

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



JAHRESBERICHT 2004

Herausgegeben vom

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

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

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

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

Vorwort

Die Konzentration der Energieforschung der drei Ruhr-Universitäten Bochum, Dortmund und Duisburg-Essen war eine wichtige Empfehlung des Wissenschaftsrates. Durch die Gründung der ef.Ruhr GmbH, Gelsenkirchen, ist diese Empfehlung im Berichtsjahr realisiert worden. Mehr als vierzig Hochschulinstitute konnten fakultätsübergreifend zusammengeführt werden. Mit der gemeinsamen Beantragung des Forschungsprojektes „Stärkung der technologischen Position an den Ruhr-Universitäten“ hat die ef.Ruhr GmbH ihre Arbeiten aufgenommen. Dank der engen Vernetzung der neun Teilvorhaben ist eine wirkungsvolle Zusammenarbeit aller beteiligten Institute sichergestellt. Schwerpunktmäßig befasst sich mein Lehrstuhl in diesem Programm mit dem Thema des Assetmanagements. So konnten nicht nur eigene grundsätzliche Arbeiten erfolgreich durchgeführt werden, auch die Zusammenarbeit mit interessierten Netzbetreibern führte zu neuen Lösungsansätzen und Ergebnissen.

Im Zuge der Neuausrichtung unserer Fakultät ist auch der Name meines Lehrstuhls verändert worden. Mit der neuen Bezeichnung „Energiesysteme und Energiewirtschaft“ soll zum Ausdruck gebracht werden, dass die Systemtechnik in unseren Arbeiten einen wichtigen Platz einnimmt. Dass neben technischen Fragen die wirtschaftlichen Aspekte zunehmend an Bedeutung gewinnen, kommt im zweiten Teil der Lehrstuhlbezeichnung zum Ausdruck. Auf diesem Gebiet im Berichtsjahr einige wichtige Arbeiten erfolgreich abgeschlossen worden. Auch bei zukünftigen Projekten wird den wirtschaftlichen Fragen große Aufmerksamkeit geschenkt. Das äußert sich z.B. in dem gemeinsamen BMBF-Projekt zum Thema „virtuelle Kraftwerke“, deren große Bedeutung im wirtschaftlichen Bereich liegt. Dank der Zusammenarbeit mit dem mathematischen Institut der Universität Duisburg-Essen kann dieses Thema auch vom simulationstechnischen Standpunkt mit der erforderlichen Tiefe bearbeitet werden.

Der vorliegende Bericht stellt die Forschungsprojekte des Berichtsjahres in kompakter Form vor. Für die ausführliche Berichterstattung verweisen wir auf die Dissertationen und Veröffentlichungen. Gern benutze ich diese Gelegenheit, all unseren Partnern, die uns im Laufe des Jahres großzügig unterstützt haben, für Ihre Beiträge, Diskussionen und Anregungen zu danken. Gern führen wir die Zusammenarbeit auch im neuen Jahr fort, um so unseren Beitrag an der Energieforschung leisten zu können.

E. Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	1
2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	2
3. Lehrbetrieb.....	4
3.1 Vorlesungen	4
3.2 Seminare	5
3.3 Projektgruppe.....	5
3.4 Praktika	6
3.5 Exkursionen	7
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	8
5. Vorträge.....	65
5.1 Beiträge für das Kolloquium	65
5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	65
6. Veröffentlichungen	67
6.1 Veröffentlichungen	67
6.2 Forschungsberichte	69
6.3 Diplomarbeiten	69
6.4 Studienarbeiten	69
7. Promotionen	71

1. Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin		
Sekretariat:	Frau N. Funke		
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Net AG) Dr.-Ing. J. Büchner (KEMA Consulting) Dr.-Ing. T. Stephanblome (EUS GmbH) Dr.-Ing. F. Voßloh (GEA LUK Industriebeteiligungen GmbH)		
Akademische Gäste:	Dr.-Ing. A. L'Abbate, Politecnico di Bari, Italy Hr. J.I. Infante, Universidad de Chile, Santiago de Chile Hr. A. Levchenko Technical University Moscow, Russia		
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Ing. J. Brosda Dipl.-Ing. W. Feilhauer Bin Huang, M. Sc. Dipl.-Ing. H. Neumann Dipl.-Ing. F. Uphaus	Dipl.-Ing. R. Becker Dipl.-Ing. P. Busch Dipl.-Ing. E. Hauptmeier Dipl.-Ing. I. Jürgens Dipl.-Ing. W. Schulz	
Technische Mitarbeiter:	Frau H. Giersberg Frau K. Jaskolla Herr K.-D. Tesch	Dipl.-Ing. W. Horenkamp Frau R. Meier	
Studentische Hilfskräfte:	D. Ametsin J. Fürsch M. Ginkov M. König D. Neumann Wu Wei	J. Bömer M. Thiel U. Häger O. Krause M. Rebbert	E. Franzen J.B. Gerschler C. Kenmognie S. Nowak D. Waniek

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

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

3.2 Seminare

Informationstechnik in der Energieversorgung

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

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

3.3 Projektgruppe

Aufbau einer Simulationsumgebung für virtuelle Kraftwerke

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

Inhalt: Erstellung einer Simulationsumgebung, in der dynamische Vorgänge unterschiedlicher dezentraler Energieumwandlungsanlagen mit Matlab/Simulink nachgebildet, die Daten über eine entsprechende Kommunikationsschnittstelle innerhalb lokalen Rechnernetzwerkes übertragen und schließlich in einem erweiterten Anlagenmanagementsystem verarbeitet und visualisiert werden können.

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

- 10.02.2004 Exkursion im Rahmen der Vorlesung "Elektrische Energieversorgung" mit der Besichtigung von Umspann- und Ortsnetzstationen sowie der Schaltleitung bei der RWE Energy in Arnberg
- 12.-13.02.2004 Exkursion nach Frankfurt im Rahmen der Vorlesung „Technisches Energie- und Gebäudemanagement mit dem Besuch eines führenden raumlufttechnischen Labors und der gebäudetechnischen Begehung von zwei exponierten Liegenschaften in Frankfurt.
- 01.-2.4.2004 Exkursion nach Hamburg mit Besichtigung der Lufthansa Technik in HH-Fuhlsbüttel (Instandsetzung, Reparaturwerft, Aus-/Umbau von Serien- und Sonderflugzeugen, Lackiererei) und Besichtigung des ICE Wartungswerkes in HH-Eidelstedt
- 29.7.2004 Exkursion zum Flughafen Dortmund Besichtigung zahlreicher Einrichtungen am Flughafen in Dortmund (Start-/Landebahn, Fahrzeughalle der Reinigungsfahrzeuge, Polizeihubschrauber, Flughafen-Feuerwehr, Unterflurtechnik zur Ver- und Entsorgung der Flugzeuge)
- 8.11.2004 Besichtigung der energietechnischen Einrichtungen des Bergwerks Ost der DSK in Hamm Pelkum inklusive Grubenfahrt

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren mit Hilfe der Evidenztheorie

Die Analyse gelöster und freier Gase (DGA) ist ein häufig verwendetes diagnostisches Hilfsmittel zur Erkennung und Bewertung von Fehlern ölgefüllter, elektrischer Geräte. Allerdings ist die Interpretation der DGA-Ergebnisse häufig kompliziert, weil es keine eindeutige Zuordnung eines nachgewiesenen Gases zu dem ursächlichen Fehler gibt. Das Auftreten eines bestimmten Fehlertyps führt zur Bildung mehrerer Gase. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass der Nachweis eines einzelnen Gases auf eine Auswahl mehrerer Fehlertypen hindeutet. Die Evidenztheorie nach Dempster und Shafer stellt eine geeignete mathematische Grundlage dar, um den zutreffenden Fehlertyp anhand von DGA-Ergebnissen zu bestimmen.

Mit der VDE-Vorschrift VDE 0370 Teil 7 steht einen Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase zur Verfügung, anhand dessen die Modellierung und Implementierung erfolgt. Es werden sechs breite Klassen von Fehlern unterschieden, die in Tabelle 1 dargestellt sind und im Folgenden als die zu bestimmenden Diagnosen betrachtet werden.

Tabelle 1: Fehlerklassen nach VDE 0370 Teil 7

PD	Teilentladungen
D1	Entladungen niedriger Energie
D2	Entladungen hoher Energie
T1	Thermischer Fehler, $t < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Thermischer Fehler, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$
T3	Thermischer Fehler, $t > 700^{\circ}\text{C}$

Zur Ermittlung der zutreffenden Diagnose werden die drei Basis-Gasquotienten

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}, \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} \text{ und } \frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$$

als Eingangsgrößen verwendet. Der qualitative Zusammenhang zwischen den Eingangsgrößen und den Diagnosen wird durch einen Markovbaum modelliert, der in Bild 1 abgebildet ist.

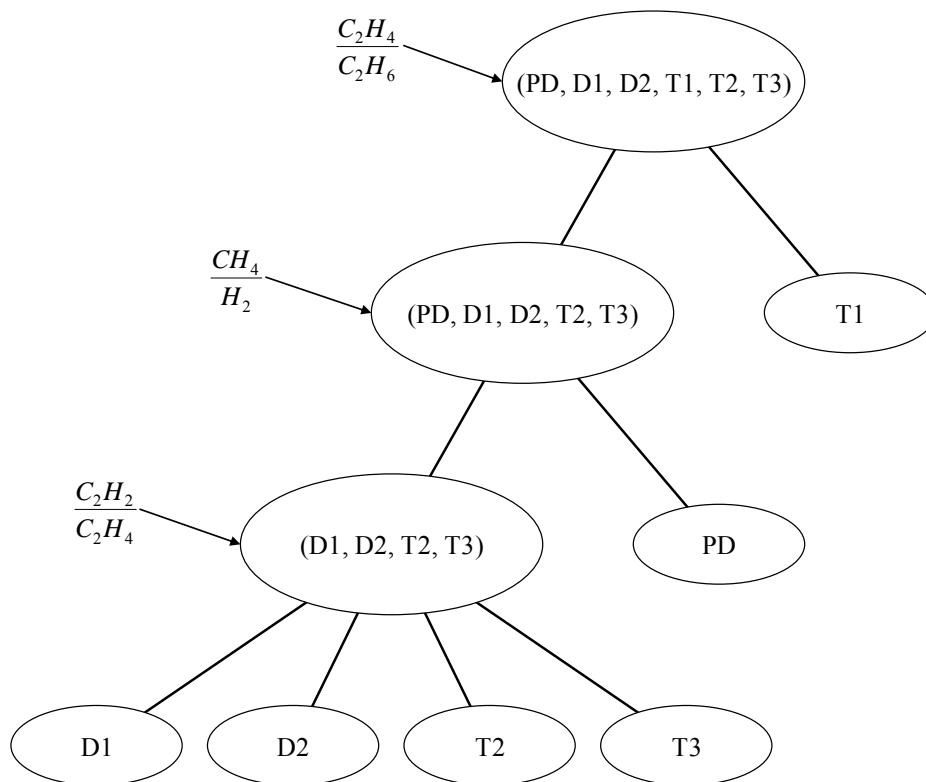


Bild 1: Markovbaum zur Gas-in-Öl-Analyse

Die Massezahlen, die anhand der Basis-Gasquotienten berechnet werden, werden an demjenigen Knoten mit Hilfe der Dempster'schen Regel verarbeitet, der alle Diagnosen enthält, für die der Gasquotient signifikant ist. In Bild 1 wird durch Pfeile angezeigt, an welchen Knoten die aus den Basis-Gasquotienten ermittelten Massezahlen verarbeitet werden. Durch die Massezahlen wird angegeben, in welchem Maß eine Diagnose durch den Wert des Gasquotienten unterstützt oder abgelehnt wird. Außerdem ist die Modellierung der Unsicherheit des Hinweises möglich. Der Wertebereich der Massezahlen liegt zwischen null und eins, als weitere Randbedingung muss die Summe der Massezahlen eines Hinweises eins ergeben. Bild 2 zeigt exemplarisch für den Gasquotienten C_2H_2/C_2H_4 , wie der Wert des Gasquotienten auf eine Massezahl abgebildet wird, die eine oder mehrere Diagnosen unterstützt.

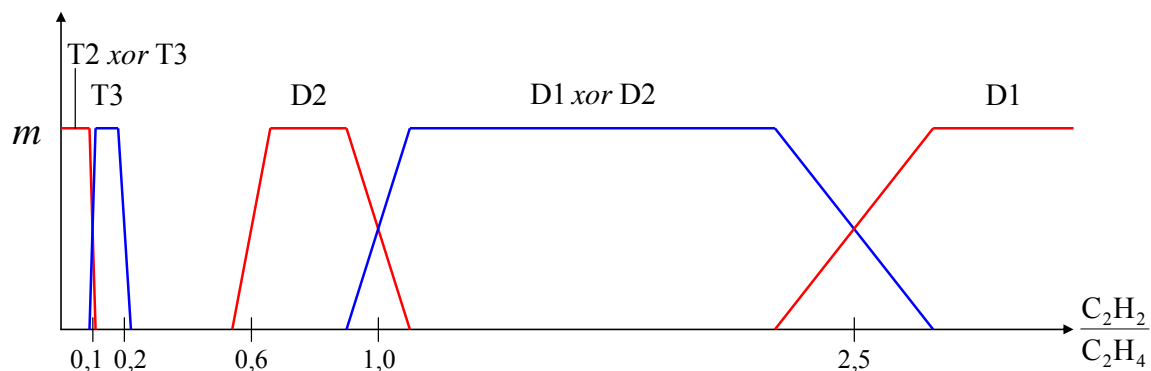


Bild 2: Bestimmung der Massezahlen, die für die Diagnosen sprechen

Auf der Abszisse in Bild 2 ist der Wert des Gasquotienten aufgetragen, auf der Ordinate die Massezahl. Aus VDE 0370 Teil 7 können Intervalle für den Wert des Gasquotienten entnommen werden, die eine oder mehrere Diagnosen unterstützen. Die Intervallgrenzen werden bei der Abbildung auf die Massezahlen nicht als Sprung, sondern als Übergangsbereich mit einem linearen Verlauf modelliert. In diesen Übergangsbereichen werden aus einem Wert des Gasquotienten zwei Massezahlen erzeugt. Ein Wert des Gasquotienten aus dem Intervall $[0,9; 2,75]$ deutet auf die Diagnose D1 oder D2 hin. Da sich die beiden Diagnosen definitionsgemäß ausschließen, ist die Menge der unterstützten Diagnosen durch die logische Exklusiv-Oder-Funktion, dargestellt durch das Symbol *xor*, zu bilden. Analog hierzu werden Massezahlen generiert, die die Diagnosen ablehnen. Als Unsicherheit wird die Messunsicherheit der DGA-Ergebnisse, die von der Konzentration des Gases im Öl abhängig ist, berücksichtigt. Mit den übrigen Gasquotienten wird genauso verfahren.

Bei der Berechnung der Diagnose werden nur diejenigen DGA berücksichtigt, bei denen mindestens ein Gas über der typischen Konzentration liegt. Liegen alle Gaskonzentrationswerte unterhalb der typischen Werte, so ist dies als typische DGA und das Betriebsmittel damit als gesund zu werten. Ist die Gaskonzentration eines Gases kleiner oder gleich der analytischen Nachweisgrenze, so wird der Wert des zugehörigen Gasquotienten nicht berücksichtigt. Für jeden Gasquotienten wird dann ein Satz Massezahlen nach dem vorgestellten Verfahren bestimmt und an dem zugehörigen Knoten des Markovbaums mit der Dempster'schen Regel verarbeitet. Sobald alle Gasquotienten einer DGA verarbeitet sind, werden die Hinweise durch den Markovbaum propagiert, um Glaubens- und Plausibilitätsgrad der einzelnen Diagnosen berechnen zu können. Die Ergebnisse werden für jede Diagnose gespeichert, und es wird mit der nächsten DGA fortgefahren, bis alle DGA abgearbeitet sind.

Die Ergebnisse jeder Diagnose werden in jeweils ein Balkendiagramm gezeichnet, das für jeden Zeitpunkt einer berücksichtigten DGA einen Balken enthält. Der schwarze Teil des

Balkens ist ein Maß dafür, in welchem Grad die Diagnose unterstützt wird, der graue Teil ist ein Maß dafür, in welchem Grad die Diagnose abgelehnt wird. Die Unwissenheit oder Unsicherheit wird durch den weißen Teil des Balkens dargestellt. Die zutreffende Diagnose lässt sich durch einen Vergleich der sechs Diagramme der Diagnosen ermitteln. Bild 3 zeigt das Ergebnis der DGA-Interpretation für einen Leistungstransformator.

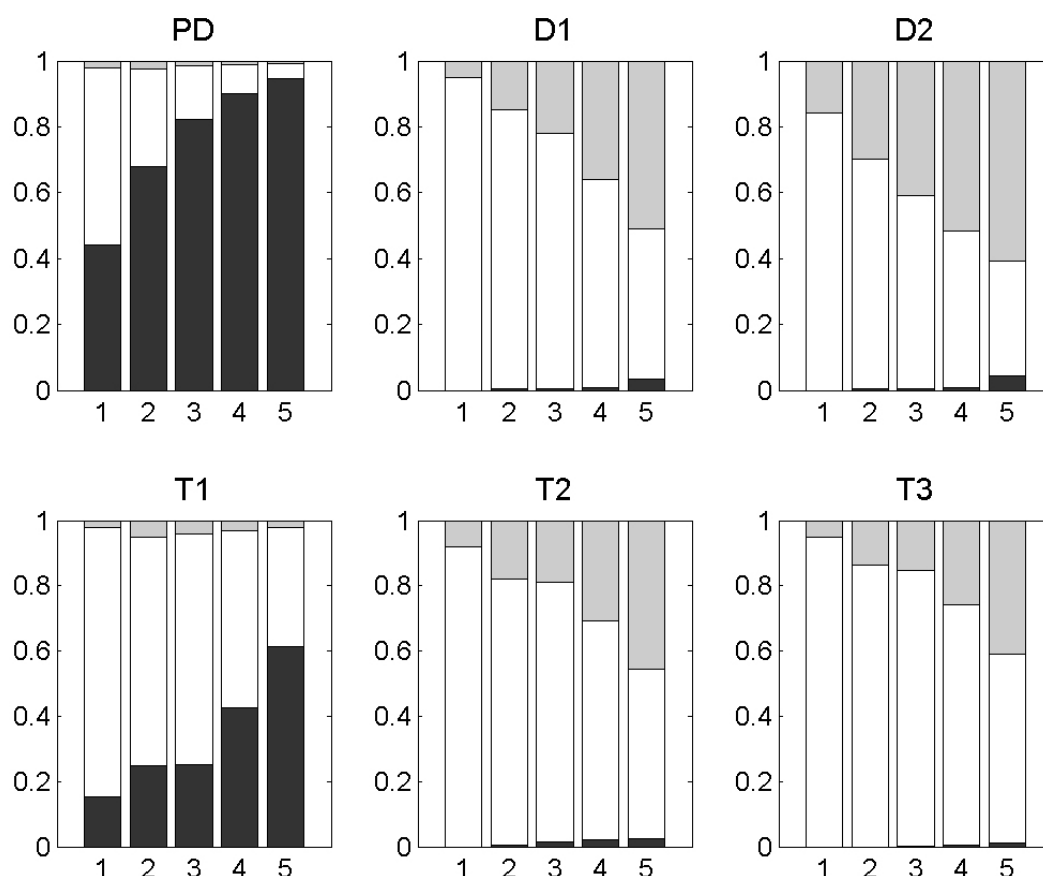


Bild 3: Ergebnis der DGA-Interpretation für einen Leistungstransformator

Bild 3 zeigt jeweils ein Balkendiagramm für die Diagnose PD, D1, D2, T1, T2 und T3. Auf der Abszisse jedes Diagramms sind die berücksichtigten DGA mit den Nummern 1-5, auf der Ordinate ist der Glaubensgrad mit dem Wertebereich zwischen null und eins aufgetragen. Durch den Vergleich der sechs Diagramme in Bild 3 ist deutlich zu sehen, dass die Diagnose PD, Teilentladungen, zutreffend ist, weil sie den größten Glaubensgrad und die geringste Ablehnung aller Diagnosen aufweist. Die so ermittelte Diagnose deckt sich mit der tatsächlichen Ursache der Gasbildung.

Anhand von weiteren Beispielen, bei denen andere Ursachen für die Gasbildung zugrunde liegen, ist die Funktionsfähigkeit des vorgestellten Verfahrens bestätigt worden. Zukünftig

soll das Verfahren aufgrund der getroffenen Diagnose automatisiert Handlungsvorschläge generieren. Weiterhin ist eine Berücksichtigung weiterer Gasquotienten zur Verfeinerung der möglichen Diagnosen vorgesehen.

W. Feilhauer

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Zustandsbewertung von Betriebsmitteln und Anlagen der elektrischen Energieversorgung“ gefördert.

4.2 Wirtschaftliche Energieversorgung durch IT-Einsatz

Die Energiewirtschaft ist derzeit durch Liberalisierung und Umstrukturierung geprägt. Die Öffnung der Versorgungsgebiete für neue Anbieter und der verstärkte Wettbewerb führen zur Neuorientierung der europäischen und nationalen Energiepolitik ebenso wie zur dynamischen Anpassung der Unternehmensstrategien und –strukturen. Eine Kernaufgabe für den Betrieb elektrischer Netze stellt das Asset-Management dar. Die optimale Zuordnung finanzieller Mittel bei Erneuerung und Instandhaltung der Netze ist von zentraler Bedeutung für eine wirtschaftliche und sichere elektrische Energieversorgung und kann heute nur durch den verstärkten Einsatz von Informationstechnologie (IT) gewährleistet werden.

Um die Anforderungen an zukünftig zum Einsatz kommende IT in der Energieversorgung beschreiben zu können, ist die Erstellung eines Pflichtenheftes nötig. Hier muss zusammengefasst werden, welche Rahmen- und Randbedingungen bei dem Betrieb elektrischer Netze künftig zu erwarten sind. Eine zentrale Auswirkung der Liberalisierung des Stromsektors ist der gestiegene Kostendruck auf die Energieversorger. Um die Netze so wirtschaftlich wie möglich zu betreiben, ist daher ein Risikomanagement erforderlich, welches denkbare Erneuerungsstrategien, Arbeits- und Umweltschutz, Unterbrechungspönalien und den Einfluss von Regulierungsbehörden beinhaltet.

Eine zentrale Frage wird zukünftig sein, welche Auswirkungen die Anpassung von Kosten auf die Versorgungsqualität hat. Diese umfasst die Spannungsqualität (Spannungseinbrüche, Oberschwingungspegel) und die Versorgungszuverlässigkeit (Dauer und Anzahl der Versorgungsunterbrechungen). Die Entstehung von Qualitätsproblemen im Zusammenhang mit Versorgungsunterbrechungen beschränkt sich hauptsächlich auf den Bereich der MS-Netze. Statistiken belegen, dass die Erzeugung in der Praxis keinen Einfluss auf die Versorgungsqualität hat.

Galt es bisher, seitens der Netzbetreiber die technisch bestmögliche Versorgungsqualität anzubieten, wird sich diese zukünftig an den Marktbedingungen orientieren müssen. Derzeit ist das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland im internationalen Vergleich sehr hoch, so dass an dieser Stelle kein Erweiterungsbedarf besteht. Vielmehr ist es beispielsweise denkbar, dass der Netzbetreiber die Versorgungsqualität künftig kundenspezifisch definieren wird. So kann für bestimmte Kundengruppen eine noch hinreichende Versorgungszuverlässigkeit durch kurze Unterbrechungsdauern gekennzeichnet sein (z.B. Kühllhäuser), wohingegen für andere Kunden im Wesentlichen seltene Unterbrechungen wünschenswert sind (z.B. Rechenzentren). Entsprechend dieser Vorgaben könnten dann die Netze in gewissen Bereichen an diese Qualitätsdefinitionen angepasst werden. In Bild 4 sind die wesentlichen Einflussgrößen dargestellt, welche die Versorgungszuverlässigkeit kurz- oder mittelfristig beeinträchtigen können. Sie wirken entweder über die Anlagenverfügbarkeit indirekt oder direkt auf die Systemzuverlässigkeit. Eine Quantifizierung der einzelnen Faktoren ist dabei stark von den lokalen Gegebenheiten des Netzes abhängig.

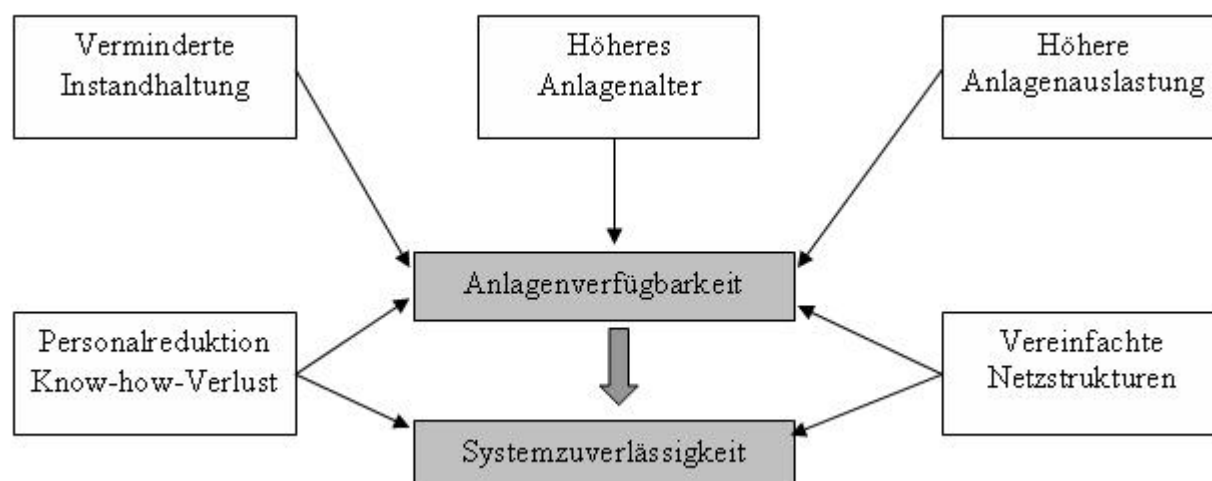


Bild 4: Einflussgrößen auf die Systemzuverlässigkeit

Der Aspekt der vereinfachten Netzstrukturen wird kurzfristig eine untergeordnete Rolle spielen. Allerdings haben die Punkte Instandhaltung, Personalreduktion (hier speziell im Bereich der Betriebsführung und Entstörung) und längere Anlagenstandzeiten (geringere Erneuerungsrate) erheblichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit. Andererseits bergen besonders diese Punkte ein auch kurzfristig hohes Kosteneinsparpotenzial für den Netzbetreiber. Ein angemessenes Risikomanagement muss daher die Konsequenzen von veränderten Strategien im Bereich Erneuerung/Instandhaltung und Lebensdauerzyklus der Betriebsmittel beherrschbar und quantifizierbar machen. Um ein Höchstmaß an Versorgungszuverlässigkeit zu erzielen, wurde bisher das Risiko von Unterbrechungen so gering wie möglich gehalten. Ein Risikomodell, welches den neuen Marktbedingungen Rechnung trägt, muss

folglich das Ausfallverhalten von Betriebsmitteln in Abhängigkeit verlängerter Instandhaltungsintervalle abbilden können. Grundlage eines solchen Verfahrens muss des Weiteren ein Lebensdauermodell der im Netz vorhandenen Betriebsmittel sein, um einen fundierten Lebensdauerzyklus abbilden zu können.

Die veränderten Ansprüche an die Versorgungsqualität aufgrund der geänderten Marktsituation werden von den Aufsichtsbehörden national wie international kritisch beurteilt. Aus diesem Grunde werden zukünftig Regulierungsbehörden die Versorgungsqualität überwachen und so in den Markt eingreifen. Prinzipiell bestehen folgende Möglichkeiten regulatorischer Eingriffe:

- Direkte Vergütung nicht gelieferter Energie an den Kunden
- Garantierte Mindeststandards für jeden individuellen Kunden und damit verbundene Unterbrechungspönalien (Strafzahlungen)
- Mindestanforderungen an die Netzperformance mit Strafzahlungen an einen Ausgleichsfond bei Nichteinhaltung

Diese Einflüsse müssen bei veränderten Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien berücksichtigt werden, da sie direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. In Bild 5 ist der qualitative Zusammenhang zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Kosten dargestellt.

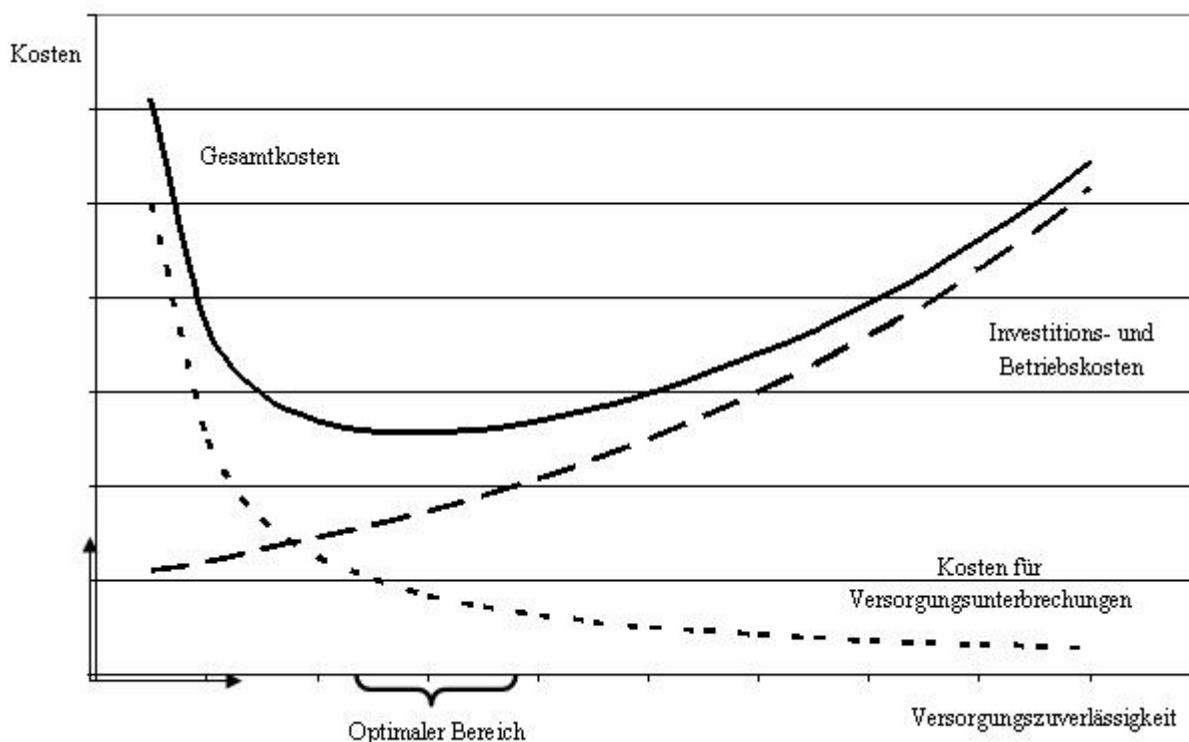


Bild 5: Zusammenhang zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Kosten

Die Investitions- und Betriebskosten seitens der Netzbetreiber steigen bei zunehmender Versorgungszuverlässigkeit. Gleichzeitig sinken die oben genannten Kosten für die Versorgungsunterbrechungen. Das Minimum der Gesamtkosten in obiger Abbildung ist folglich der wirtschaftlich optimale Betriebsbereich, sofern alle Konsequenzen eines höheren Ausfallrisikos monetär beschrieben werden können.

Die steigenden Kosten in Folge eines erhöhten Ausfallrisikos setzen sich zusammen aus:

- Kosten für Fehlersuche, inkl. Freischaltungen und Testschaltungen
- Kosten für Maßnahmen der Wiederversorgung (Schaltmaßnahmen, Einsatz eines Notstromaggregates, etc.)
- Kosten der nicht gelieferten Energie
- Monetäres Äquivalent zum Imageschaden
- Unterbrechungspönalien

Unterbrechungspönalien, welche nach Einführung einer Regulierungsbehörde zukünftig auch in Deutschland zu erwarten sind, werden bereits in anderen europäischen Ländern erhoben. Allerdings ist die Höhe dieser Zahlungen im nationalen Bereich noch nicht hinreichend genau abschätzbar. Schwierig zu beziffern ist ebenfalls der durch vermehrte Ausfälle verursachte Imageschaden des Unternehmens. Dieser kann jedoch beträchtlich sein und ist insbesondere vor dem Hintergrund des wettbewerbsorientierten Marktes von großer Bedeutung. Die eingesparten Kosten durch veränderte Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien ergeben sich hingegen direkt aus den gesunkenen Aufwendungen für Personal und Material.

Bei dieser Betrachtung muss ebenfalls die Einhaltung von Randbedingungen berücksichtigt werden, welche aus Auflagen im Arbeits- und Umweltschutz sowie der Einhaltung von gesetzlichen Verpflichtungen und der Verkehrssicherungspflicht bestehen.

Aufgabe zukünftiger IT wird es sein, hier ein leistungsfähiges und belastbares Werkzeug zu bieten, welches hilft, eine wirtschaftliche und zugleich sichere Energieversorgung unter den geänderten Marktbedingungen sicherzustellen.

Werner Feilhauer, Ingo Jürgens

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die ef.Ruhr und ist Teil des Leitprojektes „Wirtschaftliche Energieversorgung durch IT-Einsatz“. Es wird in Kooperation mit dem Lehrstuhl HSE der Uni Dortmund (Prof. Peier) und dem Lehrstuhl EAN der Uni Duisburg (Prof. Erlich) durchgeführt.

4.3 Simulation der Leistungsabgabe eines (Offshore-)Windparks

Der starke Anstieg der installierten WEA-Leistung in der Vergangenheit, der voraussichtlich weitere Ausbau insbesondere im Offshore-Bereich und das Repowering vorhandener Anlagen erfordert eine Analyse der eingespeisten Leistung, um Effekte auf die Energieversorgung abzuschätzen. Die aktuelle Gesetzeslage berechtigt den WEA-Betreiber, die erzeugte elektrische Energie uneingeschränkt in das öffentliche Energieübertragungsnetz einzuspeisen. Hieraus folgen für den Übertragungsnetzbetreiber ein erhöhter Planungs- und Regelaufwand zur Sicherung der Netzstabilität, der sich in einer wirtschaftlichen Belastung des Übertragungsnetzbetreibers niederschlägt.

Für zahlreiche Untersuchungen auf diesem Gebiet ist es wichtig, Ausgangsleistungen von Windparks zeitlich genau aufgelöst simulieren zu können. Vor diesem Hintergrund wurde ein Windparkmodell entwickelt, welches zunächst vorhandene Windmittelwerte, auf die jeweilige Aufgabenstellung angepasst, dynamisch mit statistischen Methoden erweitert. Dieser Schritt ist nötig, da der Windverlauf im Minuten- bzw. Sekundenbereich eine ausgeprägte statistische Charakteristik aufweist und diese nicht von gemessenen Mittelwerten erfasst werden kann. Weiterhin kann aus diesen generierten Winddaten für frei konfigurierbare Parklayouts der zeitliche Verlauf der Leistungsabgabe simuliert werden.

Das Flussdiagramm in Bild 6 zeigt das prinzipielle Vorgehen zur Modellierung der Windparkeinspeisung.

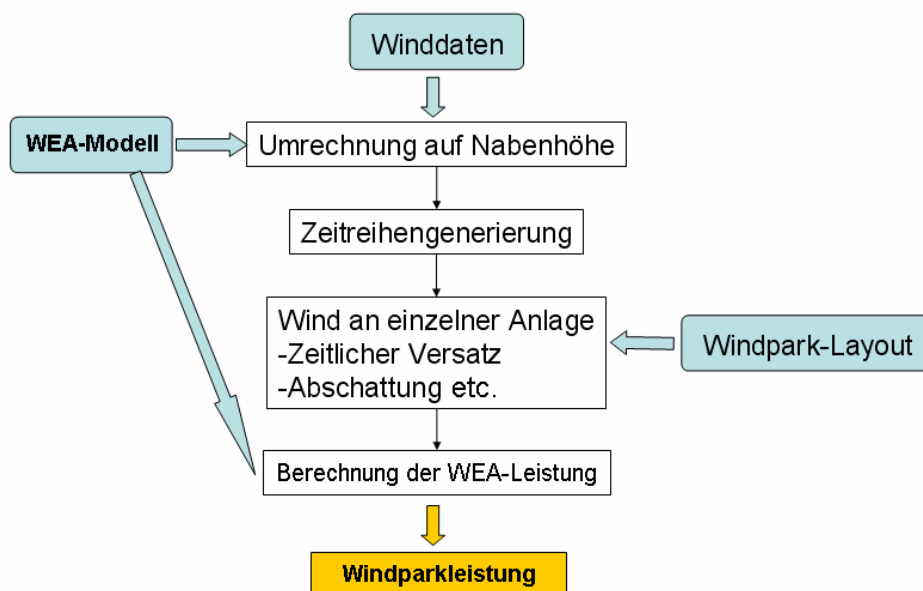


Bild 6: Modellierung der Windparkeinspeisung

Ausgegangen wird von Winddaten, welche in einem festen zeitlichen Raster für eine bestimmte Höhe über Grund vorliegen. Diese Daten werden zunächst mittels des logarithmi-

schen Höhenprofils auf die Nabenhöhe der entsprechenden Windenergieanlage umgerechnet, wonach mit statistischen Methoden Zwischenwerte der Windzeitreihe generiert und auf den jeweiligen Windmittelwert hinzuaddiert werden. Dieses zeitlich modifizierte Windfeld wird nun räumlich variiert, wobei einerseits der zeitliche Versatz zwischen in Windrichtung nachgelagerten Anlagen und die statistische Streuung der Windgeschwindigkeit bei quer zur Windrichtung liegenden Anlagen andererseits berücksichtigt wird. So wird jedem einzelnen Konverter ein eigener Windwert zugeordnet, der über die hinterlegten Anlagenkennlinien in den entsprechenden Leistungswert umgerechnet wird. Die Summe aller Anlagen ergibt die Ausgangsleistung des gesamten Windparks.

Nachfolgend soll der Kern der Windreihengenerierung genauer betrachtet werden. Die generierte Windgeschwindigkeit v_w ergibt sich aus der Überlagerung des gemessenen Mittelwerts v_{wm} mit dem statistischen Anteil v_{ws} (**Gl. 1**), welcher aus der spektralen Leistungsdichte der Windturbulenzen S_v nach **Gl. 2** resultiert.

$$v_w = v_{wm} + v_{ws} \quad \text{Gl. 1}$$

$$S_v(\omega_i) = \frac{2 \cdot K_n \cdot F^2 \cdot |\omega_i|}{\pi^2 \cdot \left(1 + \left(\frac{F \cdot \omega_i}{\pi \cdot v}\right)^2\right)^{\frac{4}{3}}} \quad \text{Gl. 2}$$

Der Parameter K_n gibt dabei den Oberflächenwiderstand an und F den Turbulenzfaktor, wobei für durchschnittliche Turbulenzintensitäten Werte von $K_n = 0,004$ bzw. $F = 610\text{m}$ repräsentativ sind.

Für die Betrachtung im Zeitbereich wird der Zufallsprozess in folgender Form simuliert:

$$v_{ws}(t) = 2 \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{S_v(\omega_i) \cdot \Delta\omega} \cdot \cos(\omega_i \cdot t + \Phi_i) \quad \text{mit} \quad \omega_i = \frac{1}{n} \cdot \frac{2 \cdot i - 1}{2} \quad \text{Gl. 3}$$

mit Φ_i als einer unabhängigen Zufallsvariablen, welche im Intervall $[0 \dots 2\pi]$ gleichverteilt ist. Hohe Simulationsgenauigkeit wird für $n = 50$ und $\Delta\omega = 1\text{s}^{-1}$ als Erfahrungswerten erreicht.

Die Umsetzung in Matlab/Simulink und die Simulationsergebnisse sind im Folgenden dargestellt:

Bild 7 zeigt das Modell eines Windparks, welcher aus insgesamt 4 Anlagenreihen besteht. Die auf Nabenhöhe umgerechnete und mit den statistischen Zwischenwerten erweiterte Windzeitreihe wird, um den Abstand zwischen den einzelnen Windpark-Reihen zu berücksichtigen, über Transport-Delays für jede einzelne Anlagenreihe verzögert.

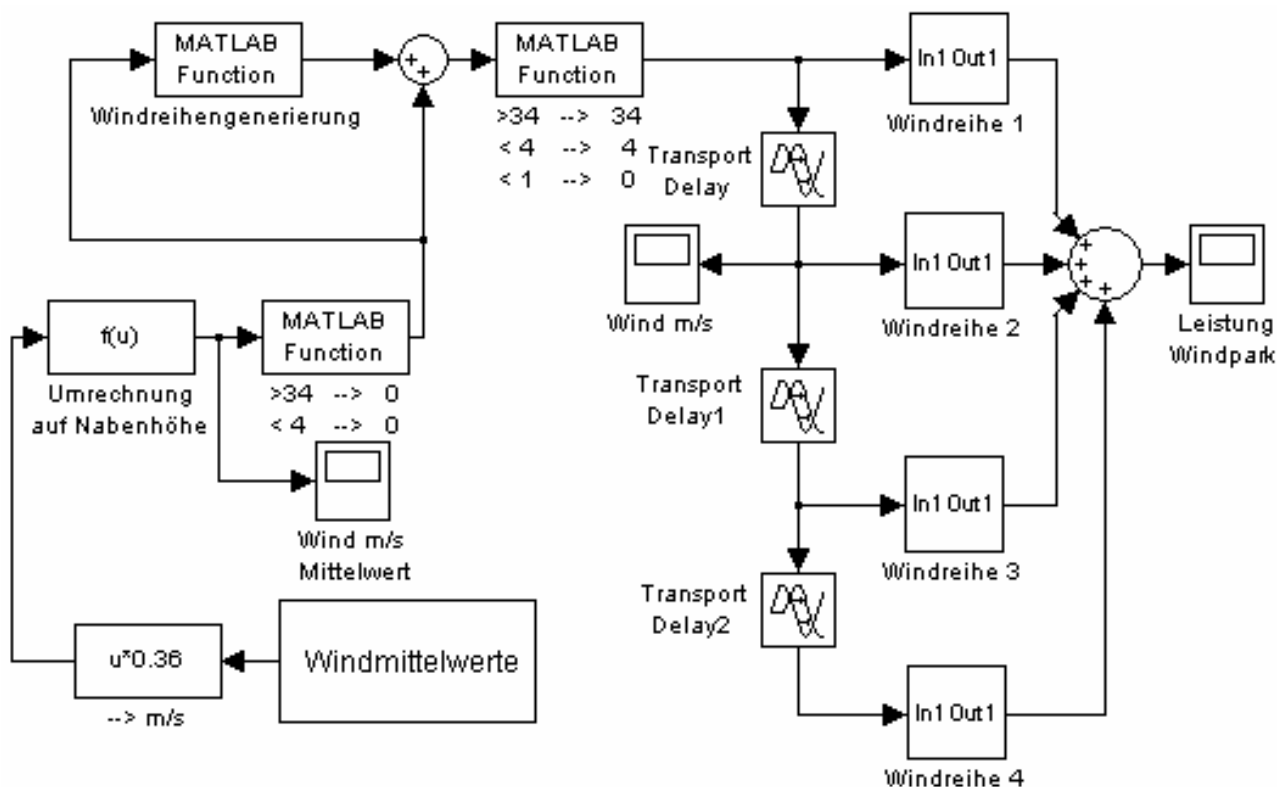


Bild 7: Modell eines Windparks bestehend aus 4 WEA-Reihen

In den jeweiligen Modellen der Windpark-Reihen (Bild 8) findet eine erweiterte Umrechnung der Windwerte statt, um die quer zur Windrichtung liegende Ausbreitung des Parks zu berücksichtigen. Anschließend werden Grenzwertüberschreitungen erneut abgefangen und die Werte in die Leistungskennlinie der entsprechenden Anlage gegeben, welche in Form eines Look-Up-Tables implementiert wurde.

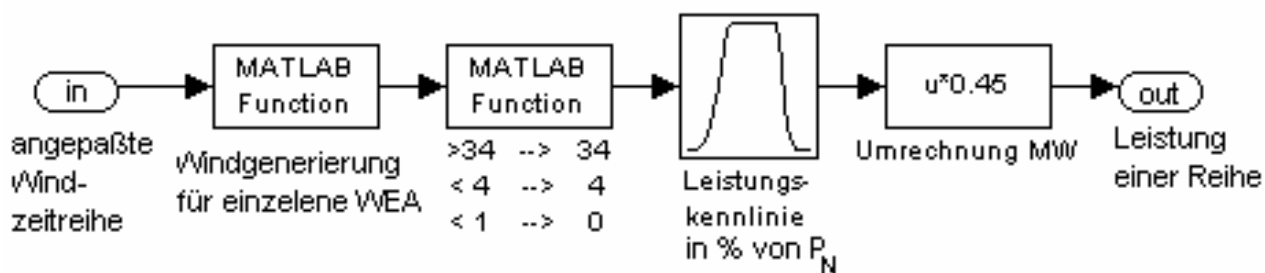


Bild 8: Modell einer Windpark-Reihe

Bild 10 bis Bild 12 zeigt die Ergebnisse einer auf Basis der in Bild 12 dargestellten Windmittelwerte durchgeführten Simulation.

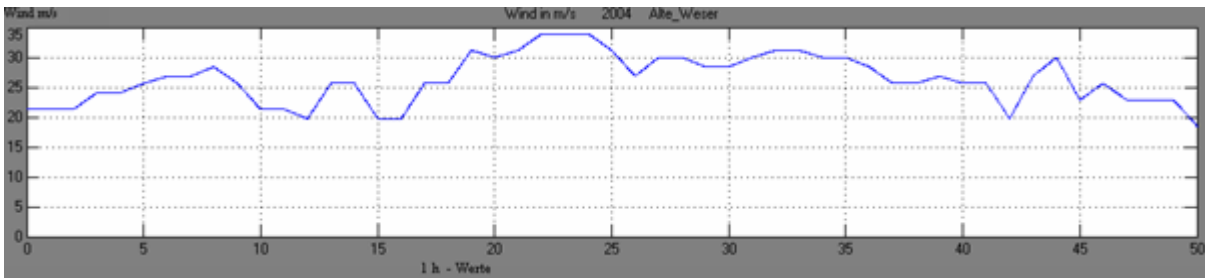


Bild 9: Stunden-Messwerte der Windgeschwindigkeit

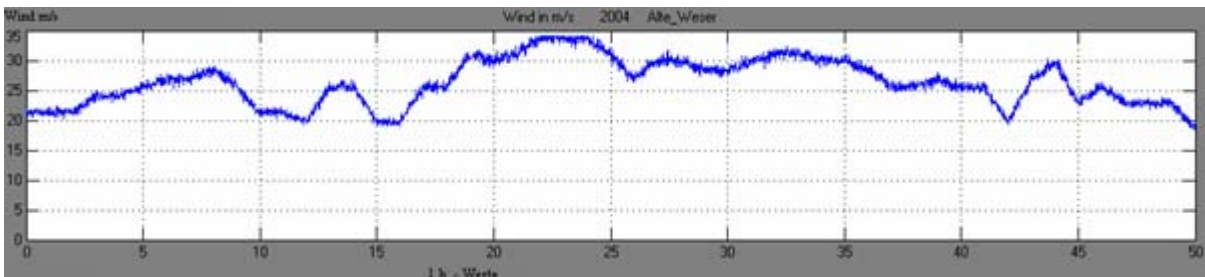


Bild 10: Generierter statistischer Windverlauf im Minutenraster

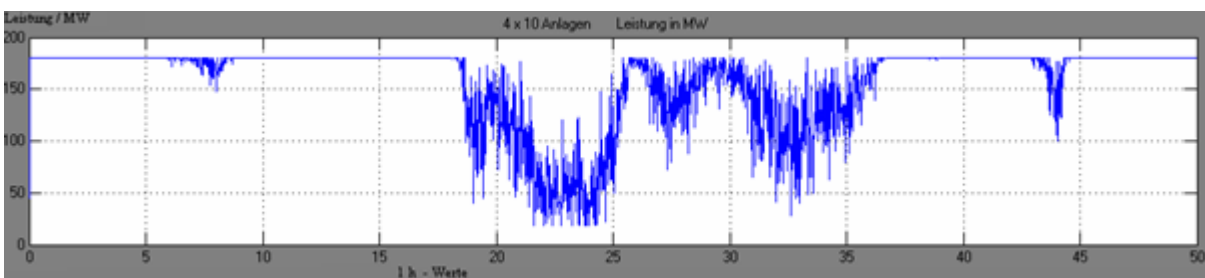


Bild 11: Simulierte Einspeisung eines Windparks (40X4,5MW) mit aktiver Sturmregelung

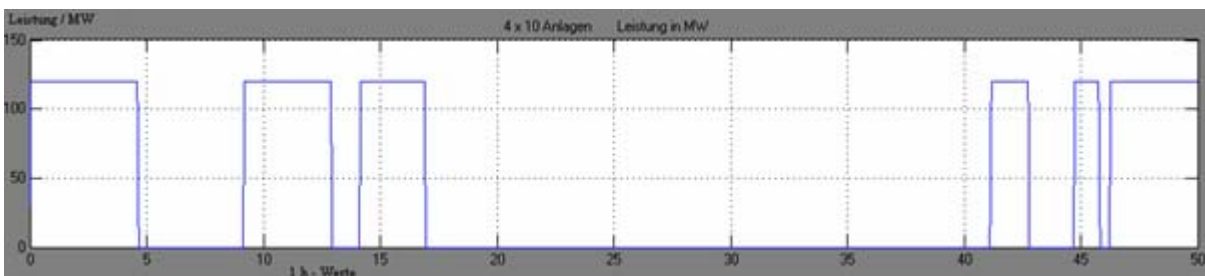


Bild 12: Simulierte Einspeisung eines Windparks (40X3MW) mit Sturmabschaltung

Das Modell wird unter anderem für die Untersuchung folgender Themenbereiche verwendet:

- Auswirkungen der Offshore-Windeinspeisung auf die Netzdynamik und Netzregelung,
- Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Energielieferbänder bei Einspeisung aus Windenergieanlagen

- Einfluss der WEA-Einspeisung auf die Strompreise und Abschätzung der finanziellen Belastung für den Übertragungsnetzbetreiber.

O. Köster, F. Sczesny, D. Waniek, W. Schulz

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

4.4 Bewertung der möglichen Übertragungstechniken für Offshore-WEA

In den letzten Jahren ist insbesondere in Deutschland ein starker Anstieg der installierten Windenergieanlagenleistung (WEA-Leistung) zu verzeichnen. Diese Entwicklung ist in erster Linie auf die politische Förderung der Windenergienutzung zurückzuführen und wird sich voraussichtlich in den kommenden Jahren unvermindert fortsetzen, wobei steigende Anlagengrößen und große Windparks auch im Offshore-Bereich erwartet werden. Für die nahe Zukunft werden in den Gewässern der deutschen Nord- und Ostsee bereits Windparks geplant, deren installierte Leistungen im Endausbau bis zu 4720MW erreichen werden. Bereits heute ist der Bau eines Windparks mit einer Leistung von 1800MW genehmigt. Damit werden Kapazitäten der großen konventionellen Kraftwerke erreicht. Die Übertragung derartiger Energiemengen an den Ort des Verbrauchs ist nicht trivial und erfordert einen hohen technischen, logistischen und wirtschaftlichen Aufwand. Der nachfolgende Beitrag geht auf die verschiedenen Möglichkeiten zum Transport der Offshore-Windenergie zum Festland ein.

Grundsätzlich gesehen existieren zwei Alternativen für den Energietransport. So ist zunächst die direkte Übertragung der Energie über ein geeignetes Medium zu nennen. Alternativ dazu kann die Energie auch z.B. in Form von Wasserstoff (H_2) zwischengespeichert und nach dem Transport am Ort des Bedarfs wieder in Nutzenergie umgewandelt werden. Im Hinblick auf die Effizienz ist der zuerst genannte Weg meist vorzuziehen, da jegliche Energieumwandlung zwangsläufig mit Verlusten verbunden ist und deswegen einen geringeren Effizienzgrad zur Folge hat. Doch unter anderem gesamtwirtschaftliche Gründe können auch die indirekte Lösung interessant erscheinen lassen.

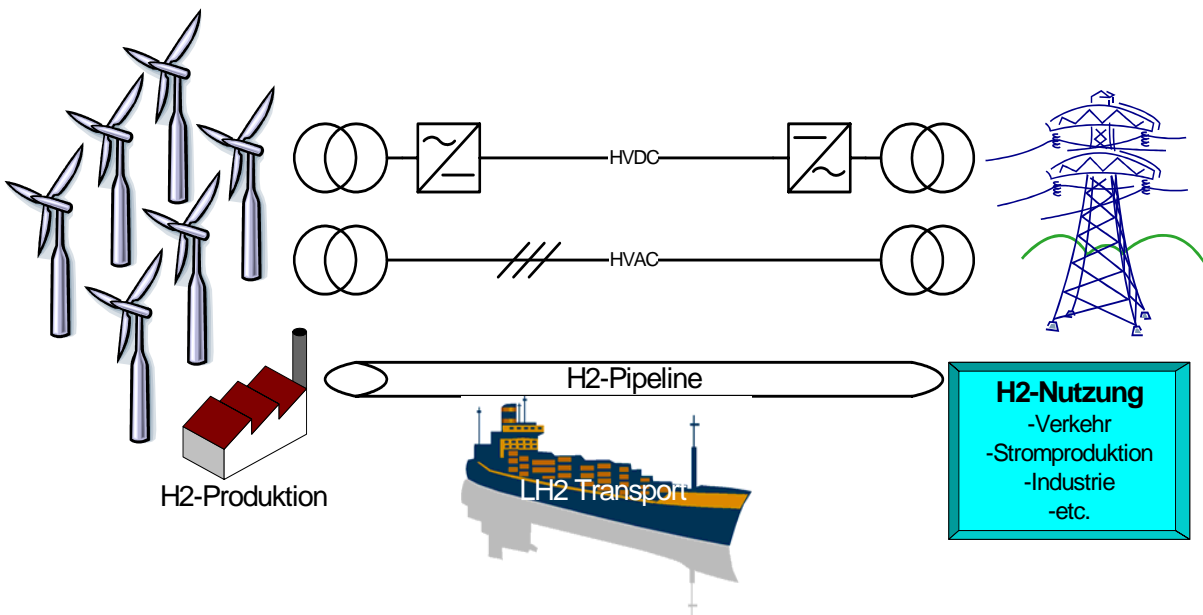


Bild 13: Alternativen zur Anbindung eines Offshore-Windparks

Zur direkten Übertragung elektrischer Energie vom Windpark zum Festlandsnetz sind bislang drei Alternativen vorgeschlagen worden: Drehstrom- bzw. HGÜ-Anbindung mit Spannungs- bzw. Stromzwischenkreis (Bild 14). Die Drehstromvariante stellt wegen ihrer weiten Verbreitung eine kostengünstige und gut erprobte Lösung dar. Diese Anbindungsform erlaubt einen bidirektionalen Energieaustausch, so dass die Versorgung des Windparks mit Strom für den Eigenbedarf in den Flautenphasen sichergestellt wäre.

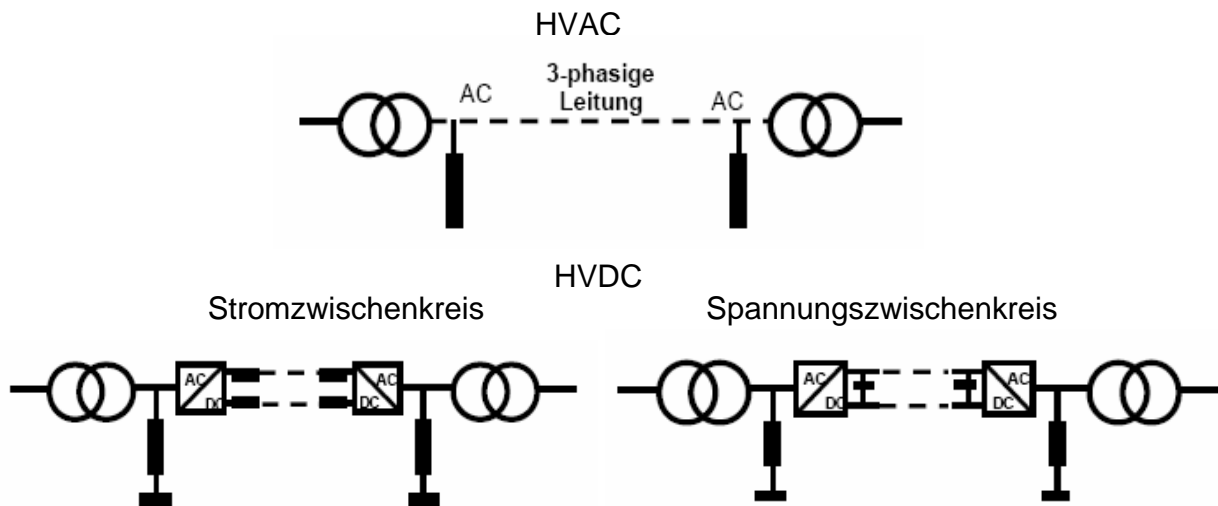


Bild 14: Energietransferstechnologien AC - DC

Diesen Vorteilen stehen allerdings zahlreiche Nachteile gegenüber. Die Übertragungsleitung stellt physikalisch einen Kondensator dar, dessen Kapazität mit der zunehmenden Leitungslänge wächst. Ab einer bestimmten Länge erreicht die Ladeleistung einen Wert, bei welchem kein Energietransport mehr möglich ist. Gegenüber der DC-Variante weist die Ener-

gieübertragung über ein Drehstromseekabel deutlich höhere Übertragungsverluste auf. Diese Effekte begrenzen den Einsatz der AC-Lösung auf den Anschluss küstennaher Offshore-Windparks kleiner bis mittlerer Leistung. Auch aus der Sicht des Netzes birgt die AC-Lösung zahlreiche Nachteile, wie die Verstärkung der Kurzschlussleistung, ungehinderte Übertragung der Oberwellen und Flicker ins Landnetz oder die Spannungserhöhung am Landverknüpfungspunkt.

Das Bild 15 zeigt den Kostenvergleich zwischen HVAC und HVDC. Demnach wird bei etwa 50km Distanz, bedingt durch im Vergleich zur Drehstromtechnik geringere Seekabelkosten und Übertragungsverluste der HVDC-Technologie, der break-even point erreicht. Bei Distanzen über 50km, welche auch für die Offshore-Parks in der deutschen Nordsee in Frage kommen, bildet das HVDC-System damit die eindeutig günstigere Lösung.

Der Einsatz der HGÜ mit Stromzwischenkreis zur Anbindung eines Offshore-Windparks erscheint als weniger geeignet, da für den Anlauf des Systems auf beiden Enden der Verbindung Kommutierungsblindleistung benötigt wird, welche in einem Offshore-Park in der Regel nicht vorhanden ist, so dass ein „Schwarzstart“ des Systems nach Flauten oder Abschaltungen nicht möglich wäre. Auch die bidirektionale Leistungsübertragung zur Sicherung des Windparkeigenbedarfs an Energie erweist sich als problematisch und erfordert einen erhöhten technischen Aufwand.

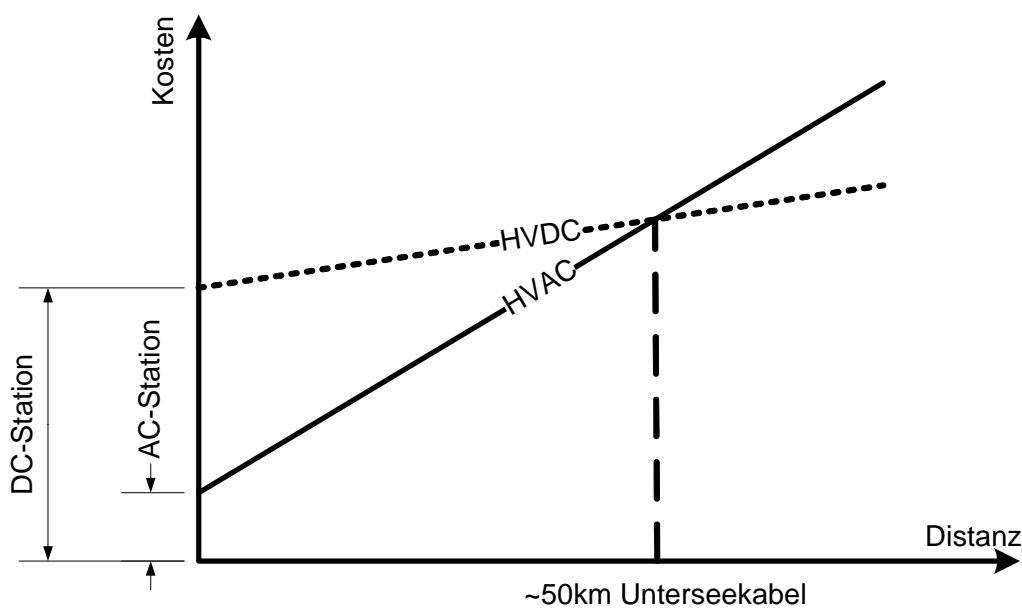


Bild 15: Kostenvergleich HVDC / HVAC [nach J. Loughran IEEE Power Engineering Review, 02.2000]

Beide Probleme der HGÜ mit Stromzwischenkreis treten bei der dritten Alternative nicht auf. Die Ausführung mit selbstgeführten Stromrichtern (IGBT) erlaubt sowohl den „Schwarzstart“ als auch die Umkehrung der Energieflussrichtung bei Bedarf. Zusätzlich kommen auch die grundsätzlichen Vorteile von HVDC, wie die Entkopplung der beiden

angeschlossenen Systeme, Verbesserung der Kurzschlussleistung des Netzes, unabhängige Regelung der Wirkleistungsübertragung und der Blindleistungen auf beiden Seiten. Nachteilig zu werten sind demgegenüber jedoch die erhöhten Verluste an den aktiven Elementen der Stromrichter und der größere Platzbedarf gegenüber der AC-Lösung.

Eine bislang kaum untersuchte Alternative bietet sich durch die Wasserstoffherzeugung vor Ort und dem anschließenden Transport der so gespeicherten Energie. Die offensichtlichen Vorzüge dieser Lösungsform sind

- Begrenzung der stochastischen Windeinspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz, mit der daraus resultierenden Verminderung des Regelbedarfs und der evtl. notwendigen Netzausbaumaßnahmen,
- Vielfalt an Verwendungsmöglichkeiten von H₂ in der Industrie und in der allgemeinen Energieversorgung (Strom- und Wärmebereitstellung über Brennstoffzellen direkt am Ort des Bedarfs, Verwendung als Brennstoff für KFZ, Grundstoff für zahlreiche chemische Prozesse usw.)
- Nachhaltigkeit und Umweltfreundlichkeit von H₂ als Energieträger.

Bild 16 zeigt die beiden möglichen Realisierungskonzepte für die Erzeugung und den Transport von Wasserstoff in einem Offshore-Park.

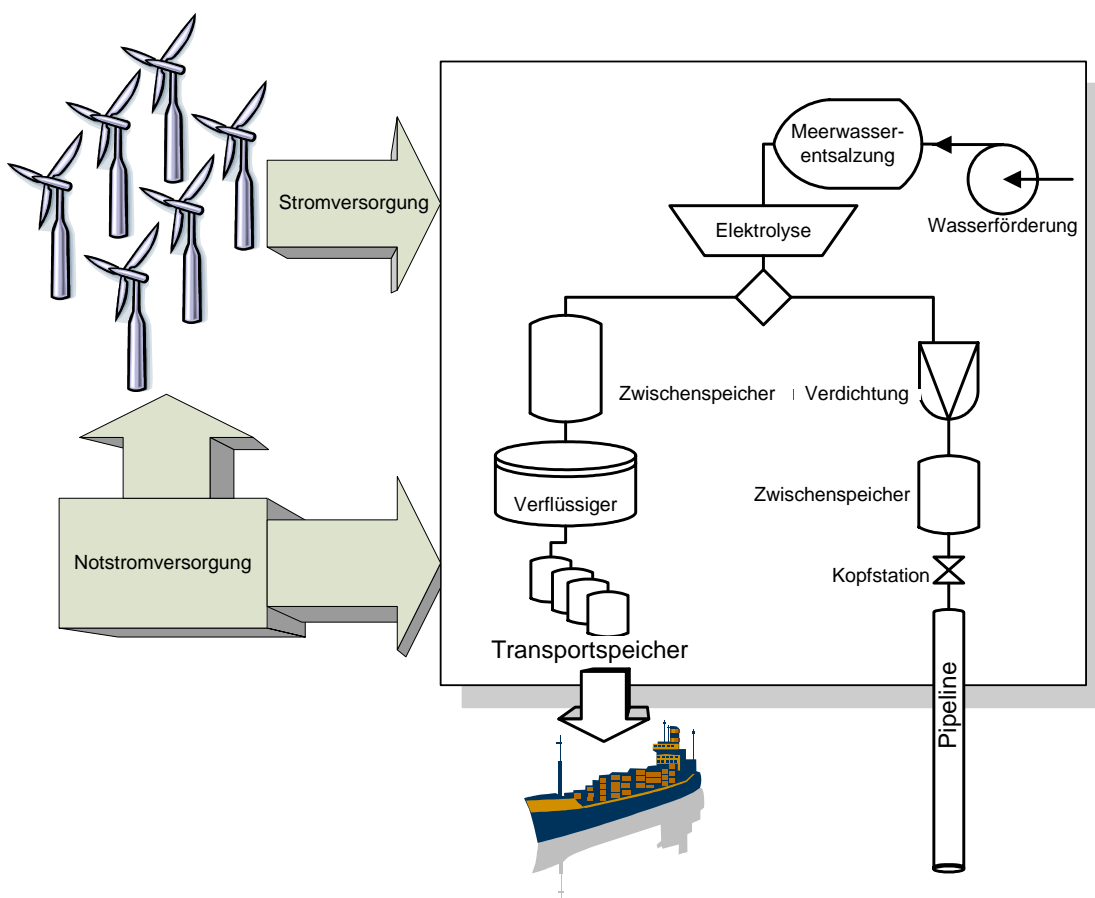


Bild 16: Produktion von H₂ in einem Offshore-Windpark

Wie die Untersuchungen zeigen, weist die Vor-Ort-Speicherung und Transport von LH₂ (Flüssigwasserstoff) auf dem Schiffsweg gegenüber dem direkten Transport des Wasserstoffgases (GH₂) über Pipeline deutliche wirtschaftliche und technische Nachteile auf, welche auf den höheren Platzbedarf (GH₂-Zweischenspeicher, Verflüssiger und die Transportspeicher benötigen deutlich mehr Raum als die eigentlichen Produktionsaggregate) und die geringere Effizienz der Lösung (hohe Energieverluste durch Verflüssigung und den Transport von LH₂) zurückzuführen sind. Die GH₂-Variante stellt damit unter der Voraussetzung einer hohen bestehenden H₂-Nachfrage eine durchaus konkurrenzfähige Alternative dar.

W. Schulz

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

4.5 Studie über die Integration der Erneuerbare Energien in Chile

Innerhalb einer Studie werden Empfehlungen erarbeitet, die die nationale Energiekommission in Chile bei der Integration von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in das chilenische Elektrizitätsnetz unter Einhaltung der Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität unterstützen. Dadurch soll ein Beitrag geleistet werden, dass nicht-konventionelle erneuerbare Energien zunehmende Bedeutung für eine nachhaltige Stromversorgung in Chile erlangen.

Der Vergleich zwischen den elektrischen deutschen und chilenischen Energieversorgungsnetzen und dem vorhandenen Kraftwerkspark ist der Ausgangspunkt der Studie. Der Einsatz von DEA, insbesondere von nicht-konventionellen erneuerbaren Energien, wird untersucht. Dazu werden ihre prognostizierte Nutzung sowie die Unterschiede zwischen Deutschland und Chile in den technischen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen herausgearbeitet. Unter diesen Randbedingungen und auf Grundlage der in Deutschland vorhandenen Normen und Richtlinien für den Anschluss von DEA werden die Besonderheiten der chilenischen Situation berücksichtigt. Darauf aufbauend werden Vorschläge für Genehmigungsverfahren und -abläufe den Anschluss an das chilenische Netz aufgezeigt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in Chile die Normen, technischen Anforderungen und Berechnungsvorschriften von einer zentralen Instanz erlassen werden und verbindlich sind.

Im Gegensatz zum stark vermaschten europäischen Verbundnetz ist das chilenische Stromversorgungsnetz ein longitudinales Netz, welches aus vier, nicht miteinander verbundenen Teilnetzen besteht:

- Sistema Interconectado del Norte Grande-(SING)
- Sistema Interconectado Central – (SIC)
- Sistema Aysen (AYSEN)
- Sistema de Magallanes (MAGALLANES)

Das Verbundnetz der SING versorgt den nördlichen Teil Chiles mit etwa 35 % der installierten elektrischen Gesamtleistung; das Netz der SIC im mittleren Teil Chiles umfasst ca. 64 %. Die beiden Netze im Süden haben nur einen Anteil von ca. 1 % an der gesamten installierten Leistung Chiles. Diese besondere Situation, verschiedener nicht miteinander verbundener Netze, müssen bei der Potenzialabschätzung insbesondere für die Nutzung der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden.

Im zweiten Teil der Studie werden die Gesetze und Richtlinien für den Anschluss von DEA in Deutschland analysiert und hinsichtlich der Übertragung auf die chilenischen Verhältnisse untersucht, wobei die folgenden Aspekte betrachtet werden:

- Mindeststandard zur Ankopplung an das Verteilnetz
- Mindestanforderungen an den Netzanschluss zur Einhaltung der Power Quality
- Netzausbauplanung von Verteilnetzen mit hoher Durchdringung
- Genehmigungsverfahren für den Netzausbau

Grundlage für die Erstellung dieser Regelwerke ist die aktuelle und zukünftige Netzsituation in Chile. Anhand realer chilenischer Netze werden die Betriebsbedingungen im Hinblick auf die Integration der DEA untersucht.

Wichtige Kenngrößen für die Anpassung des Regelwerkes sind:

- Netzformen
- durchschnittliche Leitungslängen
- Last- und Erzeugungsschwerpunkte
- Frequenzgrenzen
- Spannungsgrenzen
- zulässige Oberschwingungsanteile
- Kurzschlussleistung
- Arbeitssicherheit /Arbeiten unter Spannung

Weiterhin wird die Fragestellung untersucht, ob eine Frequenz- und Spannungsregelung durch DEA in den Verteilungsnetzen durchgeführt werden muss. Gegebenenfalls müssen weiterführende Untersuchungen anhand von Messreihen vorgenommen werden, um die deutschen Grenzwerte an die chilenische Netzsituation anzupassen.

W. Horenkamp, E. Hauptmeier, J.I. Infante, H. Neumann, W. Schulz, P. Busch

Diese Studie wird von der Deutschen Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH gefördert und in enger Zusammenarbeit mit der Universidad de Chile in Santiago durchgeführt.

4.6 Portfolio Management for the Demand in Electric Power Markets by Assessing Financial and Physical Risks

After the liberalization of the electricity power industry, the price of electricity has become more volatile and the system has operated with lower reliability margins. Both factors affect the future projected profit margin of market participants, making it more uncertain. Therefore, portfolio management has turned to be a necessary factor identify and define hedging strategies according to a desired risk/profit balance. In particular, seen from the demand side, the spot and forward contracts from decentralized (Bilateral/Over the Counter) and centralized (Pools/Exchanges) market structures define the portfolio for the demand. The objective of this study is the selection of portfolios which maximize the profit margin, reduce the uncertainty of future profits (financial risk), and improve the reliability margins (physical risk), due to transmission constraints. Traditional portfolio management methodologies, developed for financial markets, have been adapted in order to include the analysis and hedging of physical risks. The problem of statistically equivalent portfolios is also discussed (portfolios with equal mean and variance/semivariance). In this work, a sequential optimization model is presented, which combines mean-variance analysis or mean-semivariance analysis with a general risk analysis model for managing financial risks and physical risks. This model uses both the portfolio reliability and the portfolio transfer capacity to make a more selective choice among statistically equivalent portfolios. The point worth remarking is that better statistically equivalent portfolios are possible to achieve when combining the portfolio's weights. With this new methodology, the transmission system is explicitly considered in to the optimization process for physical risk and the prices of other commodities, such as oil, gas, coal, and market indexes are explicitly considered in the selection process for financial risk. The error estimation of covariance matrix and expected values are analyzed as well. The James-Stein means estimator, and the first order autore-

gressive model for the covariance matrix estimation is incorporated in the model. This model has been extended to analyze the case of several demands located at different nodes of the system with variable load profiles. As a conclusion, this thesis proves that it is possible to achieve optimal diversification (portfolio effect) by using contracts from different market structures.

N. Zolfagharian

This research was supported by the German Academic Exchange Service (DAAD) and Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) in the doctorate programme of the Instituto de Energia Electrica (Universidad National San Juan, Argentinien).

4.7 Verbundoptimierung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen

Für die zukünftige Energieversorgung wird eine starke Zunahme von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) prognostiziert. Wesentliches Merkmal ist dabei die geographisch enge Verbindung zwischen DEA und Kunden. Insbesondere Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellen auf Grund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme und dem damit verbundenen hohen Gesamtwirkungsgrad ein großes Potential für die zukünftige Energieversorgung dar.

Neben energiepolitischen Entscheidungen spielt auch die fortschreitende technische Weiterentwicklung der DEA für die zukünftige Energieversorgung eine entscheidende Rolle. Während Windenergieanlagen (WEA), Photovoltaikanlagen (PVA), Mikroturbinen (MT) bereits heute am Markt verfügbar sind, rechnet man mit der Marktreife von Brennstoffzellen (FC) in naher Zukunft. Auch vor dem Hintergrund großer Blackouts wird die Bedeutung von DEA weiter verstärkt.

Aus diesen Gründen ist ein Szenarium denkbar, in dem in naher Zukunft Haushalte und Gewerbekunden ihre Energieversorgung z. T. dezentral gestalten. Die DEA werden an das elektrische Verteilungsnetz und ein eventuell vorhandenes Nahwärmenetz angeschlossen, um überschüssige oder fehlende Energie ausgleichen zu können. Dadurch werden die bisher unidirektional betriebenen Verteilungsnetze mehr und mehr zu Ausgleichsnetzen. Bei Vorhandensein von vielen DEA kann die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen dadurch erhöht werden, dass sie zu einem Virtuellen Kraftwerk (VK) zusammengefasst und koordiniert betrieben werden. In diesem VK ist der Einsatz von Energiespeichern sinnvoll, um eine zeitweilige Entkopplung zwischen Verbrauch und Erzeugung zu erzielen. Auf diese Weise kann zum Beispiel temporär überschüssige Leistung aus Windenergie oder auch Überschusswärme aus stromgeführten KWK-Anlagen gespeichert werden. Da die elektrischen und thermischen Lasten zumeist nicht zyklisch zueinander verlaufen, ist in vielen Fällen der Einsatz

von Energiespeichern zwingend erforderlich. In Bild 17 ist eine beispielhafte Konfiguration eines VK dargestellt.

Ein VK besteht aus den DEA- und Energiespeichersystemen und leistungsfähigen Energiemanagement- sowie intelligenten Kommunikationssystemen. Bild 17 zeigt, dass der Betreiber des VK Zugriff auf alle zu dem VK gehörigen Anlagen hat. Um einen wirtschaftlichen Betrieb des VK zu gewährleisten, muss der Betreiber unter Berücksichtigung der thermischen und elektrischen Lastverläufe den Einsatz jeder einzelnen Anlage optimieren.

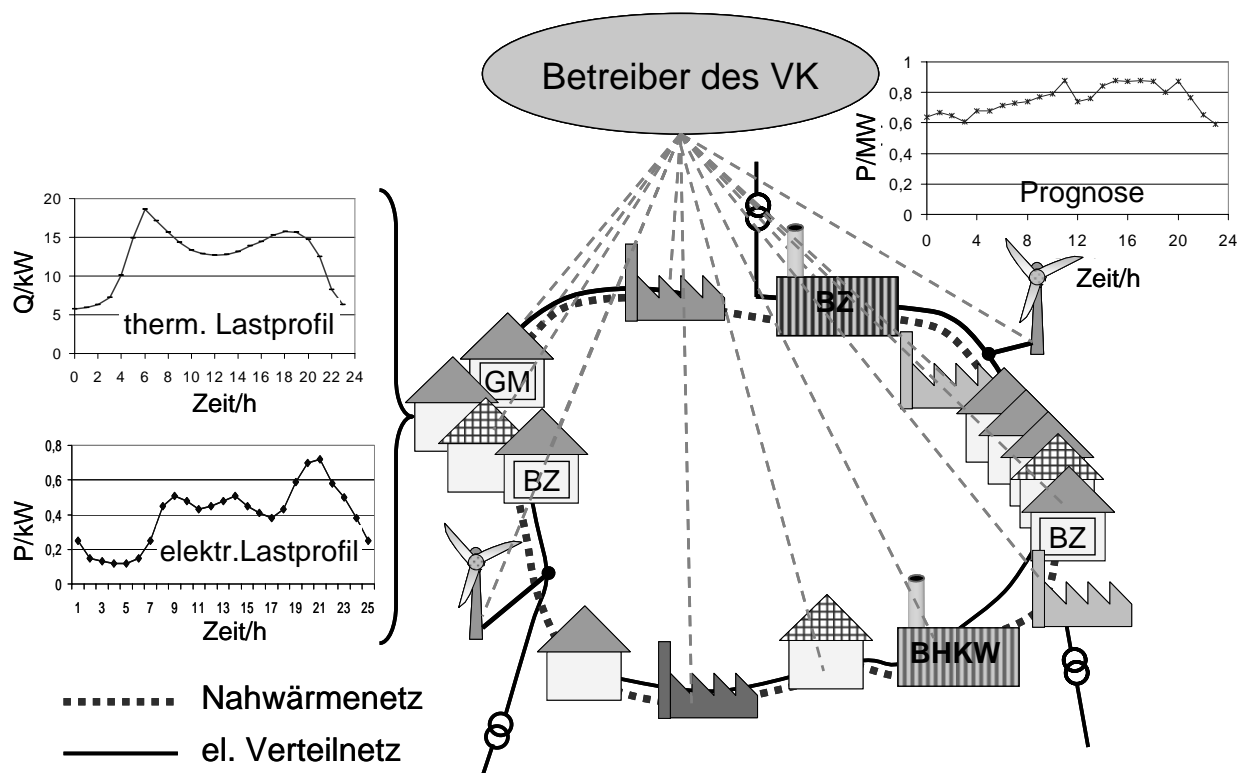


Bild 17: Beispielhafte Konfiguration eines VK

Für den Betrieb von VK lassen sich unterschiedliche Betreibermodelle aufstellen. Zum einen können neue Gesellschaften gegründet werden, deren Geschäftsfeld Bau und Betrieb von VK beinhaltet. Es ist aber ebenfalls denkbar und durchaus sinnvoll, dass bereits bestehende Marktteilnehmer, z.B. der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) bzw. ein Stadtwerk, den Betrieb von VK durchführen. Die Nutzung und Optimierung von DEA im eigenen Bilanzkreis ermöglicht dem BKV eine Minimierung des Leistungsdefizits bzw. -überschusses in seinem Bilanzkreis, sowie den optimalen externen Bezug. Dieser Ansatz kann erhebliche Kosteneinsparungen hervorbringen, wenn dadurch die Leistungsabweichungen vom Fahrplan nicht mehr nur über Ausgleichsenergie abgefangen werden müssen.

Um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb des VK zu erreichen, ist es erforderlich, die wirtschaftlich optimale Betriebsweise jeder einzelnen DEA zu bestimmen. Die Ermittlung eines optimalen Fahrplanes für jede Anlage muss mit Hilfe einer mathematischen Optimie-

rung erfolgen. Die Zielfunktion dieser Optimierung besteht aus der Summe aller Kosten des VK über einen definierten Zeitraum, z.B. 24 Stunden. Diese Kosten gilt es unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen auf der elektrischen und thermischen Seite zu minimieren. Zu den Nebenbedingungen gehören unter anderem die obere und untere Grenze der Ausgangsleistung sowie die maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit der DEA und Speicher. Ebenso müssen Füllstandsbeschränkungen und Verluste der Speicher berücksichtigt werden. Je nach gewählter Intervalllänge müssen auch Mindeststillstand- und Laufzeiten in der Modellierung realisiert werden.

Die eigentliche Optimierungsaufgabe besteht darin, die thermischen und elektrischen Verbraucher unter Berücksichtigung der oben dargestellten Nebenbedingungen unter minimalen Kosten zu versorgen. Das Ergebnis der Optimierung besteht aus den einzelnen Fahrplänen aller DEA und Speicher über den vorgegebenen Zeitraum. Bezogen auf die Optimierung lässt sich qualitativ formulieren, dass die Energiespeicher immer dann entladen werden sollen, wenn die Einsparung gegenüber einem Betrieb ohne Speicher maximal wird. Eine Aufladung der Speicher hingegen soll dann erfolgen, wenn die Zusatzkosten zur Bereitstellung der zusätzlichen Leistung minimal werden. Um die Verluste im Speicher gering zu halten wird der Füllstand des Speichers möglichst niedrig gehalten bzw. der Speicher möglichst zeitnah ge- und entladen.

Nachfolgend soll beispielhaft die Konfiguration in Bild 18 betrachtet werden. Alle elektrischen und thermischen Speicher des Systems sind jeweils in einem Ersatzspeicher modelliert worden, der die aufsummierten Daten der Einzelspeicher beinhaltet (z.B. min., max. Energie und Leistungsänderungsgeschwindigkeit). Wird weiterhin angenommen, dass keine Verteilungsverluste auftreten, so ist es zulässig, alle elektrischen und thermischen Lastprofile zu jeweils einem Summenlastprofil zu überlagern.

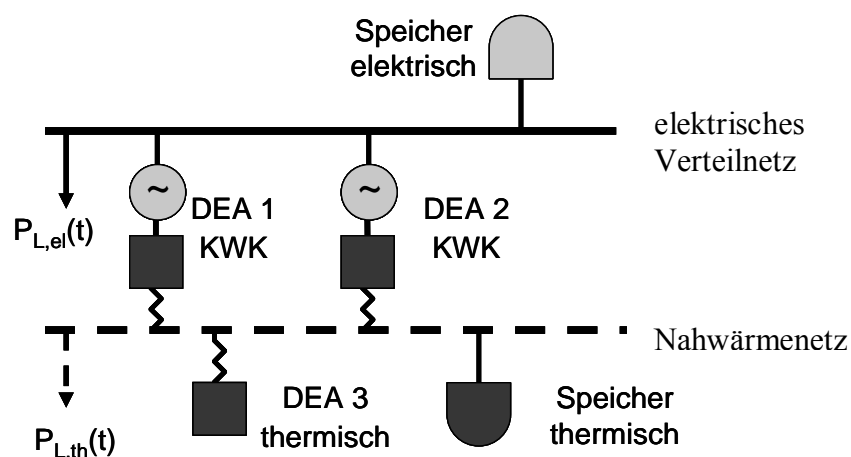


Bild 18: Testkonfiguration

In Bild 19 sind die Optimierungsergebnisse für die einfache Beispielkonfiguration aus Bild 18 dargestellt. Für die Optimierung wurde ein Zeitraum von 24h mit einer Diskretisierung von $\Delta t = 15\text{min}$ gewählt. In diesem Szenario versorgen drei DEA, ein elektrischer und ein thermischer Speicher die durch die Kunden vorgegebenen elektrischen und thermischen Lasten. Sowohl das elektrische Verteilnetz als auch das Nahwärmenetz werden als Punktnetze abgebildet. Bild 19 zeigt neben den optimalen Fahrplänen der DEA auch den optimalen Lade- bzw. Entlade-Zyklus der Speicher.

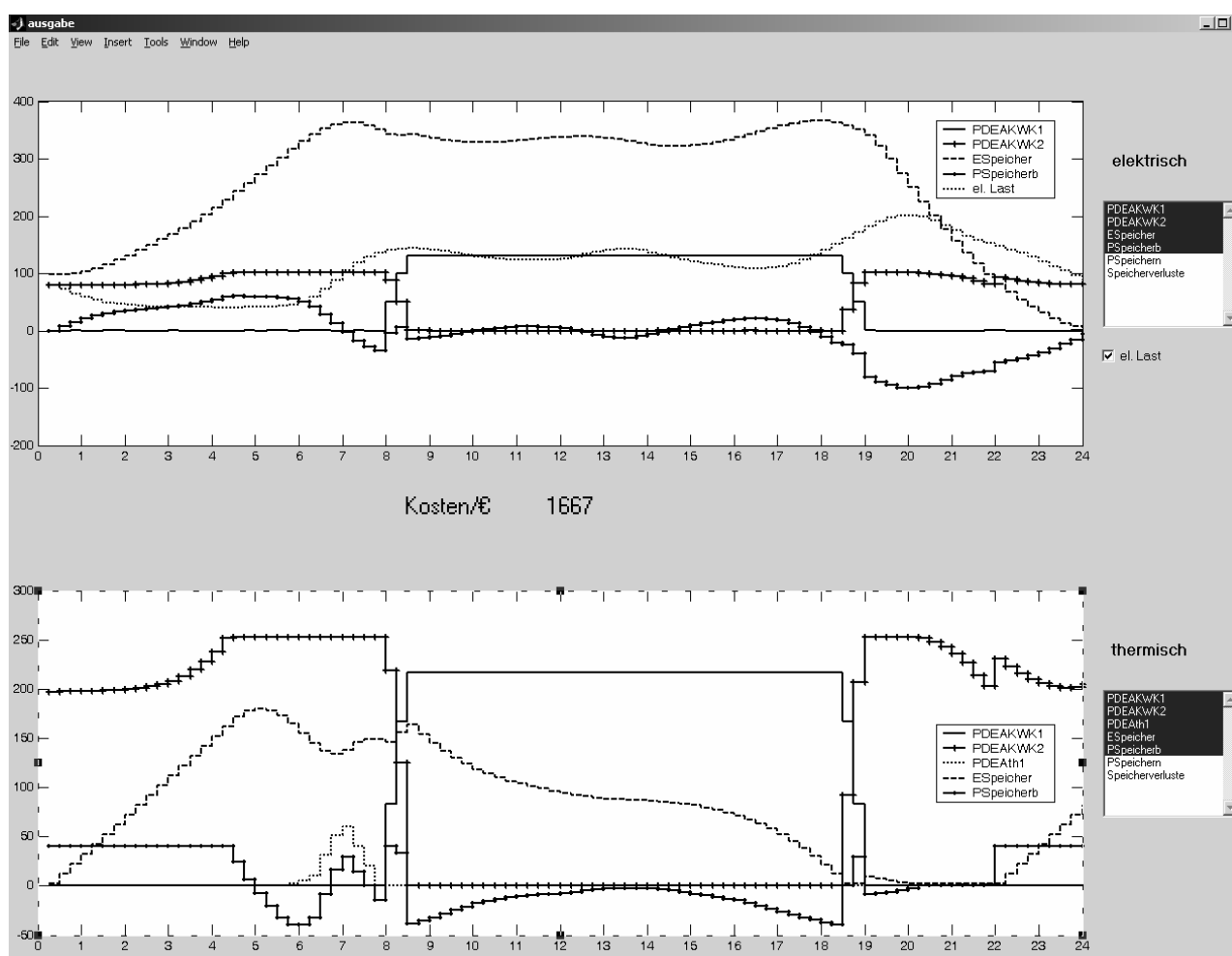


Bild 19: Optimierungsergebnis der Beispielkonfiguration

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass sowohl die elektrischen, als auch die thermischen Lasten 24h im Voraus bekannt sind. Da die Wetterdaten jedoch einen starken Einfluss auf die Entwicklung der Last haben, ist eine fehlerfreie Prognose der Last 24h im Voraus nicht möglich. Gleiches gilt für die Einspeisung aus DEA mit stochastischem Einspeiseverhalten wie WEA und PVA.

Zur Berücksichtigung der auftretenden Unsicherheiten bei der Prognose von Last und stochastischer Einspeisung wird die bisher deterministische Optimierung um einen stochastischen Teil erweitert. Zur Abbildung der mit größerem Zeitfenster wachsenden Ungewissheiten wurde ein zweistufiges stochastisches Modell entwickelt. Dieses Modell geht davon aus, dass in der ersten Stufe keine Unsicherheiten vorhanden sind. Dieser Zeitraum entspricht der so genannten Kurzfristprognose ($<12\text{h}$) bzw. Kurzfristprognose ($12\text{h}<t<72\text{h}$). In der zweiten Stufe werden die Unsicherheiten erwartungswertbasiert modelliert. Auf diese Weise ist es möglich, die prognostizierte Last und beliebige Abweichungen von der Prognose mit ihren Auftretswahrscheinlichkeiten in der zweiten Stufe zu berücksichtigen.

In Bild 20 und Bild 21 sind die Optimierungsergebnisse für die oben beschriebene Testkonfiguration dargestellt, wobei angenommen wird, dass die Last bis zum Zeitpunkt $t_{\text{stoch}}=18\text{h}$ bekannt ist. Für die folgenden 6 Stunden werden drei Lastszenarien (Prognose -20%, Prognose, Prognose +20%) mit einer Auftretswahrscheinlichkeit von je 1/3 zugrunde gelegt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde nur der thermische Bedarf als unsicher definiert, sowie dessen Auswirkung auf die rein thermischen Anlagen.

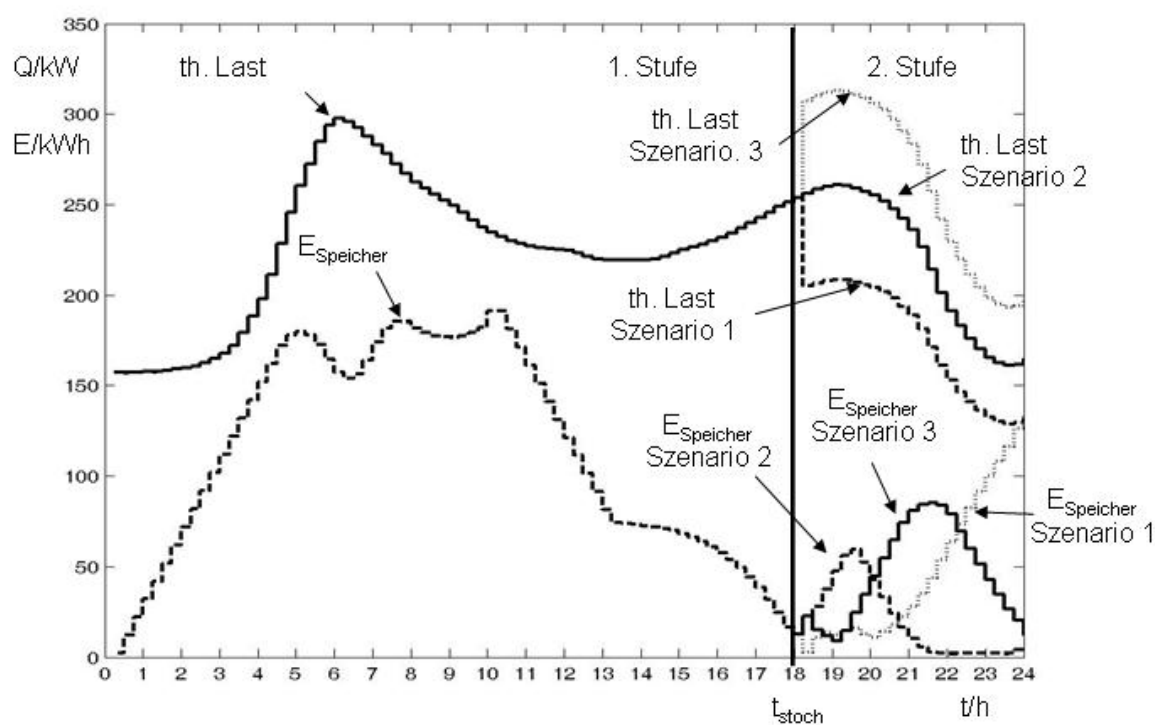


Bild 20: Optimierungsergebnis der stochastischen Optimierung für den thermischen Speicher

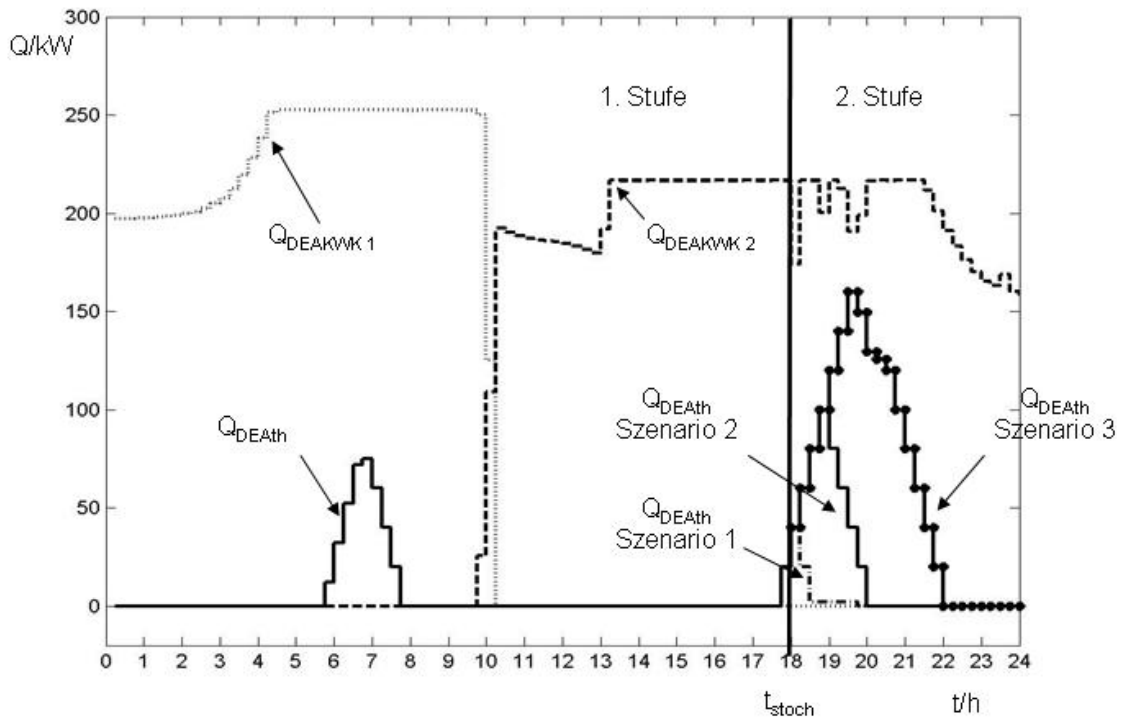


Bild 21: Optimierungsergebnis der stochastischen Optimierung für die KWK-Anlagen und die thermische DEA

Das Ergebnis der Optimierung liefert die optimalen Fahrpläne für die 1. Stufe, so dass die Kosten für den gesamten Optimierungszeitraum minimal werden, unabhängig davon, welches der drei Szenarien in der 2. Stufe eintritt. Entsprechend der Wahl des Zeitpunktes t_{stoch} muss die Optimierung mit aktualisierten Prognosewerten mehrmals hintereinander durchgeführt werden, wobei als Ergebnis für die gesamten 24 Stunden die Teilergebnisse aus der ersten Stufe aneinander gereiht werden.

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.

4.8 Wirtschaftliche Bewertung von Virtuellen Kraftwerken

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) und insbesondere Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird seit einiger Zeit das Konzept des „Virtuellen Kraftwerks“ (VK) diskutiert, welches die informationstechnische Vernetzung einzelner KWK-Anlagen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit vorsieht. Potentielle Betreiber eines solchen VK können u.a. Eigentümergesellschaften bestehend aus mehreren Haushaltskunden sein, die durch eine Reduzierung der Strombezugskosten bei gleichzeitiger Deckung des thermischen Lastbedarfs einen wirtschaftlichen Vorteil durch den Betrieb solcher Anlagen erzielen können. Diese Betreibermodelle stehen dann in direkter Konkurrenz zu herkömmlicher Technik in der Hausenergieversorgung, welche aus Heizkesseln und elektrischer Versorgung durch ein EVU besteht.

Um das Systemverhalten miteinander vernetzter Anlagen abzuschätzen und so auf die Wirtschaftlichkeit schließen zu können ist eine technische Modellbildung nötig. Dabei wird in diesem Fall angenommen, dass KWK-Anlagen zur Hausenergieversorgung zunächst wärmegeführt betrieben werden, also ohne zusätzliches Nah- oder Fernwärmenetz die Versorgung mit thermischer Energie auf Objektebene sicherstellen müssen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass das Verhältnis aus erzeugter thermischer und elektrischer Leistung durch die Stromkennzahl s fest vorgegeben ist. Um eine zeitliche Entzerrung der Erzeugung und die Abdeckung hoher Lastspitzen im thermischen Bereich zu gewährleisten, ist für einen wirtschaftlichen Betrieb der Einsatz von thermischen Speichern nötig. Eingangsgrößen für das Modell, welches unter Matlab/Simulink erstellt wurde, sind:

- Art und Anzahl der Anlagen
- Haushaltsgrößen
- Jahreszeit

Um eine schnelle Auswahl denkbarer Anlagentypen vornehmen zu können, wurden insgesamt 5 Brennstoffzellenheizgeräte, 8 motorische BHKW sowie 5 Heizungssysteme mit Speichern nach Herstellerangaben parametrisiert und für insgesamt 5 verschiedene Haushaltsgrößen ausgelegt. Eine Änderung charakteristischer Kennwerte wie Stromkennzahl, Gesamtwirkungsgrad und Modulgröße kann darüber hinaus jederzeit beliebig vorgenommen werden, um die Auswirkungen von Parametervariationen auf das Modell untersuchen zu können. Die einzelnen Anlagen können dann innerhalb des Modells beliebig kombiniert werden und dabei sowohl einzeln als auch im koordinierten Betrieb als VK betrieben werden. Das Modell beinhaltet im koordinierten Betrieb als VK folgende Regelstrategie:

Sobald innerhalb des Anlagenpark des VK der Fall eintritt, dass von außen Strom zur Deckung des elektrischen Gesamtbedarfs bezogen werden muss, so soll versucht werden, durch entsprechende Leistungssteigerung der Anlagen diesen Strombezug zu minimieren.

Dies ist jedoch nur im Rahmen der einzuhaltenden Betriebsgrenzen möglich, welche durch die maximal zulässige Speichertemperatur und die Modulgröße gegeben sind.

Die charakteristischen Lastverläufe für den elektrischen Bedarf wurden auf Grundlage der VDEW-Lastprofile und statistischen Jahresverbrauchswerten deutscher Haushalte in Abhängigkeit von Jahreszeit und Haushaltsgröße modelliert. Die thermischen Verläufe wurden anhand bekannter Studien zum Lastverhalten deutscher Haushaltskunden abhängig von Haushaltsgröße, Außentemperatur und Gebäudeart abgebildet. Die genaue Parametrierung der einzelnen Lastkurven kann innerhalb des Modells individuell vorgenommen werden.

Ausgangsgrößen des Simulationsmodells sind:

- Elektrische Lastverläufe
- Thermische Lastverläufe
- Energiebilanzen

Die Lastverläufe liegen quasikontinuierlich vor und erlauben so eine Betrachtung der einzelnen Betriebszustände, welche durch den momentanen Energiebezug aus Brennstoff und Strom sowie die Arbeitspunkte der einzelnen Anlagen gekennzeichnet sind. Durch Aufsummieren dieser Daten kann schließlich auf die Energiebilanzen der einzelnen Anlagen wie auch des Gesamtverbundes geschlossen werden. Um jahreszeitliche Schwankungen auszugleichen, werden die Bilanzen für Stromeinspeisung sowie Strom- und Brennstoffbezug hier jeweils für ein Jahr ermittelt.

Die so gewonnenen Ergebnisse fließen in eine Wirtschaftlichkeitsanalyse ein, die unter Einbeziehung notwendiger wirtschaftlicher Eckdaten eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der KWK-Anlagen in Einzel- oder VK-Betrieb verglichen mit dem Referenzsystem aus einzelnen Heizungsanlagen erlaubt. Der Ablauf dieser Analyse ist in Bild 22 dargestellt.

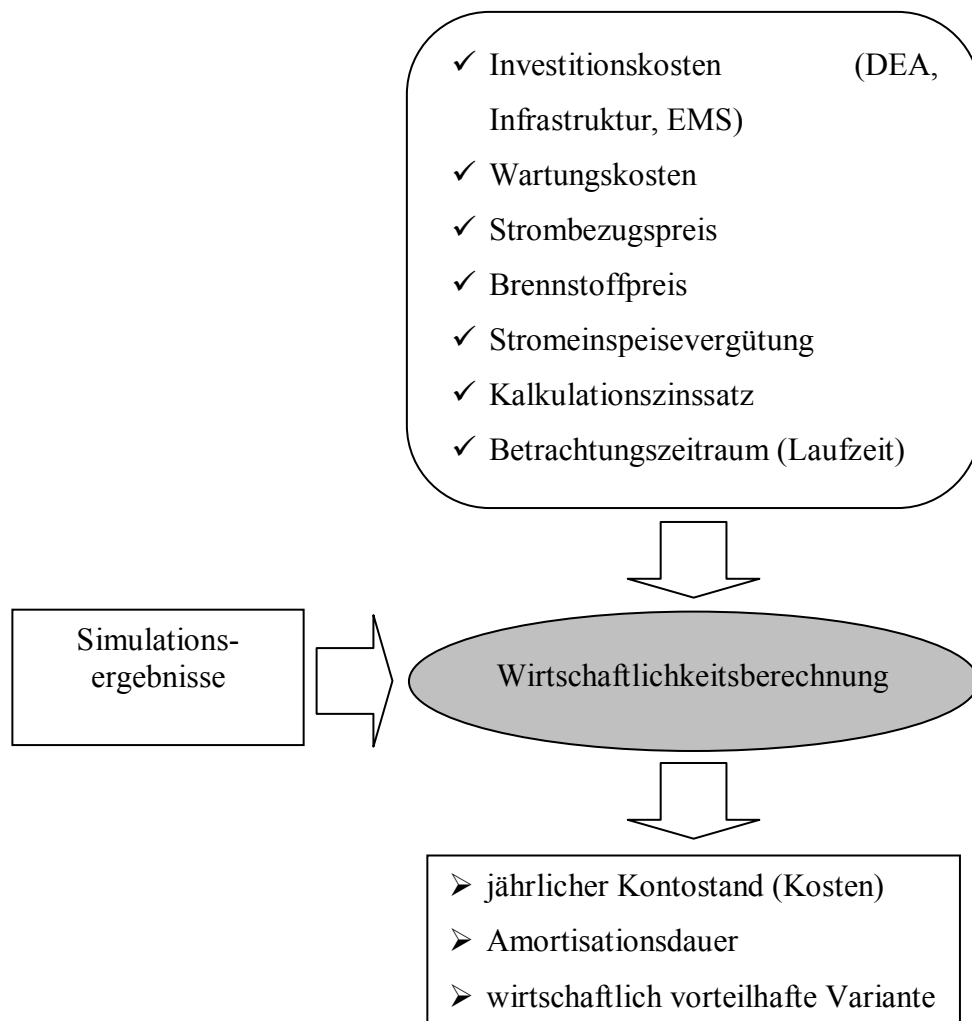


Bild 22: Ablauf der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Investitionskosten umfassen neben den eigentlichen Anschaffungskosten der KWK- bzw. Heizungsanlagen die Aufwendungen für ein informationstechnisches Netzwerk sowie die nötigen Regeleinrichtungen (EMS) zum Aufbau eines VK. Diese Kosten entfallen bei Einzelbetrieb der Anlagen und sind somit ein entscheidendes Maß für die Wirtschaftlichkeit eines koordinierten Betriebs. Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor sind die Wartungskosten, welche für die einzelnen Anlagen anfallen. Diese werden im Normalfall bei motorischen BHKW, die heute schon betrieben werden, lastabhängig berechnet und liegen teils erheblich über den Kosten für Wartungen an Heizungsanlagen. In dieser Analyse wurde auf Herstellerangaben zu spezifischen Wartungskosten zurückgegriffen und die Kosten für Brennstoffzellenheizgeräte entsprechend abgeschätzt. Als Berechnungsverfahren liegt dieser Anwendung das Verfahren des Vollständigen Finanzplans zu Grunde, da es die genauesten Ergebnisse aller dynamischen Verfahren zur Investitionsrechnung erzielt. Hier fließen neben den jährlichen Kosten für Wartung, Energiebezug, Zinsen und Tilgung des finanziellen Mehraufwandes die erzielten Erträge aus Energieeinspeisung und Steuereinsparungen ein. Ein

Vergleich der kumulierten jährlichen Kosten der drei Varianten Einzelbetrieb von KWK-Anlagen, VK aus KWK-Anlagen und Heizungsreferenzsystem liefert schließlich die Aussage darüber, welche Variante die wirtschaftlich vorteilhafteste ist.

Die Durchführung ganzheitlicher Wirtschaftlichkeitsberechnungen an einigen Beispielen hat gezeigt, dass insbesondere bei großen Kraftwerksverbänden aus vielen DEA und für bestimmte Konstellationen der Betrieb eines VK die wirtschaftlich günstigste Alternative ist. Die Kostenentwicklung eines solchen Beispiels ist in Bild 23 dargestellt.

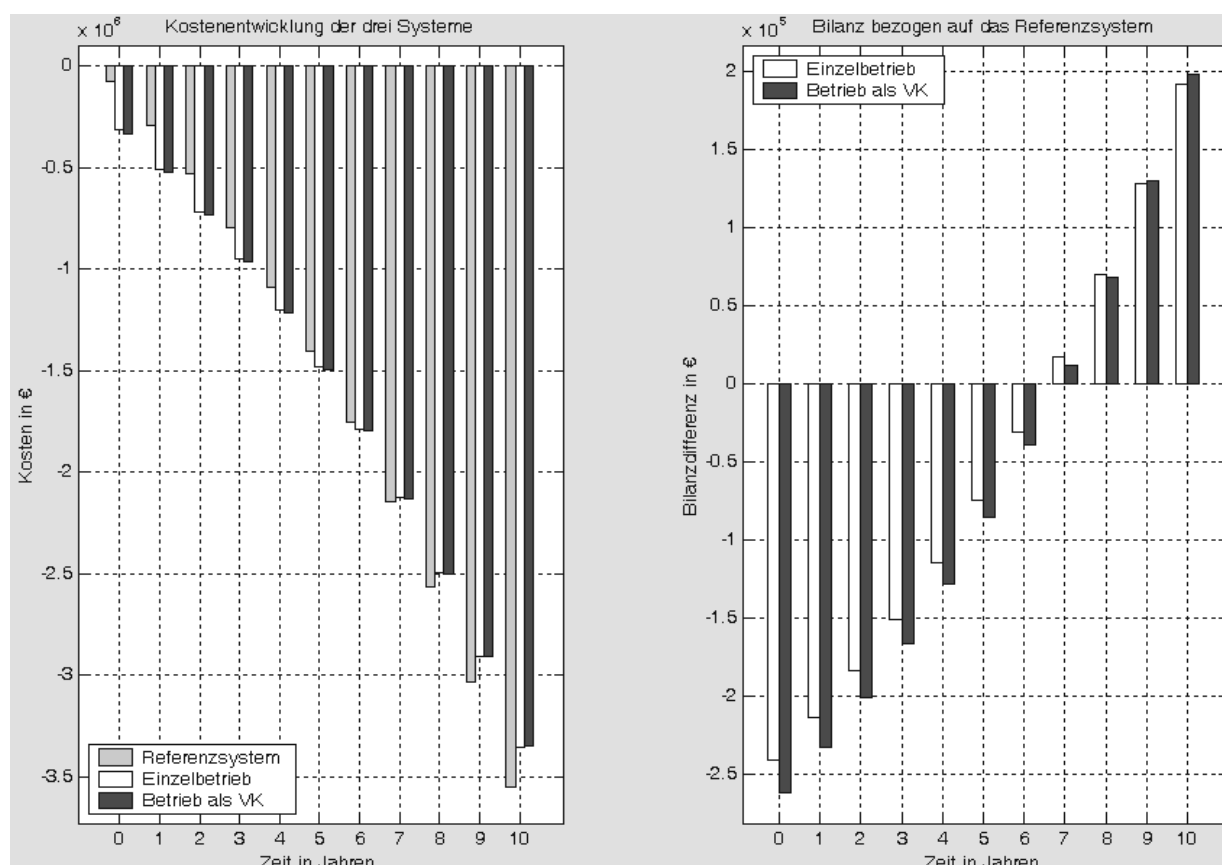


Bild 23: Beispielhafte Ergebnisse einer Wirtschaftlichkeitsanalyse

Hier werden insgesamt jeweils 13 DEA im Einzel- und VK-Betrieb mit entsprechenden Referenzsystemen mit klassischer Heizungstechnik verglichen. Links sind dabei die jährlichen Kosten aller drei Systeme dargestellt, auf der rechten Seite wird die jährliche Kostendifferenz bezogen auf das Referenzsystem abgebildet. Die Daten für Strom- und Brennstoffbezug sowie Stromvergütung wurden momentan üblichen Marktpreisen angelehnt. Deutlich zu erkennen sind einerseits die höheren zusätzlichen Investitionskosten am Anfang der Laufzeit sowie andererseits die geringeren jährlichen Betriebskosten für KWK-Anlagen im Einzel- und VK-Betrieb. Bereits nach 7 Jahren erzeugen diese Anlagen weniger kumulierte Kosten als die Referenzsysteme. Zu diesem Zeitpunkt ist die zusätzliche Investition getilgt

und es ergibt sich ein Bilanzvorteil gegenüber dem Referenzsystem. Nach einer Dauer von 9 Jahren ist die Betriebsweise VK die kostengünstigste Variante und stellt somit für den hier angenommenen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren die wirtschaftlich vorteilhafteste Alternative dar. Andererseits zeigen Beispiele mit weiteren Anlagen- und Preiskonstellationen jedoch auch, dass die Mehrinvestitionen für KWK-Anlagen sowie zusätzliche Informations- und Regelungstechnik fallweise nicht lohnen und die herkömmliche Heizungstechnik die wirtschaftlich beste Alternative darstellt.

Es kann also nicht pauschal beurteilt werden, wann welche Alternative die günstigste ist. Vielmehr können bereits geringe Parametervariationen vor dem Hintergrund der recht langen Zeithorizonte von 10-15 Jahren zu konträren Ergebnissen führen. Mit Hilfe der entwickelten Anwendung ist es möglich, diese Grenzfälle im Einzelnen aufzuzeigen. Es ist zu erwarten, dass das Prinzip des VK zukünftig in bestimmten Fällen eine sowohl technische als auch wirtschaftlich interessante Alternative in der Hausenergieversorgung darstellen wird.

Ingo Jürgens

4.9 Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen

Der flächendeckende Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen (DEA) kann erhebliche Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb der elektrischen Energieversorgungsnetze haben. Entgegen den bisherigen Planungsprinzipien liegt kein Top-Down-Versorgungssystem mehr vor. Während der Einzelbetrieb von DEA am öffentlichen Netz Stand der Technik ist, liegen zum großflächigen Einsatz von wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-DEA bisher weder betriebliche Erfahrungen noch detaillierte Systemstudien vor.

In dem hier beschriebenen Forschungsprojekt werden die Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei einer flächendeckenden Einspeisung von KWK-DEA im wärmegeführten Betrieb über die nächsten 20 Jahre untersucht. Mit Unterstützung der HSE - HEAG Südwestdeutsche Energie - AG, Darmstadt, wurden die technischen Potenziale für DEA in einem Versorgungsgebiet abgeschätzt. Im Jahresbericht 2003 ist über die Ergebnisse berichtet worden. Nachfolgend wird auf die Auswirkungen des wärmegeführten Betriebs von DEA auf das elektrische Verteilnetz für die Szenarien der vollen und 20-prozentigen Ausschöpfung des o. a. Potenzials eingegangen.

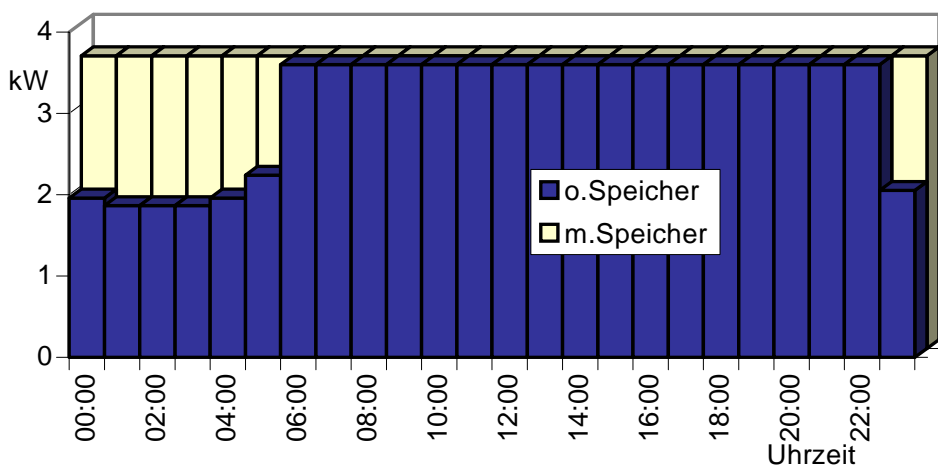


Bild 24: Lastprofil eines Einfamilienhauses an einem Wintertag

Grundlage für alle Szenarien waren elektrische Standardlastprofile der deutschen Versorgungsunternehmen. Mangels Verfügbarkeit thermischer Lastprofile wurden mit Hilfe eines Dimensionierungsprogramms für KWK-Anlagen Referenzprofile für eine Schar von Gebäuden erstellt. Diese sind per Skalierung und Stromkennzahl in elektrische Einspeiseprofile von KWK-DEA im wärmegeführten Betrieb umgerechnet worden. Dabei wurden Wärmespeicher berücksichtigt, mit deren Hilfe tägliche Schwankungen jedoch nicht jahreszeitliche Schwankungen des Wärmebedarfs ausgeglichen werden können (vgl. Bild 24). Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen können KWK-DEA nicht im Teillastbereich bis hin zu 0% betrieben werden. Der Einsatz von Speichern ermöglicht eine Absenkung bzw. zeitweise Aufhebung dieser unteren Grenze, so dass höhere Ausnutzungsgrade und wirtschaftlicher Betrieb der Anlage ermöglicht wird. Diese Betriebsweise führt zu einer zeitlich stark schwankenden Wärmeerzeugung, wobei im Extremfall Betrieb mit Bemessungsleistung und Betriebspausen periodisch wechseln. Dies wirkt sich aufgrund der konstanten Stromkennzahl direkt auf die Stromerzeugung aus, so dass gängige Lastprofile stark verzerrt werden können, was den Einsatz von Energiemanagementsystemen nahe legt.

Es sind Lastflussrechnungen durchgeführt worden, um die Auswirkungen der dezentralen Einspeisungen auf das Spannungsband der einzelnen Netzknoten und die Auslastung der einzelnen Netzbetriebsmittel zu überprüfen. Als Basis dienten ein reales Mittelspannungsnetz und ein von diesem Netz gespeistes Niederspannungsnetz. Es wurde ein Referenzszenario ohne DEA und zusätzlichen Szenarien mit den o. a. Ausnutzungsgraden des technischen Potenzials betrachtet. Die weiteren dem Mittelspannungsnetz unterlagerten Niederspannungsnetze wurden durch eine Skalierung der Bilanzlast- und -einspeiseprofile abgebildet.

Zur Bewertung der Einspeisesituation wurde eine Profillastflussberechnung durchgeführt. Die Maximalergebnisse der Lastflussrechnung stellen aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors von eins Extremwerte dar. Alle Spannungserhöhungen durch dezentrale Einspeisungen

(maximal 3%) sind nach IEC60038 und DIN EN 50160 zulässig. Grundsätzlich wird hier die Auslastung der Netzelemente durch die Rückspeiseströme von den KWK-DEA und nicht mehr durch Lastschwankungen bedingt. Im 100%-Szenario tritt eine mehrstündige, unzulässige Überlastung der Speisekabel um maximal 14% auf. Der eigentliche Verteilungsbereich des Netzes ist bereits zum Betrieb im 100%-Szenario geeignet. Lösungsansätze sind hier neben dem Netzausbau auch mögliche Umschaltmaßnahmen.

Die saisonale Betrachtung der Netzauslastung (Bild 25) zeigt, dass diese im 100%-Szenario steigt und im wahrscheinlicheren 20%-Szenario absinkt, wodurch bei Eintreten dieses Szenarios in Netzbereichen mit Leistungszuwachs ein notwendiger Ausbau verzögert oder vermieden werden kann. Auch ist die Rückspeisebilanz in die 110kV-Ebene (Bild 26) abhängig vom DEA-Durchdringungsgrad zu berücksichtigen. Gängige Bilanzlastprofile müssen durch geeignete Einspeiseprofile ersetzt werden. Um hier stochastische Effekte zu begrenzen, sind Energiemanagementsysteme einzusetzen.

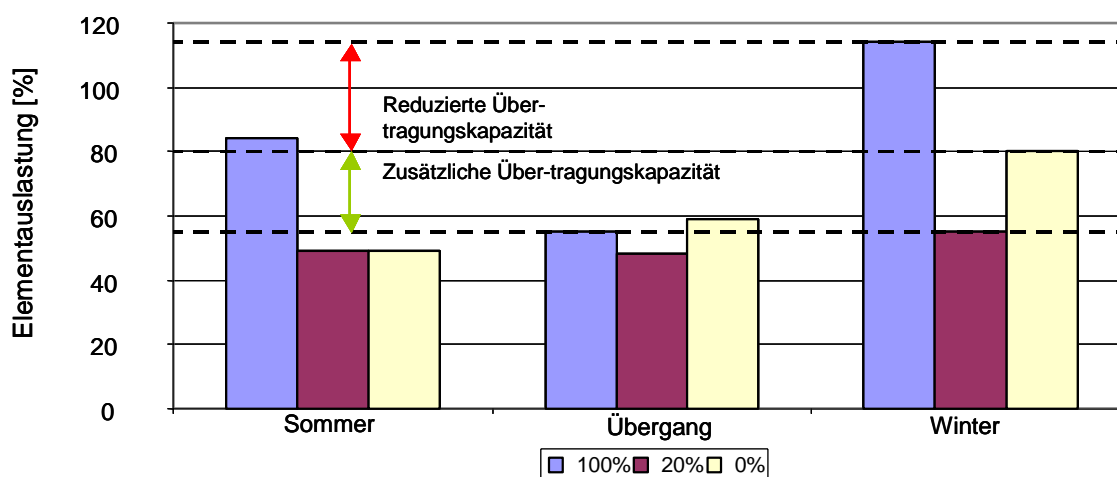


Bild 25: Elementarauslastung (sonntags)

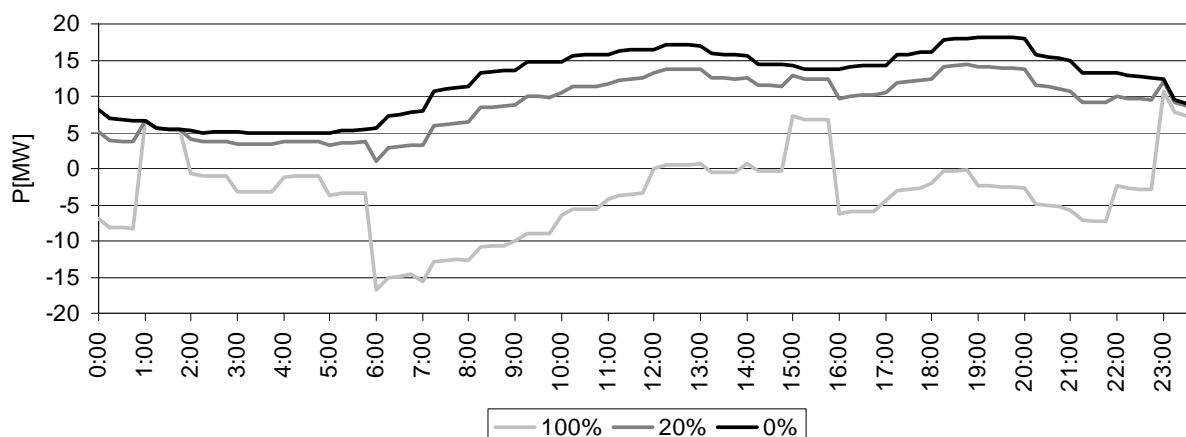


Bild 26: Bilanzprofil zur Übergangszeit bei verschiedenen Potenzialnutzungsgraden

Neben den Lastflussrechnungen wurde die subtransiente Kurzschlussleistung der Referenznetze nach IEC 60909 analysiert. Es wurden ausschließlich umrichterbasierte Anlagen betrachtet. Unter Voraussetzung einer mittelspannungsseitigen Kurzschlussleistung im Bereich von 20 bis 500MVA wird die Kurzschlussleistung im Niederspannungsnetz durch die der überlagerten Spannungsebene dominiert. Außer der Gefahr der Inselnetzbildung bestehen keine relevanten Systemeinschränkungen. Im Mittelspannungsbereich wurde hochspannungsseitig mit einer subtransienten Kurzschlussleistung von 3700MVA gerechnet. Hier ist im Gegensatz zum Niederspannungsnetz ein deutlicher Anstieg der Kurzschlussleistung um maximal 17% vorhanden, wodurch jedoch Schutzgeräte nur relativ gering beeinflusst werden.

In die 110-kV-Ebene wird aus dem Verteilnetz im Fehlerfall subtransiente Kurzschlussleistung eingespeist. Die Ergebnisse sind mit Betrachtungen im MS- und NS-Bereich iterativ vorzunehmen, da die dezentrale Einspeisung einen Rückgang der zentralen Energieumwandlung bewirken kann. Damit einhergehend ist eine Reduktion der Kurzschlussleistung im 110-kV-Netz. Dies erlangt durch den Trend zu umrichterbasierten Anlagen mit geringeren Kurzschlussströmen gegenüber Generatoren besondere Relevanz.

Insbesondere ist der Personenschutz bei ungewollter Inselnetzbildung sicherzustellen. Obwohl in der Praxis eine Inselnetzbildung kaum und nur kurzzeitig eintreten kann, sind Sicherheitseinrichtungen vorzusehen. Diese können entweder eine dem Versorgungsnetzbetreiber (VNB) jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion oder alternativ eine Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordnetem Schaltorgan (ENS) in Reihe zu der jeweiligen KWK-DEA sein. Marktübliche ENS-Geräte verwenden u.a. eine Messung der Netzimpedanz. Bei einphasiger Einspeisung ist anstelle der Impedanzmessung auch ein dreiphasiger Spannungsrückgangsschutz zulässig. Wegen verfahrensspezifischen Problemen stößt die ENS im internationalen Umfeld auf wenig Akzeptanz, weshalb die deutsche Normung gegenwärtig überarbeitet wird. Parallel wird die Abschaffung der Impedanzmessung diskutiert.

Die Potenzialschätzung zeigte, dass ein Großteil des Potenzials für KWK-DEA auf Ein- bis Dreifamilienhäuser fällt. Selbst bei relativ hohen elektrischen Bemessungsleistungen von 2,9 kW ergibt sich eine jährliche Energiemenge von 14.500 kWh bei 5.000 äquivalenten Jahresvolllaststunden. Davon entfallen bei wärmegeführtem Betrieb rund 2/3 der abgegebenen elektrischen Energie auf den Winter, wenn die Anlagen mit Bandlast betrieben werden. Somit steht aus Betreibersicht weniger als 1/3 der elektrischen Jahresenergie zur Darbietung von Systemdienstleistungen zur Verfügung (weniger als 5.000 kWh pro Jahr). Bei einer Zusatzvergütung von beispielsweise 2 €/kWh sind potenzielle Mehrerlöse von maximal

100 € pro Jahr möglich. Davon sind Kosten für die zusätzliche Anlagentechnik abzuziehen. Zur Erhöhung dieses Systemdienstleistungspotenzials ist eine Überdimensionierung der Anlagen denkbar, der erhöhte Investitionskosten gegenüber stehen. Insgesamt ist eine Wirtschaftlichkeit von Systemdienstleistungen als relativ unwahrscheinlich einzuschätzen.

E. Hauptmeier, W. Horenkamp

Dieses Forschungsprojekt wird durch die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF) gefördert. Es findet in enger Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. (ZEDO) und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Mannheim (FGH) statt.

4.10 The Impact of Large Scale Distributed Energy Resources to Distribution Network Operation

Large penetration of Distributed Energy Resources in distribution networks will raise challenges to grid's structure and operation. Due to the possible existing negative influence of Distributed Generations' (DGs) to the system operation and power quality, it is suggested to limit the DGs' penetration level. Here the problem of DGs' impact on power system is firstly investigated from the viewpoint of system voltage stability; later other aspects such as power quality and small signal stability will be studied.

For power system, the linearized steady state relationship is given by:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 4})$$

where

ΔP = incremental change in bus real power injection.

ΔQ = incremental change in bus reactive power injection.

$\Delta \theta$ = incremental change in bus voltage angle.

ΔV = incremental change in bus voltage magnitude.

J is the Jacobian matrix of the nonlinear network equations.

Assuming that $P_L = P_0 V^a$, and $Q_L = Q_0 V^b$ leads to:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & J_{PIV} \\ 0 & J_{QIV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 5})$$

and

$$J_{PIV} = \begin{bmatrix} a_1 P_{10} V_1^{a1-1} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & a_n P_{n0} V_n^{an-1} \end{bmatrix}, \quad J_{QIV} = \begin{bmatrix} b_1 Q_{10} V_1^{b1-1} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & b_n Q_{n0} V_n^{bn-1} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 6})$$

where

ΔP_L = incremental change of active load.

ΔQ_L = incremental change of reactive load.

Substituting (Eq. 5) and (Eq. 6) into (Eq. 4) leads to:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} + J_{PIV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} + J_{QIV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 7})$$

where

ΔP_G = incremental change of generator active output.

ΔQ_G = incremental change of generator reactive output.

Under the assumption that generators operate with a constant power factor $\cos \varphi$, equation $P_G = Q_G \cdot \tan \varphi$ is valid. Substituting it into (Eq. 7) leads to:

$$\Delta Q_G = J_R \Delta V \quad (\text{Eq. 8})$$

and

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q_G \quad (6)$$

where,

$$J_R = [J_{QV} - J_{QIV} - J_{Q\theta} [(J_{P\theta} - J_{Q\theta}) \varphi]^{-1} [J_{PV} - J_{PIV} - (J_{QV} - J_{QIV}) \varphi]] \quad (\text{Eq. 9})$$

and

$$\varphi = \begin{bmatrix} c \tan \varphi_1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & c \tan \varphi_n \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 10})$$

In (Eq. 9), the eigenvalues of J_R^{-1} can be used to evaluate the voltage stability of the system. If all of them are positive, the voltage is stable. Positive eigenvalues guarantees a positive relationship of V--Q sensitivities, which mean the injection of reactive power Q will increase the nodal voltage V. The smallest positive eigenvalue shows the voltage stability margin of the system. The bigger the former is, the larger the latter will be. If one or more of them are zeros, the voltage is under the critical condition. If one or more of them are negative, then the voltage is unstable.

Simulation is carried on based on a simple distribution network shown in Fig. 27, where node 1 is the slack point and the network rated voltage is 10 KV. It is assumed that each node has load with a maximum capacity of 0.6 MVA and wind turbines are connected to some nodes. Weibull distribution is adopted to describe the distribution of wind speed and the static load models are adopted: assuming active power as constant current and reactive power as constant impedance and $\cos \varphi = 0.9$ for all loads. Simulation cases are classified into three categories as shown in Table 2 .

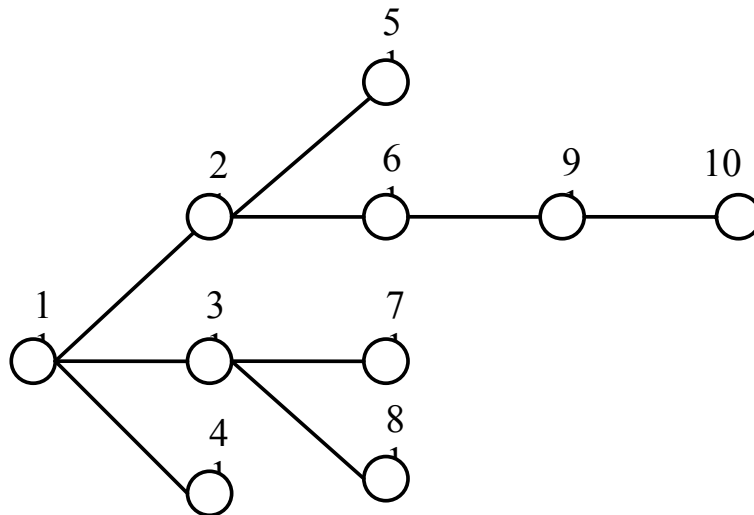


Fig. 27: Network structure

Table 2: Simulation categories

	Category 1	Category 2	Category 3
Generator	Each node has a generator, and the capacity of them is uniformly 0.3MVA. The output of them is determined by the wind speed which subjects to Weibull distribution.	Each node has a generator, and the capacity of them is uniformly 0.3MVA. The output of them is determined by the wind speed which subjects to Weibull distribution.	Only one node is connected with a generator, and the capacity of it is 2.7MVA (50% of the total load). The output of it is determined by the wind speed which subjects to Weibull distribution.
Load	Each node has a load with a capacity of 0.6MVA.	Each node has a load with different volume which is chosen randomly, and the maximum capacity of the load is 0.6MVA.	Each node has a load with a capacity of 0.6MVA.
Attributes	Load keeps constant, energy generation from DGs is random, and the capacity of nodal load is more than that of DG energy production of corresponding node.	Load keeps also constant, but the volume of them is chosen randomly. Under this condition, at some nodes the generation from DG could out yield the load.	Only one node has a generator.

The results of the simulation demonstrate that (1) the integration of DGs is helpful for increasing voltage stability. Generally speaking, more power DGs produce more stable the system voltage is; (2) the injected power from specified nodes could only better the stability of some modes and really have no use for other modes.

In the future, further studies will be done from other aspects to investigate the impact of DGs to the system.

Bin Huang

Member of the graduate school, Dortmund University.

4.11 Problematiken bei der Inselnetzbildung unter der Voraussetzung der flächendeckenden Installation von Dezentralen Energieversorgungsanlagen

Die elektrische Energieversorgung ist bislang vertikal in die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung unterteilt und definiert damit eine unidirektionale Lastflussrichtung von der Kraftwerksebene in die Verteilnetzebene, auf die die heutige Netzbetriebsführung abgestimmt ist. Bei einer flächendeckenden Installation dezentraler Energieversorgungsanlagen (DEA) in Wohnsiedlungen unter Ausnutzung des technischen Potenzials ist unter Umständen mit einer erheblichen Einspeisung oberhalb der im jeweiligen Netzbezirk installierten Leistung zu rechnen. Der daraus resultierende umgekehrte Leistungsfluss vom Verteilnetz in überlagerte Netzebenen wirft neue Aspekte im Verteilnetz bezüglich Selektivität der Schutztechnik, Betriebsmittelschutz, Arbeitssicherheit und potenzieller Inselbildung auf (Bild 28).

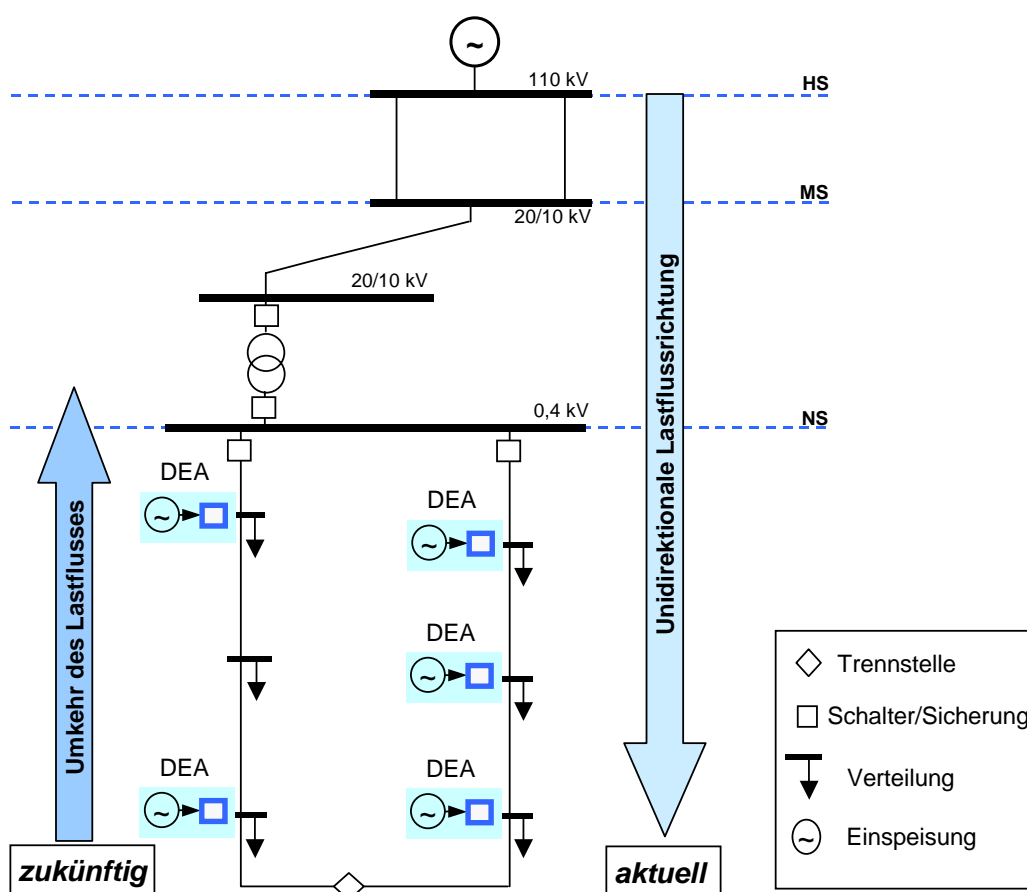


Bild 28: Vertikale Struktur der elektrischen Energieversorgung

Ein Inselnetz liegt vor, wenn eine oder mehrere DEA nach Abtrennen des überlagerten Netzes in Folge einer wartungs- oder fehlerbedingten Freischaltung selbstständig in der Lage sind, den Betrieb eines lokal begrenzten Teilnetzes unter der Voraussetzung ausreichend

installierter Leistung innerhalb zulässiger Toleranzwerte für Spannung und Frequenz aufrechtzuerhalten. Gemäß gültiger deutscher Normen (DIN VDE 0126) und Richtlinien (VDEW-Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“) ist diese Situation durch Überwachung der Größen Netzspannung, Netzfrequenz und Netzimpedanz zu vermeiden.

Zur Untersuchung der Auswirkungen einer Inselbildung und Ableitung einer Inselnetzwahrscheinlichkeit in Niederspannungsnetzen wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Simulationsumgebung auf Basis der am Lehrstuhl erstellten energietechnischen Toolbox (Power Systems Toolbox) unter MATLAB/SIMULINK[®] entwickelt.

Bei der Modellierung werden spannungsprägende und -geführte Elemente unterschieden, die über das Modul der Netzkopplung zur Nachbildung des Energieübertragungssystems miteinander verknüpft sind. Innerhalb dieses Moduls werden die komplexen Ströme und Spannungen der einzelnen Elemente über Untermatrizen der Knotenadmittanzmatrix ausgewertet, allerdings besteht aufgrund des singulären Charakters der Knotenadmittanzmatrix die Notwendigkeit, dass zu jedem Simulationszeitpunkt mindestens ein aktives spannungsprägendes Element vorhanden sein muss. Zum Herbeiführen einer Inselnetzsituation wird das überlagerte Netz, modelliert als starres Netz, zu einem vordefiniertem Zeitpunkt durch Aufschalten einer reduzierten Inselnetz-Knotenadmittanzmatrix innerhalb des Netzkopplungsmoduls abgeschaltet und stellt damit den Verlust eines aktiven spannungsprägenden Elementes dar. Die Singularitätsrahmenbedingung wurde während der Modellierungsphase durch die Implementierung einer spannungsprägenden Referenz-DEA mit Proportional-Regler-Charakteristik berücksichtigt. Die notwendigen Parameter dieser Referenz-DEA wurden heuristisch bestimmt. Alle übrigen DEA sind als spannungsgeführte Elemente nach einem Literaturmodell eines ohmsch-induktiv gekoppelten Umrichters unter Einbindung relevanter Überwachungseinrichtungen modelliert. Aufgrund modellierungsspezifischer Rahmenbedingungen wird zur Inselnetzerkennung lediglich die normativ vorgeschriebene Spannungsüberwachung implementiert. Die Netzfrequenz wird konstant zu 50 Hz angenommen.

Die angeschlossenen Lasten werden durch ein statisches Lastmodell mit exponentieller Spannungsabhängigkeit realisiert, da dieses Wohngebiete mit ausschließlich Haushaltsverbrauchern hinreichend genau nachbildet. Durch tageszeitabhängige Lastkoeffizienten wird eine möglichst realitätsnahe Nachbildung eines Einfamilienhauses gewährleistet. In Bild 29 ist die Projektdatei eines 4-knotigen Testnetzes innerhalb der Simulationsumgebung dargestellt.

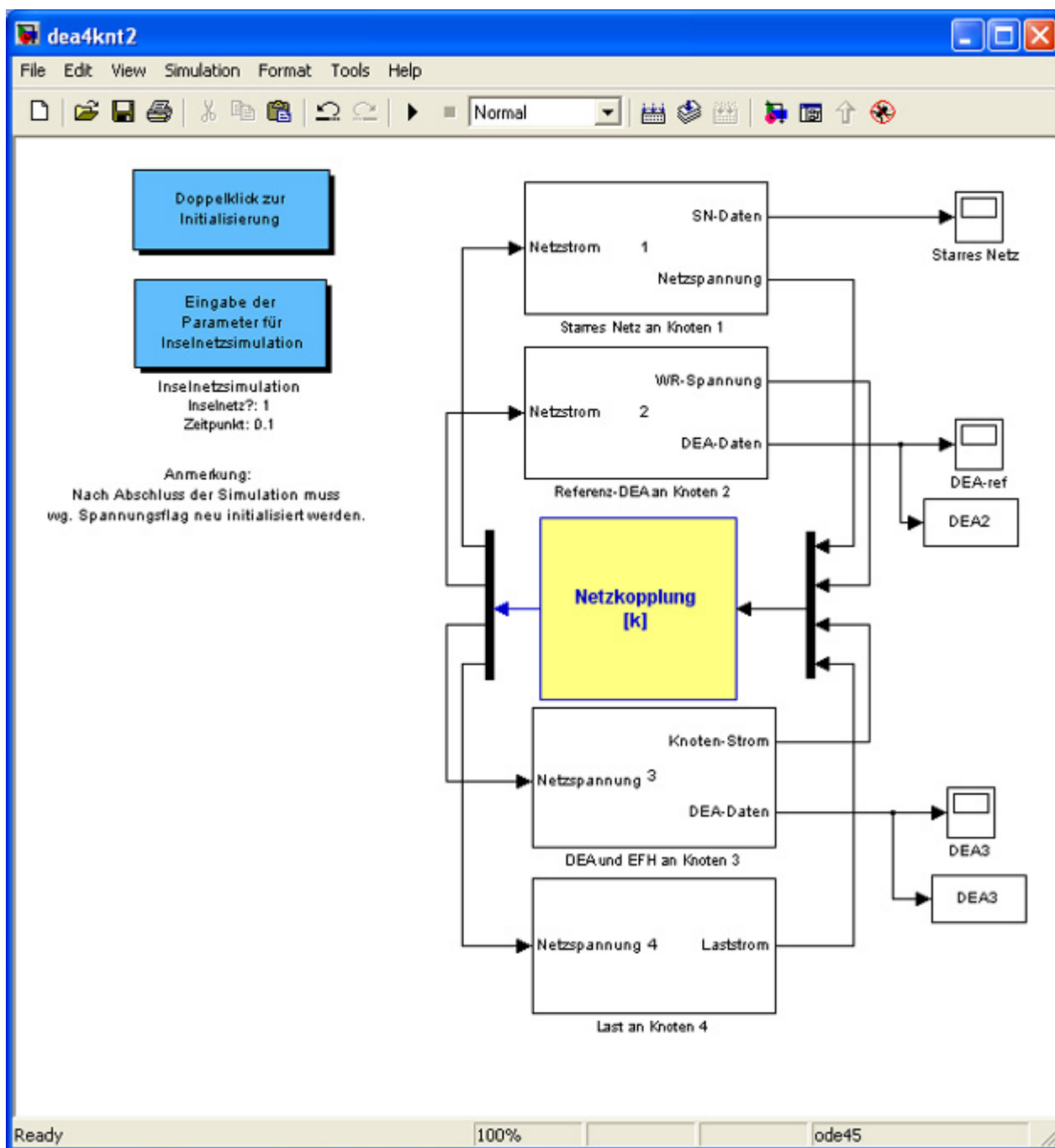


Bild 29: Screenshot einer Projektdatei eines 4-knotigen Testnetzes

Als Simulationsgrundlage dient ein reales Niederspannungsnetz mit 45 Knoten, wobei unter Berücksichtigung der Netztopologie die flächendeckende (34 DEA) und semiflächendeckende (17 DEA) Integration von DEA betrachtet wurde. Weiterhin werden sukzessive 3 DEA-Typen mit Bemessungsleistungen von 1,9 kW, 2,9 kW und 5 kW sowie einem $\cos \varphi = 1$ angenommen. Die Identifizierung relevanter Inselnetzsituationen und Parametrierung der Lasten erfolgt anhand gemessener Lastverläufe für ein Einfamilienhaus in sekundlicher Auflösung. Potenzielle Inselnetzsituationen werden durch Vergleich der gesamten eingespeisten DEA-Leistung mit der benötigten Wirklast innerhalb eines 5%-Toleranzbereiches

ermittelt. Bei einer zeitlichen Gleichgewichtsfolge von mindestens 60 Sekunden wird ein stabiles Inselnetz angenommen und als Parametrierungsgrundlage unter Verwendung des zugehörigen Blindlastverlaufs für die Simulation verwendet. Für einen spezifischen Tag im Mai 2004 konnten insgesamt 23 Gleichgewichtssituationen der Wirkleistung identifiziert werden, die vornehmlich während der Mittagszeit oder in den Abendstunden auftraten. Bei der Parametrierung der Spannungsüberwachung wurde zum einen der normativ vorgeschriebene Toleranzbereich von 80% bis 115% der Netznennspannung und zum anderen ein gemäß DIN EN 50160 gültiger Normspannungsbereich von 90% bis 106% der Netznennspannung gewählt.

Insgesamt wurden 8 bzw. 6 potenzielle Inselnetzsituation, je nach gewähltem Toleranzbereich, aufgrund der relativ ausgeglichenen Leistungsbilanz nicht von der Spannungsüberwachung erkannt. Das Auftreten von Leistungsgleichgewichtssituationen ist für das untersuchte Netz im Wesentlichen unabhängig vom Installationsszenario der DEA. Sowohl für den Fall einer flächendeckenden als auch einer semi-flächendeckenden Integration von DEA kann eine etwa identische Anzahl an potenziellen Inselnetzsituationen festgestellt werden. Der Großteil der identifizierten undetektierten Inselnetzsituationen entfällt jedoch auf eine DEA-Leistungsklasse von 2,9 kW.

Vor dem Hintergrund der Simulationsergebnisse ist der alleinige Betrieb einer Spannungsüberwachung nicht ausreichend, um eine sichere Inselnetzerkennung zu gewährleisten, und in Bezug auf derzeit gültig deutsche Normen und Richtlinien nicht zulässig. Allerdings ist fraglich, ob die zusätzlich vorgeschriebene Frequenzüberwachung bei stark ausgeglichenen Leistungsbilanzen anspricht. Eine zusätzliche Überwachungseinrichtung ist notwendig, wie beispielsweise die Netzimpedanzmessung oder alternative, innovative Schutzeinrichtungen.

Unter Berücksichtigung, dass der deutsche Stromkunde im statischen Mittel mit 15 min Stromausfall zu rechnen hat, kann eine Inselnetzwahrscheinlichkeit der Dimension von 10^{-8} bis 10^{-9} für den spezifischen Tag abgeleitet werden. Der Einfluss von Instandhaltungsmaßnahmen ist aufgrund der bundesdeutschen Tendenz zu ereignisorientierten Instandhaltungsstrategien im Niederspannungsnetz nicht leicht prognostizierbar. Wird ein Instandhaltungsintervall von einer Maßnahme innerhalb von 5-10 Jahren angenommen, so ergibt sich eine Inselnetzwahrscheinlichkeit der Dimension von 10^{-12} bis 10^{-13} . Zur Ableitung einer generellen Inselnetzwahrscheinlichkeit ist die Betrachtung eines gesamten Jahreslastverlaufs zur Berücksichtigung tageszeitlicher und saisonaler Charakteristiken notwendig.

Zukünftig ist die Integration der Frequenzkomponente durch rotorische Umrichter in das Simulationssystem, sowie eine Überarbeitung der Referenz-DEA und der heuristisch bestimmten Reglerfaktoren geplant.

P. Busch

4.12 Inselnetzerkennung bei dezentralen Erzeugungsanlagen

Aufgrund von zukünftig zu erwartenden erhöhten dezentralen Einspeisungen (DEA) im Niederspannungsnetz hat die Fragestellung, wie ungewollte Inselnetze zuverlässig erkannt und abgeschaltet werden können, verstärkte Bedeutung erlangt. Nach den geltenden Arbeitsvorschriften muss das Netz bei Arbeiten spannungsfrei geschaltet werden. Des Weiteren haftet der Netzbetreiber für die Einhaltung der zulässigen Spannungs- und Frequenzgrenzen, weshalb er eine Einspeisung außerhalb der zulässigen Grenzwerte nach der EN50160 verhindern möchte. Nach den VDEW Empfehlungen „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ und der VDE-Norm 0100-551 ist der Anschluss einer DEA an das Niederspannungsnetz in Deutschland über eine dem Personal des Versorgungsnetzbetreibers jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion möglich. Diese Schaltstelle kann durch eine ENS mit einem Prüfzertifikat auf Basis der VDE 0126 in Reihe zur DEA ersetzt werden.

In der VDE 0126 sind die folgenden Abschaltkriterien, die in verschiedenen Netzsituationen einen sicheren Betrieb gewährleisten sollen, beschrieben:

- Spannungsmessung
- Frequenzmessung
- Impedanzmessung oder
- dreiphasige Spannungsüberwachung bei einem einphasigen Anschluss der DEA

Während die Spannungs- und Frequenzmessung als Abschaltkriterium sicher funktionieren, wird das Impedanzmessverfahren für eine Inselnetzerkennung seit längerer Zeit kontrovers diskutiert, wobei die Gesichtspunkte der Netzbetreiber, Berufsgenossenschaft, Betreiber der DEA und Anlagenhersteller sowie die internationalen Richtlinien ein Spannungsfeld aufzeigen, in dem ein geeigneter Kompromiss gefunden werden muss (Bild 30).

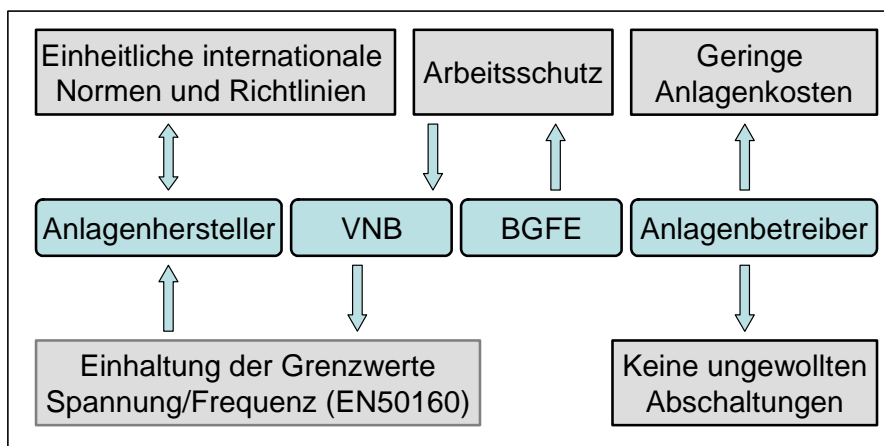


Bild 30: Interessen verschiedener Organisationen

Bei allen bekannten Impedanzmessverfahren wird ein Strom in das Netz eingespeist und die Reaktion des Netzes am Anschlusspunkt gemessen. Verändert sich während der Messung durch Schalthandlungen, Netzurückwirkungen oder Laständerungen die Netzsituation, wird die Impedanzmessung verfälscht. Ein weiteres Problem ist die gegenseitige Beeinflussung mehrerer ENS in einem Netzbezirk, wenn diese mit unterschiedlichen Impedanzmessverfahren arbeiten. Daher kann es zu Fehlauflösung und im ungünstigsten Fall auch zu einem Schutzversagen führen. Wechselrichterhersteller haben daher in den letzten Jahren verbesserte Verfahren auf der Basis der Netzimpedanzmessung entwickelt.

Alternative Verfahren zur Impedanzmessung sind in der **Tabelle 3** dargestellt. Außer der dreiphasigen Spannungsmessung sind alle Verfahren aktive Messverfahren. Bei hoher Durchdringung der Netze mit DEA sind diese Messverfahren aus betriebs- und regelungstechnischer Sicht nicht sinnvoll.

Damit sich ein Inselnetz ausbilden kann, muss sich ein Leistungsgleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung einstellen. Für die Charakterisierung von Inselnetzen können drei Stabilitätszustände definiert werden:

1. Instabiles Inselnetz mit einer Dauer kleiner 5 s
2. Quasistabiles Inselnetz mit einer Dauer zwischen 5 und 60 s
3. Stabiles Inselnetz mit einer Dauer größer 60 s

Tabelle 3: Übersicht der Verfahren zur Inselnetzerkennung

Verfahren	Kennzeichen
Impedanzsprung	<ul style="list-style-type: none"> • Aktives Messverfahren (Stromänderung mit Spannungsmessung) • Erfassen eines Impedanzsprunges bei Wegfall des Netzes
3-phasige Spannungsüberwachung	<ul style="list-style-type: none"> • Passives Messverfahren • bei einphasiger Einspeisung statt dem Impedanzmessverfahren zulässig
Spannungsshift	<ul style="list-style-type: none"> • Aktives Verändern der eingespeisten Spannungsamplitude. • Bei Wegfall des stabilisierenden Netzes Verletzung der zulässigen Spannungsbänder und Abschaltung über Spannungskriterium
Frequenzshift	<ul style="list-style-type: none"> • Aktives Verändern der eingespeisten Frequenz • bei Wegfall des stabilisierenden Netzes Verletzung der zulässigen Frequenzbänder und Abschaltung über Frequenzkriterium
Pilotton	<ul style="list-style-type: none"> • Aufprägen eines höherfrequenten Pilottones • bei Unterbrechung der Leitungen ausfällt der Ton aus und veranlasst die Abschaltung

Instabile Inselnetze stellen aufgrund des Zeitablaufs zwischen Freischalten und Beginn der Arbeiten im Netz kein erhöhtes Gefährdungspotential dar. Eine gewisse Beständigkeit von Inselnetzsituationen im quasistabilen Bereich ist nur in Schwachlastzeiten zu erwarten. Die bisherigen Untersuchungen weisen darauf hin, dass sich auf Grund des fehlenden Wirk- und insbesondere Blindleistungsgleichgewichtes wahrscheinlich kein stabiles Inselnetz größer 60 s mit DEA ausbilden kann. Vielmehr kommt es durch das Blindleistungsdefizit sehr schnell zu Spannungseinbrüchen, die zu einer Abschaltung der DEA durch das Spannungskriterium führen. Unter Beachtung der 5 Sicherheitsregeln (1. Freischalten, 2. gegen Wiedereinschalten sichern, 3. Spannungsfreiheit feststellen, 4. Kurzschließen und Erden, 5. Benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken oder abschränken) kann es nicht zu einer Gefährdung des Betriebspersonals kommen, unabhängig davon ob automatisch oder manuell oder überhaupt nicht freigeschaltet wird. Daher muss folgende Fragestellung weiter untersucht werden: Kann auf das Impedanzkriterium zukünftig verzichtet werden, weil aufgrund der geringen Wahrscheinlichkeit eines Leistungsgleichgewichtes eine Inselnetzbildung nicht möglich ist?

W. Horenkamp, E. Hauptmeier

4.13 Koordinierte Schutzsysteme bei flächendeckender Dezentraler Einspeisung

Ein Schutzsystem im Allgemeinen kann in drei Teilsysteme mit unterschiedlichen Schutzzielen untergliedert werden (Bild 31). Zum Netzschutz ist sicherzustellen, dass die einzelnen Netzelemente nicht durch unzulässige Betriebszustände, die vor allem durch Überlast und –spannungen charakterisiert werden, beschädigt werden. Der Anlagenschutz umfasst als Hauptziel die Erkennung und Abschaltung unzulässiger Betriebszustände von Anlagenteilen; mögliche Auswirkungen auf das Netz haben untergeordnete Bedeutung.

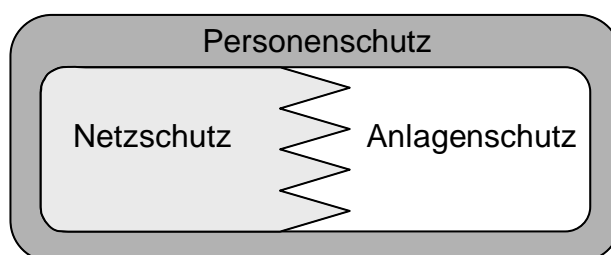


Bild 31: Relevante Schutzkategorien

Für Lasten gelten weitestgehend die Konzepte des Netzschutzes, da diese als Erweiterung des Verteilnetzes modelliert werden können. In Bezug auf die Schutztechnik ist hauptsächlich eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung notwendig, um Fehler sicher zu erkennen. Ferner ist das Spannungsband auf Einhaltung der Toleranzgrenzen zu überwachen. Bei Einspeisungen existieren erweiterte Schutzziele. Hier ist neben unzulässigen Strömen und Spannungen z.B. Schiefast, Temperatur und Freilauf zu berücksichtigen. Als dritter übergeordneter Bereich ist der Personenschutz anzusehen. Dieser umfasst einerseits Vorschriften zur sachgerechten Kapselung der Betriebsmittel, Erdungsverfahren und Fehlerstromdetektierung z.B. im Rahmen der Normenreihe DIN VDE 0100. Andererseits ist der Personenschutz bei Arbeiten im Netz zu gewährleisten. Hier werden z.B. die fünf Sicherheitsregeln im Rahmen der BGV A2 definiert und es werden Vorschriften zur Vermeidung ungewollter Inselnetzsituationen z.B. im Rahmen der VDE V 0126 vorgeschrieben. Insbesondere die Inselnetzbildung ist bei flächendeckender Einspeisung aus vielen verteilten Quellen von sehr großer Bedeutung. Die einzelnen Schutzziele berühren Interessen von Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und –herstellern sowie die der Berufsgenossenschaft. Die Einzelinteressen sind nicht kongruent, so dass ein Spannungsfeld aufgebaut wird, in dem durch Normung und Regelungen ein geeigneter Kompromiss gefunden werden muss.

Zukünftig ist in Verteilnetzen mit vielen Einspeisungen durch Umrichtern oder Synchron- bzw. Asynchronmaschinen zu rechnen, die unterschiedlich hohe Kurzschlussströme liefern. Die sich hieraus ergebenden Fragestellungen werden gegenwärtig am Lehrstuhl im Rahmen

eines Forschungsprojektes bearbeitet. Es werden als Grundlage reale Verteilnetze in Hinblick auf ihre schutztechnischen Eigenschaften analysiert und kategorisiert. Hierauf aufbauend wird das technische Potential für DEA in den einzelnen Netzkategorien ermittelt. Anhand dieser neuen Einspeisesituation erfolgt eine Bedarfsanalyse für neue schutztechnische Konzepte, die anhand von Beispielnetzen per Simulation getestet werden. Insbesondere wird hier bei Fällen, in denen die konventionellen Schutzverfahren nicht greifen, die Einsatzmöglichkeit von untereinander informationstechnisch gekoppelten autonomen Schutzsystemen analysiert, die durch eine hierarchische Organisation eine möglichst effiziente und wirtschaftliche Implementierung erlauben. Dies gilt sowohl in Hinblick auf die Installation als auch auf die leittechnische Integration. Dadurch bedingt werden anhand der Ergebnisse standardisierbare Schutzstrategien mit Ziel einer möglichst einfachen normativen Umsetzung abgeleitet.

E. Hauptmeier

Das Forschungsvorhaben „Koordinierte Schutzsysteme in elektrischen Netzen mit dezentraler Einspeisung“ wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

4.14 Simulationssystem für die Koordinierung dezentralerer Energieumwandlungsanlagen auf Basis eines verteilten Datenbanksystems

Die zukünftig zu erwartende Zunahme dezentraler Energieumwandlungsanlagen, forciert durch die Entwicklungen im Bereich der Brennstoffzellen-, Mikroturbinen, Windkraft- und Photovoltaiksysteme sowie geänderte gesetzlichen Rahmenbedingungen, stellt die Energieversorgung vor neue Aufgaben und Möglichkeiten. Heute werden die genannten Anlagen in der Regel als Einzelsysteme betrieben. Durch moderne Informationstechnologien besteht die Möglichkeit dezentrale Anlagen in der Zukunft weiträumig zu vernetzen, zu größeren Einheiten zusammenzufassen und mittels eines Energiemanagementsystems koordiniert zu betreiben. In diesem Zusammenhang wird ein Simulationssystem mit verteiltem Energiemanagement entwickelt, mit dem die Möglichkeit besteht, umfassende Untersuchungen bezüglich der Koordinierung unterschiedlicher Typen dezentraler Anlagen anhand von Simulationsmodellen durchzuführen. Mit dem entwickelten System können sowohl die Effekte und Funktionstüchtigkeit unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien als auch verschiedene informationstechnische Aspekte untersucht, analysiert und beurteilt werden.

Das vollständige Simulationssystem setzt sich aus verschiedenen Modulen zusammen. Wie in Bild 32 dargestellt, besteht das System neben einer zentralen Datenbank zur Datenerfassung und –verarbeitung aus Simulationsmodulen zur Nachbildung unterschiedlicher dezentraler Anlagen, einem Programm zur Koordinierung sowie einer graphischen Benutzeroberfläche. Um möglichst realitätsnahe Untersuchungen und Simulationen insbesondere im Bereich der Datenkommunikation durchführen zu können, erfolgt der Datenaustausch zwischen den einzelnen Modulen in Echtzeit. Insgesamt steht dem Benutzer so ein vollständiges SCADA-System zur Überwachung und Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen zur Verfügung.

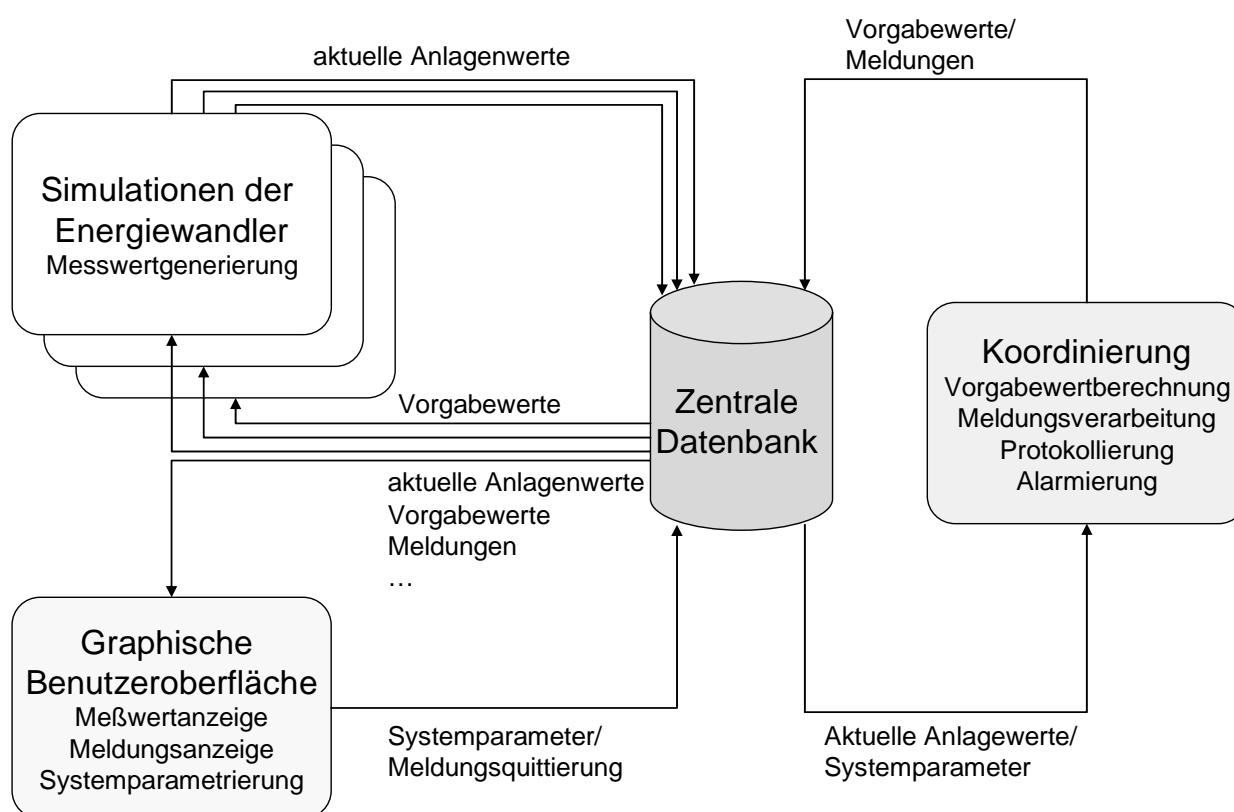


Bild 32: Aufbau und Datenfluss des Simulationssystems

Die Datenbank dient innerhalb des SCADA-Systems zur zentralen Datenspeicherung und zum Datenaustausch zwischen den einzelnen Modulen. Neben den Betriebsdaten und –parametern werden in der Datenbank Betriebsprotokolle, Meldungslisten und alle Systemparameter, die für das Zusammenspiel der einzelnen Module notwendig sind, abgelegt. So stellt die Datenbank dem Koordinationsprogramm neben den aktuellen Betriebsparametern die Koordinationsvorschriften zur Verfügung. Anhand dieser Daten können die Vorgaben für die einzelnen Anlagen berechnet und in die Datenbank zurückgeschrieben werden. Des Weiteren übernimmt dieses Programm die zentrale Generierung und Protokollierung von

Meldungen mit Hilfe in der Datenbank hinterlegter Meldungsrichtlinien und kann über eine integrierte Schnittstelle Benutzer bei Bedarf mittels E-Mail über die neuesten Entwicklungen unterrichten. Die vom Koordinierungsprogramm errechneten und in der Datenbank abgelegten Vorgabewerte werden dann zyklisch vom Simulationsprogramm ausgelesen und dienen dort als Grundlage für den nächsten Simulationsschritt. Die in der Simulation errechneten Anlagenwerte werden wiederum in der Datenbank gespeichert und stehen dann dem Koordinationsprogramm für den nächsten Durchlauf zur Verfügung.

Die in Bild 33 dargestellte Bedienoberfläche bietet neben der Visualisierung der aktuellen Anlagendaten, anstehender Meldungen und des Betriebsprotokolls alle zum Anlegen, Löschen oder Bearbeiten von Anlagen, Datensätzen oder Objekten notwendigen Funktionen. Zusätzlich können die zur Berechnung der Vorgabewerte zugrunde liegenden Koordinationsrichtlinien sowie die zur Meldungsgenerierung notwendigen Vorschriften für jede Anlage zur Laufzeit erstellt, bearbeitet und somit an neue Rahmenbedingungen angepasst werden.

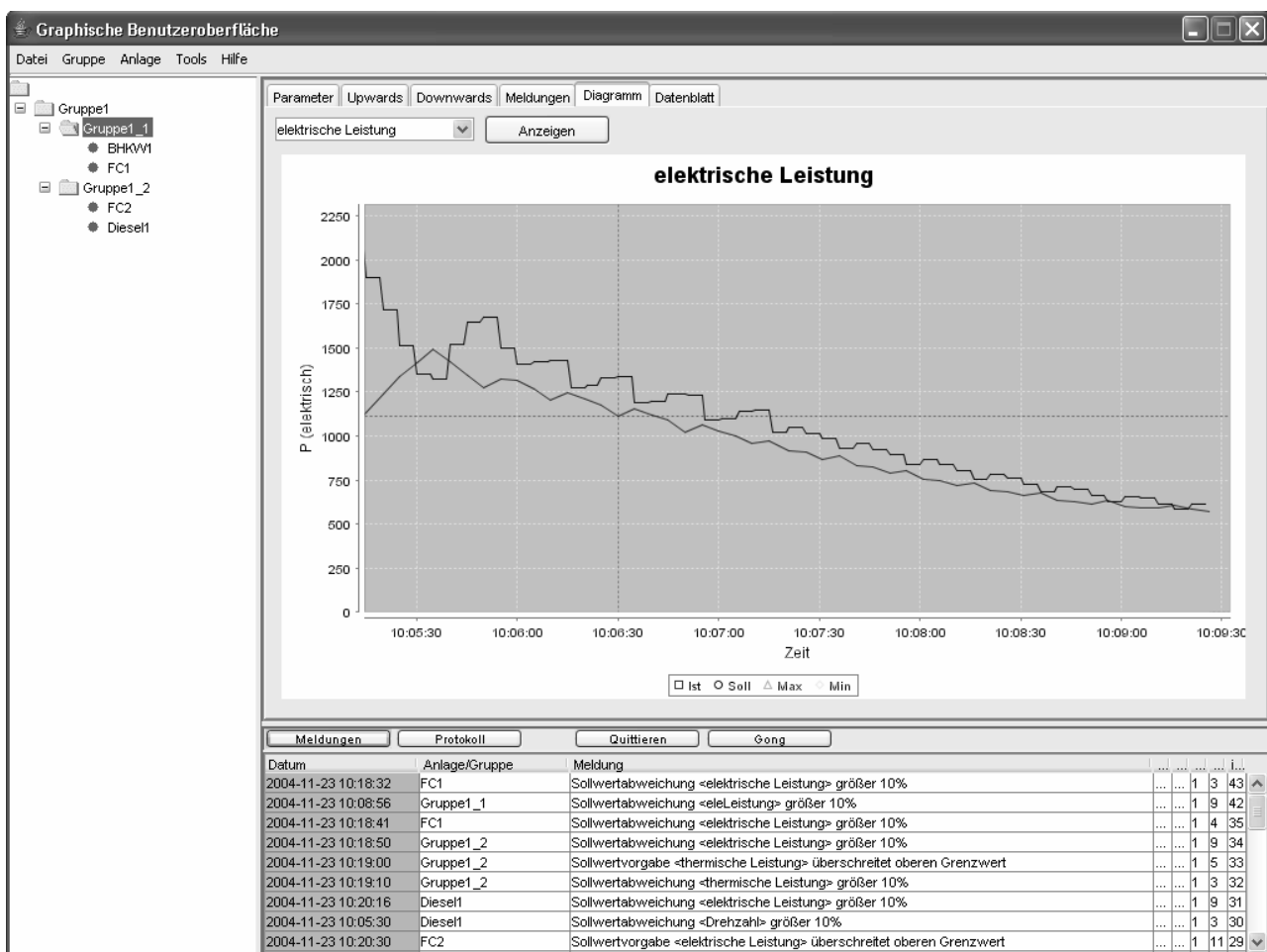


Bild 33: Screenshot der graphischen Benutzeroberfläche

Um die Übersichtlichkeit bei einer Vielzahl von angebunden oder simulierten Anlagen zu erhöhen und die Managementaufgaben zu verteilen, besteht zusätzlich zu den beschriebenen Funktionen zum einen die Möglichkeit, die Anlagen in Gruppen zu organisieren und die Koordinationsaufgaben auf diese Gruppen zu verteilen. Zum anderen können diese Gruppen wiederum auf einzelne miteinander verbundene Datenbanken verteilt werden. Damit entsteht, wie in Bild 34 dargestellt, ein hierarchisches Gesamtsystem auf Basis verteilter Datenbanken. Jede Datenbank verfügt dann über ein eigenes Koordinierungsprogramm, das entsprechende Vorgabewerte von der übergeordneten Datenbank erhält und diese anhand der Koordinierungsrichtlinien an die unterlagerten Anlagen und Gruppen weitergibt. Auf diese Weise können die Managementfunktionen auf die einzelnen Ebenen verteilt und das System beliebig erweitert werden.

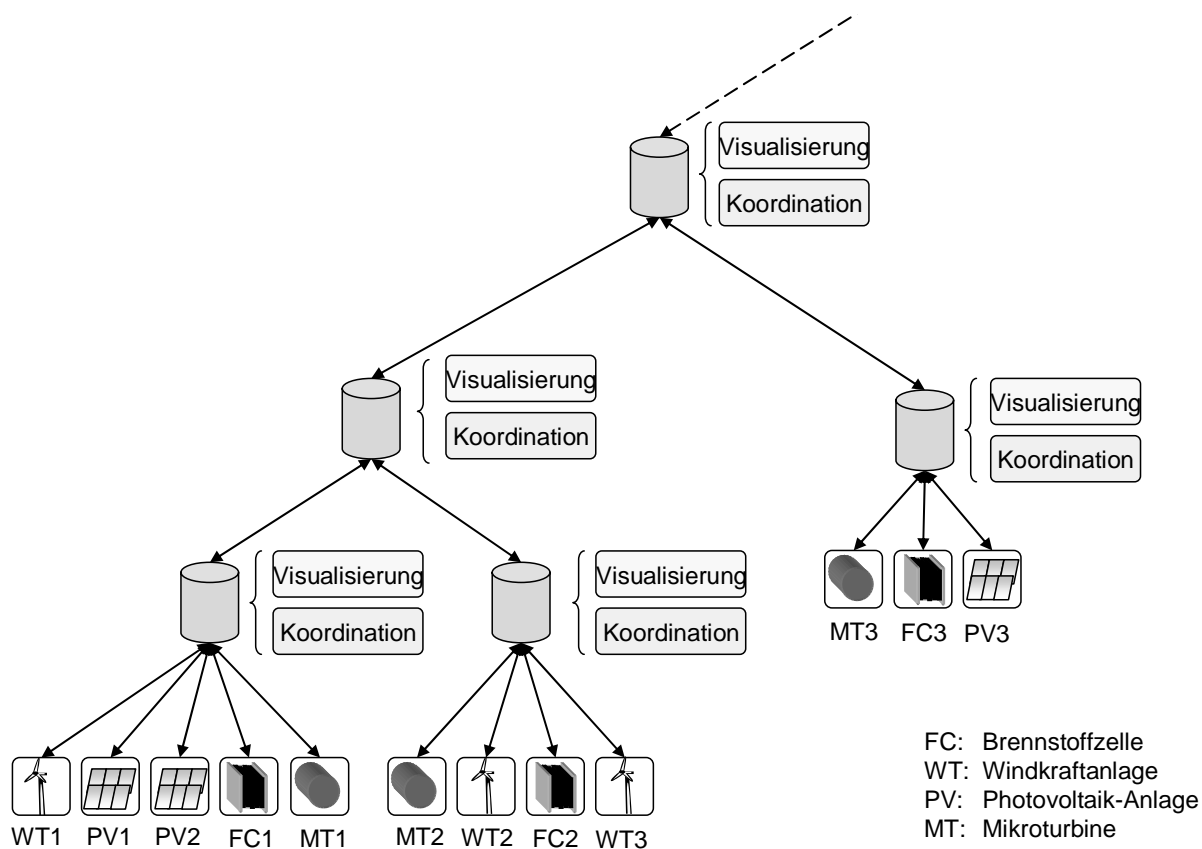


Bild 34: Hierarchische Koordination auf Basis verteilter Datenbanken

Im Rahmen der Entwicklung eines Gesamtsystems werden derzeit die für die Simulation notwendigen Modelle implementiert und der Funktionsumfang der graphischen Benutzeroberfläche erweitert. Im Anschluss soll eine Simulationsumgebung mit mehreren verteilten Datenbanken aufgebaut und betrieben werden, um Untersuchungen für unterschiedliche Gruppenkonfigurationen (Anlagenanzahl, Anlagenzusammenstellung, Hierarchie-Ebenen, usw.) durchzuführen und den koordinierten Betrieb zu optimieren.

4.15 Aktueller Entwicklungsstand zur dynamischen Simulation von Wärmenetzen

Im Berichtsjahr 2004 sind wichtige Fortschritte auf dem Gebiet der Hausheizungssystem-Simulation erreicht worden. Zum einen wurde ein Konzept erarbeitet, mit dem sich optimierte Regelungen für thermische Anlagen in einem Hausheizungssystem entwickeln lassen. Zum anderen ist die Simulationsumgebung programmiertechnisch optimiert worden, so dass eine erhebliche Geschwindigkeitsbeschleunigung erreicht wurde.

Die in Zusammenarbeit mit der EUS GmbH, Dortmund, entwickelte dynamische Wärmenetz-Simulation ermöglicht die Nachbildung verschiedener thermisch-hydraulischer Verschaltungen. Insbesondere für die Integration dezentraler Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Hausheizungssysteme liefert das Programm einen wichtigen Beitrag. Diese Anlagen dienen der gleichzeitigen verbrauchernahen Versorgung mit Wärme und elektrischer Energie. Ein viel versprechender Anlagentyp ist die PEM-Brennstoffzelle, die schon heute auch im Teillastverhalten eine besonders hohe Effizienz aufweist und eine Leistungsdynamik besitzt, die für den Einsatz als dezentrale Energieversorger vorteilhaft sind. Eine sinnvolle Anwendung der elektrischen und thermischen Energie ist beim Betrieb lokaler Energieversorgungsanlagen Voraussetzung für eine hohe Wirtschaftlichkeit. Die Nutzung der elektrischen Energie ist durch Anbindung an öffentliche Niederspannungsnetze weniger problematisch als die Verwendung der thermischen Energie, für die in der Regel keine Nahwärmenetze zur Verfügung stehen. Die erzeugte Wärme muss daher vor Ort verwendet werden. Eine intelligente lokale Regelung ist notwendig, um mit den bereitgestellten Mitteln ein effizientes Wärmemanagement zu realisieren. In der ersten Arbeit ist ein Regler entwickelt worden, der eine effiziente Wärmenutzung ermöglicht. Systemgrößen (Temperaturen und Volumenströme) sind dazu verwendet worden, aktive Elemente hydraulisch (Pumpen, Ventile) als auch thermisch (Brennstoffzelle) zu steuern. Das Ergebnis sind Regler-Entwicklungen für zwei exemplarische Verschaltungen. Anhand von Flussdiagrammen sind Temperatur-/Volumenstromabhängige Bedingungen für die steuerbaren Elemente entwickelt worden, die einen kontinuierlichen Betrieb der Brennstoffzelle ermöglichen. Lastschwankungen werden durch Laden eines Pufferspeichers vermieden. Der Aufbau einer Verschaltung ist in Bild 35 und das dazugehörige Steuerungsflussdiagramm für das Ventil im Lastzweig in Bild 36 dargestellt.

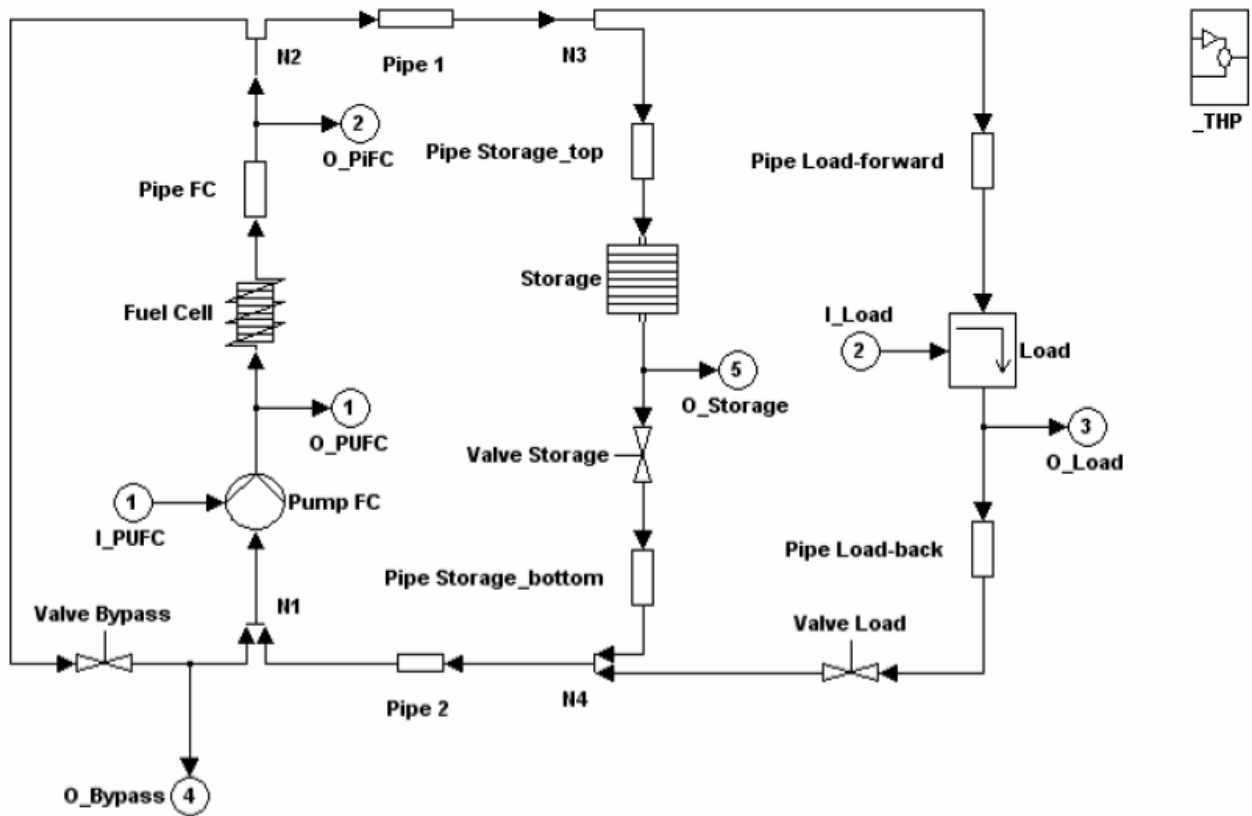


Bild 35: Exemplarisches Hausheizungsenergiesystem bestehend aus 4 Zweigen

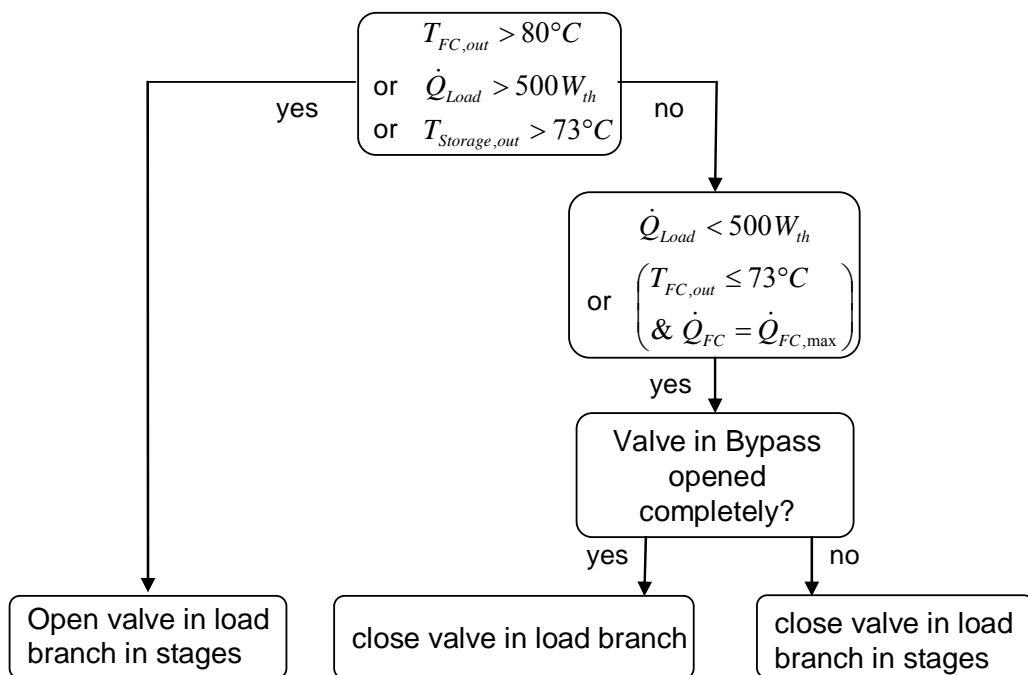


Bild 36: Flussdiagramm zur Steuerung des Ventils im Lastzweig (zu **Bild 35**)

Mit der Simulationsumgebung lassen sich zwar beliebige Verschaltungen aufbauen, doch schon bei verhältnismäßig einfachen Verschaltungen dauert die Berechnungszeit relativ lange. Ein Ansatz, die Rechenzeit zu verkürzen, ist die Optimierung der abwechselnd durchgeführten thermischen und hydraulischen Berechnungen. Eine Untersuchung der Ausführungszeiten ergab, dass die thermischen Berechnungen, mit Abstand vor den hydraulischen Funktionen, die größte Berechnungszeit in Anspruch nehmen. Die hydraulische Netzwerk-Berechnung ist in einer so genannten m-Funktion realisiert und löst in jedem Zeitschritt die Netzwerklösungen für die Volumenstrom-Druckverhältnisse. Die Finite-Elemente-Modelle der thermischen Berechnung sind als s-Funktionen realisiert und berechnen mit Hilfe zugehöriger Eingangstemperaturen und Volumenströme auf Grundlage von Energieerhaltungsgleichungen neue Ausgangstemperaturen. S-Funktionen, die von einem speziellen Simulink[®]-Block aufgerufen werden, unterscheiden sich gegenüber üblichen m-Funktionen durch separate Funktionsaufrufe für Initialisierung, Berechnung der Ableitungen und Ausgabe von Funktionswerten. Bisher wird eine thermische Berechnungsfunktion aufgerufen, die im m-Funktionsstil realisiert ist. In den Funktionsaufrufen Initialisierung, Berechnung der Ableitungen und Ausgabe von Funktionswerten weist sie auf entsprechende Funktionsaufrufe der Elementfunktionen (Rohrleitung, Speicher, ...) zurück. Durch die Verschachtelung und besonders durch die Verwendung von Schleifen in diesen Funktionen werden nur mäßige Ausführungszeiten erreicht. Das bedeutet, dass bei den bereits untersuchten Wärmekreisen (zwischen 3 und 8 Zweigen sowie 3 und 20 Elementen) auf modernen PC's die Simulation nur etwa 3...5 mal schneller als Echtzeit läuft. Eine Beschleunigung der Rechenzeit kann erreicht werden, wenn statt der m-Funktionen externe Funktionen anderer Programmiersprachen, wie z.B. C, aufgerufen werden. Durch Kompilieren dieser Programmcodes lassen sich MEX (MATLAB[®] Executable) Dateien erzeugen, die direkt in der dynamischen Simulation ausgeführt werden können. Dabei sind für den Datenaustausch zu MATLAB[®] Befehle aus dem Application Program Interface (API) zu verwenden. Des Weiteren haben diese externen Funktionen weitere Vorteile, wie z.B. die manuelle Sortierung interner Zustandsgrößen, welches in dieser Arbeit ebenfalls zur Verbesserung des Pufferspeicher-Modells, vorteilhaft genutzt werden konnte.

Bei der Simulation der in vier vorliegende unterschiedlichen Verschaltungen führte die Ausführung dieser kompilierten C-Funktionen zu erheblichen Geschwindigkeitsvorteilen bei den thermischen Berechnungen. Dabei reichte die Variation von einer Verschaltung von 8 Elementen in 3 Zweigen bis zu einer Verschaltung von 39 Elementen in 8 Zweigen. Für das in Bild 35 dargestellte Netz ergab sich für die thermische Berechnungszeit eine Reduktion der Ausführungszeit der thermischen Berechnungen von 634 s auf 12 s. Die tatsächliche Berechnungszeit-Reduktion ergibt sich durch Berücksichtigung der Ausführungszeiten aller

Funktionen (also auch die der hydraulischen Funktion und die Reglerfunktion). Es hat sich herausgestellt, dass bei steigender Anzahl der Zweige und Zunahme von Hydraulik-Berechnungen, also vermehrtem Aufruf der hydraulischen Funktion, der absolute Geschwindigkeitsvorteil reduziert wird. Die Implementierung der Hydraulik-Funktion als m-Funktion als auch die (in dieser Verschaltung vorhandene) Reglerdatei, die im gleichen Stil realisiert ist, limitiert also im neuesten Entwicklungsstand die Ausführungsgeschwindigkeit der Gesamtsimulation beträchtlich.

R. Becker

4.16 Betriebsverhaltens von Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken

In diesem Projekt stand die Untersuchung des Betriebsverhaltens von Brennstoffzellen, insbesondere des thermischen und elektrischen Verhaltens, im Mittelpunkt. Zunächst wurden Anforderungen an die dezentrale Energieversorgung erarbeitet, wichtige Kenngrößen bzgl. BZ-BHKW festgelegt und Versuchsreihen an einer realen BZ-Anlage ($P_{el}=212$ kW, $Q_{therm}=237$ kW) durchgeführt. Die wichtigsten Versuchsergebnisse sind nachfolgend zusammengefasst.

Thermischer und elektrischer Wirkungsgrad: Bei Nennleistung beträgt der elektrische Wirkungsgrad ca. 40% und der thermische etwa 50%. Im Teillastbereich ist über einen relativ breiten Bereich der Betrieb mit einem hohen Wirkungsgrad möglich (Bild 37).

Verhältnis thermischer zu elektrischer Leistung: Über den gesamten Leistungsbereich besteht ein etwa lineares Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung. Dieses Verhältnis, ausgedrückt durch die Stromkennzahl, beträgt etwa $P_{el}/Q_{therm}=0,8$.

Dynamik: Durch unterschiedlich hohe Sprünge in der Soll-Leistungsvorgabe wurde die Dynamik der Anlage analysiert. Hier ist die vorgegebene Leistungsänderungsgeschwindigkeit $dP/dt=300$ W/s entscheidend für das dynamische Verhalten. Die thermische Ausgangsleistung weist gegenüber dem elektrischen Verlauf ein deutlich trägeres Verhalten auf (Bild 38).

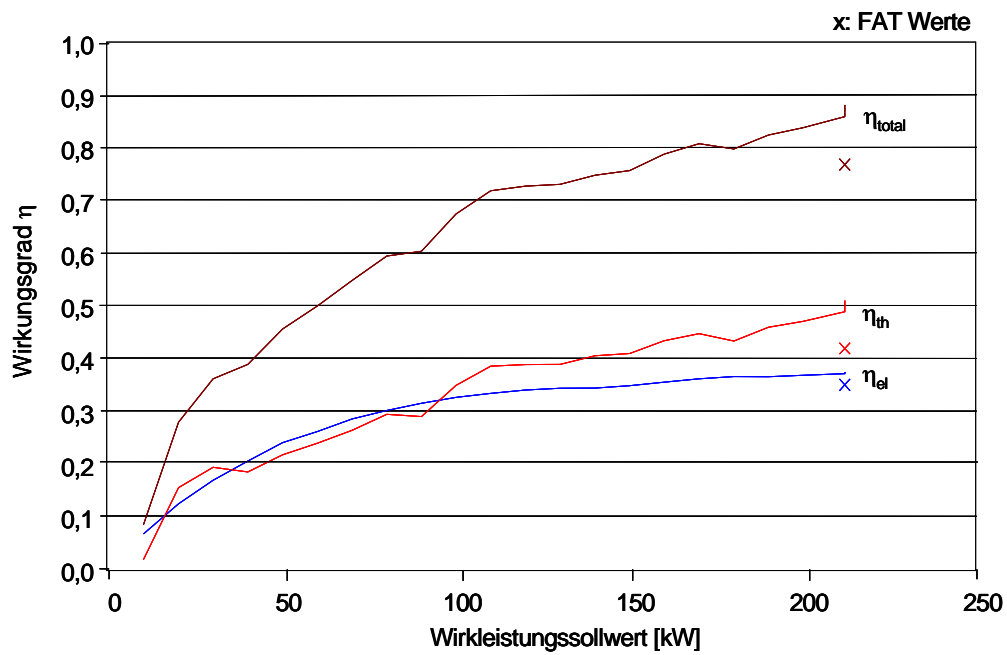


Bild 37: Thermische und elektrische Wirkungsgrade des BZ-BHKW

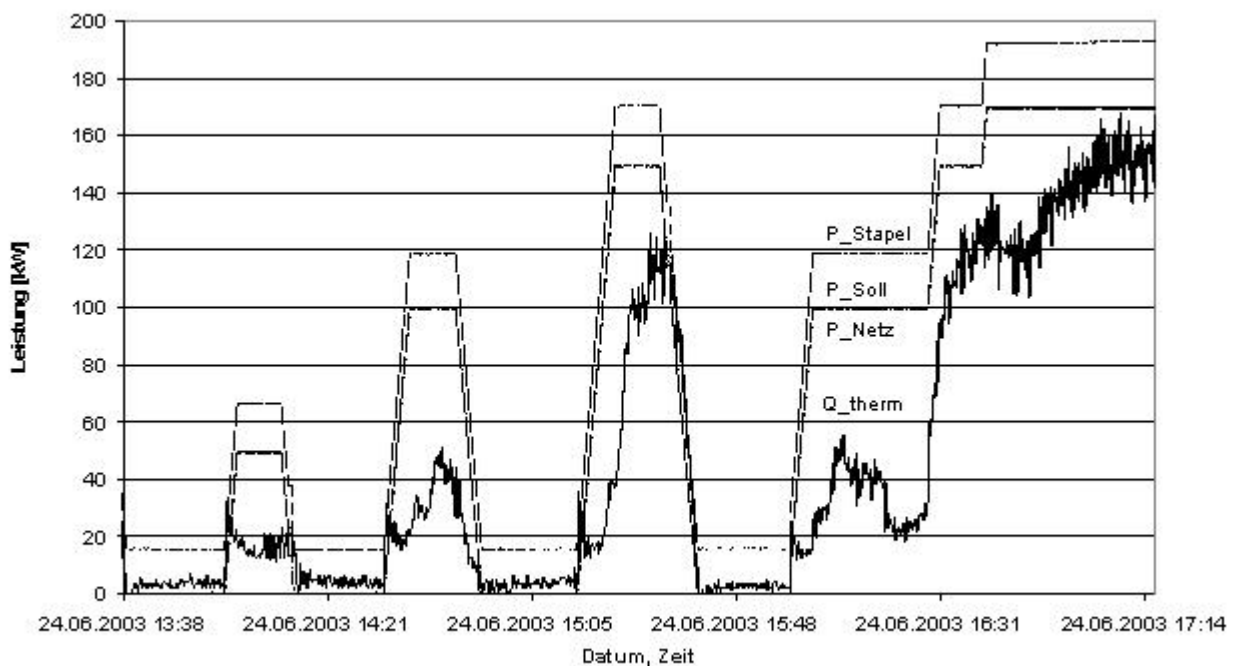


Bild 38: Leistungsverläufe bei dreieckförmiger Wirkeistungsvorgabe

Nachfahren gemessener Wirkleistungs- und Wärmebedarfskurven: Durch Vorgabe gemessener elektrischer und thermischer Verbrauchskurven wurde die Anlage auf realistische Betriebsbedingungen hin untersucht. Die durchgeführten Versuche ergaben, dass die Dynamik des BZ-BHKW für die untersuchten Lastvorgaben ausreicht.

Netzurückwirkungen des BZ-BHKW: Es wurden die Netzurückwirkungen des Umrichters des BZ-BHKW auf das öffentliche Versorgungsnetz untersucht. Dabei sind die Parameter eingespeiste Leistung und Größe der Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt entscheidend. Die Auswertung der Messergebnisse unter Anwendung des 95%-Spannungspegels zeigt, dass im Bereich der 3. bis 11. Oberschwingung nur bis zu max. 15% der zulässigen Grenzwerte der Klasse 3 (nach DIN EN 50160) erreicht werden. Bei den Oberschwingungen höherer Ordnung liegen diese Werte deutlich unter 1%.

Verschiebungsfaktor: In diesem Test wurde die Spannungsänderung bei einer Blindleistungsvariation des Umrichters im Bereich $-0,8 < \cos\varphi < +0,8$ untersucht. Auf den Referenzwert 400 V bezogen, betrug die Spannungsänderung am Anschlusspunkt des BZ-BHKW $-1,5\%$ bis $+4,75\%$. Durch die Blindleistungsvariation ist eine begrenzte Spannungsänderung zu erreichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass Brennstoffzellen-BHKW eine effiziente Versorgung mit thermischer und elektrischer Energie ermöglichen. Die Reaktionen auf Sollwertänderungen verliefen, besonders bei den elektrischen Größen, ausreichend schnell. Die peripheren Komponenten zum Betrieb des Gesamtsystems (Gasaufbereitung, Reformier) sind entscheidend für die Systemdynamik.

Dieses Forschungsvorhaben wurde in Kooperation mit der MVV Energie AG Mannheim durchgeführt.

R. Becker, W. Horenkamp

4.17 Wechselrichter für kleine Brennstoffzellenanlagen

Wechselrichter sind neben den Steuer- und Regeleinrichtungen eine wesentliche Komponente eines Brennstoffzellensystems. Sie sind heute noch nicht als Serienprodukt erhältlich. Photovoltaik-Wechselrichter (PV-WR) können ohne Modifikationen nicht für Brennstoffzellen eingesetzt werden. Die wichtigsten Gründe hierfür liegen zum einen darin, dass die DC-Eingangsspannung von PV-WR je nach Ausführung und Leistungsklasse ca. 50 bis 1000 V beträgt. Die von kleinen Brennstoffzellen-Stacks gelieferte Gleichspannung liegt jedoch in einem Bereich von 12 bis ca. 80 V, so dass häufig eine Anpassung der Spannungsbereiche notwendig ist. Die am Lehrstuhl vorhandene Versuchsanlage liefert zum Beispiel bei der Nennleistung von 200 W eine Stackspannung von 11 V. Zum anderen darf keine Rückspeisung auf die DC-Seite erfolgen, da dies zu einer Zerstörung des Brennstoffzellen-Stacks führt. Um die geforderten Spezifikationen einzuhalten, bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten: Anpassung der Schaltungen vorhandener PV-WR oder die Verwendung eines Hochsetzstellers (DC/DC-Wandlers), der gleichzeitig die Eigenschaften einer Rückstromsperre besitzt.

Es wurden verschiedene Inselnetz-Wechselrichter und netzgekoppelte PV-WR im Hinblick auf die Eignung als Brennstoffzellenwechselrichter untersucht. Kleine Inselnetz-WR im Leistungsbereich von 100 bis 400 W können mit geringen Modifikationen angepasst werden. Der Zwischenkreis war bei allen untersuchten Inselnetz-WR sehr klein dimensioniert, so dass ein mit 100 Hz schwankender Eingangsstrom sich auf der Brennstoffzellenseite einstellt. Zur Minimierung der dem DC-Strom überlagerten 100Hz-Schwingung wurde ein Kondensator mit einer Ladestrombegrenzung zwischen Brennstoffzelle und Wechselrichter geschaltet. Inwieweit die 100 Hz-Schwingungen die Lebensdauer der Stacks beeinflussen, muss noch untersucht werden.

PV-Wechselrichter für den Netzparallelbetrieb sind in der Regel für höhere Eingangsspannungen ausgelegt. Um nicht in die Schaltungstechnik der PV-WR einzugreifen, wurden entsprechende DC/DC-Wandler zwischen Brennstoffzelle und PV-WR geschaltet. Der Nachteil gegenüber der internen Schaltungsänderung von PV-WR sind die zusätzlichen Verluste durch den DC/DC-Wandler. Eine weitere, für Brennstoffzellensysteme unerwünschte wesentliche Eigenschaft von PV-WR ist die Maximum-Powerpoint-Regelung (MPP-Regelung). Dieser Regelalgorithmus kann beim Anschluss von Brennstoffzellen nicht verwendet werden. Bei einigen PV-WR besteht die Möglichkeit, die MPP-Regelung zu unterbrechen und den Leistungssollwert extern vorzugeben. Ist dieses nicht möglich, so muss der Eingangsstrom des WR geregelt werden, so dass die MPP-Regelung aufgrund der durch den

vorgelagerten Regler begrenzten Stellgröße zwar aktiv, jedoch ohne Wirkung bleibt (Bild 39).

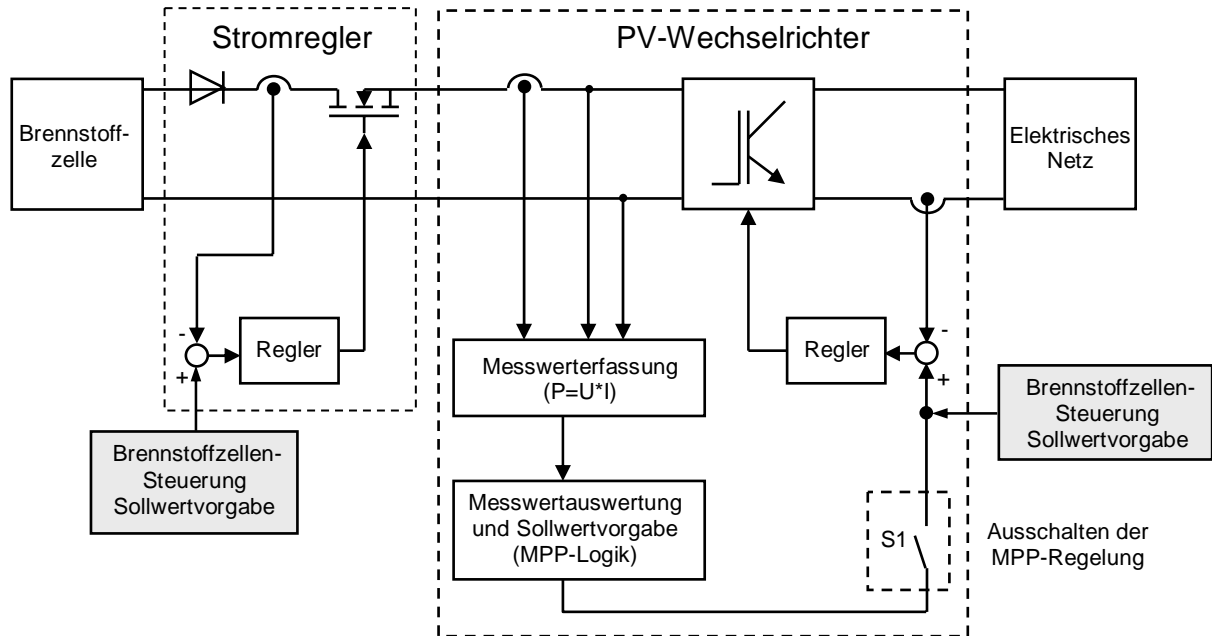


Bild 39: Anpassung PV-WR an ein Brennstoffzellensystem

W. Horenkamp, E. Hauptmeier

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 21.01.2004 *PD Dr.-Ing. Christian Rehtanz, ABB Power Systems, Zürich/Schweiz:* „Neue Technologien zur Erhöhung der Netzeffizienz und Sicherheit“
- 04.02.2004 *Dipl.-Ing. Petra Behrens, EUS GmbH:* „Der supraleitende Strombegrenzer als Schutzgerät in Verteilungsnetzen“
- 06.02.2004 *Dr.-Ing. Angelo L'Abbate, Politecnico di Bari, Bari, Italien:* „Modelling of FACTS Devices and Applications in Liberalized Power Systems“
- 25.02.2004 *Prof. Dr.-Ing. Rodrigo Palma Behnke, Universidad de Chile:* “Simulationsumgebung für eine tägliche Lastprognose in Systemen mit flächendeckendem Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen (DEA) verschiedener Technologien“
- 26.05.2004 *Dipl.-Ing. Jörg Brosda:* „Hierarchische Optimierung für ein zonenübergreifendes korrekatives Netzengpass-Management“
- 13.07.2004 *Dipl.-Ing. W. Feilhauer:* „Zustandsbewertung von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung zur Durchführung der zustandsabhängigen Instandhaltung“
- 20.07.2004 *Dr. iur. M. Lippert, Anwaltssozietät FPS Fritze Paul Seelig, Erfurt:* „Energie-Contracting – Der rechtliche Rahmen“
- 24.11.2004 *José Manuel Infante, Universidad de Chile:* “Chilean Electrical System: An overview and a proposal for a spatial load forecasting model”
- 15.12.2004 *José Manuel Infante, Universidad de Chile:* “Design of long-term forecasting models”

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 18.02.2004 *E. Handschin:* „Dezentrale Energieversorgung unter Berücksichtigung von Brennstoffzellensystem“, Vortrag an der Universität Javeriana in Bogota, Kolumbien

- 04.03.2004 *H. Neumann:* „Zukünftige Infrastruktur der verteilten Energieversorgung“, AGFW-Tagung: Fern-/Nahwärme und Kraft-Wärme-Kopplung-Energie für Menschen mit Weitblick, Leipzig
- 09.03.2004 *E. Handschin:* „Verteilte Erzeugung- Anforderungen, Tendenzen und Entwicklungsbedarf“ Vortrag im Rahmen des Energieforums Dortmund, Veranstaltung des IDE Interdisziplinäre Dortmunder Energieforschung e.V.
- 24.03.2004 *E. Handschin:* „Systemtechnische Aspekte für den Einsatz supraleitender, magnetischer Speicher in der elektrischen Energieversorgung“, Vortrag im Rahmen der Tagung „Erwartungen an die Energiespeicherung“, Energietechnische Gesellschaft ETG von Electrosuisse, ETH Zürich
- 06.05.2004 *E. Handschin:* „Das Virtuelle Kraftwerk für die Zukunft“, Power Tage 2004, Energietechnische Gesellschaft ETG von Electrosuisse, Zürich
- 23.06.2004 *E. Handschin:* „Systemtechnische Aspekte für den Einsatz supraleitender, magnetischer Speicher in der elektrischen Energieversorgung“, Vortrag im Rahmen der Tagung SuperCaps in Essen
- 29.06.2004 *I. Jürgens:* „Wirtschaftliche Bewertung von Virtuellen Kraftwerken“, Workshop der ef. Ruhr, Dortmund
- 08.10.2004 *E. Handschin:* „Risikooptimiertes Assetmanagement in Verteilungsnetzen“ IT-Trends „Energie 2004“, Fachkongress in Essen, Essener Wirtschaftsförderungsgesellschaft
- 10.11.2004 *E. Handschin:* „Erdschlussmanagement, eine Frage der Sternpunktbehandlung“, FKH-/VSE-Fachtagung 2004, Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich
- 07.12.2004 *W. Horenkamp:* „Netzüberwachung und Schutzfunktionen beim Anschluss von dezentralen Energieumwandlungsanlagen im Verteilnetz“, Vortrag im Rahmen des deutsch-chilenischen Projekts „Erneuerbaren Energien im Norden Chiles“, Universidad de Chile, Santiago de Chile
- 07.12.2004 *E. Hauptmeier:* „Large-scale integration of dispersed generation into the electrical distribution networks in Germany“, Vortrag im Rahmen des deutsch-chilenischen Projekts „Erneuerbaren Energien im Norden Chiles“, Universidad de Chile, Santiago de Chile

6. Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, H. Neumann: „Zukünftige Infrastruktur der verteilten Energieversorgung“ Tagungsband der AGFW-Vortragstagung „Fern-/Nahwärme und Kraft-Wärme-Kopplung - Energie für Menschen mit Weitblick“, Leipzig, März 2004

Ein wesentliches Merkmal einer dezentralen Energieversorgung ist die geographisch enge Verbindung zwischen DEA und Kunden. Insbesondere Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellen auf Grund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme und dem damit verbundenen hohen Gesamtwirkungsgrad ein großes Potential für die zukünftige Energieversorgung dar. Die dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) werden an das elektrische Verteilungsnetz und das Nahwärmenetz angeschlossen, um überschüssige oder fehlende Energie ausgleichen zu können. Dadurch werden die bisher unidirektional betriebenen Verteilungsnetze mehr und mehr zu Ausgleichsnetzen. Bei Vorhandensein von vielen DEA kann ein wirtschaftlicher Betrieb im allgemeinen nur dann erreicht werden, wenn eine Vielzahl dieser Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk (VK) zusammengefasst und koordiniert betrieben wird. In diesem VK ist der Einsatz von Energiespeichern sinnvoll, um eine zeitweilige Entkopplung zwischen Verbrauch und Erzeugung zu erzielen. Zur Optimierung des wirtschaftlichen Betriebs eines VK sind geeignete mathematische Modelle für die DEA und Speicher zu entwickeln.

E. Handschin, X.-P. Zhang, M. Yao: „Multi-control functional static synchronous compensator (STATCOM) in power system steady state operations“, Journal of Electric Power Research, April 2004

The State Synchronous Compensator (STATCOM) is one of the recent developed converter based Flexible AC Transmission Systems (FACTS) controllers. Usually the reactive output of a STATCOM is regulated to maintain the desired AC voltage at the bus, to which a STATCOM is connected. This paper describes a multi-control functional model of a STATCOM for power system steady state operations. Nine control functions of a STATCOM are presented. An innovative implementation of the current control function of a STATCOM is proposed to circumvent the multiple-solution problem of the current control. The innovative reactive power flow and apparent power control functions of a STATCOM are also proposed. Furthermore, a comprehensive strategy for the enforcement of multiple violated constraints associated with a STATCOM

E. Handschin, H. Neumann: „Das virtuelle Kraftwerk für die Zukunft“, Tagungsband „Power Tage 2004“, Zürich, 4.-6. Mai 2004

Die für die Zukunft prognostizierte Struktur der Energieversorgung zeigt einen deutlichen Anteil dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) auf. Untersuchungen haben gezeigt, dass das Konzept des Virtuellen Kraftwerks (VK) als koordinierter Betrieb einer Vielzahl dieser DEA zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der dezentralen Energieversorgung beiträgt. Auf Grund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in so genannten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) müssen zur Bestimmung eines wirtschaftlich optimalen Betriebs von vielen DEA neben der elektrischen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur auch die thermischen Charakteristiken zwingend berücksichtigt werden. Die wirtschaftlich optimale Betriebsweise dieser komplexen Struktur aus elektrischen, thermischen und gekoppelt einspeisenden DEA sowie elektrischen und thermischen Speichern, kann nur unter Einsatz einer mathematischen Optimierung bestimmt werden.

E. Handschin, E. Hauptmeier, W. Horenkamp, S. Malcher: „Inselnetzerkennung bei Eigen-erzeugungsanlagen – Messverfahren und Wahrscheinlichkeit stabiler Inselnetze“, etz – Elektrotechnik und Automation, 125. Jg. Heft 12, Dezember 2004

Aufgrund von zukünftig zu erwartenden erhöhten dezentralen Einspeisungen im Niederspannungsnetz hat die Fragestellung, wie ungewollte Inselnetze zuverlässig abgeschaltet werden können, verstärkte Bedeutung erlangt. Es werden Messverfahren mit ihren Vor- und Nachteilen erläutert und Voraussetzungen aufgezeigt, unter denen eine Inselnetzbildung grundsätzlich möglich ist.

6.2 Forschungsberichte

R. Becker, W. Horenkamp, Th. Wiesner: „Übertragung des Betriebsverhaltens von Brennstoffzellen in die Praxis der Energieversorgung“

6.3 Diplomarbeiten

M. Wolff: „Optimierungsverfahren für einen wirtschaftlich optimalen Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks“ EV 0401

A.V. Levchenko: “System Requirements and Design for the Protectional Systems in Industrial and Residential Distribution Networks” EV 0402

I. Jürgens: „Wirtschaftliche Bewertung von Virtuellen Kraftwerken“ EV 0406

T. Lankers: „Entwicklung eines Kommunikationsprotokolls zur Vernetzung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“ EV 0409

P. Busch: „Problematiken bei der Inselnetzbildung unter der Voraussetzung der flächendeckenden Installation von dezentralen Energieversorgungsanlagen“ EV 0419

6.4 Studienarbeiten

O. Krause: „Entwicklung eines zentral datenbankgestützten Visualisierungssystems zur Überwachung und Steuerung dezentraler Energieumwandlungs-Anlagen“, EV 0408

M. Gravermann: „Wechselrichterintegration in einen Brennstoffzellenversuchsstand“, EV 0412

J. Bömer: „Entwicklung von Konzepten zur Integration von Windenergieanlagen in die chilenische Energieversorgung“ EV 0416

M. Wienströer: „Regler-Entwicklung für eine optimierte Steuerung thermischer Anlagen in einem Hausheizungsenergiesystem und deren dynamische Simulation“ EV 0417

E. Franzen: „Development of a tool for the day-ahead prediction of photovoltaic power output“ EV0418

Ch. Boy: „Programmiertechnische Optimierung einer dynamischen Hausheizungsenergiesystem-Simulation“ EV 0429

K. Krüger: „Simulation einer Brennstoffzelle und Verifikation anhand von Messungen“ EV 0431

7. Promotionen

Nathan Schnurr: Potential multifunktionaler FACTS-Geräte zur Erhöhung von Übertragungskapazität und Kurzzeitstabilität im Europäischen Verbundnetz

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

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

Tag der mdl. Prüfung: 24.02.2004

In dieser Arbeit wird der technische Nutzen von multifunktionalen FACTS-Geräten im Europäischen Verbundnetz diskutiert. Die wichtigsten Auslegungskriterien für die Erhöhung der Netzübertragungskapazität und der Kurzzeitstabilität werden erstmals gleichzeitig berücksichtigt und die resultierenden Anforderungen für konkrete Einsatzszenarien zusammengefasst.

Erweiterte lineare Sensitivitätsfaktoren ermöglichen eine Abschätzung der Netzübertragungskapazität (NTC) zwischen beliebigen Netzbereichen. Zusätzlich kann die potentielle Erhöhung der NTC durch eine bestimmte Anzahl von Lastflussreglern (LFC) ermittelt werden. Diese Ergebnisse ermöglichen einen schnellen und anwenderfreundlichen Vergleich zwischen konventionellen und leistungselektronischen Netzausbaumaßnahmen zur Beseitigung von Engpässen.

Der in dieser Arbeit entwickelte rekursive Optimierungsalgorithmus überprüft die Durchführbarkeit der Ausregelung einer Überlastungssituation oder die maximal erzielbare Netzübertragungskapazität systematisch für unterschiedliche Standortfreigabekombinationen der FACTS-Geräte und eine beliebige Anzahl relevanter Ausfallsituationen in verschiedenen Betriebszuständen. Mit diesem Algorithmus ist daher die Ermittlung praxisgerechter Installationsstandorte mit einem minimalen Investitionsaufwand zur Entlastung der Netzengpässe möglich.

Zahlreiche Fallstudien in einem Netzmodell des Europäischen Verbundnetzes zeigen, dass sich die Übertragungskapazität im Bereich des deutschen Netzgebiets durch den Einsatz von Lastflussreglern deutlich erweitern lässt. Mit dem vorgestellten Optimierungsverfahren finden sich dabei günstige Standorte für LFC-Installationen, welche gleichzeitig zur Entlastung der resultierenden Netzengpässe aus unterschiedlichen Ausfallsituationen und Transitszenarien geeignet sind. Somit können die LFC für den Netzbetrieb ein langfristig hohes Nutzungspotential bereitstellen. Im Vergleich zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen ist diese Möglichkeit besonders dann interessant, wenn Netzengpässe nur bei bestimmten Transitszenarien auftreten oder wenn die Erhöhung der Netzübertragungskapazität in kurzer Zeit erforderlich ist.

Zur Untersuchung der Netzdynamik wird sowohl die lineare Eigenwertanalyse als auch die Frequenzanalyse nichtlinearer Zeitreihensimulationen genutzt. Dabei werden die bekannten Rotorwinkel-Modeshapes systematisch durch zusätzliche Indikatoren für die Beteiligung weiterer Systemgrößen an den Inter-area-Schwingungen ergänzt. Mit dieser Erweiterung der Eigenwertanalyse kann neben dem Potential von Pendeldämpfungsgeräten an den Generatoren auch der Einfluss leistungselektronischer Betriebsmittel an beliebigen Standorten im Übertragungsnetz auf die Kurzzeitstabilität berücksichtigt werden. Die vorgestellten Beobachtbarkeits- und Steuerbarkeitsindikatoren fördern weiterhin das Verständnis über die Ausbreitung von Inter-area-Schwingungen in unterschiedlichen Netzbereichen und Systemgrößen.

Die diskutierten Fallstudien mit einem dynamischen Modell des UCTE-Netzes führen zu der Erkenntnis, dass einzelne FACTS-Geräte im eng vermaschten Europäischen Verbundnetz im Gegensatz zu longitudinalen Netzen wie zum Beispiel in Brasilien lediglich einen geringen Einfluss auf die Dämpfungsrate der globalen Inter-area-Schwingungen besitzen. Die Auswirkungen des Regeleingriffs beschränken sich auf die nähere Netzumgebung des Installationsstandorts, welche aufgrund der hohen Vermaschung relativ begrenzt ist. Einer globalen Systemschwingung wird dadurch nur ein minimaler dämpfungsverbessernder Widerstand entgegengesetzt. Alternative Reglerfunktionale oder höhere Steuerleistungen der FACTS-Geräte haben keinen Einfluss auf diese Einschränkung. Diese Aussage ist gleichermaßen für parallele FACTS-Geräte in den Gebieten der Schwingungspole als auch für serielle FACTS-Geräte in der Nähe der Schwingungsknotenlinie gültig.

Petra Behrens: Der supraleitende Strombegrenzer als Schutzgerät in Verteilungsnetzen

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

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

Tag der mdl. Prüfung: 14.07.2004

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Simulationsmodell des resistiven SSB entwickelt und zur Untersuchung des SSB als Schutzgerät eingesetzt. Neben dem grundsätzlichen Auslöse- und Betriebsverhalten wird auch das Zusammenwirken des SSB mit dem Netz und Netzschutz anhand verschiedener Einsatzfälle simuliert und bewertet. Es wird die Frage behandelt, ob der SSB die an ihn gestellten technischen Anforderungen bezüglich des Betriebs- und Auslöseverhaltens im Normalbetrieb und Fehlerfall erfüllen kann. Weiterhin wird untersucht, wie sich der resistive SSB in den möglichen Einsatzszenarien hinsichtlich des Netzbetriebes sowie des vorhandenen Netzschutzes praktisch verhalten wird.

Diese Arbeit liefert einen Beitrag, das praktische Betriebs- und Auslöseverhalten des SSB anhand systematischer Simulationen und Bewertungen zu verstehen. Des Weiteren erfolgt für die betrachteten Einsatzfälle eine Abgrenzung des resistiven SSB zu weiteren Strombegrenzern. Anhand der Kriterien

- Eigensicherheit /Zuverlässigkeit versus Selektivität /Auslöselogik sowie
- manuelle Wiederinbetriebnahme versus (automatische) schnelle Wiederschaltung

wird für den jeweiligen Einsatzfall das passende Strombegrenzerkonzept ermittelt. Sofern der Einsatz des SSB technisch möglich ist, werden zudem die Vor- und Nachteile für den Netzbetrieb und Netzschutz anhand von Lastfluss- und Kurzschlussuntersuchungen herausgearbeitet. Nach einer Gegenüberstellung der derzeitigen Kurzschlussstrombegrenzungskonzepte wird das grundsätzliche Auslöse- und Betriebsverhalten des resistiven SSB am Beispiel der Sammelschienenkupplung simuliert. Die Simulationen zum Betriebsverhalten des resistiven SSB liefern im Weiteren neue Erkenntnisse bezüglich des Normal- und Grenzbetriebes sowie insbesondere für unsymmetrische Fehlerfälle. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass sowohl bei dreiphasigem als auch bei zweiphasigem Einsatz des SSB ein ausreichender Netzschutz gegeben ist.

Um das praktische Zusammenspiel des SSB mit Netz und Netzschutz zu untersuchen, wurden verschiedene Einsatzorte simuliert und analytisch betrachtet. Allgemein hat sich gezeigt, dass insbesondere die Fehlerbehandlung, die Abwägung zwischen Zuverlässigkeit und Selektivität sowie der jeweilige Verfügbarkeitsanspruch die Wahl des passenden Strombegrenzers bestimmen. Zudem wird ersichtlich, dass die betrachteten Strombegrenzer kaum miteinander um Einsatzorte konkurrieren werden. Vielmehr hat jeder Strombegrenzertyp aufgrund seiner technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften seine speziellen Einsatzgebiete.

Jörg Brosda: Hierarchische Optimierung für ein zonenübergreifendes korrekatives Netzengpass-Management

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

Korreferent: Prof. Dr .rer. nat. R. Schultz

Tag der mdl. Prüfung: 19.07.2004

Die Problematik des Netzengpass-Managements (NEM) entstand erst durch die Liberalisierung der Strommärkte. Dies kann zum einen auf die spezifischen Besonderheiten des Strommarktes zurückgeführt werden. Zu diesen Besonderheiten zählen u. a. die Unmöglichkeit, das Produkt Strom im wesentlichen Umfang zu speichern und die daraus resultierende Notwendigkeit, die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt gleich der Nachfrage zuzüglich aller Verluste zu halten. Zum anderen existieren im bilateral-orientierten Markt sehr stark eingeschränkte Zugriffsmöglichkeiten eines Netzbetreibers auf den Kraftwerkspark.. Zusätzlich ist der Energieaustausch zwischen den liberalisierten Ländern ebenso wie innerhalb Deutschlands infolge der Liberalisierung gestiegen. Dadurch resultieren insbesondere im Höchstspannungsnetz auf den Kuppelleitungen, die früher nur für Ausgleichslieferungen zwischen den Regelzonen vorgesehen waren, die Gefahr von Netzengpässen sowie höhere Verluste innerhalb des Transportnetzes. Die Durchführung eines rechnergestützten Netzengpass-Managements ist somit langfristig unabdingbar.

Ein komplexes Netzengpass-Management-System (NEMS) ist mit nahezu allen (wirtschaftlichen) Vorgängen in deregulierten Energiemärkten verknüpft und kann nur in Verbindung mit anderen Prozessen der Strommärkte bewertet werden. Es hängt zu einem hohen Grad von der zugrunde liegenden Wirtschaftsstruktur im betrachteten Strommarkt ab. Bisherige Verfahren des NEM tragen den unterschiedlichen und komplexen Anforderungen zu wenig Rechnung. In dieser Arbeit wird ein neues Verfahren entwickelt, das die realen Verhältnisse im Netz berücksichtigt und mit einem einfachen, transparenten und verursachergerechten Abrechnungsmodell kombiniert wird, das einen möglichst freien und fairen Handel zulässt und in unterschiedlichen Marktstrukturen eingesetzt werden kann.

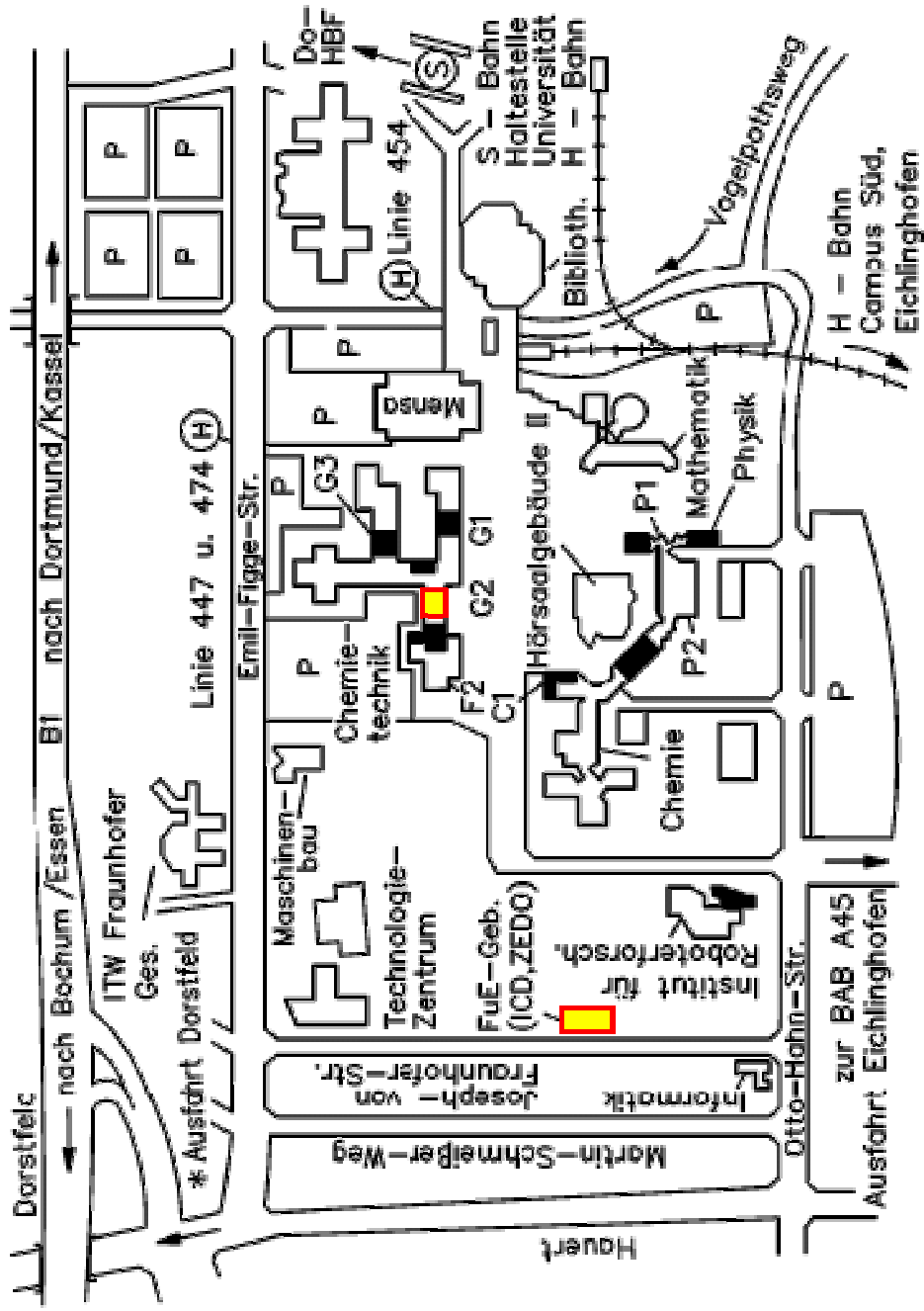
Der hier verfolgte Ansatz der Sequentiellen Quadratischen Programmierung (SQP) als *Redispatch*-Maßnahme erfüllt die Forderungen nach einer stärkeren Berücksichtigung der technischen Rahmenbedingungen. Er löst den NE auf Basis der exakten Netzgleichungen und Restriktionen innerhalb einer Regelzone. Es wird eine konvexe, stückweise lineare Zielfunktion benutzt, welche die Angebote der KW-Betreiber abbildet, um die im ersten Schritt vom ÜNB zu zahlenden NE-Kosten zu minimieren.

Da NE zumeist zwischen den Regelzonen oder durch die Querflüsse verursacht in der Nähe der Kuppelstellen auftreten und die Netzdaten des Gesamtnetzes nicht verfügbar sind, wird

in diesem Kontext erstmalig der Ansatz der hierarchischen Optimierung basierend auf den nichtlinearen Lastflussgleichungen unter Verwendung der SQP angewandt. Unter dem Begriff hierarchische Optimierung sind in diesem Fall parallele Optimierungen des Lastflusses in den einzelnen Regelzonen zu verstehen, die an zentraler Stelle bezüglich der aktuellen Werte der Kuppelleitungen automatisch koordiniert werden. Die hierarchische Optimierung mit unterlagerter nichtlinearer Suboptimierung gewährleistet somit den Datenschutz der einzelnen ÜNB und erreicht dennoch das volkswirtschaftlich sinnvolle, globale Optimum.

Die Problematik der Kostenübernahme für die NE-Beseitigung ist eine der zentralen beim NEM entstehenden Fragen. Daher wird in dieser Arbeit ein möglichst verursachergerechtes Abrechnungsmodell entwickelt, das zusätzlich um eine Komponente für die verursachergerechte Finanzierung des Einbaus von netzkapazitätserweiternden Maßnahmen ergänzt wird.

Somit stellt das hier entwickelte Verfahren der hierarchischen Optimierung mit der SQP als Suboptimierung sowie einem auch den Netzausbau berücksichtigenden verursachergerechten Abrechnungsmodell erstmalig eine geschlossene, sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich betrachtet optimale Lösung der NE dar.



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