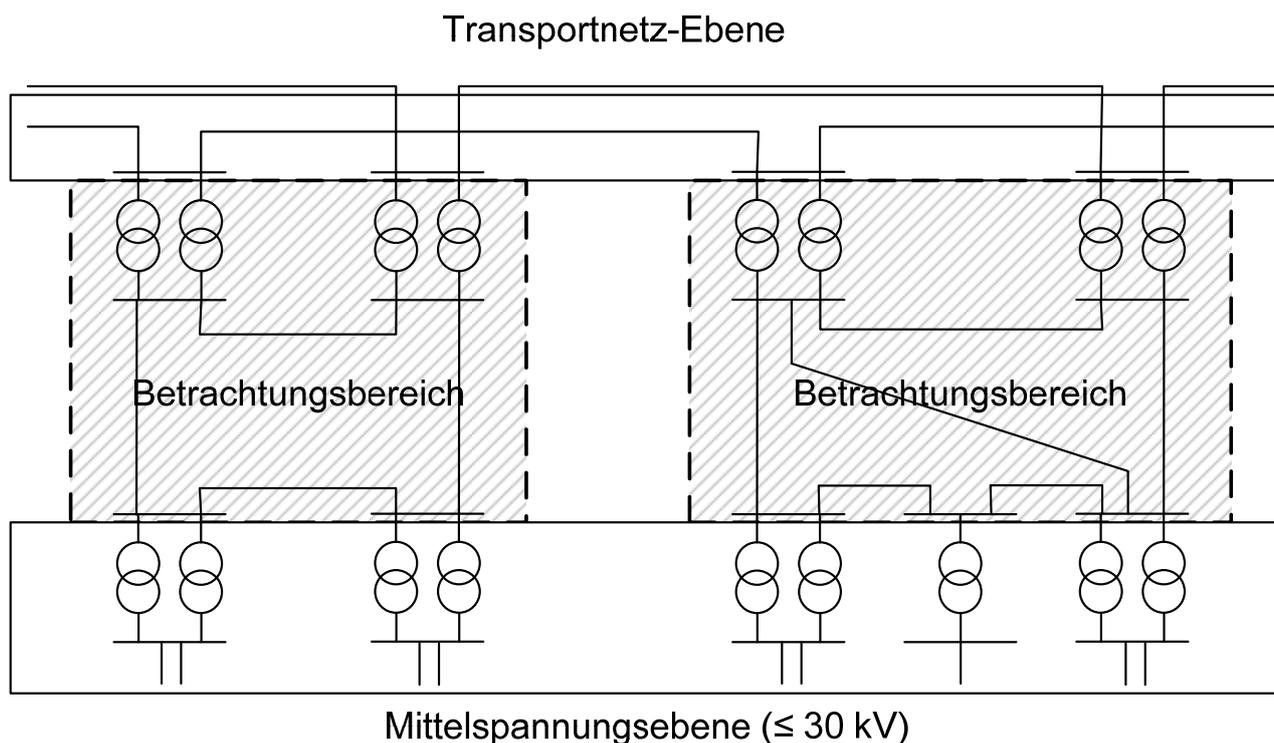


Bild 6: Abgrenzung des Betrachtungsraums

Die räumliche Ausdehnung des Netzes wird dabei durch die zu versorgende Fläche vorgegeben. Innerhalb dieser Fläche werden sowohl die Anzahl der Lastentnahmepunkte als auch die an diesen Punkten auftretende maximale Last durch die unterlagerten Mittelspannungsnetze vorgegeben. Für die Bereitstellung eines auf die Abnehmerbedürfnisse angepassten bedarfsgerechten Netzes stellen sich die Versorgungsfläche, die Anzahl der Mittelspannungsstationen und die Höhe der Last damit als exogene Größen dar, die durch den 110-kV-Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können. Demgegenüber betreffen beeinflussbare Größen auch Aspekte, die über die Minimalanforderungen an das Netz hinausgehen. Die damit verbundenen Aufwendungen führen zu einer höheren Redundanz im Netz. Dies beinhaltet einerseits höhere Netzkosten, andererseits für die Abnehmer jedoch auch eine höhere Versorgungsqualität. Obwohl die Versorgungsqualität als strukturfremde Größe für eine vergleichende Bewertung der Netzkosten nicht in Betracht kommt, können die Kosten für die Gewährleistung einer Mindestversorgungsqualität in den verschiedenen Versorgungsgebieten sehr unterschiedlich sein. Die äußeren Randbedingungen wie Größe des Versorgungsgebiets oder die Höhe der Last können eine größere Netzausstattung zur Gewährleistung dieser Mindestqualität bedingen und damit zur Kostensteigerung beitragen. Zur Berücksichtigung dieses Sachverhalts muss die Versorgungsqualität über die technischen Mindestanforderungen an 110-kV-Netze gemäß den anerkannten Regeln der Technik abgebildet werden. Diese Mindestanforderungen, die sich einerseits aus den technischen Grenzwerten der Betriebsmittel und andererseits aus den Mindestanforderungen der Versorgungszuver-

lässigkeit an den Lastanschlusspunkten ergeben, leiten sich folgende Randbedingungen für die Netzauslegung ab:

- Einhaltung der absoluten Spannungsgrenzen von $96 \text{ kV} \leq U \leq 128 \text{ kV}$, zusätzlich muss ein Toleranzbereich von $\pm 5\%$ der Spannung im Normalbetrieb gewährleistet werden.
- Einhaltung der maximalen Kurzschlussleistung von 7,5 GVA.
- Gewährleistung einer minimalen Kurzschlussleistung von 1 GVA (Richtwert) an den einzelnen Lastentnahmepunkten.
- Einhaltung des (n-1)-Kriteriums für alle Betriebsmittel zur qualitativen Gewährleistung einer Mindest-Versorgungszuverlässigkeit.

Innerhalb der betrachteten Netzebene sind verschiedene Netzstrukturen möglich. Obwohl Strahlennetze die kostengünstigere Form der Versorgung von Mittelspannungsstationen darstellen, kommen sie auf Grund der einseitigen und damit weniger zuverlässigen Anbindung der Mittelspannungsstationen nur bei kurzen Strahlen und in der Regel nur in Randbereichen der Versorgungsgebiete zum Einsatz. Demgegenüber gewährleistet das Ringnetz auf Grund der beidseitigen Anbindung der Stationen selbst bei Einfachleitungen eine höhere Versorgungszuverlässigkeit und wird damit in Hochspannungsnetzen bevorzugt eingesetzt. Vermaschte Netze stellen eine Sonderform der Ringnetzstruktur dar. Sie werden dann angewendet, wenn zusätzlich zur Verteilungsaufgabe auch Transportaufgaben durch das Hochspannungsnetz übernommen werden sollen.

Die Literatur weist in Analysen realer 110-kV-Netze aus, dass nur bei etwa 18 % der HöS/HS-Stationen die Entfernung zu den Lastschwerpunkten mehr als 20 km beträgt. Diese größeren Entfernungen treten bei einer Anbindung der 110-kV-Netze an schwach vermaschte Übertragungsnetze auf. Im Allgemeinen kann in Deutschland von einem gut ausgebauten Transportnetz ausgegangen werden, so dass die Standortwahl der HöS/HS-Stationen für die vorliegende Betrachtung keine wesentliche Einschränkung der modellhaften Annahme einer homogenen Verteilung der Einspeisepunkte in das Hochspannungsnetz darstellt.

Ausgehend von diesen Überlegungen lässt sich ein Referenznetz als Ringnetz modellieren. Unter Zugrundelegung einer weitgehend homogenen Lastverteilung im betrachteten Netzgebiet, können die HS/MS-Stationen als Lastentnahmepunkte äquidistant in diesem Ringnetz verteilt und über ebenfalls gleichmäßig im Ring angeordneten Einspeisestationen gespeist werden.

Ausgehend von der so festgelegten Topologie des Referenznetzes gilt es, das Mengengerüst für die Betriebsmittel zu ermitteln, das für die skizzierte Versorgungsaufgabe erforderlich ist. Die grundsätzlichen Kriterien, die bei der Auslegung des Netzes zu berücksichtigen sind, betreffen die Versorgungssicherheit und die Versorgungsqualität. Mit Hilfe der ein-

schlägigen technischen Randbedingungen sind bei der Netzauslegung im Wesentlichen die HöS/HS-Transformatoren und die Leitungen zu dimensionieren.

Wesentliches Element als Bindeglied zwischen der Höchstspannungsebene und dem 110-kV-Netz ist der HöS/HS-Transformator. Die für das Netz erforderliche gesamte Umspannleistung ergibt sich aus der Jahreshöchstlast des Netzes, die sich aufgrund der Homogenitätsannahme gleichmäßig auf die Lastentnahmepunkte verteilt. Bei der Bestimmung des Transformatorquerschnitts wurde ein $\cos \varphi = 0.9$ und Netzverluste von durchschnittlich 4 % berücksichtigt. Die Anzahl der mindestens erforderlichen Transformatoren bestimmt sich dann als Quotient aus diesem Transformatorquerschnitt und der jeweils eingesetzten Baugröße zuzüglich eines Zuschlags zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit.

Aus Kostengründen kommen in den 110-kV-Netzen in Deutschland überwiegend Freileitungen zum Einsatz. Durch die ringförmige Strukturierung des Netzes ist bzgl. des Leitungsausfalls bereits ein Mindestmaß an Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet, da jede Station durch mindestens zwei Leitungen in das Netz eingebunden ist. 110-kV-Freileitungen werden als Einfach-, Doppel- oder Mehrfachleitungen aufgebaut. Da der Kostenunterschied zwischen Einfach- und Doppelfreileitungen gering ist, überwiegen in realen Netzen die Doppelfreileitungen in einem Verhältnis von etwa 9:1.

Unmittelbar durch die Auslegung der Trassen mit Einfach- oder Doppelleitungen und die Anzahl der Transformatoren in den HöS/HS-Stationen wird die Ausprägung der Stationskonzepte beeinflusst. Neben den Transformatoren umfasst jede Station eine Schaltanlage, die aus einzelnen Schaltfeldern besteht. Jedes Schaltfeld setzt sich aus mehreren Trennschaltern, einem Leistungsschalter und Anteilen an Sammelschienen, Wandlern und sekundärtechnischen Anlagen zusammen. Wegen der erheblich höheren Anschaffungskosten kommen in den 110-kV-Netzen gasisolierte Schaltanlagen eher selten und nur aus besonderen Gründen (geringes Raumangebot, besondere Umweltbedingungen) zum Einsatz. Daher wurde in dieser Untersuchung von Freiluftschaltanlagen ausgegangen. Wegen der geringen Kostenunterschiede erfolgte keine Unterscheidung in die verschiedenen Schaltfeldtypen. Jedoch wurde im Hinblick auf die erheblichen Kostenunterschiede eine Differenzierung bezüglich des Schaltanlagenkonzeptes vorgenommen. Für die Schaltanlage der Einspeisestationen wurden zur Versorgungsgewährleistung im Betrieb, z.B. bei Wartungsarbeiten, sowie im Fehlerfall im Hinblick auf das (n-1)-Kriterium Doppelsammelschienen-Anlagen zu Grunde gelegt.

Bei den HS/MS-Schaltanlagen kommen verschiedene Schaltanlagenkonzepte zum Einsatz. Hier zeichnen sich die Doppelstich-Station und die eingeschleifte Station durch ihren Kostenvorteil gegenüber der Sammelschienenanlage aus. Daher werden beide Konzepte bevor-

zugt eingesetzt. Die Berücksichtigung netztopologischer Randbedingungen macht jedoch an bestimmten Netzknoten den Einsatz von Doppelsammelschienenanlagen erforderlich. Es zeigte sich, dass im Mittel jede vierte Station als Schwerpunktanlage ausgeprägt ist.

Auf der Basis des ermittelten Mengengerüsts der Betriebsmittel, das die technisch erforderliche Mindestausstattung für die Versorgungsaufgabe darstellt, ist die monetäre Bewertung vorzunehmen. Für diese Betrachtung werden die Kosten zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe aufgeteilt in unmittelbar und mittelbar dem Netz zuzuordnende Kosten. Die unmittelbar dem Netz zuzuordnenden Kosten setzen sich zusammen aus den Investitionskosten für den Anlagenbestand, der durch das Mengengerüst wiedergegeben wird, sowie den Kosten für Betrieb und Instandhaltung. Die mittelbaren Kosten wie Gemeinkosten, Steuern, Versicherungen usw. sind weitgehend strukturunabhängig und fließen in diese Betrachtung nicht ein. Als Kalkulationsgrundlage für die einzelnen Betriebsmittel wurden Angaben der entsprechenden Literatur entnommen.

Die monetäre Bewertung der Netze erfolgt auf der Basis der jährlichen Kosten. Zur Berechnung der im Mengengerüst erfassten Betriebsmittel werden unter Zugrundelegung der Investitionskosten und der Abschreibungsdauern der jährliche Anteil der Investitionskosten mit der Annuitätenmethode errechnet. Die Anwendung der Annuitätenmethode ermöglicht die Berechnung eines jährlichen Investitionskostenäquivalents unter der Annahme der zyklischen Erneuerung der Betriebsmittel nach der vollständigen Abschreibung. Hierdurch werden strukturfremde Einflüsse wie unternehmensspezifische Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien aus der vergleichenden Betrachtung isoliert, da z. B. Fragen der Altersstruktur in den Netzen im Rahmen der Referenznetzmodellierung nicht berücksichtigt werden. Die Kosten für Betrieb und Instandhaltung stehen als ausgewiesene Betriebskostenfaktoren (prozentualer Anteil der Anschaffungswerte) zur Verfügung. Die gesamten annuitätischen Netzkosten ergeben sich dann als Summe über alle Betriebsmittel für die Investitions- und Betriebskosten.

Zur Identifikation kostentreibender Strukturmerkmale wurden die ermittelten annuitätischen Netzkosten in Abhängigkeit der exogenen Strukturparameter Versorgungsfläche, Höchstlast, Zahl der HS/MS-Stationen und Absatz dargestellt. Dem Betrachtungsrahmen wurde eine der Literatur entnommene statistische Erhebung über reale 110-kV-Netze zugrunde gelegt, die durch eine eigene Untersuchung ergänzt wurde. Danach wurden folgende Wertebereiche in die Untersuchung einbezogen:

Versorgungsfläche [km ²]	500 - 14.500
Höchstlast [MW]	400 - 1.600
HS/MS-Stationen	20 - 100
Benutzungsdauer [h]	5.500

Die Modellnetzberechnungen zeigen, dass die wesentlichen Kostenblöcke in den 110-kV-Netzen die Stromkreislänge, die Anzahl der Schaltfelder und die Anzahl der Transformatoren sind. Aus der Analyse, deren Ergebnisse auszugsweise in Bild 7 und Bild 8 wiedergegeben sind, hat sich ergeben, dass sich die Fläche als Kostentreiber am stärksten durchsetzt. Sie beeinflusst zum einen die Stromkreislänge. Zum anderen ist sie – bei gleicher Anschlussdichte - ein Maß für die Anzahl der Anschlüsse und damit im Wesentlichen für die Anzahl der Felder. Auch die Anzahl der HS/MS-Stationen ist ein wesentlicher Kostentreiber, da durch sie im Wesentlichen die Leitungslänge und die Anzahl der Felder bestimmt werden. Deutlich geringeren Einfluss hat in einer ceteris-paribus-Betrachtung die Höchstlast, sie bestimmt letztlich nur den Transformatorquerschnitt zwischen dem Transportnetz und dem 110-kV-Netz.

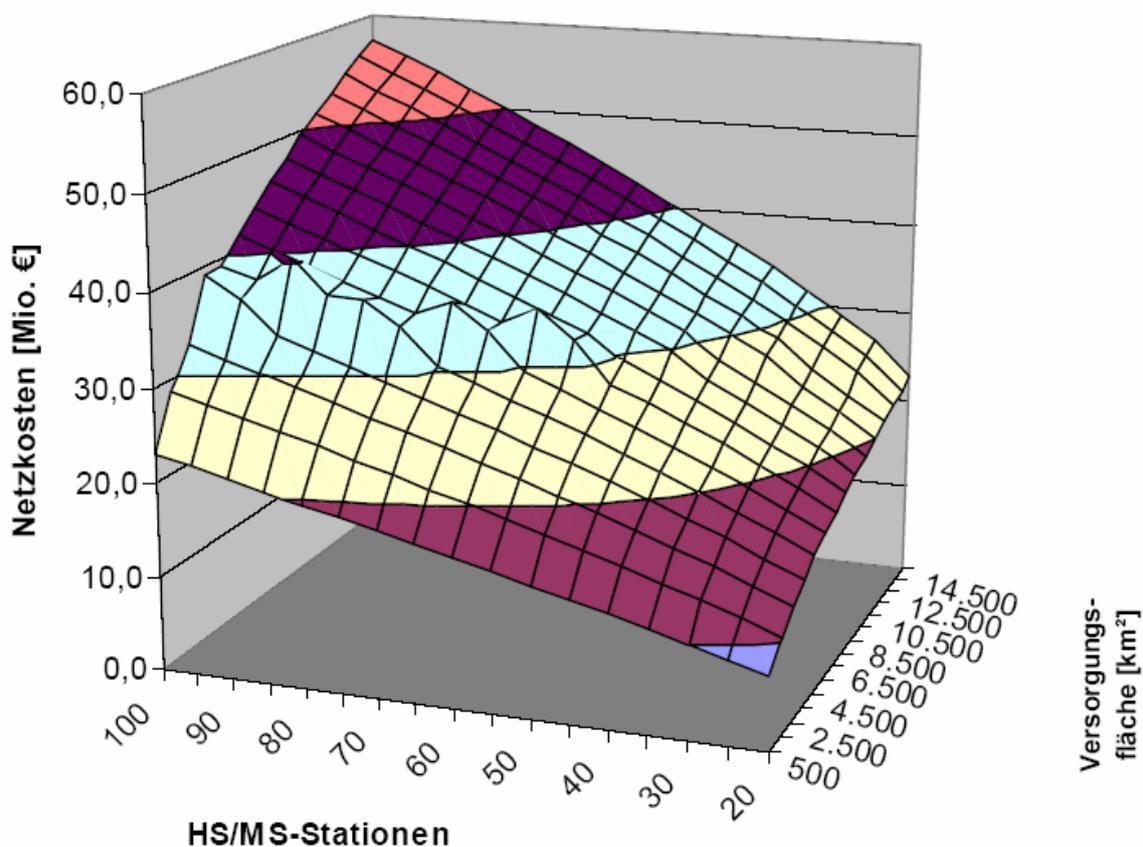


Bild 7: Modellnetzrechnung für eine Höchstlast von 400 MW

Bei dieser Untersuchung wurde nach der ceteris-paribus-Regel verfahren. Bei einer solchen Analyse geht man zwangsläufig von einer Unabhängigkeit der Parameter aus. In der Praxis sind allerdings die untersuchten Parameter von einander abhängig, beispielsweise hängen die Lastdichte und die Anschlussdichte sehr eng miteinander zusammen. So zeigen Untersuchungen realer Netze, dass der mittlere Stationsabstand mit steigender Lastdichte ab-

nimmt (Ballungsräume). Die Aussagekraft der Ergebnisse wird dadurch nicht beeinträchtigt, sehr wohl allerdings der Geltungsbereich der Modelle.

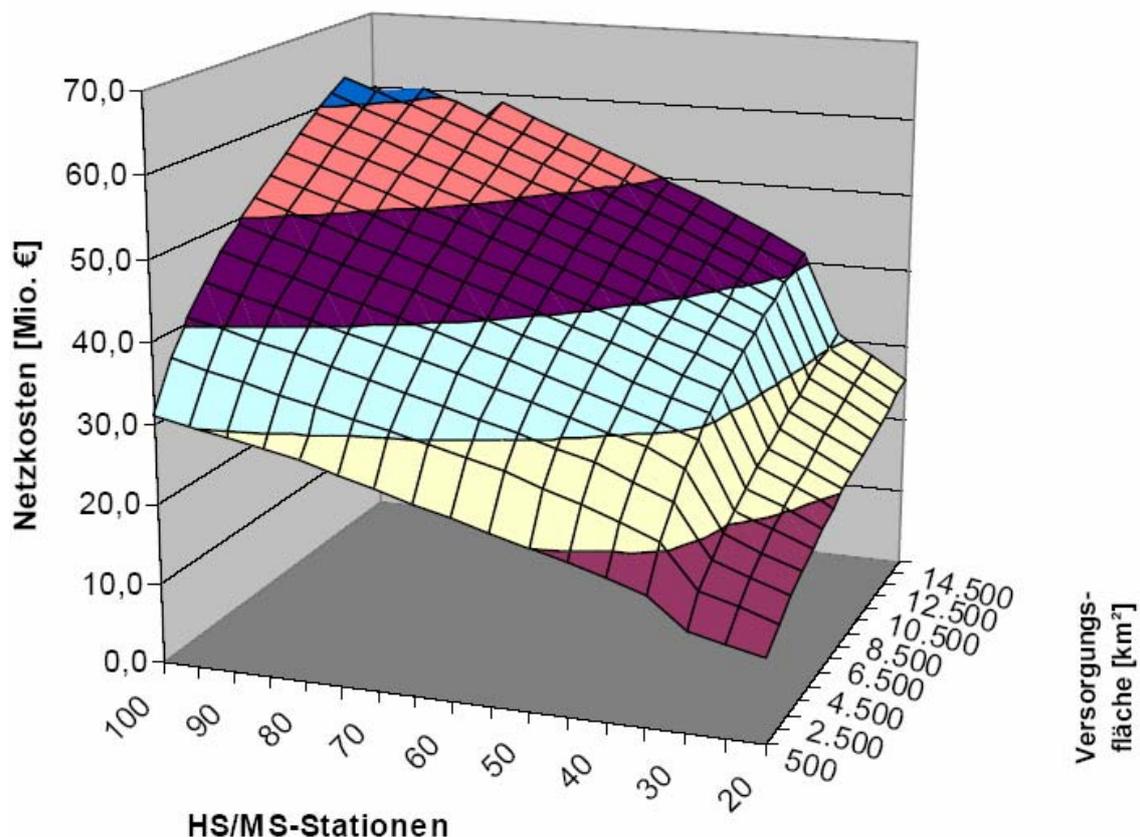


Bild 8: Modellnetzrechnung für eine Höchstlast von 1.400 MW

Unberücksichtigt blieben in dieser Untersuchung z.B. topografische und geografische Einflüsse, die sich durchaus auf die Gesteungskosten von Freileitungen oder Stationen Kosten treibend auswirken können.

Dieter König

Diese Untersuchung wurde gemeinsam mit der E-Bridge Consulting GmbH im Auftrag eines deutschen Netzbetreibers durchgeführt.

4.3 Bestimmung des regelzoneninternen Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve

Zur Gewährleistung einer ausreichenden Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Vorhaltung einer Leistungsreserve verpflichtet. Ein Bedarf an Reserveleistung besteht dann, wenn die momentane Leis-

tungsbilanz aus der Summe aller Einspeisungen und Entnahmen elektrischer Leistung un-
ausgeglichen ist. Die Höhe des Gesamtregelleistungsbedarfs für die Sekundärregelung und
Minutenreserve wird dabei bestimmt durch:

- Lastprognosefehler, Toleranzbänder
- Kurzfristige Lastabweichungen (Lastrauschen)
- Stochastisches Ausfallverhalten der Kraftwerke
- Einsatzdauer der Gesamtregelleistung durch ÜNB für Kraftwerksausfälle
- Fehler der Prognose und der online Hochrechnung der dargebotsabhängigen EEG-
Erzeugung (insbesondere WEA-Erzeugung)
- Tolerierbare Defizitwahrscheinlichkeit

Die Bestimmung der Gesamtregelleistung erfolgt über einen analytischen Ansatz (Bild 9)
ausgehend davon, dass sich im Regelzonensaldo das tatsächliche Betriebsgeschehen der
Vergangenheit wieder spiegelt, einschließlich der Effekte des Last- und des WEA-
Prognosefehlers sowie der Auswirkungen in den Fahrplansprüngen des Soll austauschfahr-
plans der Regelzone. Die Verteilungsfunktion für das regelzoneninterne Leistungsdefizit
ergibt sich demnach aus der rekursiven Faltung der Wahrscheinlichkeitsdichten des RZS,
des kurzfristigen Lastrauschens und der Kraftwerkserzeugung. Durch Vorgabe eines tole-
rierbaren Grenzwerts der Defizitwahrscheinlichkeit, wird die Höhe der Sekundär- sowie der
Gesamtregelleistung festgelegt.

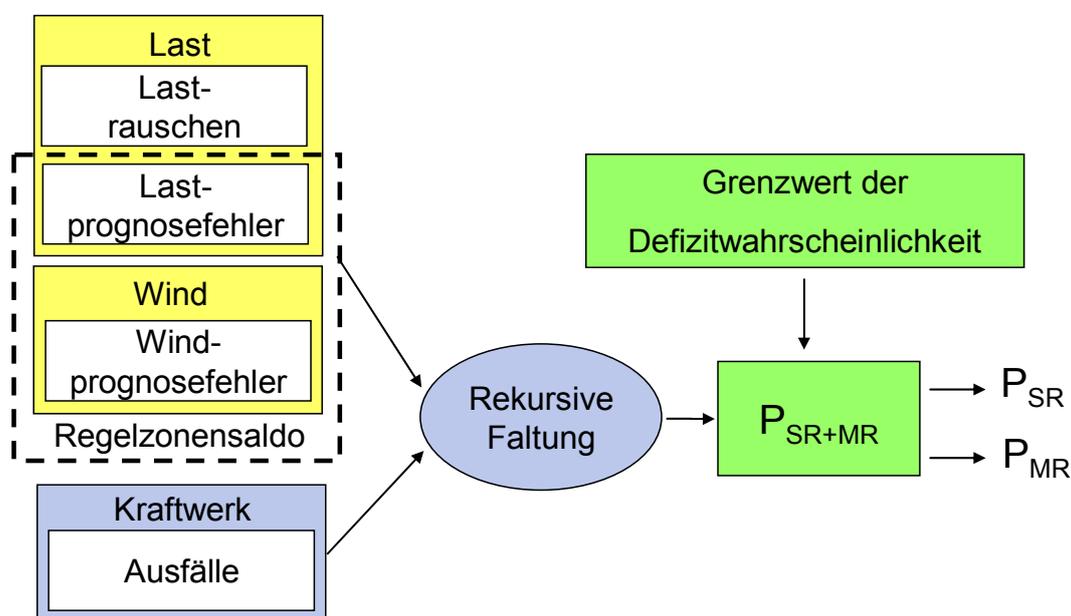


Bild 9: Schematisches Modell zur Bestimmung der Regelleistung innerhalb einer Regelzone aus der Defizitwahrscheinlichkeit

Für die Bestimmung des erforderlichen Anteils an Sekundär- und Minutenreserve, der innerhalb einer Regelzone vorgehalten werden muss, wird die Leistungsbilanz der Regelzone beim Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb betrachtet. Im Augenblick des Übergangs entsteht unmittelbar ein Ungleichgewicht in der Leistungsbilanz des Inselnetzes in Höhe des ursprünglichen Import-/Export-Saldos (RZA). Dieses Ungleichgewicht führt zu einer Abweichung der Frequenz vom Sollwert von 50 Hz und ist durch entsprechend vorzuhaltende Regelleistung auszugleichen. Für diese Betrachtung wird die Regelzone modellhaft als Punktnetz angenommen, bei dem alle Kraftwerke auf eine Sammelschiene speisen und von der alle Lasten die benötigte Wirkleistung entnehmen. Unberücksichtigt bei dieser Betrachtung bleiben das Spannungs-Blindleistungs-Verhalten des Netzes und alle transienten und subtransienten Vorgänge im Frequenzbereich wie z.B. Leistungspendelungen sowie Netzengpässe.

Einen spontanen Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb kann eine Regelzone nur dann ohne Lastabwurf überstehen, sofern die zu diesem Zeitpunkt aus dem Verbundnetz saldierend importierte Leistung kleiner ist als eine Leistung ΔP_{max} . Die Höhe dieser Leistung ΔP_{max} bestimmt sich aus der Frequenz-Leistungs-Charakteristik des Netzes in der Regelzone unter dem Einfluss der Primärregelung. Eine Störung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Last wird zu einem Frequenztransienten führen, dessen Steigung durch die Dynamik des Netzes (Schwungmassen aller drehenden Maschinen im Netz) bestimmt wird. Dieser Abweichung der Frequenz vom Sollwert ($f_N = 50$ Hz) wirkt einerseits die Frequenzabhängigkeit der Lasten entgegen, die im Verbundnetz mit 1 %/Hz angenommen wird. Andererseits wird die Primärregelung die Frequenzabweichung durch zusätzliche Einspeisung von Regelleistung bis auf den stationären Wert von $\Delta f_{Stat} = 200$ mHz ausregeln. Dieser Vorgang wird in analoger Weise mit umgekehrten Vorzeichen auch bei einem plötzlichen Leistungsüberschuss ausgelöst.

Das typische Antwortverhalten des Netzes bei Auftreten einer Störung des Leistungsgleichgewichts zwischen Einspeisung und Last ist in Bild 10 dargestellt. Der Wert der Frequenzabweichung $\Delta f_{dyn, max}$ wird in erster Linie bestimmt durch

- die Dynamik des Inselnetzes,
- die Größe der Abweichung zwischen eingespeister Leistung und Last, die durch den wegfallenden Import-/Exportsaldo bei der Inselnetzbildung verursacht wird,
- der dynamischen Charakteristik der Lasten speziell ihrer Frequenzabhängigkeit
- und vor allem durch die im sich dann gebildeten Inselnetz vorgehaltene Primärregelreserve.

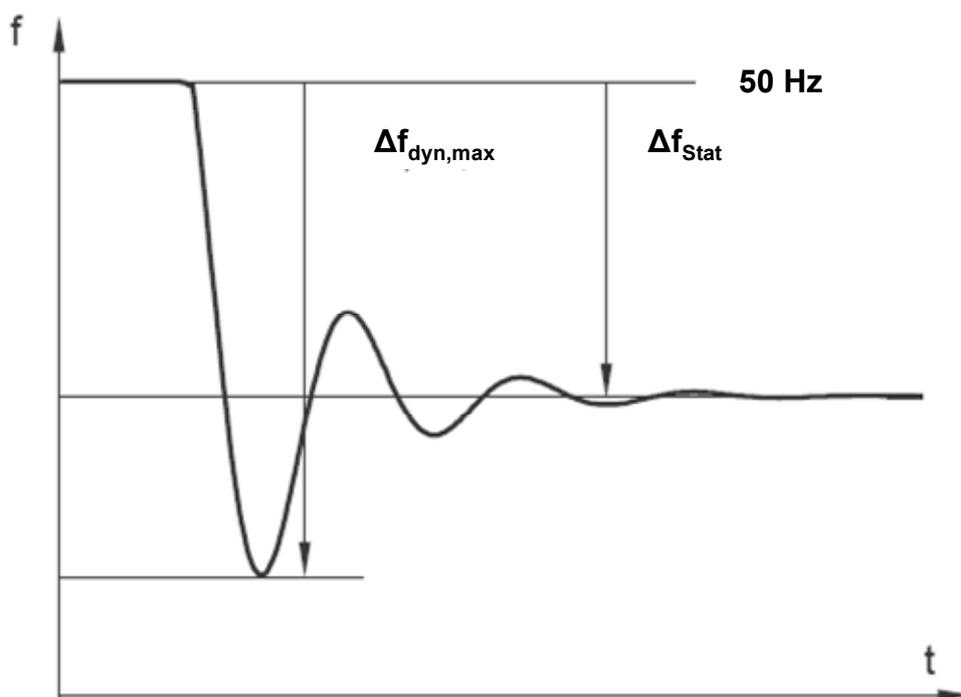


Bild 10: Frequenzverhalten eines Netzes bei Störung des Leistungsgleichgewichts

Nach Forderungen des Operation Handbook der UCTE ist die Primärregelleistung von den Regelkraftwerken so bereit zu stellen, dass bei einer Störung des Leistungsgleichgewichts die stationäre Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{Stat}} = 200 \text{ mHz}$ nicht überschreitet, d.h. die vorzuhaltende Primärregelleistung muss bei dieser stationären Frequenzabweichung vollständig aktiviert werden.

Geht eine Regelzone vom Verbund in den Inselnetzbetrieb über, so kann mit dem dynamischen Modell unter den oben genannten Randbedingungen das maximale Leistungsdefizit bestimmt werden, das die Regelzone ohne Lastabwurf übersteht. Dabei sieht das Lastabwurfkonzept der UCTE vor, dass in der ersten Stufe eine automatische Abschaltung von $10 \div 15 \%$ der Netzlast erfolgt, wenn die Frequenz unter einen Wert von 49 Hz sinkt ($\Delta f_{\text{dyn,max}} = 1000 \text{ mHz}$). Für die vier deutschen Regelzonen lässt sich damit die maximale Defizitleistung $\Delta P_{\text{max},49}$ aus der Frequenz-Leistungs-Charakteristik bestimmen (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

Tabelle 1: Primärregelleistung (2005) und max. Lastabweichung ohne Lastabwurf

Regelzone	PR [MW]	$\Delta P_{\text{max},49}$ [MW]
RWE	± 290	510
E.ON	± 160	350
VET	± 150	240
EnBW	± 80	170
D	± 680	1300

Nach einem Übergang einer Regelzone in den Inselnetzbetrieb stellt $\Delta P_{\max,49}$ die Leistung dar, die als Störung des Leistungsgleichgewichts zwischen Einspeisung und Last noch nicht zu einem Unterschreiten der Frequenzgrenze von 49 Hz und damit zu einem automatischen Lastabwurf führt. Es wird hier davon ausgegangen, dass die Primärregelleistung innerhalb von 15 min nach einer Störung von der Sekundärregelung abgelöst wird. Im Inselnetzbetrieb bedeutet dies, dass innerhalb der Regelzone mindestens die Leistung $\Delta P_{\max,49}$ als Sekundärregelreserve bereitgestellt werden muss, um die Frequenz in einer Regelzone nach ihrer Abtrennung vom Verbundnetz wieder auf die Sollfrequenz von 50 Hz zurückzuführen.

Aus dem Verlauf des gesamten RZA einer Regelzone über ein Jahr lässt sich nun die Anzahl der ¼-Stunden ermitteln, in denen der Import-/Export-Saldo größer ist als die Leistung $\Delta P_{\max,49}$ (Bild 11). Für diese Anzahl ¼-Stunden resp. für die entsprechende Wahrscheinlichkeit α würde eine Inselnetzbildung in der betroffenen Regelzone zur Lastabschaltung führen. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Grenzleistung $\Delta P_{\max,49}$ ist die innerhalb einer Regelzone vorzuhaltende Sekundärreserve so zu dimensionieren, dass die Defizitwahrscheinlichkeit kleiner oder gleich der Wahrscheinlichkeit α ist, mit der der Übergang in den Inselnetzbetrieb zu Lastabschaltungen führt.

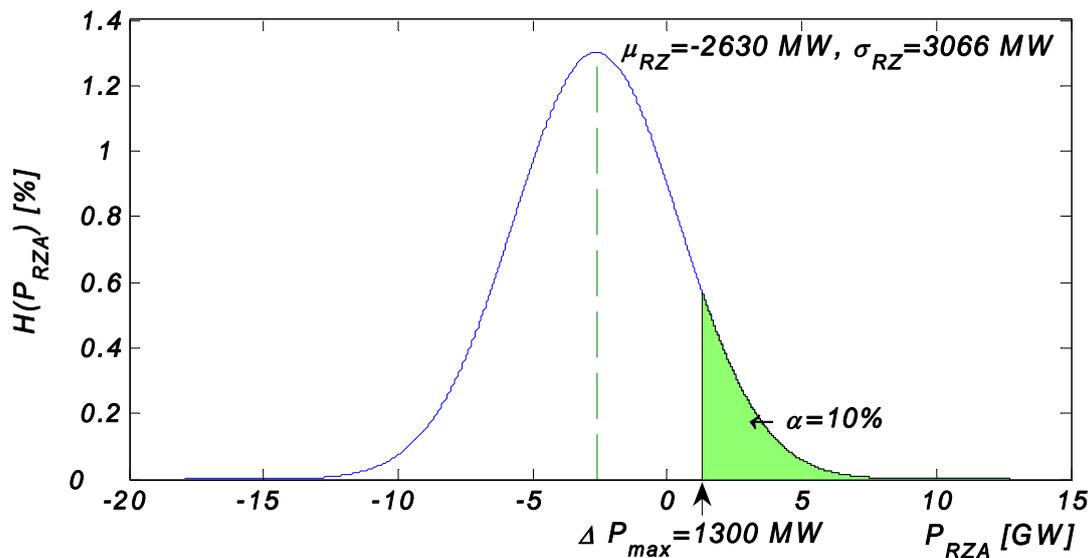


Bild 11: Häufigkeitsverteilung des Regelzonenaustauschs einer Beispielregelzone

Diese von der Häufigkeitsverteilung des Export-/Import-Saldos der jeweiligen Regelzone stark abhängige Wahrscheinlichkeit α wird als Parameter zur Bestimmung der jeweiligen minimalen Kernanteile verwendet. Dies bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs während des Inselnetzbetriebs die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs im Übergang zum Inselnetzbetrieb nicht überschreiten darf.

Das Diagramm in Bild 12 stellt den Verlauf der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung für ein Einspeisedefizit in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit für eine exemplarische Regelzone dar. Im Falle eines Leistungsüberschusses im Inselnetz (Leistungsexport vor dem Übergang in den Inselnetzbetrieb) ist die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls von Kraftwerksleistung nicht zu berücksichtigen. Entsprechend ist für die Bestimmung der negativen Regelreserve ein um den KW-Ausfall reduzierter Zusammenhang mit der Defizitwahrscheinlichkeit zugrunde zu legen, der für die exemplarisch gewählte Regelzone in Bild 13 wiedergegeben ist.

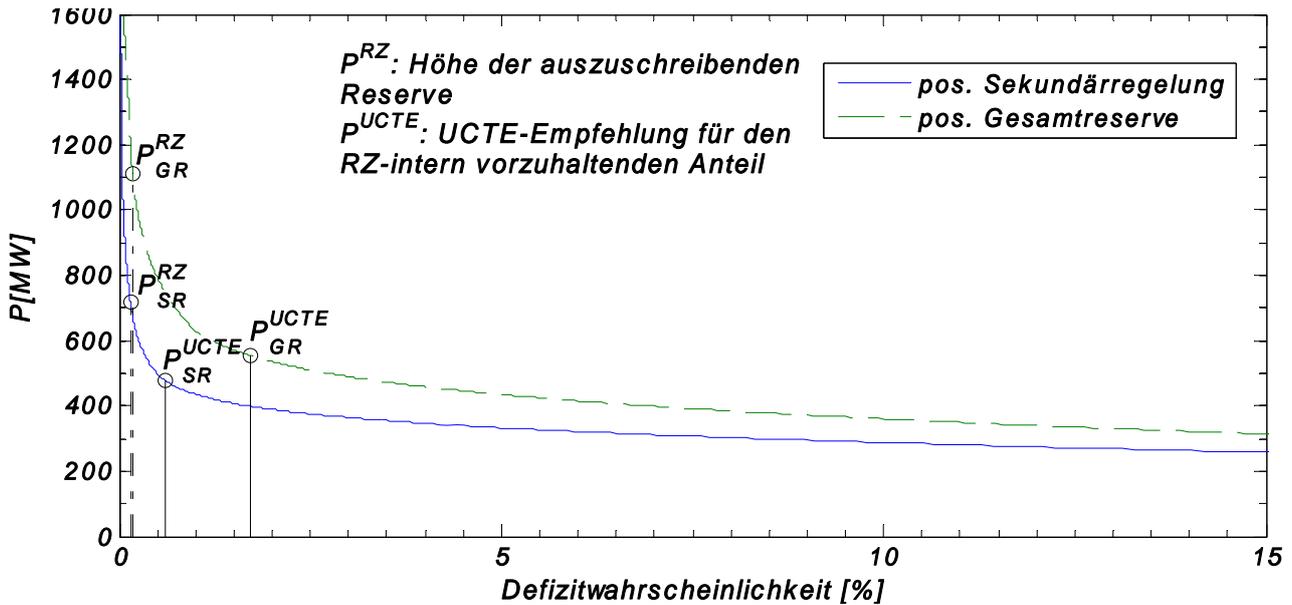


Bild 12: Positive Regelreserve einer Regelzone in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit

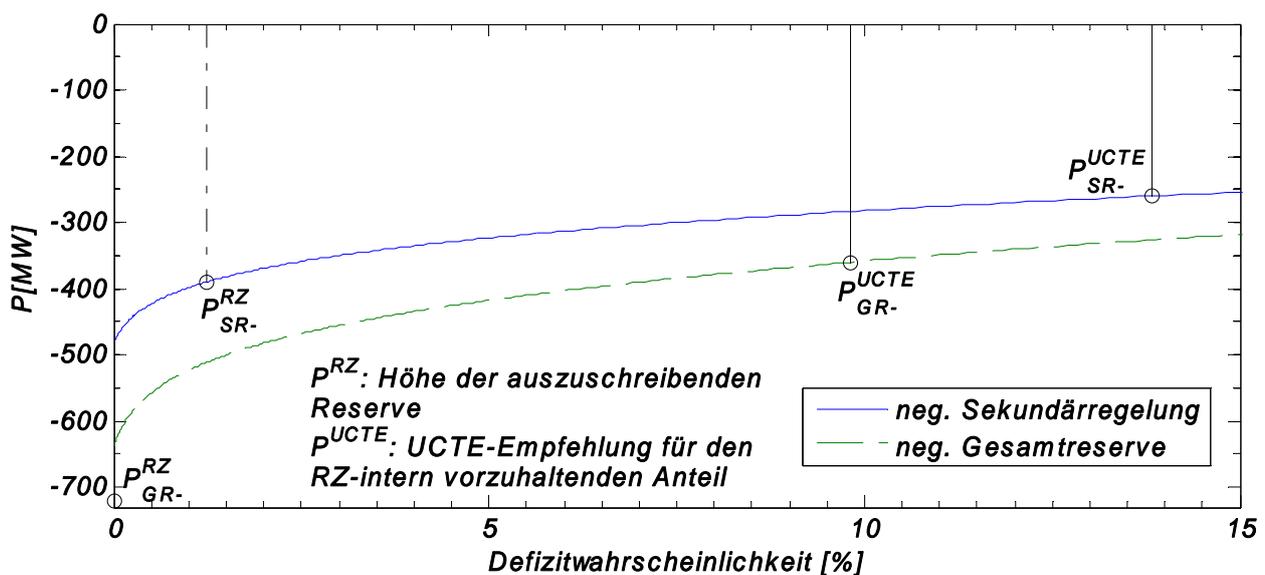


Bild 13: Negative Regelreserve einer Regelzone in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit

Aus diesen Abbildungen lassen sich die erforderlichen Regelleistungen (Sekundär- und Gesamtregelleistung) für ein ermitteltes α ablesen. Für das in dieser Betrachtung auf der Grundlage von $\Delta P_{\max,49}$ ermittelte $\alpha = 10\%$ kann der hier ermittelte Mindest-Kernanteil der Reserveleistung jeweils am rechten Rand der Diagramme bestimmt werden. Die Minutenreserve ergibt sich dann als Differenz zwischen der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung. Zum Vergleich sind in den folgenden Abbildungen auch die Defizitwahrscheinlichkeiten zu entnehmen, die sich bei einer vollständigen Ausschreibung der Regelreserve innerhalb der Regelzone (Kernanteil 100%) sowie die sich bei einem Kernanteil auf Basis der UCTE-Empfehlungen ergeben würden.

Da diese Betrachtung im wesentlichen nur für kurzfristigen Inselnetzbetrieb gilt, ist für einen stabilen Betrieb des Inselnetzes über mehrere Stunden ein im Vergleich zum Übergang in das Inselnetz höheres Zuverlässigkeitsniveau (d.h. niedrigere Defizitwahrscheinlichkeit) und damit der Kernanteil der Reserve, der innerhalb der Regelzone vorzuhalten ist, höher zu wählen als für den Mindestanteil ermittelt wurde.

D. König, W. Schulz

Diese Arbeit wurde in enger Zusammenarbeit mit der E-Bridge Consulting GmbH im Auftrag der Bundesnetzagentur angefertigt.

4.4 Analyse der EEG-Veredelung aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers

Die praktische Umsetzung des EEG-Wälzungsmechanismus erfordert umfangreiche Planungs- und Ausführungsschritte seitens der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), welche in Bild 14 in zeitlicher Abfolge dargestellt sind. Da die Lieferung des EEG-Stroms an die letztverbraucherversorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Form eines rechtzeitig bekannt zu gebenden, der tatsächlichen Stromabnahme angenäherten Profils zu erfolgen hat, muss der ÜNB die stochastisch eingespeisten EEG-Mengen mittels kurz- und langfristiger Handelsgeschäfte in ein monatlich variierendes Band umwandeln. Im Rahmen der Systemdienstleistungen Minutenreserve und Sekundärregelung sind der Fehler der online-Hochrechnung sowie die kurzfristigen Schwankungen der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) um das $\frac{1}{4}$ -h-Mittel auszugleichen.

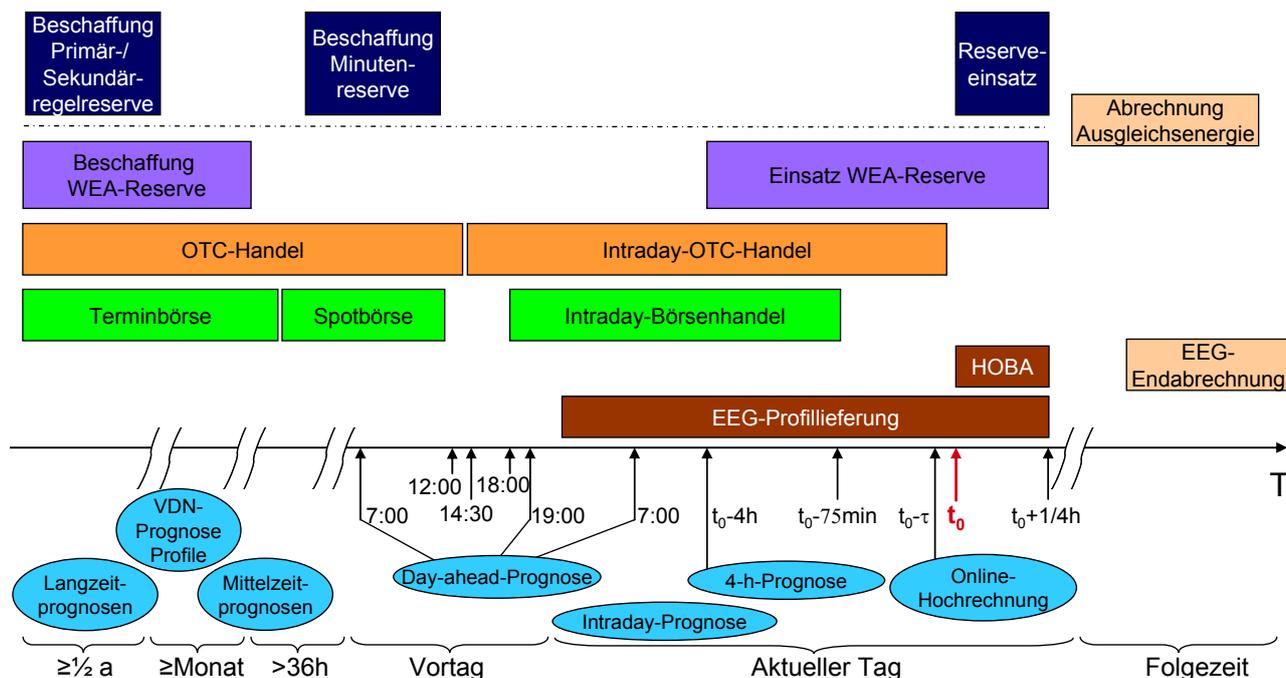


Bild 14: Planungs- und Ausführungsschritte der EEG-Abwicklung beim ÜNB

Die Führung des Bilanzkreises EEG (BK EEG) beim ÜNB ist mit hohen Kosten verbunden, welche nicht im Rahmen der EEG-Wälzung, sondern über Netznutzungsentgelte abgerechnet werden. Die Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die aus der EEG-Veredelung für den ÜNB resultierenden Kosten.

Tabelle 2: Kostenfaktoren des EEG-Veredelungsprozesses

Kostenfaktoren		Relevante Einflussgrößen aus dem EEG-Prozess
Handelsgeschäfte		<ul style="list-style-type: none"> - Prognose des bundesweiten EEG-Aufkommens - Korrelation EEG-Einspeisung mit EEX-Preisen - Einsatzstrategien der WEA-Reserve
WEA-Reserve	Vorhaltung	<ul style="list-style-type: none"> - Prognose des bundesweiten EEG-Aufkommens - Individuelle Einsatzstrategien (z.B. Minimierung der Risiken durch Teilverzicht auf kurzfristige Veredelungsgeschäfte)
	Arbeit	<ul style="list-style-type: none"> - Fehlmengen aus der bundesweiten EEG-Aufkommensprognose - Individuelle Einsatzstrategien
Dienstleistungsvertrag mit Handel		- Veredelungsaufwand
Betriebskosten des BK EEG		<ul style="list-style-type: none"> - Kosten der Prognose, etc. - BK-Verwaltungs- und Personalkosten
EEG-Anteil an der Regelreserve		<ul style="list-style-type: none"> - Fehler der online-Hochrechnung - Kurzfristige Schwankungen des BK EEG - Ausgleichseffekte mit Last und Kraftwerken
Ausgleichsenergie		<ul style="list-style-type: none"> - Fehler der online-Hochrechnung - Korrelation BK EEG zur Regelzone

Der absolute Fehler der online-Hochrechnung der WEA-Einspeisung besitzt einen signifikanten Einfluss auf die Bemessung der Regelreserve. Infolge der Kumulation der Defizitwahrscheinlichkeiten bei der Bestimmung der Regelreserven weist der **EEG-bedingte Anteil an der Regelreserve** eine starke Kopplung zu den Parametern installierte WEA-Leistung, Struktur des Kraftwerkparks und Höhe der Regelzonenhöchstlast (absoluter Lastprognosefehler und Lastrauschen) auf.

Bild 15 zeigt den Zuwachs der WEA-bedingten Reserve in Abhängigkeit von der WEA-Durchdringung (Verhältnis der installierten WEA-Leistung zur Regelzonenhöchstlast). Es lässt sich ein deutlich nichtlinearer Zusammenhang feststellen. Bei hohen Durchdringungen (>25%) ist ein überproportionaler Zuwachs sowohl des positiven als auch des negativen Reserveanteils festzustellen. Bei niedrigen Durchdringungen sind sogar positive Synergien feststellbar, so dass durch die WEA-Einspeisung vor allem negative Reserve eingespart werden kann. Es zeigt sich auch, dass bei gleicher installierter WEA-Leistung in dem kleineren System mehr WEA-bedingte Regelreserve vorgehalten werden muss.

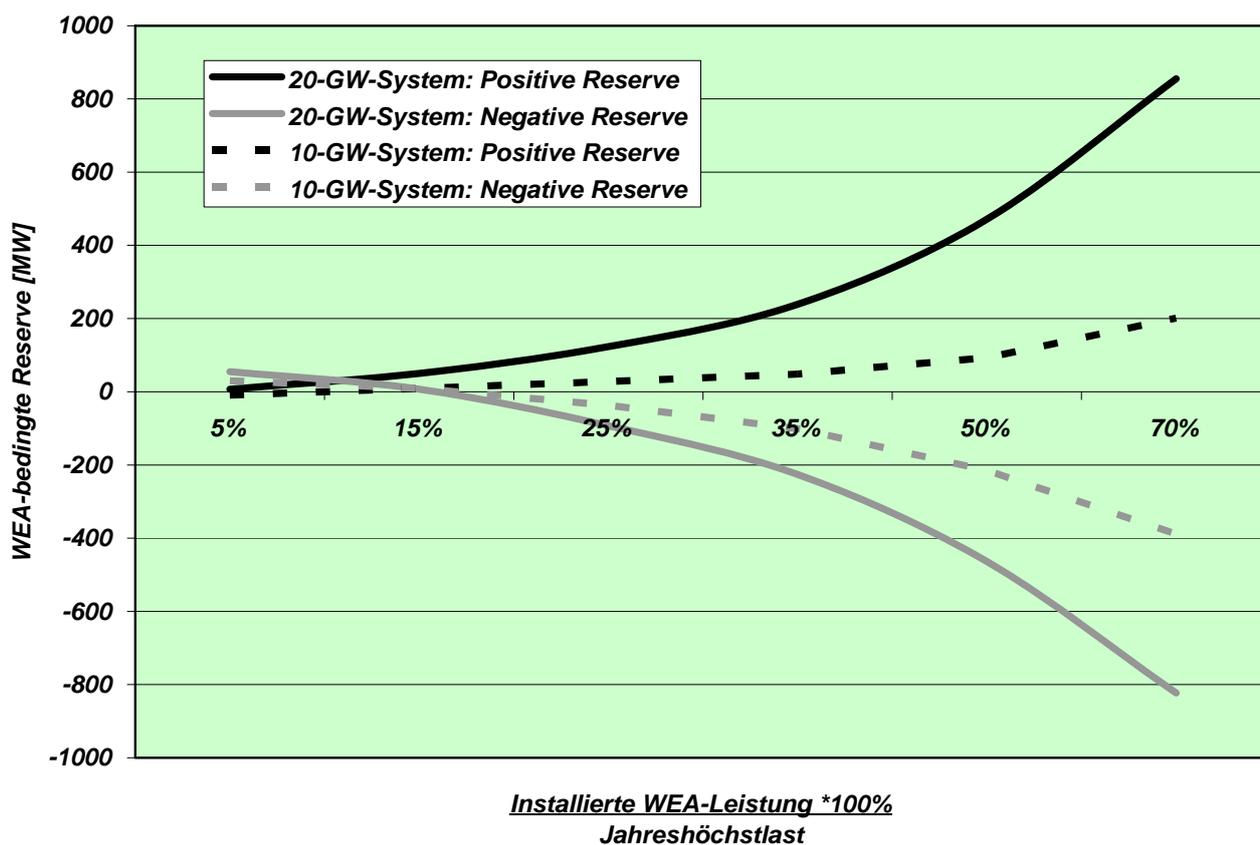


Bild 15: Abhängigkeit der WEA-bedingten Reserve von der installierten Leistung

Bild 16 zeigt die Abhängigkeit des WEA-bedingten Reservebedarfs von der Struktur des Kraftwerkparks. Variiert werden bei gleich bleibender installierter Leistung das Ausfallver-

halten, die Größe der Einzelblöcke sowie deren Anzahl. Es lässt sich eindeutig feststellen, dass sowohl die Größe und Anzahl der Kraftwerksblöcke als auch deren Typ und Alter (beschrieben durch die Ausfalldauer) einen signifikanten Einfluss auf die WEA-bedingte Reserve haben.

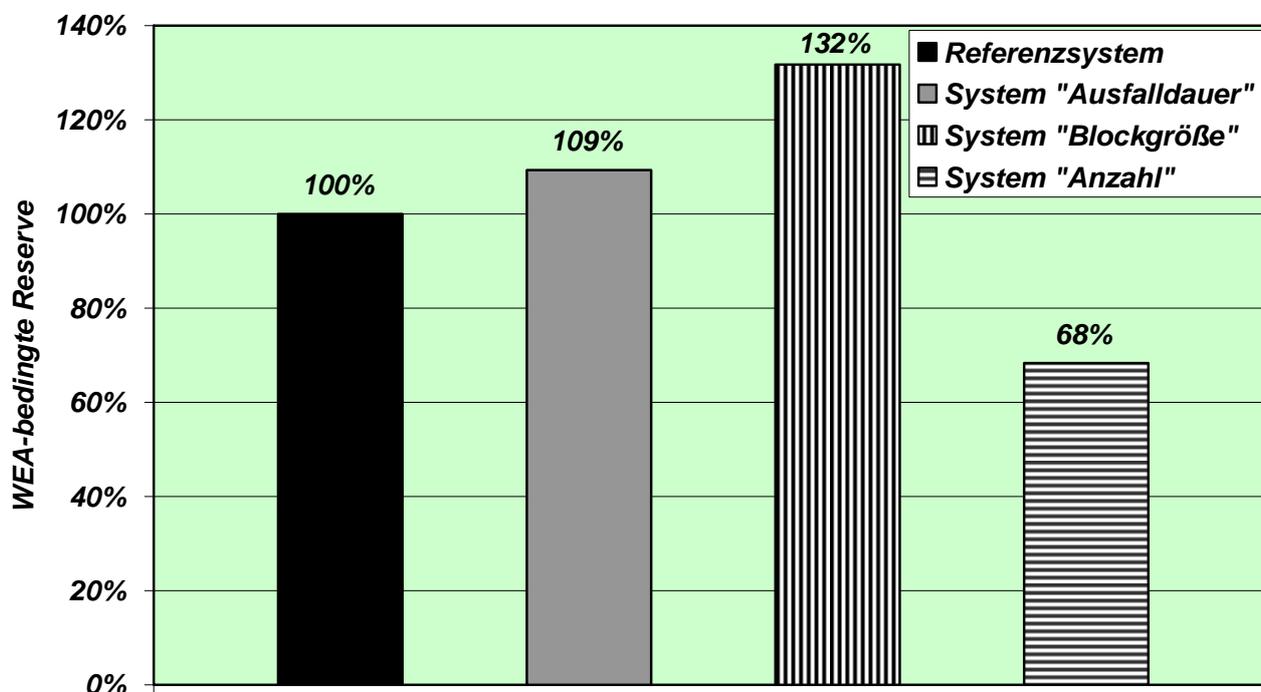


Bild 16: Abhängigkeit der WEA-bedingten Reserve von der Struktur des KW-Parks

Bild 17 zeigt den Einfluss der Jahreshöchstlast auf die WEA-bedingte Reserve. Hiernach nimmt der WEA-Anteil an der positiven Regelreserve mit steigender Jahreshöchstlast nur leicht zu, bei etwa proportionaler Reduktion des negativen Anteils. Die festgestellte Unsymmetrie ist in der nicht mittelwertfreien Verteilung des Fehlers der online-Hochrechnung sowie dem fehlenden Einfluss des KW-Parks auf die Bemessung der negativen Reserve begründet.

Die Kosten für **Ausgleichsenergie** des BK EEG werden ausgehend vom Zustand der gesamten Regelzone (über- oder unterspeist) sowie den zeitgleichen Zuständen der einzelnen Bilanzkreise (BK) abgeleitet. Aus diesen Zuständen lassen sich die resultierenden Zahlungsflüsse zwischen den BK und dem ÜNB, sowie die sich einstellenden Arbeitspreise bestimmen. Während sich bei einer unterspeisten Regelzone ein sehr hoher Ausgleichsenergiepreis einstellt, führt eine Überspeisung zu sehr niedrigen Preisen, die häufig gleich Null sind. Wenn sowohl der BK EEG als auch die restlichen BK unterspeist sind, stellt sich dementsprechend ein hoher Ausgleichsenergiepreis ein und alle BK müssen diesen an den ÜNB zahlen. Wenn die Abweichungen des BK EEG und der restlichen BK nicht dasselbe Vorzeichen haben, muss bei den möglichen Fällen zusätzlich unterschieden werden, ob die gesam-

te Regelzone über- oder unterspeist ist. BK, die der Abweichung entgegenwirken, erhalten vom ÜNB eine Vergütung der Ausgleichsenergie.

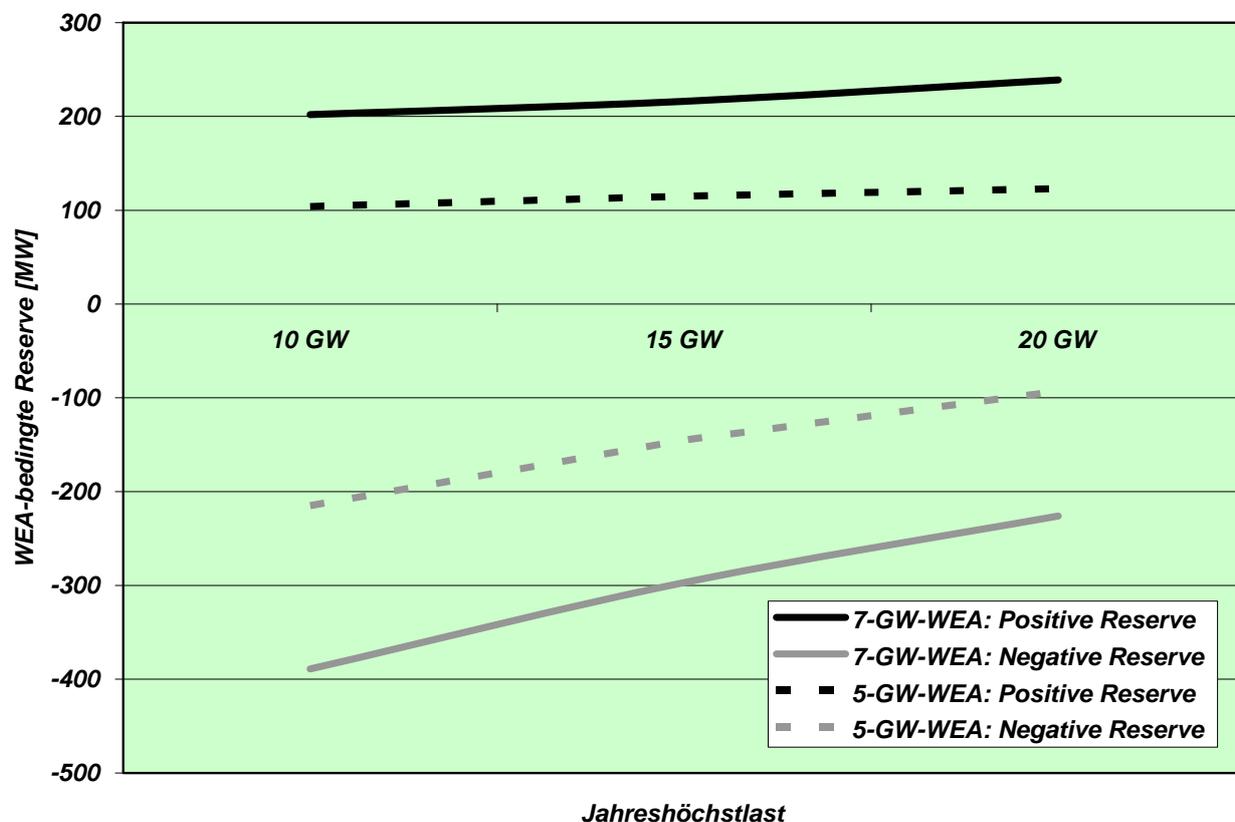


Bild 17: Abhängigkeit der WEA-bedingten Reserve von der Jahreshöchstlast

In Bild 18 sind die jährlichen Ausgleichsenergiekosten für Systeme mit einer Jahreshöchstlast von 10 bzw. 20 GW in Abhängigkeit von der WEA-Durchdringung dargestellt. Die gestrichelten Linien markieren jeweils die Kosten bei einer gleich hohen installierten WEA-Leistung in beiden Systemen. Dabei wird deutlich, dass die Kosten in hohem Maße von der WEA-Durchdringung abhängig sind und einen stark nichtlinearen Verlauf aufweisen. Weiterhin ist festzustellen, dass die gleiche WEA-Leistung in einem kleineren System höhere Kosten verursacht.

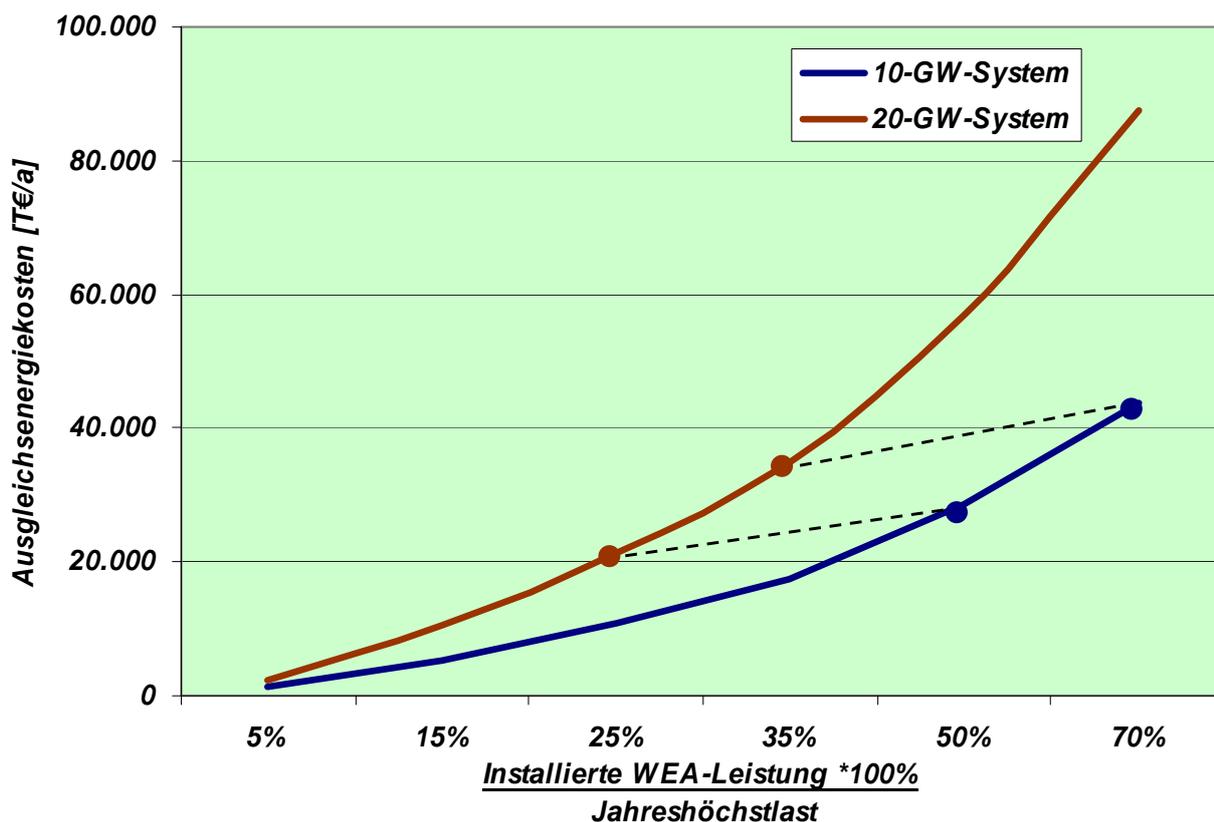


Bild 18: Jährliche Ausgleichsenergiekosten des BK EEG

Zur Abschätzung der Kosten für **Handelsgeschäfte** zur EEG-Veredelung wird angenommen, dass diese Geschäfte hauptsächlich am Spotmarkt getätigt werden, während die intraday-Handelsgeschäfte auf den Ausgleich des Fehlers der day-ahead-WEA-Prognose abzielen. Der Einsatz der **WEA-Reserve** wird hier als Bestandteil der intraday-Handelskosten betrachtet. Zu berücksichtigen ist des Weiteren die nachweisliche Korrelation der Spotmarktpreise zur WEA-Einspeisung, woraus sich ein Spread zwischen den Kosten für Zu- bzw. Verkäufe ergibt.

Die in Bild 19 angegebenen Handelskosten beziehen sich auf ein Gesamtsystem mit einer Höchstlast von 65 GW und einer installierten WEA-Leistung von 18 GW. Die Kosten sind aufgrund des horizontalen Belastungsausgleichs unabhängig von der installierten WEA-Leistung in der Regelzone. Sie steigen jedoch entsprechend dem EEG-Aufteilungsschlüssel proportional zu der an die Letztverbraucher gelieferten Energie, bzw. der Jahreshöchstlast der Regelzone.

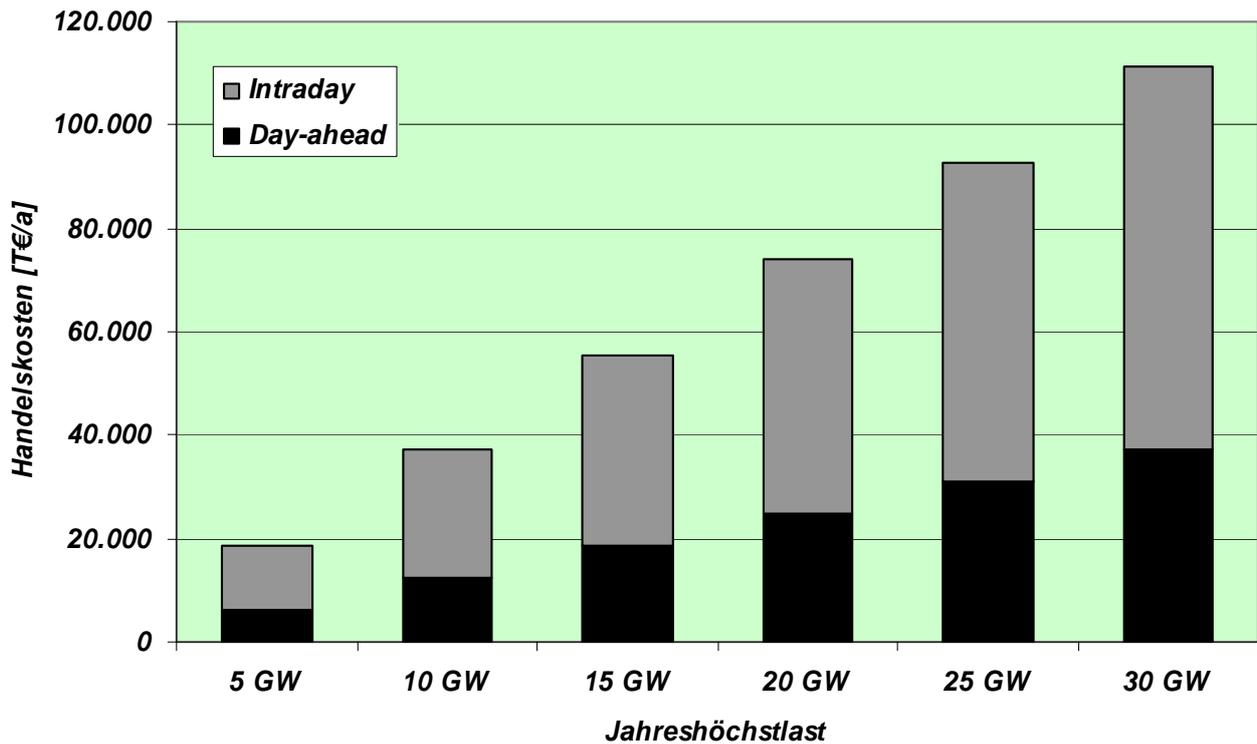


Bild 19: Jährliche Handelskosten der EEG-Veredelung

Die gesamten aus dem EEG-Veredelungsprozess entstehenden Kosten werden vom ÜNB über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher abgewälzt. Die aus den Handelsgeschäften resultierenden Kosten verhalten sich proportional zum EEG-Anteil der jeweiligen Regelzone und werden gleichmäßig an die Letztverbraucher weitergegeben. Demgegenüber weisen die Kosten für die Vorhaltung von Regelreserve sowie die Ausgleichsenergiekosten starke Abhängigkeiten von den regelzonenspezifischen Parametern, insbesondere von der installierten WEA-Leistung, auf.

W. Schulz, D. Waniek

4.5 Integration der Offshore-WEA in den deutschen Energiehandelsmarkt

Der Anteil der aus Wind erzeugten regenerativen Energie an der gesamten Erzeugungsleistung der Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland hat in den vergangenen Jahren kontinuierlich zugenommen. Da die Onshore-Standorte für Windenergieanlagen (WEA) hierzulande immer knapper werden, wird dazu übergegangen, Offshore-Projekte in Betracht zu ziehen. Die Ausbauszenarien gehen von Parkgrößen von mehreren Hundert MW bis in den GW-Bereich hinein. Die Erzeugungsleistung wird so aller Voraussicht nach auch schon in näherer Zukunft in den Bereich konventioneller Kraftwerke kommen.

Diese Entwicklung wird nicht ohne Folgen für die bisherigen in der deutschen Energieversorgung vorhandenen Strukturen sein. Sowohl Auswirkungen auf die konventionellen Kraftwerke als auch auf die Netze sind zu erwarten. Sollte es bei der derzeit gültigen Vorrangstellung der WEA-Einspeisung bleiben, so ist auch damit zu rechnen, dass die EEG – bedingte Belastung des Strompreises verstärkt wird. Dies ist neben dem höheren Anteil der EEG-Mengen insbesondere auch auf die zunehmenden Netznutzungsentgelte zurückzuführen, da darin die steigenden Unkosten der EEG-Veredelung sowie der Reservevorhaltung Eingang finden. Angesichts der zu erwartenden Probleme ist zu untersuchen inwieweit größere WEA-Verbunde wie beispielsweise Offshore WEA am Geschehen am deutschen Energiehandelsmarkt effizient beteiligt werden können.

In Bild 20 ist die Struktur des Stromhandels nach Zeithorizonten dargestellt. Mit dem Zeithorizont ist hierbei die Zeitspanne zwischen der Bedarfsfeststellung und der Leistungserbringung gemeint.

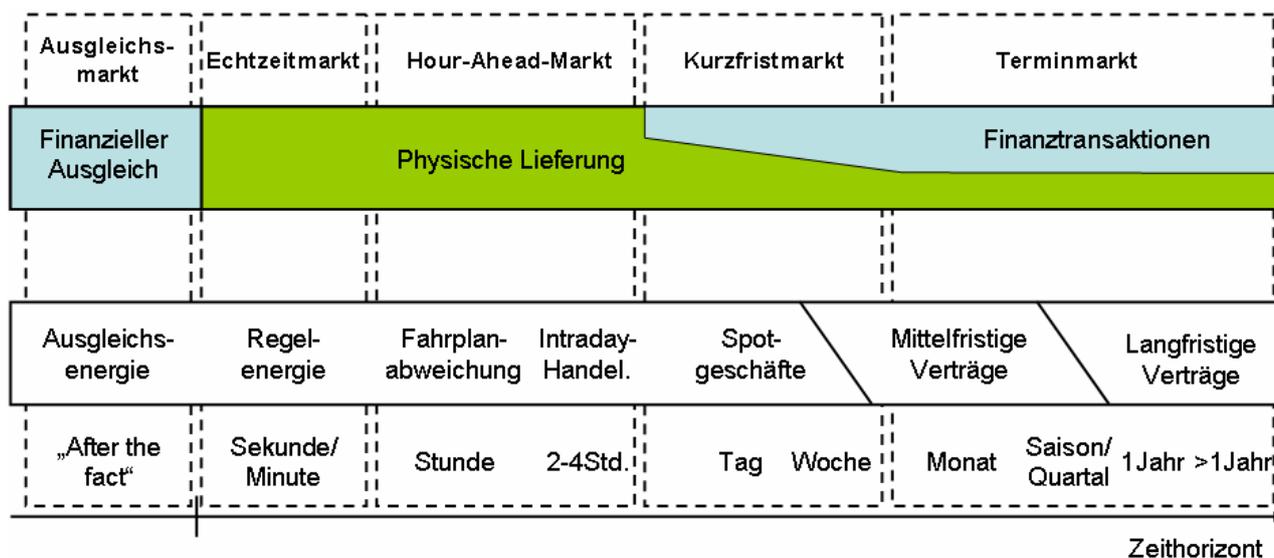


Bild 20: Struktur des Stromhandels nach Zeithorizonten

Jeder der dargestellten Märkte stellt die für diesen Markt spezifischen Anforderungen an das gehandelte Produkt Strom, welche unter anderem die gehandelte Menge, die Verfügbarkeit oder die zeitliche Lieferbedingungen betreffen. Diese Anforderungen können sehr eng definiert sein wie beispielsweise auf dem Regelenenergiemarkt oder aber nahezu beliebige Gestaltungsmöglichkeiten zulassen wie im OTC-Handel. Für die Integration des WEA-Stroms in diese Märkte ist demnach zu untersuchen nicht nur inwieweit diese Anforderungen von den Offshore WEA erfüllt werden, sondern auch ob eine Anpassung bzw. Schaffung neuer Bedingungen möglich ist.

Die am Energiemarkt nachgefragten Stromprodukte können hinsichtlich der Ausfallwahrscheinlichkeit folgenden Kategorien zugeordnet werden:

- abgesicherte Leistung: Erzeugte Leistung wird durch Reservekapazitäten des Lieferanten abgesichert, z.B. Absicherung der zur Bereitstellung der Regelleistung vorgesehenen KW-Blöcke
- nicht abgesicherte Leistung aus einem Kraftwerk oder Kraftwerkspark: eventuelle Absicherung gegen Ausfälle erfolgt durch den Käufer, z.B. Put-Option auf einen Leistungsband
- abgesicherte Arbeit
- nicht abgesicherte Arbeit: Unterbrechung der Bezugsleistung ist nur nach rechtzeitiger Vorankündigung möglich

Alle diese Produkte können bei entsprechendem technischem bzw. wirtschaftlichem Aufwand auch von offshore WEA angeboten werden.

Im Gegensatz zu den thermischen Kraftwerksblöcken besitzen die offshore WEA-Parks den Vorteil der deutlich höheren technischen Verfügbarkeit, welche nahezu 100% beträgt. Dem steht jedoch die nichtdeterministische Stromerzeugung aufgrund von stochastischer Verfügbarkeit des Primärenergieträgers Wind gegenüber. Die Qualität der von Offshore-WEA erzeugten Energieprodukte ist damit sehr eng an die Kenntnis der zu erwartenden Windbedingungen gekoppelt. Diese Kenntnis ist umso ungenauer je größer der zeitliche Abstand zwischen dem Handels- und dem Lieferzeitpunkt.

Bild 21 zeigt die grundsätzliche Vorgehensweise bei der Entscheidungsfindung des WEA-Betreibers zur Beteiligung an einem der Handelsmärkte. Im Rahmen des kurzfristigen Handels stehen der Spot- sowie Intradaybörsenhandel, der kurzfristige bilaterale Handelsmarkt sowie der Ausschreibungsmarkt für die Minutenreserve. Die Entscheidung über die Teilnahme erfolgt auf Basis von day-ahead bzw. intraday Prognosen. Die schärfsten Bedingungen an das gehandelte Produkt werden hierbei am Minutenreservemarkt gestellt, die jedoch

von den Offshore WEA bei entsprechenden Windbedingungen problemlos erfüllt werden können. Eine deutliche Erhöhung des WEA-Potentials auf den hour-ahead und Kurzfristmärkten könnte durch die Flexibilisierung der zeitlichen Anforderungen (z.B. Minutenreservevorhaltung über einen Zeitraum von wenigen Stunden; Möglichkeit zur Gebotsabgabe von 1/4-h-Produkten an der Börse) erzielt werden.

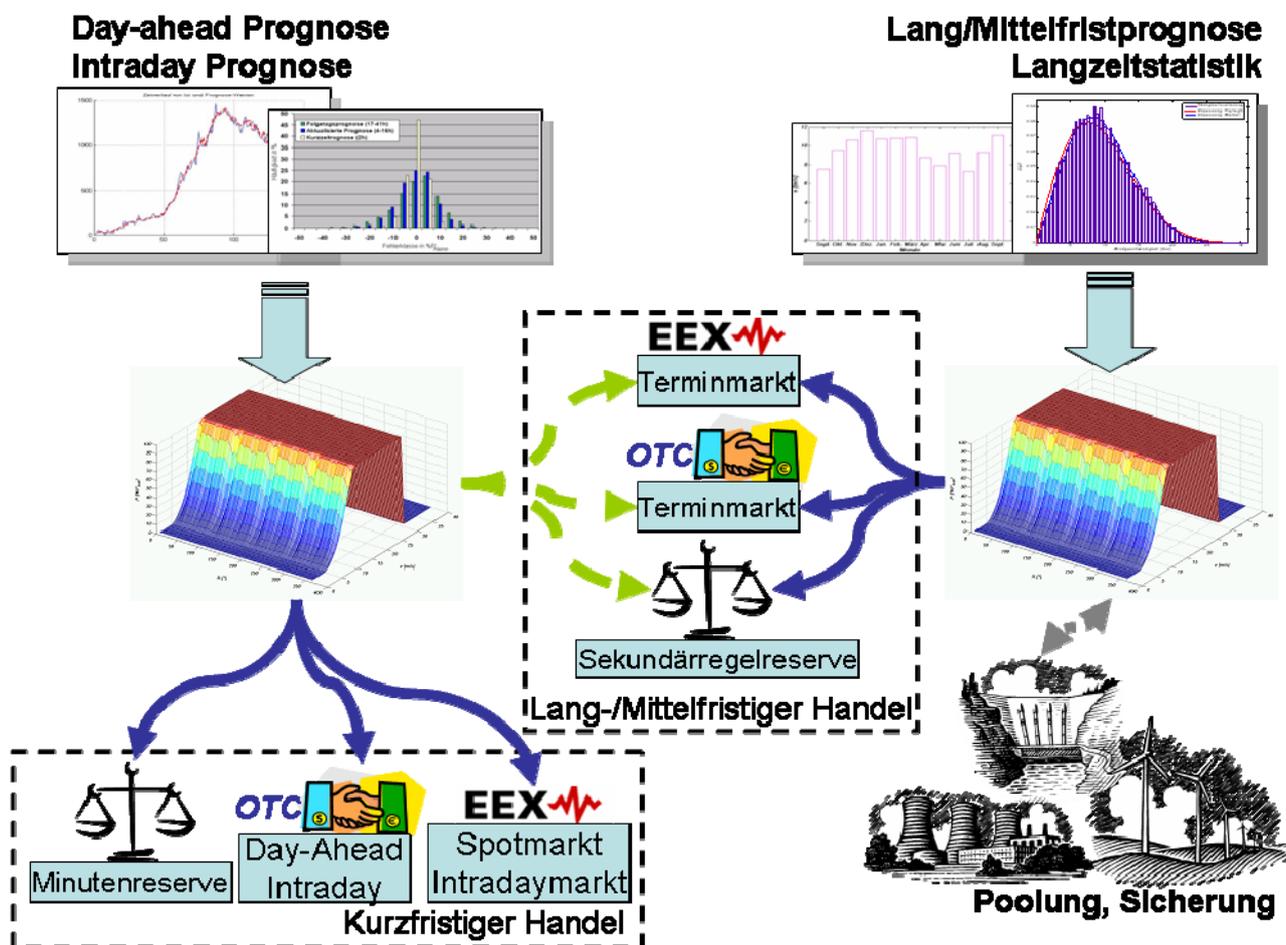


Bild 21: Offshore-WEA auf dem Energiehandelsmarkt

Die Handelsgeschäfte auf den Terminmärkten erfordern langfristige Entscheidungen, welche im Hinblick auf die Einspeisung aus Offshore-WEA auf Basis von Langzeit- bzw. Mittelzeitprognosen sowie Langzeitstatistiken getroffen werden. Auf dem Terminmarkt können von Offshore-WEA allein zunächst nur Optionsgeschäfte geboten werden. Erst durch technische Systemerweiterungen, wie Speicherintegration bzw. Poolung mit anderen Erzeugungseinheiten können weitere Produkte generiert werden. Auch die vergleichsweise engen Anforderungen des Regelreservemarktes können auf diese Weise problemlos erfüllt werden.

4.6 Bewertung der möglichen Übertragungstechniken für Offshore-Windenergie

Der in den kommenden Jahren erwartete Ausbau der Offshore-Windenergie stellt den nächsten Schritt zur Nutzung der Windressourcen in Deutschland dar. Bedingt durch die weiten Entfernungen zwischen dem Ort der Energieerzeugung und dem Netzeinspeisepunkt an Land ist die Wahl einer geeigneten Energieübertragungstrecke für die technische und wirtschaftliche Effizienz von entscheidender Bedeutung.

Zur direkten Übertragung der im Offshore-Windpark erzeugten elektrischen Energie ins Festlandsnetz stehen derzeit die Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) sowie die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in konventioneller Thyristortechnik als auch auf IGBT-Basis (IGBT-HGÜ) zur Verfügung. Die grundlegenden technischen Eigenschaften der Hochspannungsübertragung werden in der Tabelle 3 gegenüber gestellt. Ein zur elektrischen Netzanbindung alternatives Konzept zur Übertragung der Offshore-Windenergie stellt die Umwandlung der elektrischen Energie zu Wasserstoff und dessen Weitertransport zum Verbraucher dar.

Tabelle 3: Technische Eigenschaften der Hochspannungsübertragungstechniken

	HDÜ	Thyristor-HGÜ	IGBT-HGÜ
Übertragungsspannung	170 kV	600 kV	150 kV
Übertragungsleistung pro System	≤0,2 GW	≥1 GW	≤0,6 GW
Platzbedarf Plattform / Trasse	+ / -	- / +	o / o
Kabelverluste	-	+	+
Zusatzverluste	Kompensation	Umrichter: Ca.1 %	Umrichter: Ca. 2-3 %
Inselnetzbetrieb	✓	✗	✓
Phasenschieberbetrieb	✓	✗	✓
Übertragungsentfernung	-	+	+
Schwarzstartfähigkeit	✓	✗	✓
Entkopplung der Netze	✗	✓	✓
Oberschwingungen	-	-	+
Schwachlastbetrieb	✓	10% P _N erforderlich	✓
Filter-/Kompensationsbedarf	o	-	+
Bezug der Kurzschlussleistung	✓	✓(2-3·P _N)	✗
Lieferung der Kurzschlussleistung	✓	✗	✓(≤P _N)
Verhalten bei Netzstörungen	-	+	+
Blindleistungsregelung	eingeschränkt	Zweiquadranten	Vierquadranten

Tabelle 4 gibt die spezifischen Investitionskosten für die beispielhafte Anbindung eines Offshore-WEA-Parks mit einer Leistung von 400 MW wieder. Die aufgrund des Verschleißes der Leistungselektronik der Stromrichterstationen bei der HGÜ-Lösung und des höheren

Überwachungsbedarfs werden die jährliche anfallenden Mehrkosten der Wartung der HDÜ-Lösung entsprechend den Herstellerangaben zu 0,5 Prozent der Investitionssumme höher angesetzt.

Tabelle 4: Investitionskosten der Netzanbindung

HDÜ		
	Basiskosten	400MW
Seekabel	0,8 Mio. €/km	1,6 Mio.€/km
Kabelverlegung	0,25 Mio.€/km	0,5 Mio.€/km
Kompensation	12.600 €/km	25.200 €/km
IGBT-HGÜ		
	Basiskosten	400MW
Seekabel	0,5 Mio. €/km	0,5 Mio. €/km
Kabelverlegung	0,25 Mio. €/km	0,25 Mio. €/km
Umrichter	0,1 Mio. €/MW	2*40 Mio.€

Bei der Bestimmung der jährlichen Kosten der Übertragungsverluste ist die Stochastik der WEA-Einspeisung zu berücksichtigen. Hierbei verspricht die Zulassung einer kurzzeitigen Überlastung der Übertragungsstrecke im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit deutliche Vorteile. Im Bild 22 sind die jährlichen Gesamtkosten ohne Überlastung sowie bei einer Überlastung der Kabel um 10% der zulässigen Übertragungsleistung dargestellt. Die aufgrund der durchschnittlichen Verlustleistung nicht verfügbare Energie wurde hierbei mit dem im EEG festgelegten Vergütungssatz für Energie aus Offshore WEA bewertet.

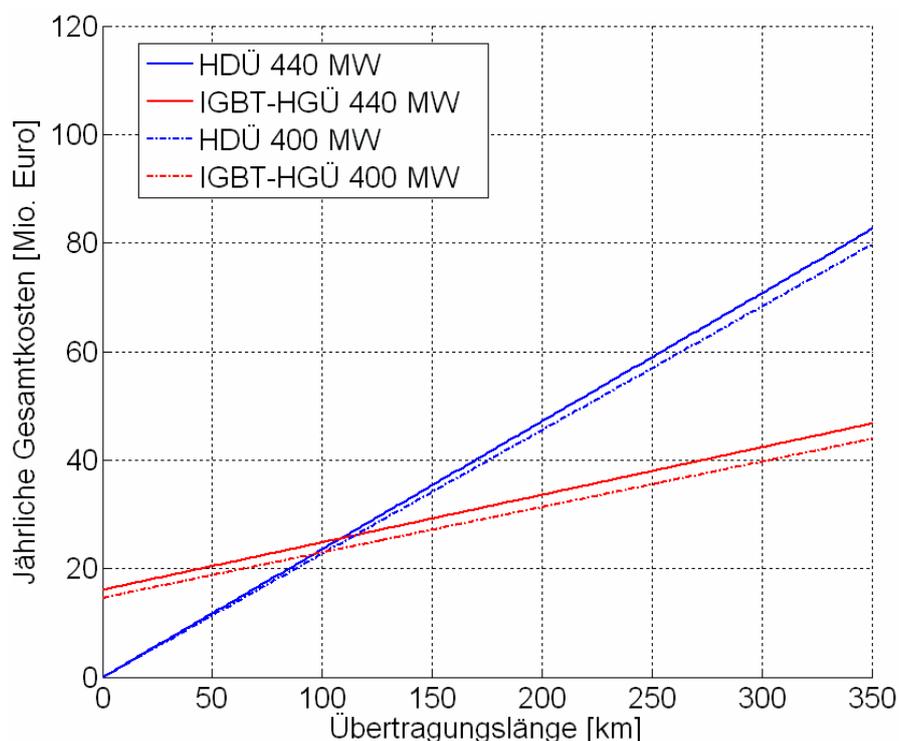


Bild 22: Jährliche Gesamtkosten der Netzanbindung eines 400 MW Offshore-Windparks

Insgesamt weisen die Gesamtkosten der HDÜ-Lösung eine stärkere Zunahme mit der Übertragungsdistanz auf, so dass der break-even-point bereits bei etwa 100 km erreicht wird. Mit zunehmender Übertragungsleistung verschiebt sich das Verhältnis zugunsten der Gleichstromübertragung. Die durch Überlastung der Übertragungsstrecke hervorgerufenen zusätzlichen Kosten bewirken eine nennenswerte Veränderung der Gesamtkosten der HDÜ erst bei Übertragungslängen über 100 km. Bei kleineren Distanzen hingegen erhöht die Zulassung der Kabelüberlastung bei Berücksichtigung der Windstatistik die Wirtschaftlichkeit der Drehstromlösung. Aufgrund der Nichtüberlastbarkeit der Stromrichter notwendigen Zusatzinvestitionen und die erhöhten Stromrichterverlusten bewirken, dass die Überlastung bei der HGÜ-Lösung kaum Verbesserungen in der wirtschaftlichen Effizienz hervorruft.

Der wirtschaftliche Vergleich der unterschiedlichen Technologien erfolgt anhand eines 400 MW Offshore-Windparks. Die Auslegungs- und Kostendaten der Wasserstoffanbindung sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Betrachtet werden dabei nur die Erzeugung des Wasserstoffs und der Pipelinetransport bis ans Festland. Die Investitionskosten der Offshore-Plattform der beiden elektrischen Anbindungsvarianten werden nach Literaturangaben zu je 10 Mio. € veranschlagt. Für die Bestimmung der Verlustkosten der Wasserstoffübertragung wurde der Marktpreis für gasförmigen Wasserstoff zu 8 €/kWh angenommen. Die sich damit im Vergleich zu den elektrischen Übertragungen ergebenden jährlichen Gesamtkosten zeigt Bild 23.

Tabelle 5: Auslegung und Kosten der Wasserstoffanbindung

Windpark	Installierte Leistung: 400 MW _{el}
Elektrolyseanlage	Leistungsaufnahme: 396MW _{el} Wirkungsgrad: 65 % Investitionskosten: 160 Mio. €
Wasseraufbereitungsanlage	Leistungsaufnahme: 0,5 MW _{el} Energiebedarf: 8 ...6 kWh _{el} / m ³ Investitionskosten: 2 Mio. €
Verdichter	Max. Leistungsaufnahme: 3,5 MW _{el} Investitionskosten: 2 Mio. €
Offshore-Plattform	Investitionskosten: 30 Mio. € inkl. Produktionshallen Lebensdauer: 20 a
Pipeline	Durchmesser: 200 mm Investitionskosten: 1,56 Mio.€/km Lebensdauer: 50 a Zusätzliche Zwischenverdichterstationen erforderlich
Wasserstoffproduktion	7,8 t pro Volllaststunde (257 MWh _{H2})

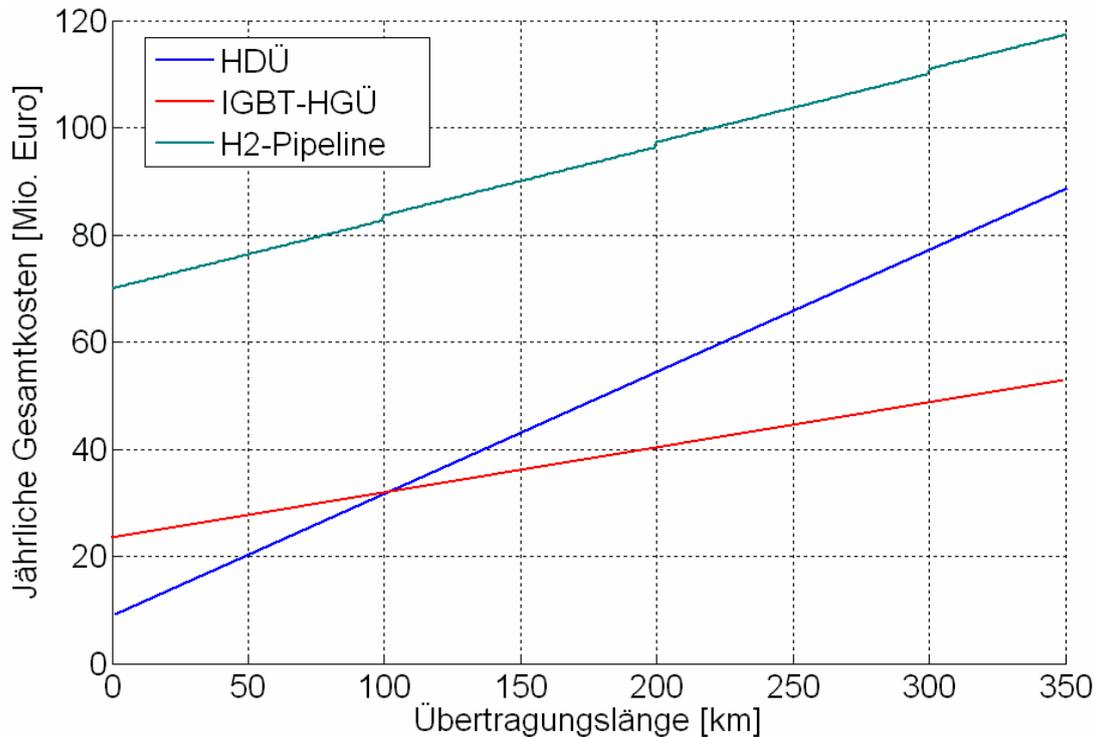


Bild 23: Jährliche Gesamtkosten der Anbindungsvarianten eines 440 MW Offshore-Windparks im Vergleich

Die Wasserstoffherzeugung mit Pipelinetransport ist über den gesamten betrachteten Bereich die teuerste der drei Technologien, was in erster Linie auf den enormen Verlustgrad sowie hohe Anlagengrundkosten zurückzuführen ist. Da im Gegensatz zur elektrischen Anbindung die Wasserstofflösung keine Vorhaltung zusätzlicher Regelreserven seitens des Übertragungsnetzbetreibers erfordert, sollte ein gesamtwirtschaftlicher Vergleich diese Kosteneinsparung berücksichtigen. Unter der Annahme eines normalverteilten WEA-Prognosefehlers ($\mu=0,07\%P_{inst}$, $\sigma=11,5\%P_{inst}$) sowie normalverteilter kurzfristiger Schwankungen der WEA-Einspeisung ($\mu =\pm 5,7MW$, $\sigma =10,8 MW$) und einer maximal tolerierbaren Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1% (ca. 10h/a) ergeben sich für eine exemplarische 10-GW-Regelzone die in Tabelle 6 zusammengefassten Werte.

Tabelle 6: Vermiedene Regelenergiekosten durch H₂-Anbindung des 400MW-Offshore-Windparks

Vorzuhaltende Regelreserve				
	Sekundärregelreserve		Minutenreserve	
	positiv	negativ	positiv	negativ
Ohne Offshore-WEA [MW]	822	-481	498	-236
Mit Offshore-WEA [MW]	829	-488	497	-235
Mittlerer Jahresleistungspreis [€/MW]	90.000/a	30.000/a	325/d	55/d
Mehrkosten der Vorhaltung[€]	+630.000/a	+210.000/a	-325/d	-55/d
Eingesetzte Regularbeit				
	Sekundärregelreserve		Minutenreserve	
	positiv	negativ	positiv	negativ
Ohne Offshore-WEA [TWh]	1,324	1,283	0,289	0,193
Mit Offshore-WEA [TWh]	1,369	1,328	0,282	0,186
Mittlerer Arbeitspreis [€/MWh]	88	7	370	8
Kosten der Mehrarbeit [Mio.€]	3,956.	0,314	-2,280	-0,052

Damit belaufen sich die Mehrkosten der Vorhaltung der Regelreserve auf rd. 701.300 € pro Jahr. Kosten für die aufgrund der Einspeisung aus Offshore-WEA aufgewendete Mehrarbeit betragen 1,937Mio. €/a. Damit summieren sich die gesamten Mehrkosten auf rd. 2,638 Mio.€. Doch selbst unter Berücksichtigung dieser Regelenergiekosten ist die Wasserstofflösung gegenüber der elektrischen Anbindung auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht konkurrenzfähig.

W. Schulz

4.7 Wirtschaftliche Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Nahwärmernetzverbund

Zur Bestimmung der Gesamtkosten für ein Nahwärmeprojekt werden zunächst realistische Annahmen für ein Beispielnetz getroffen und der gesamte Wärmebedarf für dieses Netz ermittelt. Davon ausgehend werden unterschiedliche Anlagenkonfigurationen für die Heizzentrale simuliert. Die gesamten Kosten für den Betreiber eines Nahwärmernetzes setzen sich zusammen aus den Investitionskosten für das Wärmeverteilnetz und die Heizzentrale, sowie den laufenden Brennstoff- und Betriebskosten im Betrachtungszeitraum. Zusätzlich

müssen die Einnahmen aus der gekoppelten Stromerzeugung berücksichtigt werden, da diese die Wärmegebungskosten vermindern.

Der Wärmebedarf des untersuchten Nahwärmenetzes in einem Gebiet mit 320 Wohngebäuden ist proportional zur Anzahl der versorgten Gebäude. Hier wird der in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellte Verlauf der maximalen Wärmelast für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angenommen. In der beispielhaften Konfiguration in Bild 1 wird zu Projektbeginn neben dem BHKW ein Spitzenkessel (SpK) installiert, um eine möglichst hohe Benutzungsdauer für das BHKW zu erreichen. Im Jahr 4 übersteigt die maximale Wärmelast die Leistung des BHKW und des Spitzenkessels, so dass ein zweiter Spitzenkessel notwendig wird. Ein zweites, kleineres BHKW-Modul wird im Jahr 6 installiert, um weiterhin einen großen Anteil der Wärme durch die BHKW erzeugen zu können.

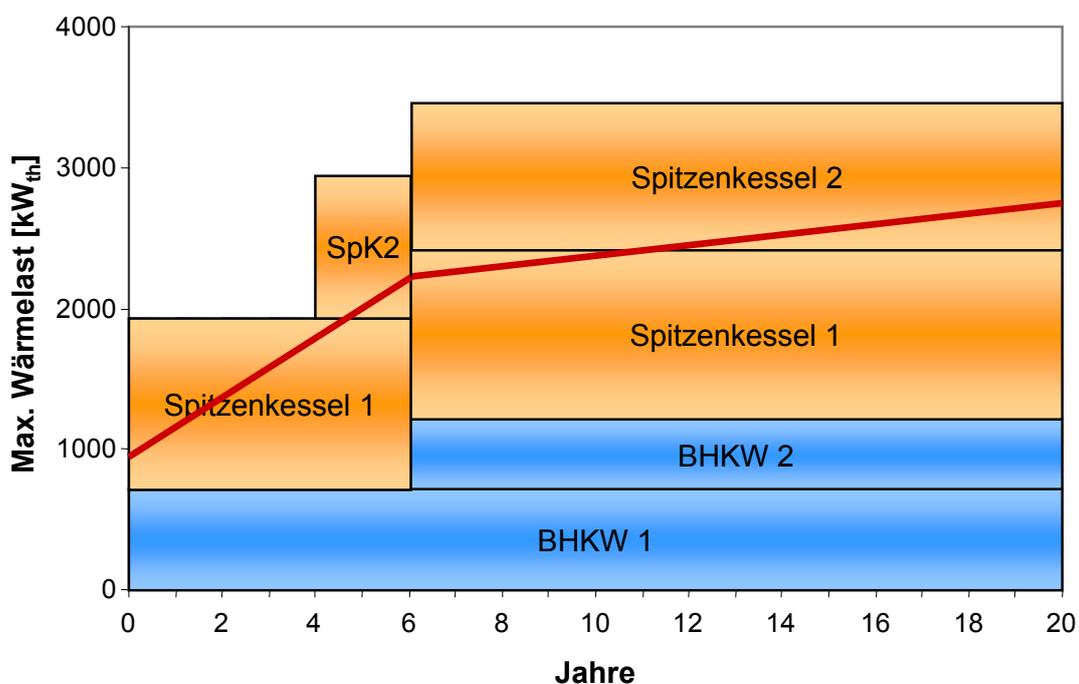


Bild 24: Auslegung der Heizzentrale im Betrachtungszeitraum

Für die vorgestellte Auslegung der Heizzentrale werden unterschiedliche Anlagenkonfigurationen simuliert. Im Einzelnen sind dies:

- Erdgas-BHKW mit Erdgas-Spitzenkessel (Gas-Gas)
- Biogas-BHKW mit Heizöl-Spitzenkessel (Biogas-Öl)
- Heizöl-BHKW mit Heizöl-Spitzenkessel (Öl-Öl)
- Holz-Heizwerk mit Heizöl-Spitzenkessel (Holz-Öl)

Wenn in dem zu versorgenden Gebiet ein Gasnetz vorhanden ist, ist es denkbar, dass die einzelnen Gas-Hausanschlüsse durch das Wärmeverteilnetz ersetzt werden und die zentrale Heizanlage mit Erdgas betrieben wird. Ist kein Gasnetz vorhanden und wird eine möglichst ökologische Lösung angestrebt, kann ein Biogas-BHKW genutzt werden. Dabei fallen jedoch zusätzliche Investitionskosten für den zur Vergärung der Biomasse notwendigen Fermenter an. Der zugehörige Spitzenkessel wird dabei mit Heizöl befeuert. Eine weitere ökologisch vorteilhafte Alternative bietet ein Holz-Heizwerk, das nicht in Kraft-Wärme-Kopplung arbeitet, aber bei großen regionalen Holzvorkommen für den Betreiber trotz fehlender Stromerlöse wirtschaftlich sein kann. Die vierte untersuchte Anlagenkonfiguration ist ein Heizöl-BHKW mit einem Heizöl-Spitzenkessel, das aufgrund der vergleichsweise günstigen Investitionskosten ebenfalls in Betracht gezogen werden sollte.

Die Kosten für den Bau des Verteilnetzes setzen sich zusammen aus den Verlege-, Baubenen- und Oberflächenwiederherstellungskosten. Zusätzlich fallen für jeden neuen Hausanschluss die Kosten für die Anschlussleitung und die Wärmeübergabestation an. Die Netzkosten sind für alle Anlagenkonfigurationen gleich.

Die niedrigsten Brennstoffkosten in diesem Beispiel entstehen im Holz-Heizwerk. Dies liegt zum einen an den günstigen Preisen für Holzhackschnitzel im Vergleich zu Erdgas bzw. Heizöl, und zum anderen am niedrigeren Verbrauch der Anlage, da kein Strom erzeugt wird. Die Kosten für Biogas, bzw. die notwendige Biomasse können nur geschätzt werden und sind stark von der lokalen Verfügbarkeit abhängig. Mit den getroffenen Annahmen sind die Brennstoffkosten für die Biogas-Öl Konfiguration niedriger als für die Gas- und Öl-Anlagen.

Die Stromerlöse werden gemäß KWK-Gesetz bzw. EEG ermittelt. Für gas- und ölbetriebene KWK-Anlagen basiert der Erlös auf dem üblichen Preis an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. Zusätzlich wird ein Bonus gemäß KWK-Gesetz gewährt. Des Weiteren wird die gezahlte Mineralölsteuer zurückerstattet. Biogas KWK-Anlagen werden gemäß EEG gefördert. Die potenziellen Erlöse sind dabei deutlich höher als gemäß KWK-Gesetz.

Ausgehend von den ermittelten Investitions- und Betriebskosten für das Wärmeverteilnetz und die Heizzentrale, den Brennstoffkosten sowie den Stromerlösen lassen sich die Gesamtkosten des Projektes angeben. Aus der Summe der Kosten können weiterhin die spezifischen Wärmegestehungskosten bestimmt werden. Dazu muss der durchschnittliche Preis p_w für die gelieferte Wärmemenge bestimmt werden, bei dem die Einnahmen des Betreibers die Gesamtkosten genau decken. Der Kapitalwert des Projektes ist in diesem Fall gleich Null. Da dieser Preis konstant ist, wird die jährlich gelieferte Wärmemenge E_{th} , die in diesem Fall

die Variable darstellt, abgezinst und aufsummiert. Der Barwert der Gesamtkosten K_{Ges} wird anschließend durch diesen „Barwert“ der Wärmemenge geteilt und ergibt somit die spezifischen Wärmegestehungskosten. Der Zinssatz i in diesem Beispiel beträgt 6 %. Die folgende Formel verdeutlicht diesen Zusammenhang:

$$K_{Ges} = p_W \cdot \left(E_{th0} + E_{th1} \frac{1}{1+i} + E_{th2} \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + E_{th20} \frac{1}{(1+i)^{20}} \right)$$

In Tabelle 7 sind die Kosten der vier Anlagenkonfigurationen zusammengestellt. Die Konfiguration Biogas-Öl erzielt trotz der mit Abstand höchsten Investitions- und Betriebskosten aufgrund der Stromvergütung nach EEG das beste Ergebnis. Nur geringfügig höhere Kosten weist das Holz-Heizwerk auf, vor allem bedingt durch die günstigen Brennstoffpreise für Holzhackschnitzel. Die Stromerlöse gemäß KWKG-Gesetz und die Mineralölsteuervergütung können die hohen Brennstoffkosten der Konfigurationen Gas-Gas und vor allem Öl-Öl nicht ausgleichen.

Tabelle 7: Vollkostenrechnung der Anlagenkonfigurationen

		Gas-Gas	Biogas-Öl	Öl-Öl	Holz-Öl
Investitionskosten	[EUR]	3.115.225	5.075.253	2.961.735	3.100.679
Betriebskosten	[EUR]	295.499	1.084.652	444.320	120.689
Brennstoffkosten	[EUR]	3.848.556	3.096.680	5.449.058	1.533.724
Stromerlöse	[EUR]	-1.601.994	-4.721.805	-2.311.548	0
Mineralölsteuer- erst.	[EUR]	-450.075	0	-540.544	0
Summe	[EUR]	5.207.212	4.534.780	6.003.021	4.755.093
spez. Wärme- kosten	[EUR/MWh]	90,61	78,91	104,46	82,74

In Bild 25 sind die ermittelten spezifischen Wärmekosten der vier Anlagenkonfigurationen den Kosten für konventionellen Gas- bzw. Ölheizungen gegenübergestellt. Dabei sind ebenfalls die gesamten anfallenden Vollkosten in einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für vier unterschiedliche Gebäudetypen berücksichtigt. Die Kosten für die zwei untersuchten Einfamilienhäuser (EFH) unterschiedlicher Baualtersklassen (B und F) sind deutlich höher als für die zwei Mehrfamilienhäuser (kleines und großes Mehrfamilienhaus, (KMH) bzw. (GMH)). Diese Kosten stellen eine wichtige Vergleichsgröße für einen Nahwärmenetzbetreiber dar. Die Gegenüberstellung zeigt, dass die spezifischen Kosten aller Nahwärme-Konfigurationen unterhalb der Kosten der beiden Einfamilienhäuser liegen. Damit ist unter den angenommenen Randbedingungen eine grundsätzliche Konkurrenzfähigkeit der Nahwärmeversorgung im Vergleich zu konventionellen Heizungsanlagen zu unterstellen.

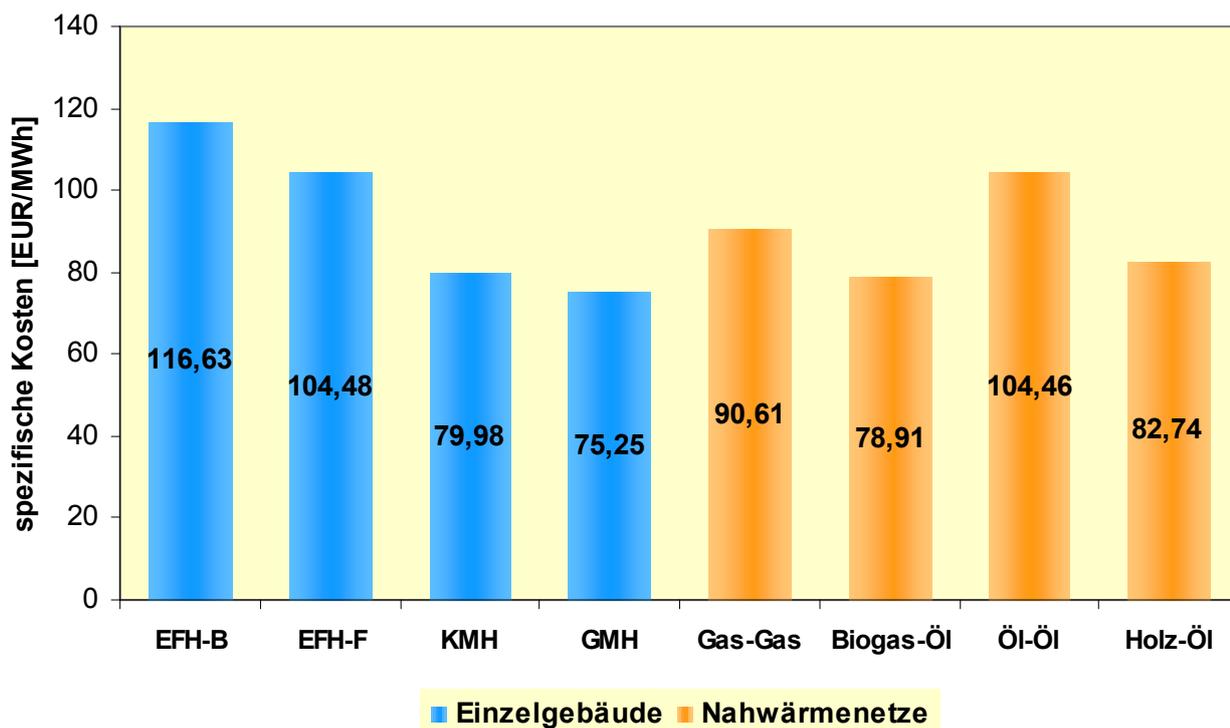


Bild 25: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten

Anhand der durchgeführten Kalkulationen konnte gezeigt werden, dass vor allem die Biogasanlage und das Holz-Heizwerk Wärme zu konkurrenzfähigen Kosten bereitstellen können. Da diese auch gleichzeitig die umweltfreundlicheren Lösungen sind, wird neben dem günstigen Preis ein zusätzlicher Kundennutzen generiert. Die Ergebnisse gelten jedoch nur unter bestimmten Randbedingungen und diese beschränken vor allem bei der Biogasanlage das Marktpotenzial erheblich. Die simulierten Erdgas- und Heizölanlagen weisen in dem analysierten Beispielnetz zwar die höchsten Kosten auf, stellen aber aufgrund der besseren Versorgungsmöglichkeit mit den benötigten Brennstoffen eine gute Alternative zu der Biogasanlage und dem Holz-Heizwerk dar.

D. Waniek

Diese Forschungsarbeit entstand im Rahmen des Projekts DINAR in Zusammenarbeit mit der EUS GmbH, Dortmund.

4.8 Wirtschaftlich optimaler Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

In den letzten Jahren ist der Begriff des Virtuellen Kraftwerks (VK) immer häufiger im Kontext einer dezentralen Energieversorgung benutzt worden. Ein VK lässt sich als ein Verbund aus dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) und Speichern innerhalb eines elektrischen Verteilungsnetzes definieren, deren Betrieb zur elektrischen und thermi-

schen Energieversorgung von einer übergeordneten Instanz optimiert wird. Neben den stets vorhandenen nicht beeinflussbaren elektrischen und thermischen Verbrauchern können auch beeinflussbare Verbraucher Bestandteil des VK sein. Das VK wird unmittelbar in die bestehenden technischen und wirtschaftlichen Strukturen integriert, so dass eine Interaktion mit den Energiemärkten, z.B. in Form von Bezugsverträgen, dem Handel am Spotmarkt sowie der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für einen optimalen Betrieb genutzt werden kann. Die für den Betrieb erforderlichen Prozesse werden von einem Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert. Dieses EMS umfasst die Prognose der zur Bestimmung einer optimalen Betriebsweise erforderlichen Daten, wie dem thermischen und elektrischen Bedarf der dem VK zugeordneten Verbraucher, der stochastischen elektrischen Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen (WEA, PVA) sowie der Spotmarktpreise. Der Kern des EMS besteht aus dem Optimierungsmodul. In diesem Modul wird auf Basis der dort abgelegten Modelle aller DEA, Speicher und verfügbaren Instrumente die kurzfristige Betriebsoptimierung des VK ausgeführt. Darüber hinaus ist die Kommunikationstechnik, welche die Übermittlung der optimalen Fahrpläne an die unterschiedlichen steuerbaren Einheiten und deren Überwachung gewährleistet weiterer Bestandteil des EMS. Im nachfolgenden Bild ist diese Definition eines VK schematisch veranschaulicht.

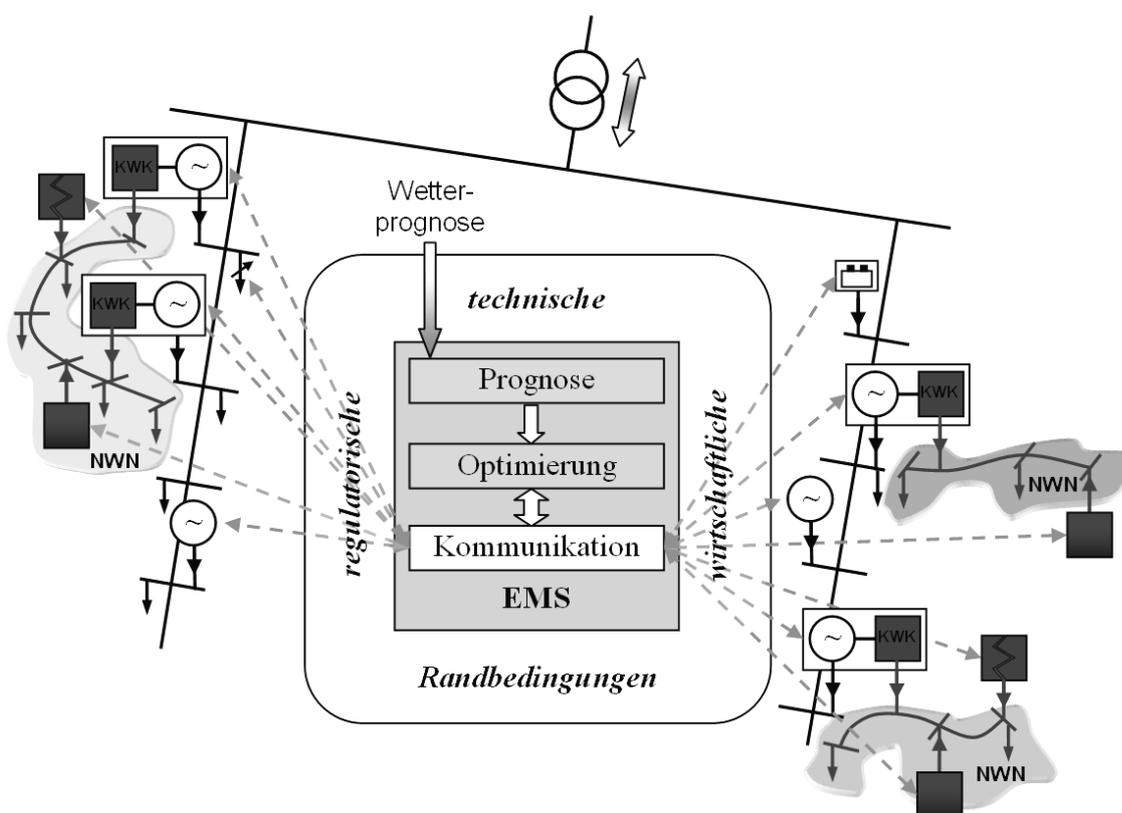


Bild 26: Schematische Darstellung eines VK

Auf Grundlage der zuvor vorgenommenen Definition lassen sich die die Primärtechnik betreffenden Komponenten eines VK wie folgt zusammenfassen:

- DEA mit Verbrennungsmotoren (Diesel-, Gas-Otto-Motor)
- DEA mit Gasturbinen
- DEA mit Brennstoffzellen (PEM-, PA-, MC-, SO-Brennstoffzelle)
- DEA mit ausschließlicher Wärmeerzeugung (Spitzenkessel)
- Elektrische Speicher (z.B. Batteriespeicher)
- Thermische Speicher

Zur Berechnung des optimalen Betriebs eines VK ist eine Prognose der über den Optimierungshorizont auftretenden und den Betrieb des VK beeinflussenden Eingangsdaten erforderlich.

Die zuvor erläuterte Definition eines VK zeigt unmittelbar die für eine Optimierung als Eingangsdaten benötigten Prognosen auf. Da den Betrieb des VK wesentlich beeinflussende Entscheidungen wie die Bestimmung optimaler Spotmarktgebote und die Anpassung von flexiblen Lieferverträgen jeweils einen Werktag vor der physikalischen Lieferung erfolgen müssen, ist die rechtzeitige Kenntnis der Prognosen erforderlich. Der Prognosehorizont muss dabei mindestens den Zeitraum bis zum Ende des folgenden Werktages umfassen. Relevant sind daher die Ergebnisse der folgenden Kürzes- und Kurzfristprognosen.

- Prognose der elektrischen Last
- Prognose der thermischen Last für jedes Nahwärmenetz
- Prognose der stochastischen elektrischen Einspeisung (aus WEA und PVA)
- Prognose der Spotmarktpreise

Die Analyse der Prognosefehler der für die Betriebsoptimierung eines VK benötigten Eingangsdaten zeigt, dass trotz weit entwickelter Prognosetools nicht zu vernachlässigende Prognosefehler mit unterschiedlichen Ausprägungen auftreten. Für die Folgetagsprognose der thermischen Last und der Windeinspeisung steigen die Prognoseunsicherheiten innerhalb des Prognosehorizontes an. Eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte im Kürzesfristbereich kann unter Nutzung der vorherigen Prognosefehler erzielt werden. Betrachtet man die drei vorgenannten Eingangsgrößen, so gilt prinzipiell die Aussage, dass die prognosebedingten Unsicherheiten mit größerem Optimierungshorizont steigen. Durch das Vorhandensein von Nebenbedingungen, die eine zeitliche Abhängigkeit verschiedener Größen untereinander hervorrufen, haben zu einem Zeitpunkt t_1 getroffene Entscheidungen signifikante Auswirkungen auf Zustände zu einem späteren Zeitpunkt t_2 . Derartige Nebenbedingungen in einem VK sind z.B. durch Mindestlaufzeiten, Mindeststillstandzeiten und durch Speicher bedingt. Darüber hinaus müssen einige Entscheidungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt für den Folgetag (day-ahead), getroffen werden. Hierzu zählen in einem VK z.B. die auf dem Spotmarkt gehandelten Energien sowie die Anpassung von flexiblen Fahrplanlieferungen. Prinzipiell lässt sich der Einfluss der Unsicherheiten in diesem System folgendermaßen beschreiben: Einige Entscheidungen, die so genannten Erststufenentscheidungen, müssen zu Zeitpunkten getroffen werden, zu denen die Konsequenzen dieser Entscheidun-

gen sowie deren Bewertung auf Grund von Unsicherheiten zum Zeitpunkt der Realisierung (zweite Stufe) nicht exakt bestimmt werden können. Diese zweistufige Struktur der Eingangsdaten muss für die Optimierung in geeigneter Weise modelliert werden.

In der ersten Stufe werden die prognostizierten Eingangsdaten der elektrischen und thermischen Last, sowie der stochastischen Einspeisung auf Grund der hohen Prognosegüte der Kurzfristprognosen als bekannt angenommen. Die in der zweiten Stufe auftretenden Unsicherheiten werden mit n Szenarien abgebildet. Es wird angenommen, dass diese Unsicherheiten bei allen stochastischen Einflussgrößen normalverteilt sind. Deshalb kann mit Kenntnis der Standardabweichung einer stochastischen Einflussgröße deren Verteilungsdichtefunktion aufgestellt werden. Der zeitliche Verlauf der Standardabweichung unterscheidet sich erheblich zwischen den betrachteten Einflussgrößen. Beispielsweise ist die Prognoseunsicherheit der elektrischen Last verhältnismäßig niedrig und bleibt bei einer relativen Betrachtung über die Zeit konstant. Bei der WEA-Einspeisung ist die Prognoseunsicherheit relativ hoch und steigt aufgrund ihrer starken Korrelation zur Wetterprognose mit der Zeit an.

Um aus einem Prognoseverlauf die einzelnen Szenarien erstellen zu können, muss die kontinuierliche Verteilungsdichtefunktion des Prognosefehlers diskretisiert werden. Dafür wird die Verteilungsdichtefunktion in n Schichten aufgeteilt, wie in Bild 27 am Beispiel von $n = 3$ Schichten dargestellt.

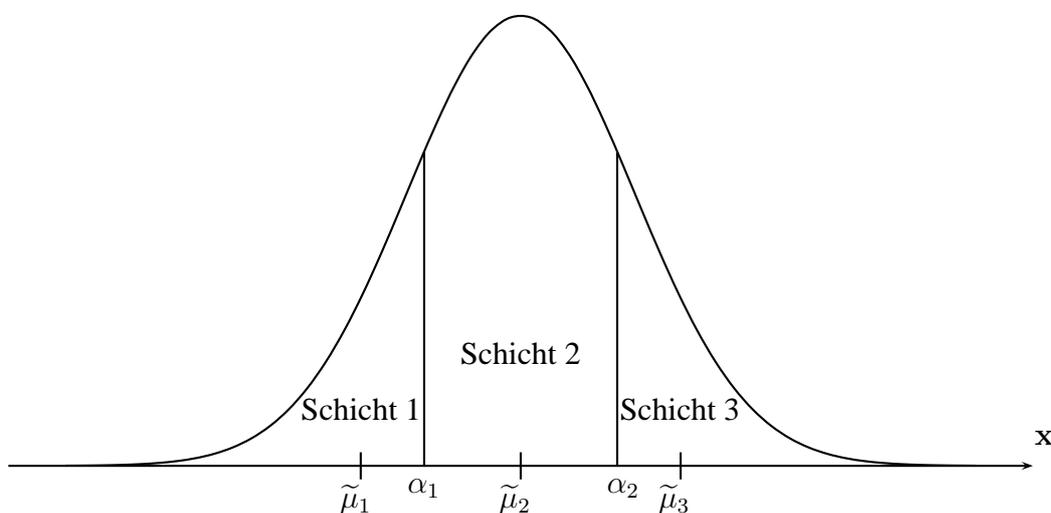


Bild 27: Aufteilung der Normalverteilung in drei Schichten

Die Schichtgrenzen α_i werden mit Hilfe einer Optimalitätsbedingung bestimmt, um die höchstmögliche Modellierungsgenauigkeit zu erreichen. Innerhalb jeder Schicht lässt sich der bedingte Erwartungswert $\tilde{\mu}_i$ bestimmen. Dieser Wert kann als Schwerpunkt der jeweiligen Schicht auf der x-Achse interpretiert werden. Die diskrete Verteilungsdichtefunktion wird gebildet, indem jede Schicht durch einen Dirac-Impuls an der Stelle des bedingten Er-

wartungswertes ersetzt wird. Die Höhe des Dirac-Impulses entspricht der Auftrittswahrscheinlichkeit p_i der ersetzten Schicht. In Bild 28 ist die diskrete Verteilungsdichtefunktion, bestehend aus drei Dirac-Impulsen, dargestellt.

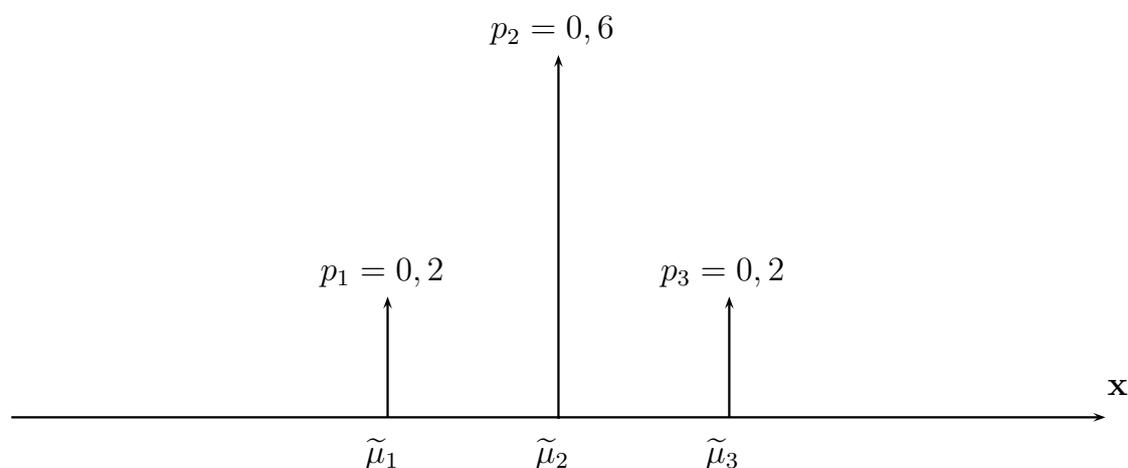


Bild 28: Diskrete Normalverteilung bestehend aus drei Dirac-Impulsen

Aus einem Prognosewert einer Folgetagsprognose wird das i-te Szenario erstellt, indem der Prognosewert um den bedingten Erwartungswert $\tilde{\mu}_i$ des i-ten Dirac-Impulses der diskreten Verteilungsdichtefunktion verschoben wird. Das dadurch entstehende Szenario hat die Auftrittswahrscheinlichkeit p_i . In Bild 29 sind der Verlauf der Folgetagsprognose der elektrischen Last sowie drei daraus gebildete Szenarien in Abhängigkeit der Zeit dargestellt.

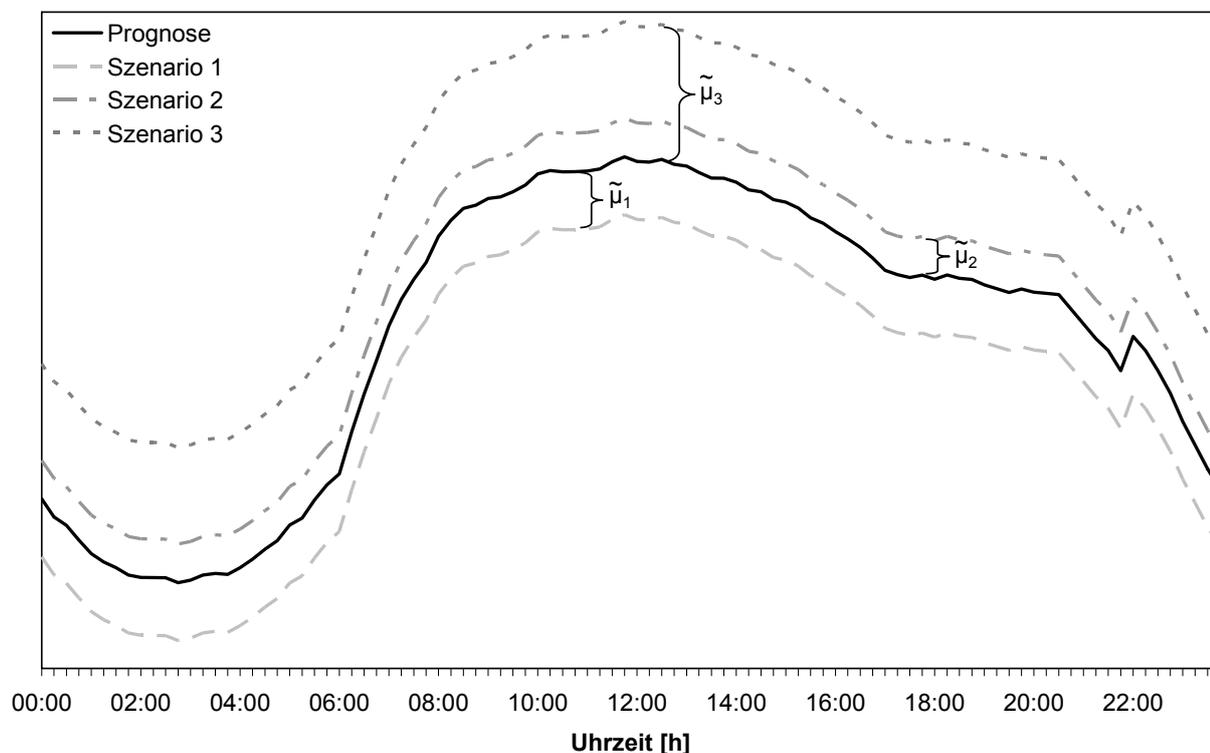


Bild 29: Bildung dreier Szenarien aus dem Verlauf einer Folgetagsprognose

Für jede stochastische Einflussgröße lässt sich auf diese Weise unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten ein Einzelmodell erstellen. Dabei können die einzelnen Einflussgrößen mit unterschiedlichen Szenarienanzahlen modelliert werden. Das Gesamtmodell entsteht durch Kombination der fünf Einzelmodelle, indem jedes Szenario einer Einflussgröße jeweils mit allen Szenarien der anderen Einflussgrößen kombiniert wird.

Auf der Grundlage dieser diskreten Modellierung kann die aufgezeigte Zweistufigkeit des Optimierungsproblems mit dem nachfolgend erläuterten mathematischen Modell formuliert werden. Hierbei wird für die Zielfunktion dieses zweistufigen stochastischen Modells der Erwartungswert der Summe aus Erst- und Zweitstufenkosten herangezogen.

$$\min_{x, y_1, \dots, y_S} \{E(c(\omega)^T x + d(\omega)^T y)\}$$

u.B.v.

$$Ax + W(\omega)y = h(\omega)$$

$$x \in X, y \in Y$$

Der Vektor x in der obigen Formulierung beinhaltet alle Erststufenvariablen (z.B. Spotmarktgebote für den Folgetag), der Vektor y umfasst die Zweitstufenvariablen für eine mögliche Realisierung der Unsicherheiten (z.B. elektrische Einspeiseleistung einer DEA). Die mit Unsicherheiten behafteten externen Größen sind mit dem Zusatz (ω) versehen. Der Vektor $c(\omega)$ beinhaltet sowohl die deterministischen als auch die stochastischen Kostenkoeffizienten der Erststufenvariablen. Der deterministische Anteil enthält z.B. einen Brennstoffpreis, einen Vergütungssatz oder den Arbeitspreisanteil der Netznutzungsentgelte (NNE). Die Spotmarktpreise und der Arbeitspreis der flexiblen Fahrplanlieferung bilden den stochastischen Anteil des Vektors $c(\omega)$. Analog dazu beschreibt der Vektor $d(\omega)$ die deterministischen und stochastischen Kostenkoeffizienten der Zweitstufenvariablen. In der Formulierung zur Betriebsoptimierung des VK enthält $d(\omega)$ ausschließlich deterministische Koeffizienten, wie z.B. den Leistungspreisanteil der NNE. Mit den stochastischen Einträgen der Matrix $W(\omega)$ werden die stochastischen Einspeisungen aus WEA und PVA berücksichtigt. Die deterministischen Einträge beschreiben die konstanten Anteile der übrigen Zweitstufenvariablen. Auf der rechten Seite des Gleichungssystems sind mit $h(\omega)$ alle unsicheren Lasten formuliert. Somit umfasst $h(\omega)$ sowohl die stochastischen elektrischen als auch die stochastischen thermischen Lasten. Alle weiteren Nebenbedingungen, die ausschließlich die Erststufen- bzw. ausschließlich die Zweitstufenvariablen betreffen, werden über die Menge X bzw. Y erfasst. Weitere Nebenbedingungen (Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen) mit Erst- und Zweitstufenvariablen lassen sich ebenfalls durch diese Gleichungs-

system formulieren. Für diese Nebenbedingungen ist der Eintrag der rechten Seite $h(\omega) = 0$. Gleiches gilt für mit Hilfe von Slackvariablen beschriebenen Ungleichheitsnebenbedingungen.

Die Lösung dieses zweistufigen stochastischen Optimierungsproblems liefert die optimalen Erst- und Zweitstufenentscheidungen. Diese umfassen die optimalen Fahrpläne aller DEA und Speicher, sowie die optimalen am Vortag zu treffenden Entscheidungen über die Anpassung von flexiblen Lieferverträgen und die am Spotmarkt zu handelnde Leistung.

Die derzeit in der Praxis verwendeten deterministischen Optimierungsmodelle verwenden häufig die Erwartungswerte der mit Unsicherheiten behafteten Größen. Dieses führt allerdings in der Regel bei Problemen, bei denen auf am Vortag getroffene irreversible Entscheidungen reagiert werden muss dazu, dass die Optimalität nicht gewährleistet ist. Unter Verwendung des entwickelten stochastischen Modells konnte an einer realistischen VK-Konfiguration gezeigt werden, dass im Vergleich zu einer erwartungswertbasierten deterministischen Optimierung bessere Ergebnisse erzielt werden können.

U. Häger, 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.

4.9 Dezentrale vernetzte Energiebewirtschaftung mit einem verteilten adaptiven Multiagentensystem

Ziel des Projektes DEZENT ist die Entwicklung eines verteilten Energiemanagementsystems, mit der sich eine Vielzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Randbedingungen in ein regionales Netz integrieren lassen, so dass die zur Verfügung gestellte Leistung auch der Netzregelung zugänglich gemacht wird. Die Simulation des dezentral organisierten Energieversorgungsnetzes soll durch ein Multiagentensystem realisiert werden, das auf einem verteilten adaptiven sicherheitskritischen Realzeit-Betriebssystem basiert. Es soll hierdurch der Nachweis geführt werden, dass die Führung einer Vielzahl kooperierender, inkompatibler Systeme im stabilen Betrieb möglich, und hinsichtlich Preis bzw. bereitgestellter Energie günstiger ist als bei zentraler Führung. Dabei sind die konfligierenden Zielfunktionen der

unterschiedlichen Akteure im liberalisierten Energieversorgungssystem zu optimieren und in ein stabiles Gesamtsystem zu integrieren.

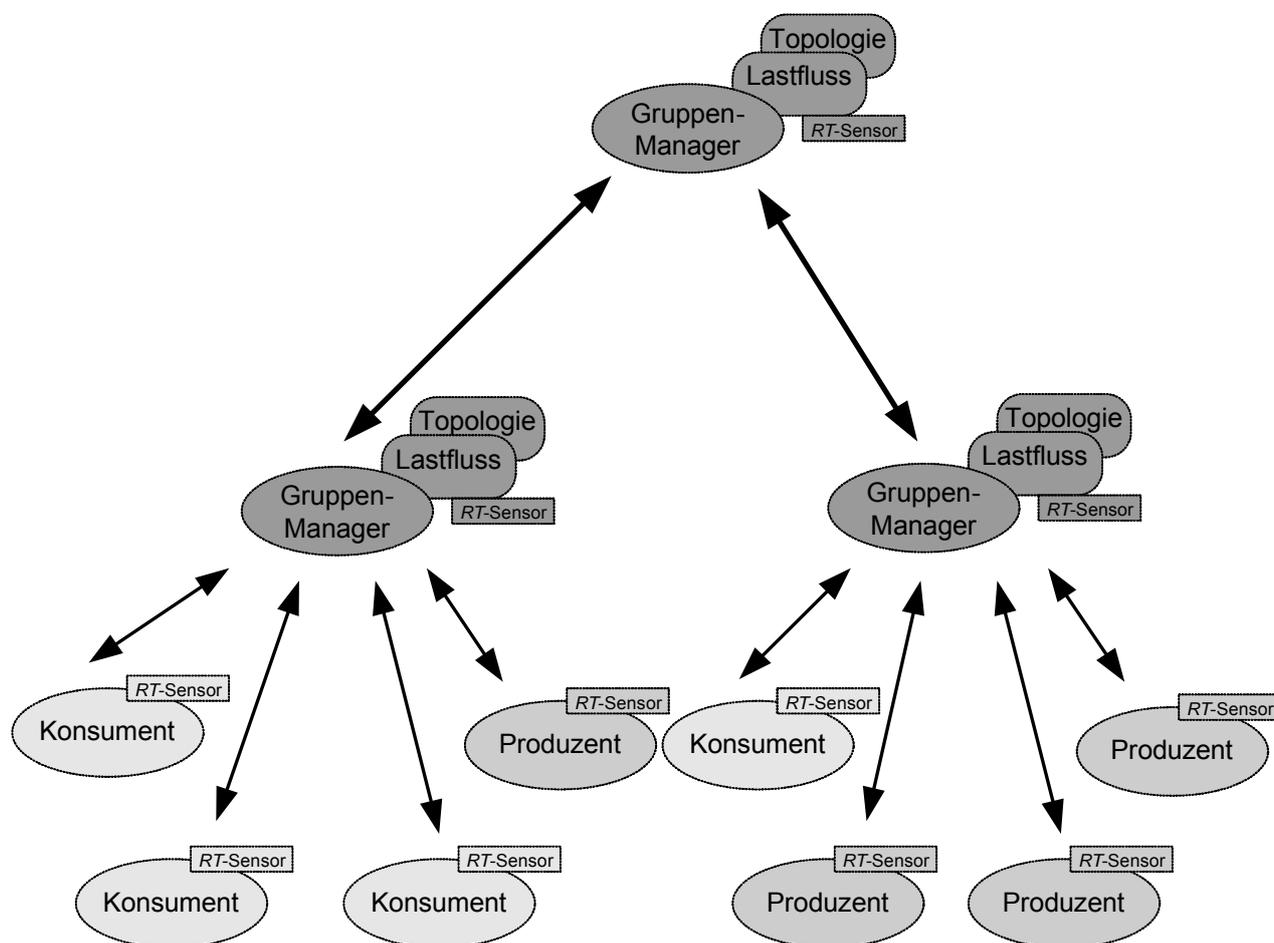


Bild 30: Hierarchischer Aufbau des Multiagentensystems

Im Rahmen des Forschungsprojektes DEZENT ist ein neuartiger Verhandlungsalgorithmus entwickelt worden, bei dem Konsumenten(-agenten) und Produzenten(-agenten) einem Gruppenmanager zugeordnet werden und dieser die Verhandlungen koordiniert. Ein Gruppenmanager ist einem räumlich begrenztem Netz zugeordnet und übernimmt die Koordination aller in diesem Netz befindlichen Konsumenten und Produzenten. Die Gruppenmanager selbst sind hierarchisch organisiert und ihre Organisation orientiert sich an der Netztopologie (vgl. Bild 30).

Die Verhandlungen zwischen den Konsumenten- und Produzentenagenten finden in Verhandlungszyklen statt, die ihrerseits aus mehreren Verhandlungsrunden bestehen. Innerhalb eines Verhandlungszyklus passen sowohl die Konsumenten- als auch die Produzentenagenten ihre Angebote bzw. Gebote an. Liegen ein Angebot und ein Gebot innerhalb eines bestimmten Preisintervalls zueinander, so werden sie einander zugeordnet und als erfolgreiche

Verhandlung interpretiert. Gelingt es einem Konsumenten- bzw. einem Produzentenagenten nicht, einen geeigneten Handelspartner zu finden, wird er an den Gruppenmanager der nächst höheren Ebene weitervermittelt. Bei einer Verhandlung auf einem der höheren Gruppenmanager ist allerdings das Preisintervall, in dem sich (An-)Gebote bewegen, kleiner und somit ein möglichst guter Geschäftsabschluss unwahrscheinlicher. Ein vollständiger Durchlauf aller Gruppenmanager des Systems wird Verhandlungsperiode genannt.

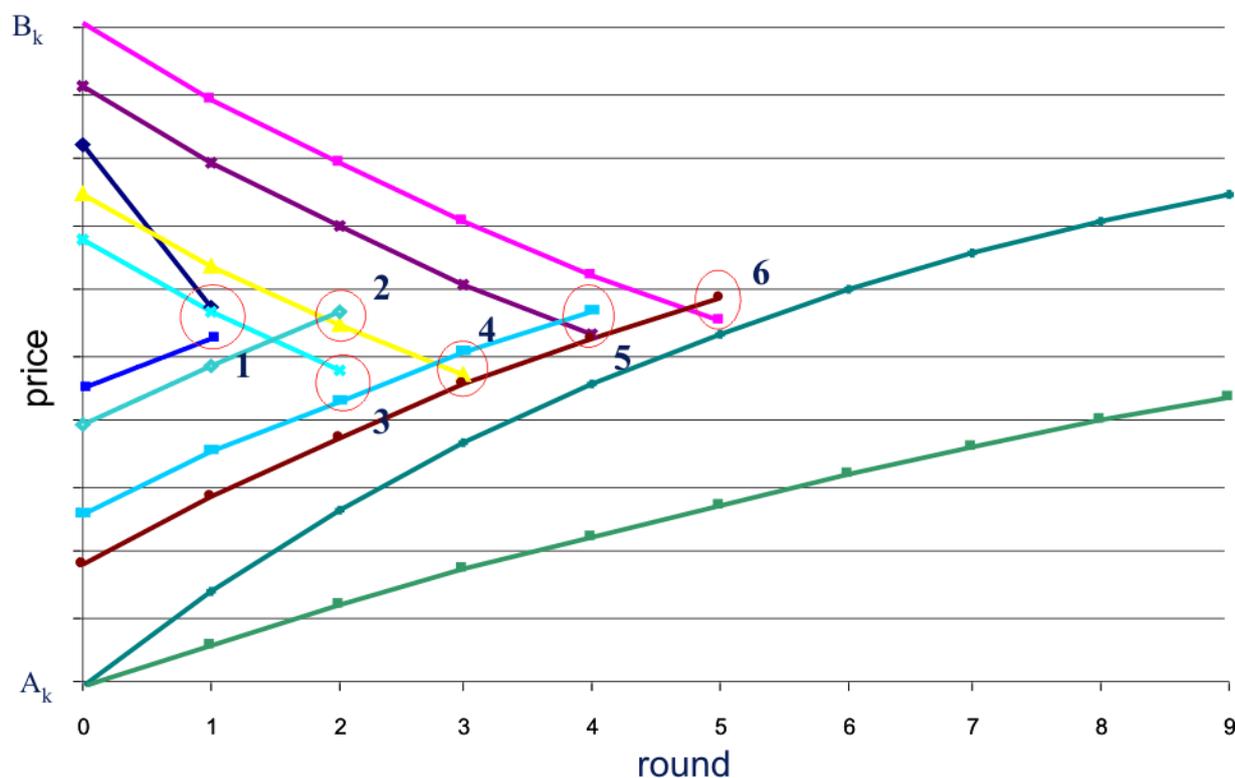


Bild 31: (An-)Gebotsentwicklung während eines Verhandlungszyklus

Von Verhandlungsperiode zu Verhandlungsperiode können die Konsumenten- und Produzentenagenten ihre (An-) Gebotsstrategie anpassen und die Wahrscheinlichkeit einer Weitervermittlung an den nächst höheren Gruppenmanager verringern. Konsumenten- und Produzentenagenten, die einen beeinflussbaren Konsumenten oder Produzenten vertreten, können die Weitervermittlung an höhere Gruppenmanager begrenzen und haben das Recht nach einer bestimmten Anzahl von Zyklen ergebnislos auszuschneiden. Hierdurch wird es ihnen ermöglicht, eine deutlich aggressivere Verhandlungsstrategie umzusetzen. Bild 31 zeigt exemplarisch die Verhandlung zwischen fünf Produzenten und 6 Konsumenten. Folgende Situationen treten hier auf:

- 1, 5 und 6: Die Energiemenge von Gebot und Angebot stimmen exakt überein und die Preise liegen innerhalb des zulässigen Preisintervalls. Die Verhandlung wird nach dem Abschluss in dieser Runde eingestellt.

- 2: Der Produzent bietet mehr Energie an, als der Konsument benötigt. Hier wird der Bedarf des Konsumenten vollständig gedeckt. Die verbleibende Energiemenge wird in den folgenden Runden weiter gehandelt.
- 3 und 4: Der Konsument konnte nur einen Teil seines Bedarfs durch den erfolgreichen Abschluss decken. Nur die noch zusätzlich benötigte Energiemenge wird weiterverhandelt. Das Angebot des Produzenten endet.

Die beiden Konsumenten mit der aggressivsten Verhandlungsstrategie können ihren Bedarf auf dieser Ebene nicht decken, und werden an den nächsthöheren Gruppenmanager verwiesen.

Über die Entwicklung eines verteilten Verhandlungssystems wird innerhalb des Projektes die Möglichkeit einer, zumindest zu Teilen, automatisierten Netzbetriebsführung beleuchtet. Das, die jeweiligen Konsumenten und Produzenten verbindende Netz wird durch mehrere Netzagenten im System repräsentiert. Die Aufgaben des Netzagenten umfassen die Überwachung von Grenzwerten bereits während der Verhandlungszyklen, die Abschätzung der auftretenden Verlustleistung sowie die Überwachung des Netzes während der Ausführungsphase. Generell lassen sich vier Betriebsphasen identifizieren.

1. *Planungsphase*: In der Planungsphase werden die zu erwartenden Betriebsmittelauslastungen sowie die zu erwartende Verlustleistung abgeschätzt. Während sich die zu erwartende Betriebsituation von Verhandlungsrunde zu Verhandlungsrunde immer genauer darstellt, präzisiert sich auch das Bild der zu erwartenden Betriebsituation des Netzes. Mit diesen Daten können Betriebsmittelüberlastungen vor ihrem Eintreten erkannt und vermieden werden. Gleichzeitig soll innerhalb dieses Projektes untersucht werden, wie präzise sich die Übertragungsverluste schon in der Planungsphase abschätzen lassen.
2. *Ausführungsphase*: Während der Ausführungsphase wird der in der Planungsphase ermittelte Betriebszustand vorbereitet. Die jeweiligen Konsumenten- und Produzentenagenten werden über das Verhandlungsergebnis informiert und es werden ggf. Einstellungen der Schutztechnik vorgenommen bzw. überprüft.
3. *Monitoringphase*: Die Monitoringphase dient der Überprüfung des tatsächlichen Betriebszustandes des Energieübertragungsnetzes. Hier wird mit Hilfe eines zeitsynchronisierten Messwerterfassungssystems ein Schnappschuss des Betriebszustandes des Netzes erzeugt, der die Grundlage für die Analyse der Auswertungsphase bildet. Es soll geklärt werden, in wie weit eine hochgenaue Zeitsynchronisation bislang nicht exakt bestimmbar Daten, wie z. B. die Phasendifferenz zwischen zwei Knotenspannungen, erfassbar machen kann.

4. *Auswertungsphase*: Die Auswertungsphase dient der Verifikation des in der Planungsphase errechneten Netzbetriebszustandes. Es sollen Techniken entwickelt und erprobt werden, mit denen Fehler in der Parametrierung des Netzmodells der Planungsphase entdeckt werden können. Die Auswertungsphase dient der Verbesserung der automatisierten Netzbetriebsführung.

Dipl. Ing. O. Krause

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

4.10 Konzeption von elektrischen Verteilungsnetzen bei flächendeckender Installation von DEA

Die Energieversorgung in Deutschland und Europa steht momentan vor großen Herausforderungen. Einerseits wird die Nachhaltigkeit des Energieversorgungssystems durch nationale und europäische Forschungsprogramme vermehrt lanciert. Die Motivation hierfür liegt u. a. in den weltweiten Bemühungen zum Umweltschutz. Zusätzlich wird der Bedarf an nachhaltigen Energiesystemen dadurch verstärkt, dass sich mehr und mehr eine Abhängigkeit der europäischen Staaten von Energieimporten einstellt. Eine Möglichkeit, die Nachhaltigkeit des Energieversorgungssystems zu erhöhen, ist der Ausbau der *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*. Sie ermöglicht es, thermische Energie, die bei der Stromerzeugung oft als Nebenprodukt anfällt und aufgrund eingeschränkter Transportfähigkeit häufig bei Großkraftwerken ungenutzt bleibt, sinnvoll als Heiz- oder Prozessenergie einzusetzen.

Andererseits besteht Handlungsbedarf in Bezug auf die momentan existierenden thermischen Kraftwerke. Sie sind z. T. stark überaltert. Rund ein Drittel des aktuellen Kraftwerks-parks in Europa muss bis 2030 erneuert werden. In Deutschland erweist sich die Situation durch den Ausstieg aus der Kernenergie als besonders schwierig, da allein die installierten Kernkraftwerke während ihrer vollen Nutzung zu rund einem Drittel zur Stromerzeugung beigetragen haben.

Vor dem genannten Hintergrund sind geeignete Ersatzstrategien zu finden. Dies kann einerseits durch die Substitution der Kraftwerkskapazität wie bisher durch Großkraftwerke erreicht werden. Jedoch ist das mit relativ hohen Investitionskosten und entsprechenden Risiken für die Investoren verbunden. Alternativ bietet sich die Möglichkeit, an mehreren Standorten kleinere Einheiten zu errichten. Hier ist zwar der elektrische Wirkungsgrad der Anlage geringer, doch ist das Investitionsrisiko ebenfalls reduziert. Entsprechende *Dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA)* sind gegenwärtig allerdings noch nicht vollständig am Markt etabliert. Aufgrund der eingeschränkten Wärmetransportfähigkeit und nicht in allen Regionen vorhandenen Wärmenetzen ist es denkbar, KWK-DEA flächendeckend in elektrischen Verteilungsnetzen zu installieren. Diese Anlagen, die in der Literatur auch als Mini- oder *Mikro-Blockheizkraftwerk (Mikro-BHKW)* bezeichnet werden, ersetzen dann Wärmeerzeugungsanlagen auf Heizkesselbasis.

Bedingt durch die KWK führt dies zu einem höheren Gesamtwirkungsgrad. Die entsprechend bessere Brennstoffausnutzung wird zu einem reduzierten CO_2 -Ausstoß sowie der Schonung wertvoller fossiler Ressourcen bei vertretbarem unternehmerischem Risiko führen. Jedoch ist zu beachten, dass die Strom- und Wärmeproduktion dieser KWK-DEA nicht unabhängig voneinander erfolgt, sondern durch eine über den Betriebsbereich nahezu konstante Stromkennzahl gekoppelt ist.

Gegenwärtig existieren verschiedene Anlagenkonzepte, die z. T. bereits als Prototypen oder Kleinseriengeräte in die Verteilungsnetze integriert werden. Als relevante Technologien sind hier Gasmotoren, Stirlingmaschinen und Brennstoffzellen zu nennen. Somit ist es zu erwarten, dass sich hier eine neue Technologielinie für Stromerzeugungsanlagen auf KWK-Basis etablieren wird.

Bei flächendeckender Installation von DEA ist mit einer Umkehr des Leistungsflusses von der Nieder- bis hin in die Hochspannungsebene zu rechnen. Dies stellt einen Betriebszustand dar, für den die Netze nicht konzipiert worden sind. Folglich sind die Verteilungsnetze in mehreren Schritten zu untersuchen und ggf. zu ertüchtigen. Dieses kann wie in Bild 32 dargestellt in mehreren Stufen erfolgen und untergliedert sich in notwendige Untersuchungen sowie in Systemerweiterungen, die einen gewissen Mehrwert für die Netznutzer darstellen.

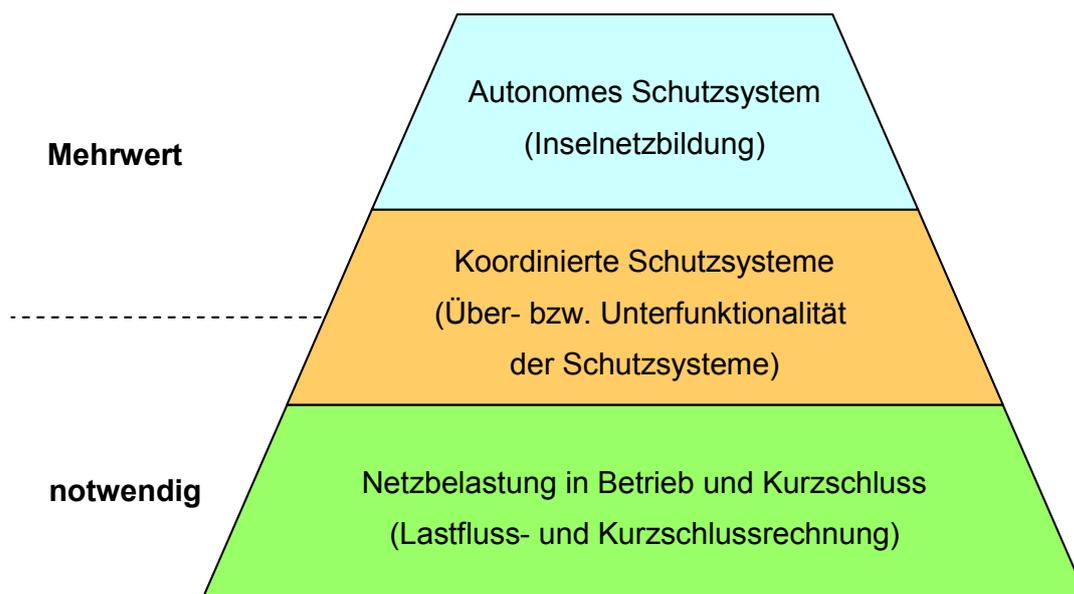


Bild 32: Analyseschritte zu Bewertung von Verteilungsnetzen

Notwendig ist zunächst, dass sichergestellt wird, dass die Netzbetriebsmittel auch im Fall der dezentralen Einspeisung die Leistung führen können und nicht überlastet werden. Hierzu kann eine klassische Lastflussrechnung getätigt werden. Um der tageszeitlichen Schwankung der Last und Einspeisung gerecht zu werden, sind diese Rechnungen auf Basis von Lastprofilen zu tätigen. Da im Niederspannungsbereich einzelne Netzelemente zu bewerten sind, ist zu beachten, dass bei der Verwendung von Standardlastprofilen Vergleichmäßigungseffekte auftreten, die ggf. Lastspitzen zu stark glätten. Auf der anderen Seite wird eine direkte Verwendung von gemessenen Lastprofilen für alle Gebäude aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten sicher zu Überlastungen laut Berechnungsergebnissen führen. Hier stellt eine Verwendung von gemessenen Lastprofilen unter Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren einen sinnvollen Kompromiss dar. Dagegen können im Mittelspannungsbereich für den Fall reiner Wohngebiete in den unterlagerten Niederspannungsnetzen mit einer ausreichend hohen Anzahl von Wohngebäuden wieder Standardlastprofile verwendet werden, sofern das Netz nicht explizit modelliert werden soll.

Bei den Einspeisungen ist zu beachten, dass KWK-Anlagen ein über die Stromkennzahl fest gekoppeltes Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung besitzen. Da es sich bei einem Großteil der Gebäudesubstanz um Einzelobjekte ohne Nahwärmenetz handelt, ist davon auszugehen, dass die Anlagen im wärmegeführten Betrieb gefahren werden, um die Heizenergie des Gebäudes zu decken. Daher stellt sich ein Einspeiseprofil ein, das einem um die Stromkennzahl skalierten thermischen Lastprofil entspricht. Dieses Profil wird bei vorhan-

denem thermischem Energiespeicher in Abhängigkeit von seiner Betriebsweise verfremdet. Bild 33 zeigt das auf diese Art erhaltene Bilanzprofil in einem Niederspannungsnetz.

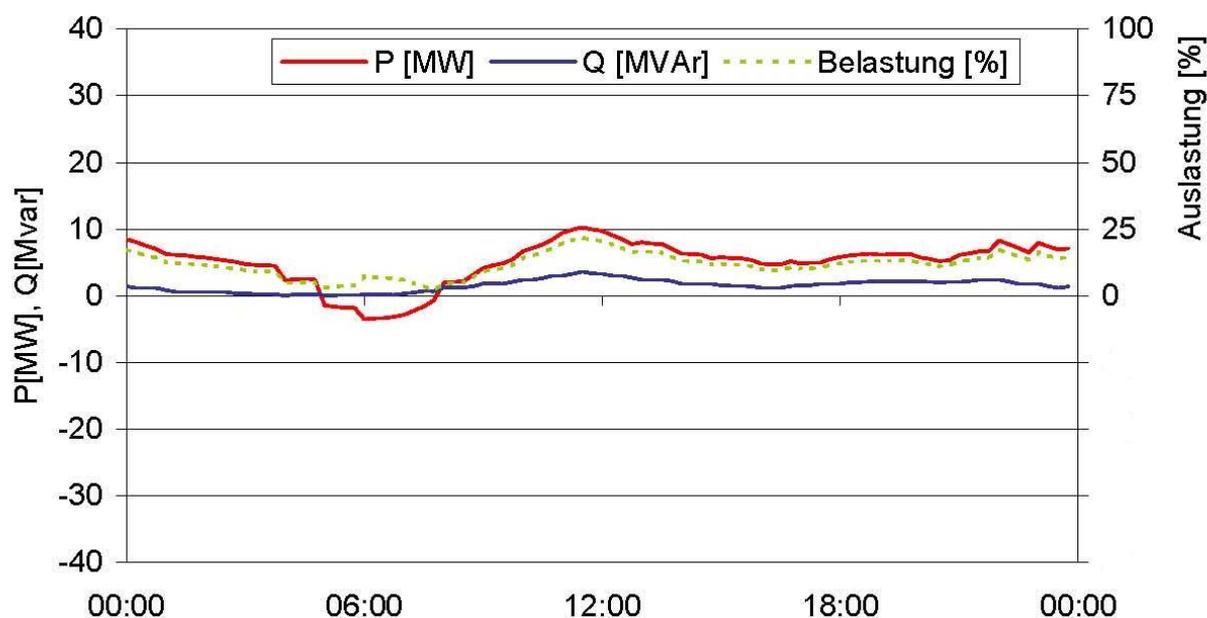


Bild 33: Winterbilanzprofil eines NS-Netzes bei 100% DEA-Durchdringung

Weiterhin ist das Niveau der Kurzschlussleistung zu analysieren. Hierbei ist es wichtig, die Erzeuger nach Typ des Energiewandlers zu kategorisieren. Asynchron und Vollpolsynchronmaschinen liefern die höchsten Kurzschlussleistungen während Schenkelpolmaschinen und Umrichter die geringsten Beiträge liefern. Bild 34 zeigt den Verlauf der subtransienten Kurzschlussleistung in einem Niederspannungsnetz, bei einem relativ schwachen Mittelspannungsnetz mit rund 20 MVA subtransienter Kurzschlussleistung an der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators. Dabei wurden aus Übersichtlichkeitsgründen die Kurzschlussströme der Erzeuger auf äquivalente subtransiente synchrone Reaktanzen umgerechnet. Hier entsprechen 8% Vollpolsynchron- und Asynchronmaschinen und 35% Schenkelpolmaschinen und Umrichtern, die im Kurzschlussfall dreifachen Nennstrom liefern. 83% dagegen entspricht einem Umrichter, der im Fehlerfall nur 1,2-fachen Nennstrom liefert. Es zeigt sich, dass auch im Fall schwacher Mittelspannungsnetze die Kurzschlussleistung dennoch dominiert, so dass im flächendeckenden Fall die bestehenden Sicherungen weiterhin selektiv auslösen werden. Jedoch wird grade im Bereich der Ortsnetzstation das Niveau der Kurzschlussleistung um einige MVA angehoben. Dies bedeutet, dass insbesondere dort die Betriebsmittel auf ihre Kurzschlussfestigkeit hin geprüft werden müssen.

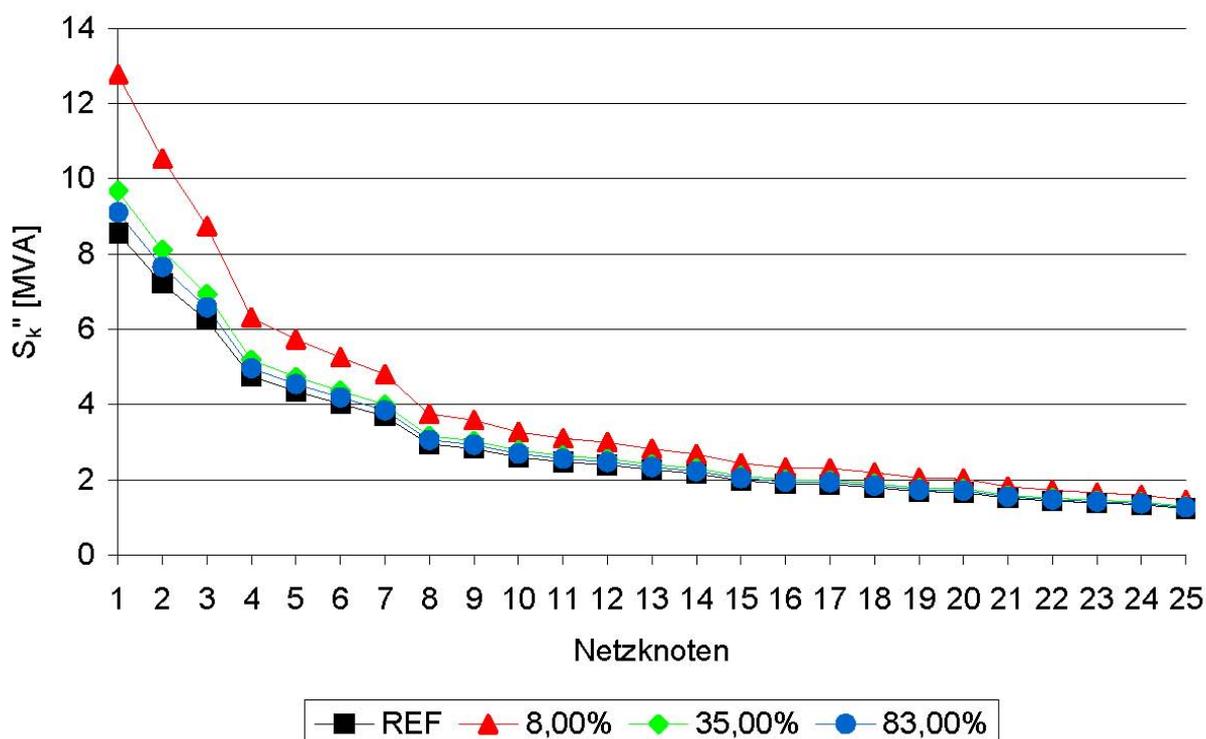


Bild 34: Subtransiente Kurzschlussleistung in einem NS-Netz je nach Einspeisung

Sollten die Prüfungen bis zu diesem Punkt erfolgreich verlaufen sein, so kann unter der Voraussetzung, dass das Netz effektiv in Strahlennetztopologie betrieben wird, davon ausgegangen werden, dass es für den flächendeckenden DEA-Einsatz geeignet ist. Wird es jedoch vermascht betrieben, so wird durch ggf. vorhandene Maschennetzrelais eine Rückspeisung in die überlagerte Spannungsebene verhindert, was in Bild 35 dargestellt wird. Diese Relais sind notwendig, um eine etwaige Rückspeisung auf Fehler in der Mittelspannungsebene zu verhindern, die mittelspannungsseitig bereits abgeschaltet worden sind. Jedoch wird hier ebenfalls die Rückspeisung von dezentral erzeugter Leistung verhindert. Abhilfe bietet hier die Koordinierung der einzelnen Relais (vgl. Bild 32), so dass ihr Auslösen bei einer negativen Summenleistung verhindert wird. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Leistung nicht in allen Ortsnetztransformatoren gleichzeitig umkehren wird, so dass zusätzlich Anregeströme als Freigabesignal im Fehlerfall zu berücksichtigen sind. Hierdurch wird das Schutzsystem zu einem koordinierten Schutzsystem.

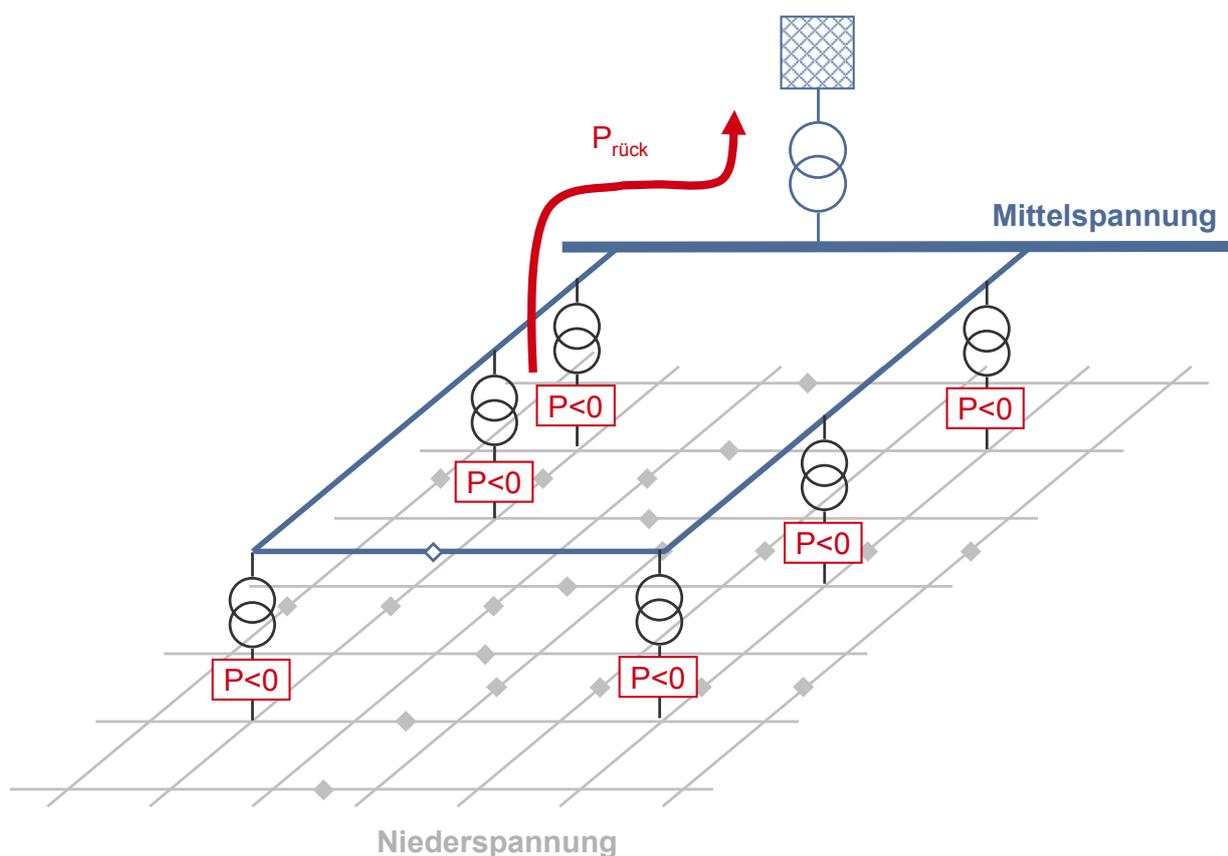


Bild 35: Maschennetzproblematik

Ein koordiniertes Schutzsystem, ist mit z. T. kostenintensiver Infrastruktur verbunden (vgl. Bild 36). Es ist denkbar, dass diese Strukturen zur Erhöhung der Kosteneffizienz durch andere Systeme mitbenutzt wird. Einerseits kann die Struktur z. B. durch Virtuelle Kraftwerke und Energiemanagementsysteme mitgenutzt werden. Andererseits bietet die Existenz der Trennstellen des koordinierten Schutzsystems eine Basisvoraussetzung dafür, die Netze bei Ausfall der überlagerten Spannungsebene als Inselnetz weiter zu betreiben. Hier ist jedoch zu beachten, dass zusätzlich eine Frequenz-/Spannungsregelung sowie eine Möglichkeit zur Resynchronisierung existieren müssen. Insbesondere fehlt mittelspannungsseitig eingeprägte subtransiente Kurzschlussleistung, was dazu führt, dass die ggf. existierenden Sicherungen nicht mehr sicher ansprechen werden. Daher müssen sie ggf. durch automatisierte Schaltglieder ersetzt werden, die bei Übergang vom Netzbetrieb in den Inselnetzbetrieb und umgekehrt autonom ihre Parameter ändern. Hierdurch entsteht ein autonomes Schutzsystem, das dem Kunden den Mehrwert der höheren Versorgungsqualität liefert und dem Netzbetreiber als Betreiber der notwendigen Infrastruktur eine interessante Perspektive einer zusätzlichen Dienstleistung dem Kunden gegenüber darstellt.

E. Hauptmeier

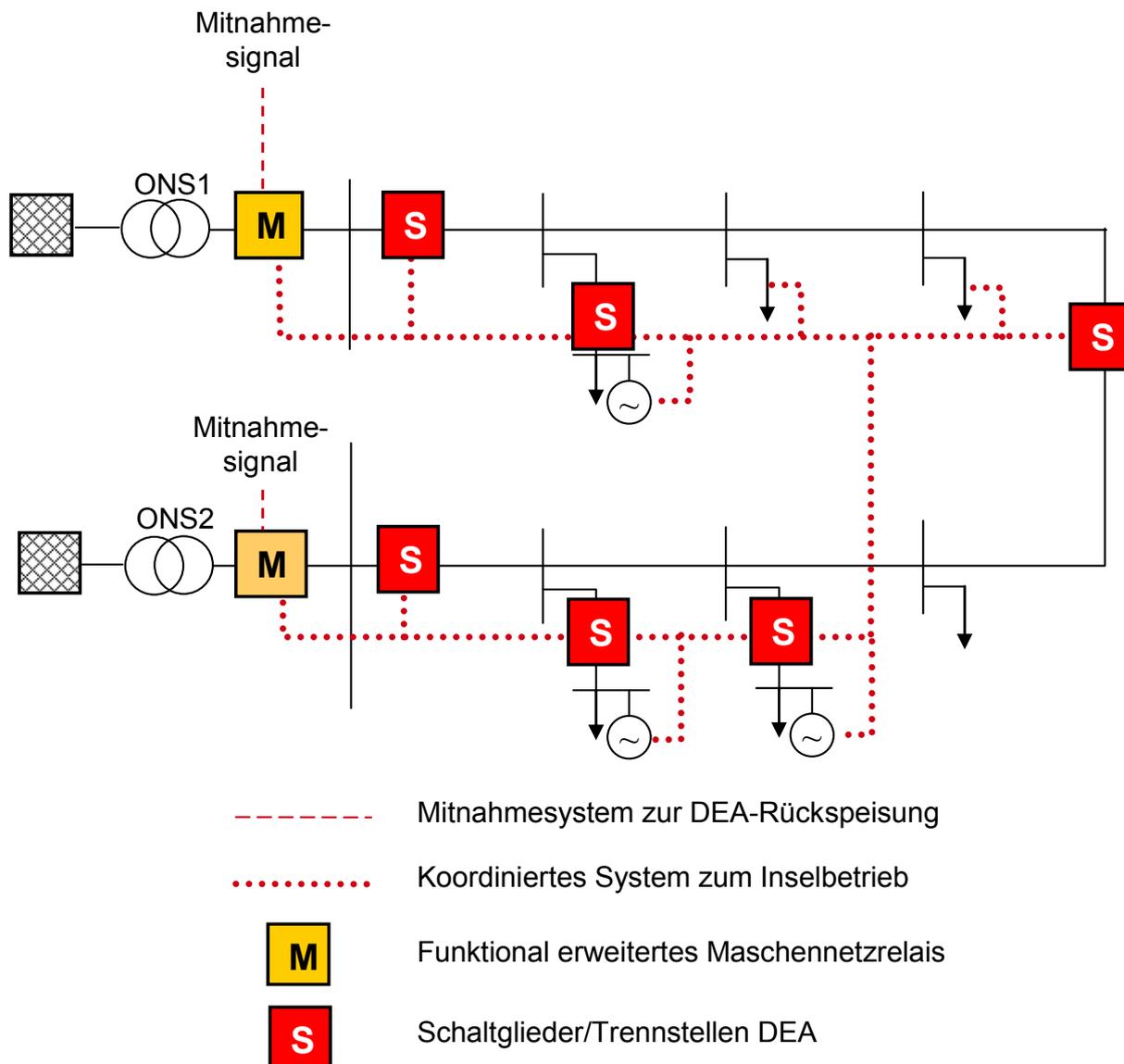


Bild 36: NS-Netz mit autonomen Schutzsystem

4.11 Netzsimulationsanlage für dezentrale Energieumwandlungsanlagen in Verteilnetzen

Die computergestützte Simulation elektrischer Energieversorgungsnetze führt insbesondere in Bezug auf dynamische Vorgänge nicht immer zu hinreichend genauen Ergebnissen. Die Modellierung realer Netze durch elektrischen Maschinen, Impedanzen und Leistungselektronik, zum Beispiel Wechselrichter, führt zu verlässlicheren Aussagen in Bezug auf das nichtstationäre Verhalten der Netze und Betriebsmittel. Bild 37 zeigt das Übersichtsschaltbild einer Netzsimulationsanlage des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft.

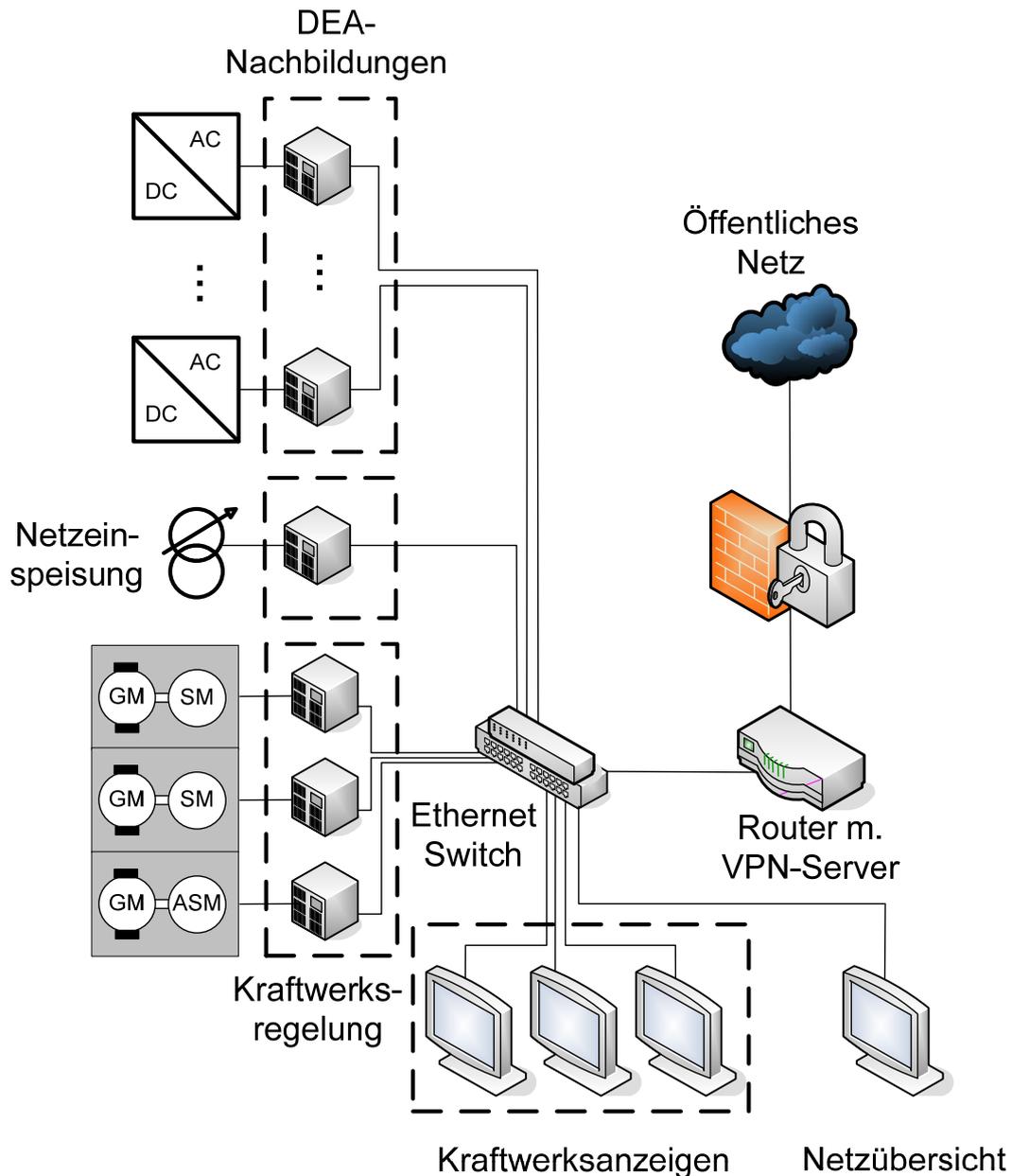


Bild 37: Übersichtsschaltbild der Netzsimulationsanlage

Für die Netzeinspeisung stehen sowohl Synchron- als auch Asynchrongeneratoren zur Verfügung. Der Antrieb der Generatoren erfolgt über Gleichstrommaschinen. Die Vorgabe einer Drehzahl- oder Momentenregelung der Maschinensätze ermöglicht sowohl den Inselnetz- als auch den Netzparallelbetrieb. Um das Führungsverhalten an das realer Kraftwerke anzupassen wird die Primärregelung über die Statik im Drehzahlregler nachgebildet. Zudem können die Charakteristika der Antriebsregelung über eine proprietäre Software an realistische Verhältnisse angepasst werden. Eine programmierbare Erregereinrichtung ermöglicht die Ausgangsspannung an den Generatorklemmen vorzugeben.

Zur Nachbildung des Verhaltens von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in der Netzsimulationsanlage sind verschiedene Wechselrichter integriert. Weitere Wechselrichter können bei Bedarf an die Simulationsanlage angeschlossen werden um ihr Verhalten im stationären und gestörten Betrieb zu untersuchen. Die Wechselrichter können wahlweise mit einer Brennstoffzelle oder steuerbaren Gleichstromquellen betrieben werden.

Als Lasten stehen RLC-Lasten sowie Vier-Quadranten-Leistungsverstärker zur Verfügung. Da die Gleichstrommaschinen mit Vierquadrantenumrichtern ausgestattet sind, kann die Maschine auch Leistung aufnehmen und in das Netz zurückspeisen. Damit lassen sich die Synchronmaschinen auch als steuerbare Lasten betreiben.

Die Bereitstellung verschiedener Netztopologien erfolgt variabel mithilfe von verschiedenen Leitungsnachbildungen.

Die Grundvoraussetzung für einen optimalen Einsatz des Netzmodells ist deren Integration in die bestehende Kommunikationsinfrastruktur des Lehrstuhls. Die vorhandene Infrastruktur beinhaltet allerdings eine nicht zu lösende Integration des Lehrstuhls in das öffentliche Internet. Im Netzmodell werden sicherheitsrelevante Prozesse durch Komponenten gesteuert bzw. geregelt die prinzipiell auch über das Internet beeinflussbar sind. Um hier zum einen die Integration in das Lehrstuhlnetzwerk zu ermöglichen, zum anderen aber auch die geschuldete Sicherheit zu gewährleisten, wurde das Netzmodell über einen Router an das Lehrstuhlnetzwerk, und damit an das Internet, angeschlossen. Der Router stellt hierbei sicher, dass nur Kommunikationsverbindungen die von Geräten des Netzmodells initiiert wurden mit Einrichtungen im Internet möglich sind. Für den Zugriff auf die Einrichtungen des Netzmodells von außen wurde auf dem Router ein VPN-Server (Virtual Private Network) konfiguriert, der nur berechtigten und authentifizierten Nutzern Zugriff gewährt.

Die Grundvoraussetzung für einen optimalen Einsatz des Netzmodells ist deren Integration in die bestehende Kommunikationsinfrastruktur des Lehrstuhls. Die vorhandene Infrastruktur beinhaltet allerdings eine nicht zu lösende Integration des Lehrstuhls in das öffentliche Internet. Im Netzmodell werden sicherheitsrelevante Prozesse durch Komponenten gesteuert bzw. geregelt die prinzipiell auch über das Internet beeinflussbar sind. Um hier zum einen die Integration in das Lehrstuhlnetzwerk zu ermöglichen, zum anderen aber auch die geschuldete Sicherheit zu gewährleisten, wurde das Netzmodell über einen Router an das Lehrstuhlnetzwerk, und damit an das Internet, angeschlossen. Der Router stellt hierbei sicher, dass nur Kommunikationsverbindungen die von Geräten des Netzmodells initiiert wurden mit Einrichtungen im Internet möglich sind. Für den Zugriff auf die Einrichtungen des Netzmodells von außen wurde auf dem Router ein VPN-Server (Virtual Private Network) konfiguriert, der nur berechtigten und authentifizierten Nutzern Zugriff gewährt.

Aus Überlegungen der Zuverlässigkeit und der Übertragungslatenzen werden innerhalb des Netzmodells Datenpakete vom Switch nur innerhalb einer definierten Gruppe von Anschlüssen zugestellte. Dies wird mit Hilfe des VLAN-Standards IEEE 802.1Q ermöglicht

(Virtual Local Area Network). Hierbei werden mehrere Ports des Switches einem logischen VLAN zugeordnet. Pakete, die der Switch über einen Port empfängt werden nur an die Mitglieder der Gruppen, denen der Port angehört weitergeleitet. Hierbei ist auch die Zugehörigkeit zu mehreren Gruppen möglich. Auf diese Weise wird unnötiger Netzwerkverkehr vermieden.

Die Anlage bietet ein breites Spektrum an Erzeugertypen die als virtuelles Kraftwerk zusammengefasst werden können. Neben Nachbildungen von Photovoltaik- und Mini-BHKW steht eine Netzeinspeisung sowie motorischen Erzeuger mit variablen Antriebsparametern zur Verfügung. Kommunikationsstrukturen und darauf aufbauende Energiemanagementsysteme können mithilfe dieser praxisnahen Testumgebung entwickelt werden.

Das Betriebsverhalten von DEA mit einer Leistung von bis zu 10 kVA kann mit dieser Netzsimulationsanlage untersucht werden. Sie werden über den Testknoten in die Anlage eingebunden. Mithilfe der variablen Netztopologie und umfangreichen Erzeugertypen werden verschiedene Einsatzszenarien nachgebildet, sowohl der Insel- als auch der Verbundnetzbetrieb.

W. Horenkamp, O. Krause



Bild 38: Bedienkonsole der Netzsimulationsanlage

4.12 Übertragungskapazität von Freileitungen in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen

Bei der Bestimmung der Dauerstrombelastbarkeit von Hochspannungsfreileitungen sind die aktuellen Wetterverhältnisse von großer Bedeutung. Die hiermit in direkter Verbindung stehende Erwärmung der Leiterseile beeinflusst sowohl seinen Durchhang als auch die Verflüssigung der verwendeten Fette. Dies wiederum ist für die Strombelastbarkeit der Leitung ausschlaggebend, weshalb der Temperatur des Leiterseiles als kritische Größe zu betrachten ist. Sie hängt einerseits von der Umgebungstemperatur und der Sonneneinstrahlung, andererseits aber auch von den Windverhältnissen und evtl. Niederschlag ab. Die derzeit gültigen Normen setzen für die Ermittlung der maximalen Dauerstrombelastbarkeit eine Umgebungstemperatur von 35 °C und eine Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s bei einer maximalen Leiterendtemperatur von 80 °C, voraus. Diese Randbedingungen sind allerdings nur in den seltensten Fällen gegeben. Daher ist die Überarbeitung der relevanten Norm DIN EN 50128 von verschiedenen Seiten angeregt worden.

In der Literatur sind verschiedene Modelle beschrieben, die in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen die Temperatur und damit die maximal mögliche Strombelastbarkeit des Leiterseiles bestimmen. Alternative Verfahren zur Erfassung der Leiterseiltemperatur über Monitoring-Systeme wurden entwickelt und werden zum Teil auch schon praktisch eingesetzt.

Bild 39 zeigt eine Gegenüberstellung verschiedener Modelle. Das Modell von Webs bildete die Grundlage für die Berechnung der Dauerstrombelastbarkeit von Einleiterwerkstoffen nach der früheren DIN-Norm. Das zweite Modell von Kirn ist in Deutschland ebenfalls gebräuchlich. Die Modelle IEEE Standard 738 und zum anderen ein Verfahren der CIGRE haben sich bei der Berechnung der Dauerstrombelastbarkeit etabliert und werden international verwendet. Es zeigt sich, dass die Modelle eine gute Übereinstimmung mit den Normwerten nach der DIN EN 50128 aufweisen.

Zur Bewertung der Modelle wurde für das CIGRE-Modell die berechnete Abhängigkeit der maximalen Stromstärke von der Windgeschwindigkeit und dem Anströmwinkel für ein 185/30 Al/St-Leiter untersucht (Bild 40).

Die Steigerung der möglichen Strombelastbarkeit mit zunehmender Windgeschwindigkeit ist deutlich zu erkennen. Schon bei 3 m/s liegt sie bei etwa 800 A und somit 50 % über dem nach DIN EN 50182 zulässigen Wert von 535 A. Die Dauerstrombelastbarkeit reduziert sich bei höheren Windgeschwindigkeiten um etwa ein Drittel, wenn sich der Anströmwinkel von 90° auf 0° dreht, also der Wind parallel zum Leiter weht.

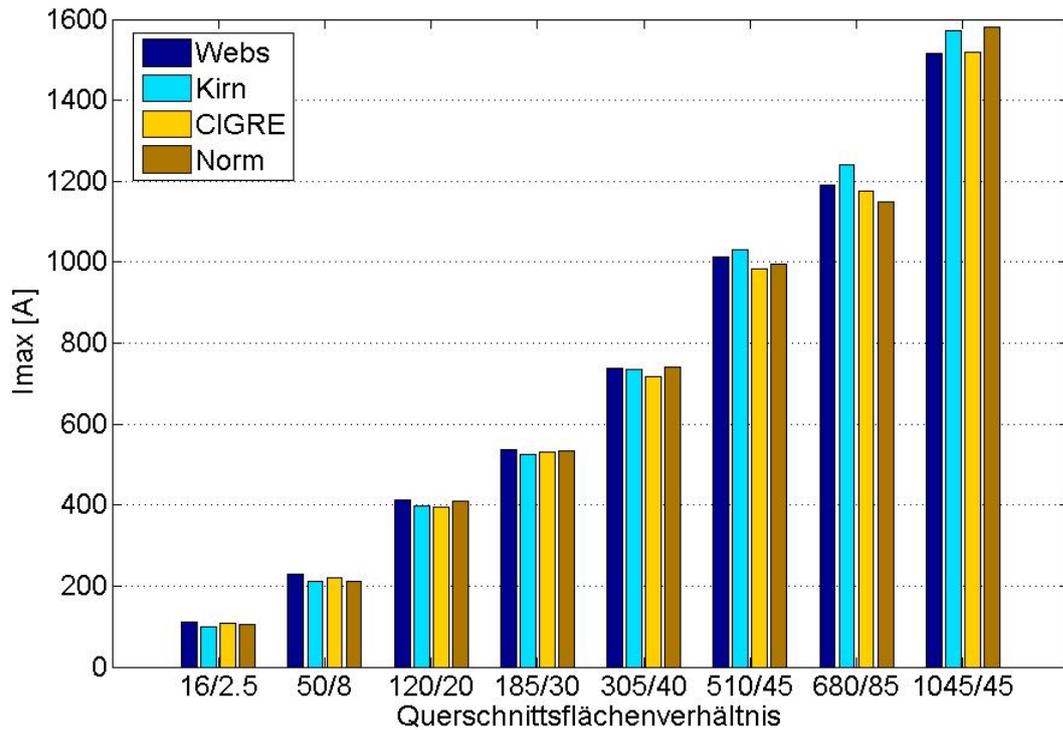


Bild 39: Modell- und Norm-erte für die zulässigen Dauerströme verschiedener Al/St-Leiter unter Normbedingungen ($T_u=35^\circ\text{C}$, $V=0,6\text{m/s}$, $\varphi=90^\circ$, Sonneneinstrahlung)

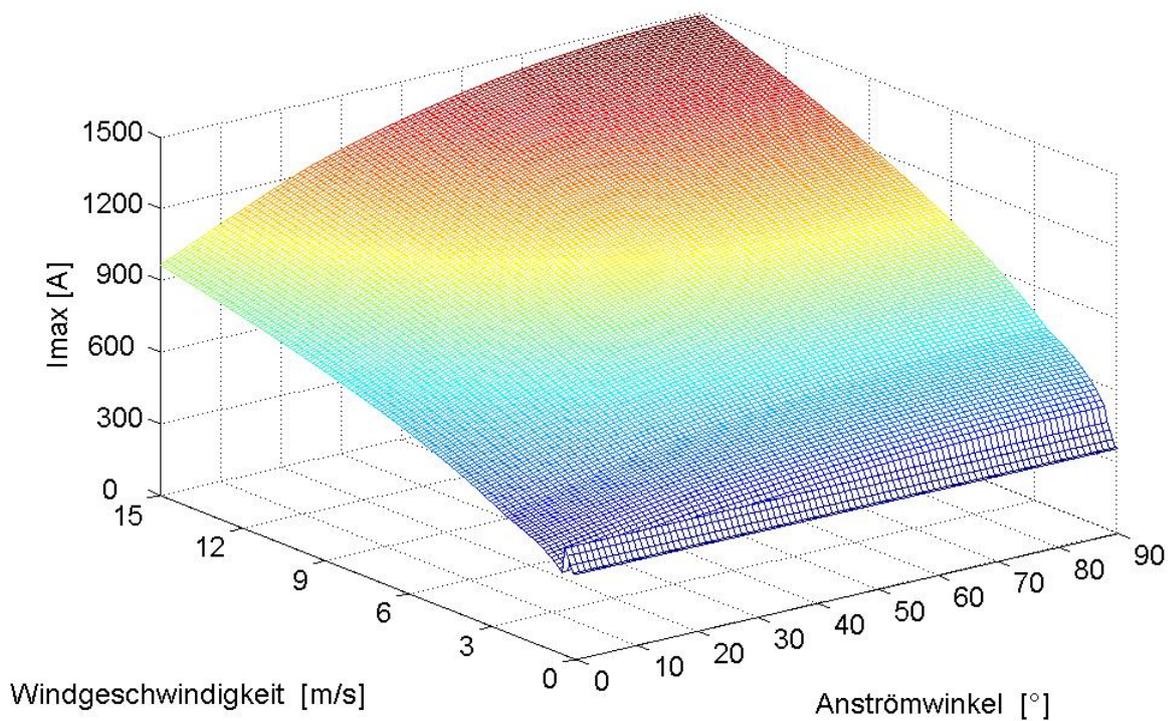


Bild 40: CIGRE-Modell: $I_{max} = f(V, \varphi)$ für einen 185/30 Al/St-Leiter bei $T_u=35^\circ\text{C}$ und Sonneneinstrahlung

Die Steigerung der möglichen Strombelastbarkeit mit zunehmender Windgeschwindigkeit ist deutlich zu erkennen. Schon bei 3 m/s liegt sie bei etwa 800 A und somit 50 % über dem nach DIN EN 50182 zulässigen Wert von 535 A. Die Dauerstrombelastbarkeit reduziert sich bei höheren Windgeschwindigkeiten um etwa ein Drittel, wenn sich der Anströmwinkel von 90° auf 0° dreht, also der Wind parallel zum Leiter weht.

Zur Nutzung der Modelle in der Praxis ist das Netz in Planquadrate mit möglichst homogenen Wetterverhältnissen einzuteilen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei Betrachtung eines Leitungszuges das Planquadrat mit der niedrigsten Strombelastbarkeit ausschlaggebend ist. Des Weiteren ist im Einzelfall zu untersuchen, ob die übrigen Betriebsmittel ebenfalls einer ggf. höheren Auslastung standhalten.

Die Ermittlung der Leitertemperatur kann alternativ durch Monitoringsysteme erfolgen. Diese Systeme unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihrer Komplexität, Zuverlässigkeit, Messgenauigkeit und ihrer Kosten. Die Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über verschiedene Monitoring-Systeme sowie deren Bewertung.

Tabelle 8: Bewertung von Temperatur-Monitoring-Systemen,
++ sehr gut, + gut, 0 neutral, - schlecht,-- sehr schlecht

	Messgenauigkeit	Installationsaufwand	Zuverlässigkeit	Kosten
Wettermodell	-	++	-	++
ThermalRate System	++	+	0	+
Power Donut	0	0	+	0
Leiter mit Glasfasern	++	--	++	--
CAT-Monitor	+	-	+	-
Sagometer	+	0	-	0
LDM	+	0	-	0
Kapazitive Kopplung	+	-	+	-
GPS	--	0	--	-
WAMS	+	--	++	--

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass insbesondere durch die Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit und Windrichtung eine Steigerung der Übertragungskapazität von Freileitungen erzielt werden kann. Daher ist der Einsatz derartiger Verfahren speziell für Netzkonfigurationen interessant, bei denen sich Engpässe auf Grund erhöhter Windeinspeisung bilden.

W. Horenkamp, H. Neumann

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 25.01.2006 *Dipl.-Ing. Lars-Holger Sobek, SWB Bremen:* „Risikobasierte Strategien für das Asset-Management von Verteilungsnetzen“
- 22.02.2006 *Dr. Mikahail Vassiliev, Energy Systems Institut, Irkutsk, Russia:* „Modelling the regulation of electricity markets“
- 04.07.2006 *Dr. sc. Dieter Reichelt, Technische Betriebe Kreuzlingen, Schweiz:* „Strombörsen und Stromhandel“
- 22.09.2006 *B. Huang:* „Stability of Distribution Systems with a Large Penetration of Distributed Generation“, Promotionsvortrag im Rahmen der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Universität Dortmund

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 08.02.2006 *D. Waniek:* „Wirtschaftliche Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Nahwärmeverbundnetz“, VDI-Fachtagung, Berlin
- 08.02.2006 *E. Handschin:* „Charakteristik und Funktionalität von Netzleitstellen“, Euroforum-Seminar, Technisches Kompaktwissen Stromnetze, Berlin
- 01.03.2006 *R. Becker:* „Optimierung thermischer Systeme in dezentralen Energieversorgungsanlagen“, Promotionsvortrag im Rahmen der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Universität Dortmund
- 30.03.2006 *E. Handschin:* „Asset Management in Power Networks“, Vortrag im Rahmen des deutsch-russischen Symposiums an der Universität Dortmund
- 31.03.2006 *E. Hauptmeier:* „CHP in local communities–CHAPLOC“, Vortrag im Rahmen des deutsch-russischen Symposiums an der Universität Dortmund
- 29.05.2006 *E. Handschin:* „Industrial Experiences with an Integrated Robust Forecasting Method Covering Electricity, Gas and Heat, RTE-VT Workshop, Paris
- 20.06.2006 *D. Waniek:* „Wirtschaftliche Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Nahwärmenetzverbund“ Projekttreffen Dinar II, Firma EUS, Dortmund
- 15.08.2006 *E. Handschin:* „Asset Management and Survivability of Electric Energy Systems during large disturbances, 3rd Workshop “Liberalization and

Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management”, 14-18 August 2006, Irkutsk, Russia

- 15.08.2006 *I. Jürgens*: „Risk Optimization of Assets in Electric Power Supply Systems”, 3rd Workshop “Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management”, 14-18 August 2006, Irkutsk, Russia
- 15.08.2006 *D. Waniek*: „Asset Management for Combined Heat and Power Generation”, 3rd Workshop “Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management”, 14-18 August 2006, Irkutsk, Russia
- 04.09.2006 *H. Neumann*: „Optimal operation of dispersed Generation under uncertainty using mathematical programming”, University of Manchester
- 07.09.2006 *E. Handschin*: „Comparison of Congestion Management Methods Including FACTS“, Internationals Symposium MEPS’06, Breslau, Polen
- 20.09.2006 *O. Krause*: „Die Rolle dezentraler Energieversorgung im Netz der Zukunft”, 4. Fachkongress für die Energiewirtschaft, IT-Trends Energie, Essen
- 22.09.2006 *B. Huang*: „Stability of Distribution Systems with a Large Penetration of Distributed Generation“, Promotionsvortrag im Rahmen der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Universität Dortmund
- 5.10.2006 *D. Waniek*: „Teilprojekt A1: Gekoppelte optimale Auslegung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen, Teilprojekt A4: Ausgleichsenergie“, BMBF-Netzwerktreffen: Dezentrale regenerative Energieversorgung: Innovative Modellierung und Optimierung
- 30.10.2006 *E. Handschin*: „Smart Grids: Dezentrale Elektroenergieerzeugung – EU Förderung“, Vortrag im Rahmen des Workshops Brennstoffzelle-Zukunftstechnologie, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
- 02.11.2006 *E. Handschin*: „Trends bei Stromnehmern und Auswirkungen auf die Sekundärtechnik“, Vortrag Siemens, Berlin
- 06.11.2006 *W. Horenkamp*: „Auswirkungen auf das Netz“, ETG Workshop, Dezentrale Energieversorgung 2020, Frankfurt
- 30.11.2006 *E. Handschin*: „Ausblick: Netzorganisation im Jahr 2006 und danach“, Euroforum-Seminar, Technisches Kompaktwissen Stromnetze, Düsseldorf

- 30.11.2006 *E. Handschin*: „Auswirkungen dezentraler Energieerzeugung auf die Netzplanung und den Netzbetrieb“, Euroforum-Seminar, Technisches Kompaktwissen Stromnetze, Düsseldorf
- 06.12.2006 *E. Hauptmeier*: „Protective System Adaptations due to large scale Integration of decentralised Generation“, CRIS Workshop 2006, Magdeburg
- 07.12.2006 *O. Krause*: “The emerging Communication Architecture in Electrical Energy and its Implications”, CRIS Workshop 2006, Magdeburg

6. Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

Handschin, E.; Krause, O.; Wedde, H. F.; Lehnhoff, S.: A Distributed Real-Time Multi-Agent System for Decentralized Management of Electric Power, Technical Report (809) February 2006

Establishing clean or renewable energy sources involves the problem of adequate management for the networked power sources, in particular since producers are at the same time also consumers, and vice versa. We describe the first phases of the joined R&D project DEZENT at the University of Dortmund, devoted to decentralize and adaptive electric power management through a distributed real-time multi-agent architecture. Unpredictable consumer requests or producer problems, under distributed control or local autonomy will be the major novelty. We present a distributed real-time negotiation algorithm involving agents on different levels of negotiation, on behalf of producers and consumers of electric energy. Despite the lack of global overview we are able to prove that in our model no coalition of malicious users could take advantage of extreme situations like arising from an abundance as much as from any (artificial) shortage of electric power that are typical problems in “free” or deregulated markets. Our multi-agent system exhibits a very high robustness against power failures compared to centrally controlled architectures. In extensive experiments we demonstrate how, in realistic settings of the German power system structure, the novel algorithms can cope with unforeseen needs and production specifics in a very flexible and adaptive way, taking care of most of the potentially hard deadlines already on the local group level (corresponding to a small subdivision). We further demonstrate that under our decentralized approach customers pay less than under any conventional (global) management policy or structure.

Handschin, E.; Bühner V.: “Industrial experience with an integrated robust forecasting method covering electricity, gas and heat”, RTE-VT workshop, Paris, May 29-30,2006

A report concerning the experiences with the implementation of an integrated closed-loop forecast system is given. This system has a robust architecture based on Artificial Neural Networks, Kalman filters and statistical functions. Beside the quality of the prediction a special focus is set on the integration into an already installed energy management system and a process control system. Therefore several data failure and data replacement strategies are outlined. With the respect to the requirements of the online system the self-adaptation strategy of the forecast system are described in detail.

Handschin E; Wedde H., Krause. O., Lehnhoff. S.: "Real-Time Multi-Agent support for decentralized Management of Electric Power", 18th Euro micro Conference on Real-Time Systems, July 5-7, 2006

Establishing clean or renewable energy sources involves the problem of adequate management for the networked power sources, in particular since producers are at the same time also consumers, and vice versa. We describe the first phases of the joined R&D project DEZENT at the University of Dortmund, devoted to decentralize and adaptive electric power management through a distributed real-time multi-agent architecture. Unpredictable consumer requests or producer problems, under distributed control or local autonomy will be the major novelty. We present a distributed real-time negotiation algorithm involving agents on different levels of negotiation, on behalf of producers and consumers of electric energy. Despite the lack of global overview we are able to prove that in our model no coalition of malicious users could take advantage of extreme situations like arising from an abundance as much as from any (artificial) shortage of electric power that are typical problems in "free" or deregulated markets. Our multi-agent system exhibits a very high robustness against power failures compared to centrally controlled architectures. In extensive experiments we demonstrate how, in realistic settings of the German power system structure, the novel algorithms can cope with unforeseen needs and production specifics in a very flexible and adaptive way, taking care of most of the potentially hard deadlines already on the local group level (corresponding to a small subdivision). We further demonstrate that under our decentralized approach customers pay less than under any conventional (global) management policy or structure.

Bühner, V.; Handschin, E.; Jürgens, I.: "Risk-optimized Asset Management of Electric Power Supply Systems", The Sixth World Energy System Conference, Torino, Italy, July 10-12, 2006

To reach a reliable and economic operation of electric power supply systems a powerful asset management is necessary, which bundles all maintenance and renewal measures. In this paper a new simulation method is presented, which allows the evaluation of a risk-optimized asset management strategy. On the one hand it contains a model for the reliability of individual assets in dependency of conducted maintenance measures in the past and technical parameters. On the other hand a detailed model of expected loss costs is also part of the method. The result is the specification of an optimized schedule of measures that leads to a minimized cumulative risk regarding a fixed budget.

Jürgens, I.: "Risk Optimization of Assets in Electric Power Supply Systems", Workshop Liberalization and Modernization of Power Systems, Irkutsk, Russia, August 21-25, 2006

The minimization of risks under observance of fixed boundary conditions is one of the most important goals of modern asset management strategies. In this context the modelling of the impact of measurements like maintenance and renewal on the reliability of power systems is very important. For these purposes, a novel life-cycle-model has been evaluated, that allows the estimation of the failure probability. Furthermore, the economic losses in case of blackouts of individual assets are specified. On the basis of these parameters an algorithm using linear programming was developed, that generates optimized asset management schedules.

E. Handschin, D. Hause: "Comparison of Congestion Management Methods including FACTS", MEPS' Conference in Breslau/Polen, September 6-9, 2006

As a result of the liberalization of the electric energy markets, the power exchange between the interconnected countries has increased. Consequently, the tie lines between the network zones are endangered of becoming overloaded. To prevent this, several Congestion Management Methods (CMMs) have been proposed in the literature, of which four are compared in this paper. The Global Optimization approach is used as a benchmark for the other CMMs because it acquires the absolute economical optimum of the entire network. However, this method is not practical because the whole system data needs to be known to a single entity for its application and the TSOs are not willing to publish this valuable information about their network. More feasible CMMs are the Hierarchical Optimization and the Regional Decomposition Optimal Power Flow. Both methods decompose the network into several regions, in which subordinate OPFs are solved. These sub-optimizations are coordinated through the coupling constraints of the interconnections to obtain an economical optimum for the entire network. Additionally, no system data exchange is necessary for both approaches. Even though the decomposition methods are different and furthermore the objective functions show varieties, the optimization results for both methods are similar. In conclusion, the Hierarchical Optimization seems to be the better approach because it shows superior convergence properties. On many borders around the world transmission capacity auctions are performed for CM. Due to their mostly single-border nature, they are not able to take the actual occurring line flows of a multi-border network into account. For this reason ETSO has presented the Coordinated Auctioning approach. This method determines the ATC on the tie lines by means of the PTDF published by the TSOs. Because of this the Coordinated Auctioning is able to relieve a congestion and converge in an optimum with the best possible fulfillment of the requests from market participants. Furthermore, it is shown that by using FACTS devices like the UPFC and also HVDC links a congestion on an interconnection between two TSO regions can be relieved under better economical conditions as without these power flow controllers. By paying off the borrowed capital for these units with the redispatch savings, their refinancing is possible within their life cycle. If the additional transfer capacity of the HVDC links is auctioned off by the TSOs, these earnings can also be used for refinancing. This results in an even shorter time frame.

D. Waniek: "Asset Management for Combined Heat and Power Generation", Tagungsband zu: The 3rd International Workshop: "Liberalization and Modernization of Power Systems", Irkutsk, Russia, 14.08-18.08.2006

In the context of a future dispersed energy supply system and the necessary renewal of the power plants in Germany the combined heat and power generation (CHP) can make a significant contribution to the improvement of the energy efficiency. This technology can be applied more economically in a local district heating network than in individual plants.

Based on a market analysis, the paper presents the potential for local district heating. For this purpose, the German heating structure and the situation of the energy market competition are evaluated. From a sample network the costs for the contractor and the potential customers are calculated depending on different configurations. With the assumed boundary conditions in the sample network and particularly with the reimbursement of the generated electricity according to the German renewable energy law (EEG), a basic competitiveness of CHP in comparison with conventional heating systems will be demonstrated.

E. Handschin, Fellow, IEEE, E. Hauptmeier, D. Hause and J. Wessling:

"Asset Management and Survivability of Electric Energy Systems during Large Disturbances" 3rd International Workshop a Liberalisation and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimizations for Asset Management, Irkutsk 2006

In the past three years there have been several large blackouts worldwide affecting more than 200.000 people. It is technologically impossible to eliminate any possibility of the occurrence of disturbances, which can lead to a blackout. However, their effects can be minimized. The goal of this paper is to research visualization methods to prevent the occurrence of large blackouts. This can be done by a multi-agent system, which allows reacting on disturbances instantaneously. It uses conventional methods like the congestion clock and also Artificial Neural Networks (ANN) like the Self-Organizing Map (SOM). Other ways to minimize the effects of outages are investigated as well. They include e.g. the usage of a so-called Wide-Area Control System (WACS) and also FACTS devices.

Becker, R.; Handschin, E.: "Rechnergestützte Auslegung und Regelung moderner Heizungssysteme", Euro Heat and Power, 35 Jg. Heft 10, 2006

Zukünftig ist ein vermehrter Einsatz dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Systeme zur verbrauchernahen Energiebereitstellung zu erwarten. Solche Systeme ermöglichen eine simultane Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie. Die elektrische Anbindung bereitet bei den meist üppig dimensionierten elektrischen Niederspannungsnetzen wenige Schwierigkeiten. Die thermische Anbindung ist aufgrund fehlender Wärmeverteilungsnetze üblicherweise herausfordernd.

der. Um die wärmetechnische Einbindung dezentraler Energieversorgungsanlagen (DEA) eingehend zu untersuchen, wird ein am Lehrstuhl ESW entwickeltes Programm zur Nachbildung von Wärmekreisläufen vorgestellt. Optimierte Berechnungsroutinen der aufgerufenen thermischen und hydraulischen Funktionen beziehen sich sowohl auf die Gestaltung des Programmcodes in C als auch auf Algorithmen zur schnellen Matrizeninversion, die Kernbestandteil der Volumenstrom-Druck-Berechnung ist. Zusätzlich werden Beispiele zur effizienten Regelung eines Pufferspeichers als auch Simulationsergebnisse dargestellt.

E. Handschin, F. Neise, H. Neumann and R. Schultz: "Optimal operation of dispersed Generation under uncertainty using mathematical programming", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 28, Issue 9, November 2006

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.

E. Handschin, E. Hauptmeier: "Protective System Adaptations Due to Large Scale Integration of Decentralised Power Generation", CRIS Workshop 2006 - Influence of Distributed Generation and Renewable Generation on Power System Security (DIGESEC), Magdeburg, 6.-8.12.2006, Proceedings

The paper deals with the assessment of protective systems for the case of large scale installation of decentralised energy conversion units. It gives a summary of the necessary investigations and is accompanied by the analysis of a sample network. A concept for a communicational interconnected protective system is to be given. In a last step the phenomena of islanding are to be addressed. The considerations are being concluded with an estimation of hardware and cable placing costs.

E. Handschin, O. Krause, H. F. Wedde, S. Lehnhoff: "The Emerging Communication Architecture in Electrical Energy Supply and its Implications", CRIS Workshop 2006 – Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security (DIGESEC), Magdeburg, 6.-8.12.2006

In this paper three major aspects of the present development of communication standards in the field of electrical energy supply are discussed. The first part of the paper focuses the nature of the emerging communication that will integrate wide areas of a utilities communication needs. In the second part some advanced integration issues, related to the further extension of the communication

standards to new processes and views are briefly discussed. The final part gives an outlook on certain question related to the implementation of real-time operating systems.

6.2 Forschungsberichte

D. König: „Analyse der Kostentreiber für die Infrastrukturkosten des 110kV-Netzes“ EV 0602

E. Handschin, W. Schulz: „Auslegung und Management von Windkraftanlagen, dynamische Wechselwirkung mit dem Übertragungsnetz: Untersuchungen zur Reservehaltung im Netz bei Berücksichtigung unsicherer Prognosen der Windeinspeisung“ EV 0607

W. Schulz: „Optimale Auslegung von Verknüpfungspunkten und innovative Netzführungsstrategien bei Netzintegration von Offshore-Windparks“ EV 0610

E. Handschin, E. Hauptmeier, D. Hause: „Sicherung der Überlebensfähigkeit der elektrischen Energieversorgung bei Großstörungen, Abschlussbericht (TP7)“ EV 0611

I. Jürgens: „Wirtschaftliche Energieversorgung durch IT-Einsatz Projektbericht ef.Ruhr, Abschlussbericht (TP1.4) EV 0618

I. Jürgens: ef.Ruhr-Forschungsvorhaben „Stärkung der technologischen Position an den Ruhr-Universitäten“ TP 5b, Blockheizkraftwerk E-Teil, EV0623

W. Horenkamp, W. Schulz, D. Waniek, U. Häger: „Bewertung des von der BNetzA angewendeten Vergleichsmaßstabes bei der Bescheidung der Kosten des EEG-Ausgleichs bei Vattenfall Europe Transmission GmbH“ EV 0627

6.3 Diplomarbeiten

F. Sczesny: „Technische und wirtschaftliche Bewertung der Messabweichungen von Energiezählern“ EV 0601

J. Feistel: „Optimierung der spezifischen Software eines Web-Scada-Systems sowie Entwicklung einer geeigneten Umgebung zur Pflege und Wartung der Software“ EV 0603

D. Waniek: „Wirtschaftliche Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Nahwärmernetzverbund“ EV 0604

M. Wienströer: „Technische und wirtschaftliche Analyse von thermisch-hydraulischen Verschaltungen zur Einbindung dezentraler KWK-Anlagen in Hausheizungsenergiesysteme“ EV 0606

R. Taylor: „Bewertung der möglichen Übertragungstechniken für Offshore“ EV 0609

P. Vogel: „Analyse der Übertragungskapazität von Energieübertragungssystemen in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen“ EV 0617

U. Häger: „Modellierung von stochastischen Einflüssen bei der Optimierung eines virtuellen Kraftwerks“ EV 0620

B. Wohlgemuth: „Systemvergleich der Bauformen von 110-kV-Schaltanlagen anhand typischer Stationskonfigurationen“ EV 0629

6.4 Studienarbeiten

M. Kleemann: „Aufbau einer Steuerung und Visualisierung für eine Netzsimulationsanlage“ EV 0608

A. Sardari: „Integration von Wechselrichtern in eine Netzsimulationsanlage“ EV 0616

B. Bauernschmitt: „Niederspannungsnetze mit heterogener dezentraler Einspeisung“ EV 0621

M. Thiel: „Niederspannungsnetze mit heterogener dezentraler Einspeisung“ EV 0622

J. Schwippe: „Anforderungen an Schutzsysteme bei flächendeckendem DEA -Einsatz“ EV 0630

6.5 Projektgruppen

M. Osthues, M. Mandapathil: „Wirtschaftliche Bewertung der Sekundärregelerbringung in Österreich“, EV 0615

B. Bauernschmitt; M. Kantner; Chr. Kleinen; Chr. Prause; J. Schwippe; Haiyan Zhang; Kaining Zhao: „Dynamischer Verteilnetzsimulator – DyVerS“ EVP 0601

7. Promotionen

Roland Becker: Optimierung thermischer Systeme in dezentralen Energieversorgungsanlagen

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Z. Styczynski

Tag der mdl. Prüfung: 25.04.2006

Dezentrale Energieversorgungsanlagen, die eine Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermöglichen, werden zukünftig eine wichtige Rolle bei der verbrauchernahen Versorgung mit thermischer und elektrischer Energie einnehmen. Die elektrische Anbindung erfolgt üblicherweise an bestehende Energieversorgungsnetze und führt bei moderater Anlagenanzahl kaum zu Problemen. Die Nutzung thermischer Energie stellt sich aufgrund fehlender Nahwärmenetze und nur begrenztem lokalen Wärmebedarf besonders anspruchsvoll dar. Im Rahmen dieser Arbeit ist ein Simulationsprogramm entwickelt worden, welches detaillierte dynamische Berechnungen in KWK-unterstützten Wärmenetzen ermöglicht. Es besteht aus einer Systembibliothek, die typische Elemente einer Heizungsanlage enthält. Die dynamische Berechnung besteht aus einer nacheinander durchgeführten hydraulischen Netzwerkberechnung, einer thermischen Berechnung und ggf. einem Aufruf einer Reglerfunktion. In letzterer lassen sich verschiedene Regelungsziele implementieren. Für die hydraulische Netzwerkberechnung ist ein Algorithmus zur Matrizeninversion realisiert, der dimensionsabhängig die schnellste Methode auswählt. Eine weitere Besonderheit des Programms ist die Mehrpumpenfähigkeit. Das bedeutet, dass es möglich ist, mehrere Pumpen in einem Schema zu implementieren und deren Funktion während einer Simulation zu variieren (Ein-, und Ausschalten). Dies ist besonders bei Verwendung thermischer Speicher notwendig, da sich deren Wärmeflussrichtung im Betrieb ebenfalls ändert (Laden ↔ Entladen).

Anhand verschiedener realitätsnaher Szenarien wird die Funktionsfähigkeit der Simulationsumgebung aufgezeigt und zahlreiche Erkenntnisse über die thermische Integration dezentraler KWK-Anlagen gewonnen. Die KWK-Anlage ist parallel zu einem Spitzenlast-Kessel zu schalten und relativ niedrig zu dimensionieren, so dass eine hohe Laufzeit ermöglicht wird. Die Wärmequellen sollten parallel verschaltet werden, um die Volumenströme entsprechend der eingekoppelten Leistungen auf konstante Vorlauftemperaturen einzuregeln. Mit einem Bypasszweig an den Wärmequellen kann durch Rückführung erwärmten Wassers deren Eingangstemperatur auf eine Mindesttemperatur gehalten werden, falls die Rücklauftemperatur zu weit absinkt. Bzgl. der Speicherelemente ist zwischen einem Pufferspeicher zur Entkopplung von Wärmebereitstellung und -bedarf sowie einem Brauchwasserspeicher zur Bereitstellung warmen Trinkwassers mit der Heizungsanlage zu unterscheiden. Die Dimensionierung des Pufferspeichers hängt von Faktoren wie der Betriebsweise

der Gesamtanlage und beschränkenden baulichen Gegebenheiten ab. Größenordnungen von ca. 50-100 l/kWth sind im Allgemeinen üblich.

Abschließend wird ein Wärmeversorgungsszenario untersucht, welches eine vollständige Wärmedeckung, d.h. eine Deckung der Raumwärme- sowie des Warmwasserbedarfs realisiert. Die dafür entwickelte Regelung sieht eine Einhaltung einer konstanten Vorlauftemperatur und eine möglichst konstante Nennleistungsabgabe der KWK-Anlage vor. In der Simulation wird eine optimale Betriebsweise der Gesamtanlage bei schwankendem Wärmebedarf realisiert.

Frank Uphaus: Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. I. Erlich

Tag der mdl. Prüfung: 18.05.2006

Neue gesetzliche und technische Rahmenbedingungen werden zu wesentlichen strukturellen Änderungen in der Energieversorgung führen. Bedingt durch die Altersstruktur des existierenden Kraftwerkparcs besteht alleine in Deutschland in den nächsten zwei Dekaden ein wesentlicher Ersatzbedarf. Eine mögliche Option stellt in diesem Zusammenhang die verstärkte Integration kleiner, dezentraler Energieumwandlungsanlagen dar. Dabei hängt der Erfolg im Wesentlichen davon ab, ob es gelingt diese Anlagen in die bestehenden Netze und den Netzbetrieb einzubinden. Dies setzt die Möglichkeit zum Fernzugriff voraus. Als besondere Herausforderungen erweisen sich dabei die große räumliche Verteilung, die hohe Anlagenanzahl sowie die Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen. Unter diesen Gesichtspunkten werden zunächst allgemeine Anforderungen an mögliche Informationssysteme formuliert und heute am Markt befindliche Übertragungstechnologien auf ihre Einsetzbarkeit untersucht. Darauf aufbauend wird das Konzept eines verteilten hierarchischen Energiemanagement entwickelt und eine Möglichkeit zur praktischen Umsetzung auf Basis eines verteilten Datenbanksystems vorgestellt.

Lars-Holger Sobek: Risikobasierte Strategien für das Asset-Management von Verteilungsnetzen

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

Koreferent: Prof. Dr.-Ing. G. Balzer

Tag der mdl. Prüfung: 08.06.2006

Mit der Einführung des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts wurde der Wettbewerb im deutschen Energiesektor deutlich verstärkt. Insbesondere im Netzbetrieb wird dies durch die Vorschriften zur Ermittlung von Netzentgelten sowie der Einrichtung einer Regulierungsbehörde zu einem erhöhten Kostendruck auf die Netzentgelte führen. Diesem muss aus Sicht der Netzbetreiber mit einer Flexibilisierung der Netzkosten begegnet werden. Vor diesem Hintergrund bietet die risikoorientierte Strategie die Möglichkeit, Netzkosten unter der Prämisse des Erhalts einer angemessenen Versorgungsqualität zu senken. Ziel der Arbeit ist daher die Entwicklung einer Methode zum Risikomanagement von Anlagen und Netzen im Hinblick auf die Instandhaltung- und Investitionsstrategie eines Verteilungsnetzbetreibers. Dazu wurden die spartenübergreifend relevanten Risikoarten identifiziert, wobei auch nicht-monetäre Risiken durch Transformation auf einen finanziellen Wert zurückgeführt wurden und somit kumuliert mit monetären Risiken betrachtet werden konnten.

Auf Grundlage dieser Risikoarten wurde zunächst eine risikoorientierte Instandhaltungsstrategie entwickelt. Durch die Kombination von Zustand und Risiko wurden praxisorientierte Strategieoptionen geprägt, die sowohl auf die Art der durchzuführenden Maßnahme als auch auf den Zeitpunkt der Durchführung wirken. Die Überlegungen wurden in ein Analysetool überführt, mit dem exemplarische Auswertungen vorgenommen wurden. In den Ergebnissen zeigten sich die wesentlichen Abhängigkeiten zwischen den Objektparametern und dem Risiko. Das wirtschaftliche Potenzial durch die risikoorientierte Anpassung von Instandhaltungszyklen kann mit einer Kosteneinsparung im Bereich von 10% bis 20% abgeschätzt werden.

Für die Investitionsstrategie wurde auf Basis der identifizierten Risikoarten ein Prozess entwickelt, über den die Entscheidungsfindung für oder wider eine Investition und deren sinnvollste Realisierung bei mehreren technischen Varianten standardisiert gesteuert wird. Durch nicht getätigte Investitionen entstehende, virtuelle Risikokosten werden nachhaltig betrachtet und mit bereits existierenden Risikokosten kumuliert. Bei dem Überschreiten einer unternehmensspezifischen Risikogrenze kann gezielt Risiko abgebaut werden, so dass eine nachhaltige Steuerung des Risikos im Rahmen einer kombinierten Investitions- und Risikostrategie erreicht wird.

Die in dieser Arbeit entwickelten Methoden führen durch die im Ergebnis flexibilisierten Netzkosten zu einem optimierten Vorgehen im Asset Management eines Netzbetreibers. Dabei bleibt die Versorgungsqualität annähernd erhalten, da risikobehaftete Maßnahmen durchgeführt werden und der wirtschaftlicher Vorteil durch den Umgang mit risikoarmen Maßnahmen erzielt wird.

Bin Huang: Stability of distribution Systems with a large Penetration of Distributed Generation

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. S. Kulig

Tag der mdl. Prüfung: 09.11.2006

The growing trend of DG is easily to be recognized because of various political, economic and environmental reasons. However, their integration poses some impacts on power systems, especially to the operations of distribution systems. In order to be prepared for problems that may happen when the expectation of a high penetration level of DG comes true, some work has been done and presented here as:

To study if the apparently continuous disturbances caused by the integration of DG will act as a chain to lead to some dangerous events in the electrical network itself. This question is answered by investigating the relation between the eigenvalues of the state space model of the electrical network and the reasonable expectations of the time interval of two successive disturbances. The results indicate that because the dynamics of the electrical network generally die out quite fast, the apparently successive stochastic disturbances have nearly independent influences on the network. Hence these impacts can be studied independently.

To study the impacts of high penetration of DG on the small signal stability of distribution systems. In this part, modal analysis is adopted for the investigation. The results demonstrate that the integration of DG will not lead to any small signal instability problem, even if the penetration level of DG is high. Besides, proper shunt reactive compensation, such as the use of STATCOM, improves the small signal stability of the system as well as the penetration level of DG.

To study the impacts of high penetration of DG on the voltage stability of distribution systems. In this part, continuation power flow is used to investigate the voltage stability margin improvement after the integration of DG. The results illustrate that the integration of DG is helpful to improve the voltage stability of distribution systems. Further, DG operation mode has a great influence on the improvement of the voltage stability. The greatest improvement is obtained when the DG is operated under the constant nodal voltage mode.