

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

UNIV.-PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN



JAHRESBERICHT 2003

Herausgegeben vom

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

UNIV. PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: edmund.handschin@udo.edu

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

Vorwort

Zahlreiche Groß-Störungen der elektrischen Energieversorgung haben weltweit dafür gesorgt, dass elektrische Energieübertragungssysteme nun wieder verstärkt im Mittelpunkt wirtschaftlicher und technischer Überlegungen stehen. Dabei zeigte sich, dass ein systematisches Asset Management für die nachhaltige Instandhaltung elektrischer Anlagen von großer Bedeutung ist. Dies gilt sowohl für eine optimale Erneuerungsstrategie wie auch für eine zustandsabhängige Instandhaltungsstrategie. Für beides sind leistungsfähige mathematische Modelle erforderlich, um mögliche Szenarien in ihren Auswirkungen zuverlässig bewerten zu können. Darüber hinaus müssen die wirtschaftlichen Konsequenzen zuverlässig berechnet werden können, um eine sichere Risikoabschätzung vornehmen zu können. Deren Auswirkungen auf die Festlegung der Netznutzungsgebühren sind dabei stets zu berücksichtigen. Parallel dazu sind mit modernen Visualisierungsmaßnahmen die betrieblichen Auswirkungen des Stromhandels mit den damit verbundenen Stromtransiten für das Betriebspersonal sichtbar zu machen. Der Bezug auf Betriebserfahrungen der Vergangenheit ist dabei nur bedingt ausschlaggebend, da mit der Liberalisierung des Strommarktes neue Betriebszustände auftreten können. Da die heutigen Transportnetze nur bedingt für große Stromtransite ausgelegt worden sind, gewinnt die dezentrale Strom- und Wärmeversorgung eine zunehmende Bedeutung. Gleichzeitig eröffnet sich dabei ein großes wirtschaftliches und technisches Potential, das es zu nutzen gilt.

Der vorliegende Bericht stellt einige Beiträge zu dem hier skizzierten F & E Bedarf in der elektrischen Energieversorgung vor. Um die beschriebenen neuen Wege erfolgreich beschreiten zu können, ist ein enger Dialog zwischen Wissenschaft und Wirtschaft unabdingbar erforderlich. Der vorliegende Jahresbericht soll Ihnen und uns die Grundlage bieten, diesen Dialog auch in Zukunft fortzusetzen. Vor diesem Hintergrund möchte ich mich für die gute Zusammenarbeit des vergangenen Jahres auch im Namen meiner Mitarbeiter ganz herzlich bedanken.

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 Praktika	5
3.4 Exkursionen.....	6
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	7
5. Vorträge	46
5.1 Beiträge für das Kolloquium	46
5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern.....	46
6. Veröffentlichungen	49
6.1 Veröffentlichungen.....	49
6.2 Forschungsberichte.....	53
6.3 Diplomarbeiten	53
6.4 Studienarbeiten	53
7. Promotionen.....	54

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 Happel Klimatechnik GmbH)		
Akademische Gäste:	Dr.-Ing. Angelo L'Abbate, Politecnico di Bari, Italy Dipl.-Ing. Nader Zolfagharian, Universidad Nacional de San Juan, Argentina Frau Dr. Ekaterina Ivanova, Frau Elena Korkina Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia Hr. Aleksej Levchenko Technical University Moscow, Russia		
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Ing. J. Brosda Dipl.-Ing. E. Hauptmeier Dr.-Ing. C. Leder Dr.-Ing. L. Müller Dipl.-Ing. W. Schulz	Dipl.-Ing. R. Becker Dipl.-Ing. W. Feilhauer Bin Huang, M. Sc. Dipl.-Ing. S. Meier Dipl.-Ing. H. Neumann Dipl.-Ing. F. Uphaus	
Technische Mitarbeiter:	Frau H. Giersberg Frau R. Meier	Dipl.-Ing. W. Horenkamp Herr K.-D. Tesch	
Studentische Hilfskräfte:	J. Bömer J. B. Gerschler M. Matuschek M. Thiel	E. Franzen M. König D. Neumann	J. Fürsch Th. Lankers S. Nowak

2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

ef.Ruhr – EnergieForschungRuhr

Kontakt: W.Hartmann, Geschäftsführer

E-Mail: hartmann@energieland.nrw.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 Forschungsoperation 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 Elektrische Energieversorgung basieren.

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

Mit dem ESI verbindet den Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung seit Jahren eine intensive Zusammenarbeit und ein reger wissenschaftlicher Austausch. Forschungsschwerpunkte stellen technische Probleme in liberalisierten elektrischen Energieversorgungssystemen dar. Die wissenschaftliche Zusammenarbeit wird gegenwärtig im Rahmen eines DFG-Projektes gefördert. Im Berichtszeitraum arbeiteten Frau Dr. Ekaterina Ivanova und Frau Elena Korkina als wissenschaftliche Gäste an unserem Lehrstuhl. Im Austausch besuchten Herr J. Brosda und Herr H. Neumann das ESI in Irkutsk.

*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 Elektrische Energieversorgung zur Zeit einen vom DAAD geförderten projektbezogenen Austausch von Wissenschaftlern durch. Im Vordergrund dieses Projektes steht die Analyse der Spannungsstabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen unter Verwendung von Sensitivitäten und Optimierungsverfahren. Im Berichtszeitraum war Herr Dipl.-Ing. N. Zolfagharian von der Universidad Nacional de San Juan zu einem Forschungsaufenthalt am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung in Dortmund.

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

Auf der Grundlage langjähriger Beziehungen zur Pontificia Universidad Católica de Chile hat der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung im Berichtsjahr in Santiago de Chile einen Brennstoffzellen-Versuchsstand aufgebaut und in Betrieb genommen. Im Berichtszeitraum war Herr Prof. Dr.-Ing. Rodrigo Palma zu einem Forschungskurzaufenthalt am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung in Dortmund.

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 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 Elektrische Energieversorgung 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 Kraftwerks-parks unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen und einer vorgegebenen Lastprognose. Simulation der Schalthandlungen in der Lastverteilung mit Reaktion auf unvorhergesehene stochastische Ereignisse.

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

3.4 Exkursionen

18.-21.06.2003 Mehrtägige Exkursion von Studierenden der Elektro- und Informationstechnik als Gemeinschaftsveranstaltung der Lehrstühle ‚Elektrische Energieversorgung‘, ‚Elektrische Maschinen, Antriebe und Leistungselektronik‘ und ‚Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen‘. Besucht wurden dabei das VW-Werk in Wolfsburg, das Dynamowerk von Siemens in Berlin, der Brennstoffzellen-Innovationspark der BEWAG und das Umspannwerk Friedrichshain.

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Intelligente Betriebszustandsdiagnose elektrischer Betriebsmittel

Zur Instandhaltungsplanung für Betriebsmittel des Hoch- und Höchstspannungsnetzes ist in vorangegangenen Jahren an dieser Stelle bereits ein System zur integrierten Instandhaltungsplanung dargestellt worden. Die Zustandsbestimmung der einzelnen Betriebsmittel muss diesem System zwei Eingangsgrößen liefern: Zunächst ist die zutreffende Diagnose und damit die Art und der Umfang der notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen anzugeben. Zum anderen muss der Zeitraum bestimmt werden, in dem die Maßnahmen durchzuführen sind. Die Modellierung der Zusammenhänge der verschiedenen Diagnosen eines Betriebsmittels mit Hilfe von Markov-Bäumen und ein Verfahren zur Ermittlung der zutreffenden Diagnose auf der Basis der Evidenztheorie sind bereits dargestellt worden. Darauf aufbauend wird in diesem Beitrag gezeigt, wie die Ermittlung des Instandhaltungsintervalls durchgeführt wird.

Das zulässige Instandhaltungsintervall wird durch zwei Zeitpunkte festgelegt: Den frühesten und den spätesten Beginn der Instandhaltungsmaßnahmen. Der früheste Beginn markiert den Zeitpunkt, an dem aus technischer Sicht frühestens Instandhaltungsmaßnahmen ergriffen werden müssen. Der späteste Beginn markiert den Zeitpunkt, an dem aus technischer Sicht Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen, um die Funktionsfähigkeit des Betriebsmittels weiterhin zu gewährleisten. Ein Verschieben von Instandhaltungsmaßnahmen über diesen Zeitpunkt hinaus führt in der Regel zu Einschränkungen des Betriebs oder zum Verlust der Funktionsfähigkeit.

Zur Ermittlung des zulässigen Instandhaltungsintervalls wird folgendermaßen vorgegangen: Sobald ein neuer Hinweis über den Zustand des betrachteten Betriebsmittels vorliegt, wird er im Markov-Baum, der die verschiedenen Diagnosen für das Betriebsmittel modelliert, verarbeitet. Der Glaubensgrad, der sich für die einzelnen Diagnosen durch die Rechnung ergibt, wird zusammen mit einem Zeitstempel gespeichert. Damit entsteht eine Datenbank, die getrennt nach den einzelnen Diagnosen den Verlauf des Glaubensgrades über die Zeit wiedergibt.

Die Notwendigkeit von Instandhaltungsmaßnahmen wird anhand des Wertes des Glaubensgrades bestimmt (siehe Bild 4-1). Bis zu einem ersten Grenzwert Bel_{MIN} sind keine Maßnahmen erforderlich, zwischen dem ersten Grenzwert Bel_{MIN} und dem zweiten Grenzwert Bel_{MAX} müssen die Instandhaltungsmaßnahmen vorgenommen werden und beim Überschreiten des zweiten Grenzwertes Bel_{MAX} bis hin zum maximalen Wert von 1 des Glaubensgrades ist die Funktionsfähigkeit gefährdet.

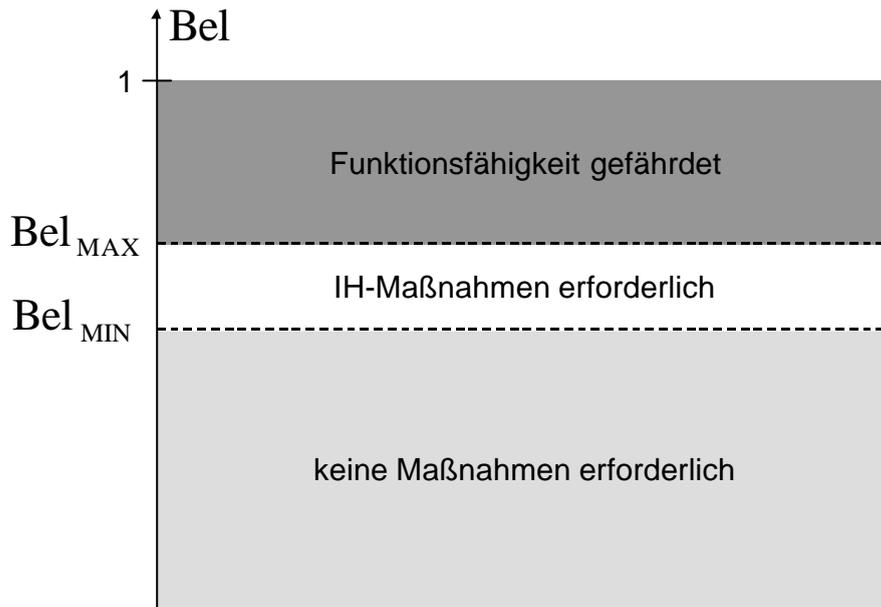


Bild 4-1: Grenzwerte des Glaubensgrades

Die Projektion des Verlaufs des Glaubensgrades in die Zukunft erfolgt mittels linearer Regression der gespeicherten Werte des Glaubensgrades. Die Abszisse des Schnittpunktes der Regressionsgeraden mit dem ersten Grenzwert Bel_{MIN} gibt damit dann den frühesten Beginn der Instandhaltungsmaßnahmen an. Der späteste Beginn wird durch die Abszisse des Schnittpunktes der Regressionsgeraden mit dem zweiten Grenzwert Bel_{MAX} festgelegt. Bild 4-2 stellt diese Vorgehensweise graphisch dar.

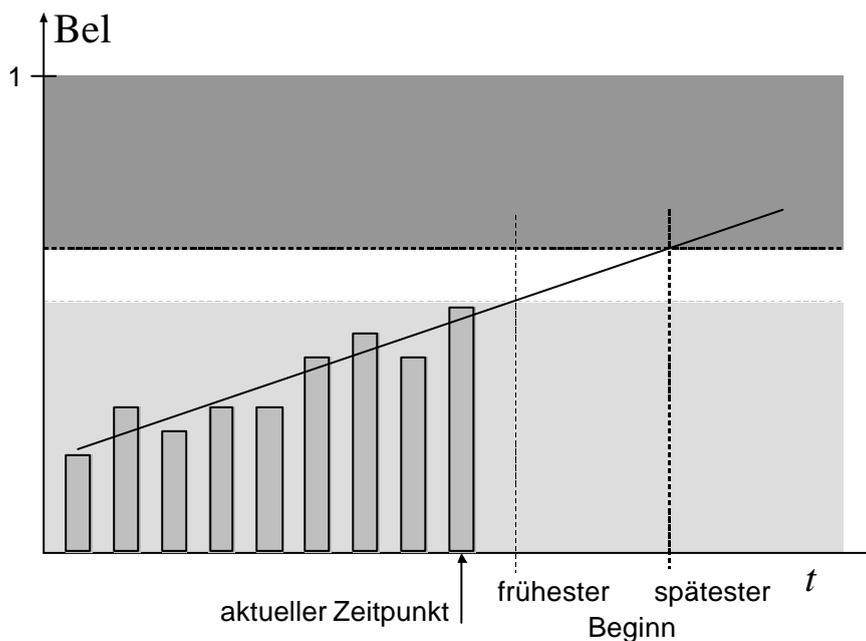


Bild 4-2: Bestimmung des Instandhaltungsintervalls

Dieser Ansatz zur Bestimmung des zulässigen Instandhaltungsintervalls hat den Vorteil, dass er einfach und transparent ist. Dem stehen aber folgende Nachteile entgegen: Die Beanspruchung des Betriebsmittels sowohl durch den Betrieb als auch durch Umwelteinflüsse muss im Betrachtungszeitraum gleich bleibend sein, um die lineare Extrapolation zu rechtfertigen. Aus dem gleichen Grund muss die Abnutzung bzw. die Verschlechterung des Zustands proportional zur Zeit verlaufen. Die Abbildung der Eingangsgrößen auf die Massezahlen wirkt sich direkt auf den Verlauf des Glaubensgrades aus. Bei unterschiedlichen Modellierungen an dieser Stelle werden bei gleichen Grenzwerten unterschiedliche Instandhaltungsintervalle berechnet.

Die Annahme, dass die Abnutzung proportional zur Zeit verläuft, stellt eine grobe Vereinfachung dar. Häufig wird ein exponentielles Verhalten der Alterung und Abnutzung der Betriebsmittel festgestellt. Dieses Verhalten lässt sich in dem beschriebenen Verfahren abbilden, indem der Glaubensgrad in einem Diagramm mit logarithmischer Ordinate über der Zeit aufgetragen wird (s. Bild 4-3). Das Einzeichnen der Regressionsgeraden in dieses Diagramm entspricht der Anpassung einer Exponentialfunktion an die vorliegenden Daten. Die Bestimmung des frühesten und spätesten Beginns der Instandhaltungsmaßnahmen erfolgt wie bereits dargestellt anhand der Schnittpunkte der Regressionsgeraden mit festgelegten Grenzwerten. Weiterhin unberücksichtigt bleiben auch bei dieser Vorgehensweise Veränderungen der Betriebsbedingungen und der Umwelteinflüsse.

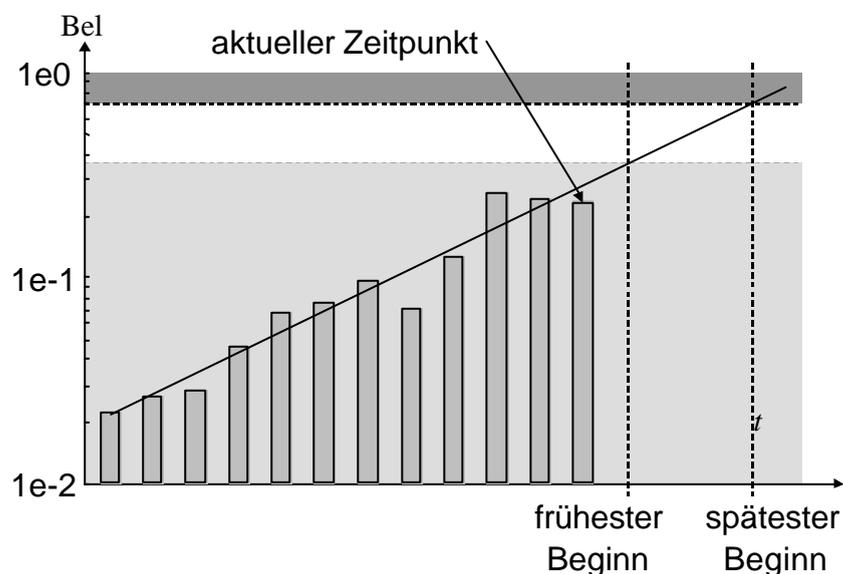


Bild 4-3: Bestimmung des Instandhaltungsintervalls bei exponentieller Abnutzung

Auf diese Art und Weise können zulässige Instandhaltungsintervalle für jede einzelne Diagnose bestimmt werden. Für ein einzelnes Betriebsmittel sind allerdings mehrere Diagnosen möglich. Im allgemeinen werden sich die zulässigen Instandhaltungsintervalle

der einzelnen Diagnosen nicht überschneiden oder decken. Auf der anderen Seite wird es aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll sein, mehrere Instandhaltungsmaßnahmen auf einmal durchzuführen, und so Anfahrtskosten und den Zeitaufwand für das Zerlegen und den Zusammenbau des Betriebsmittels zu reduzieren. Damit stellt sich dann die Frage, wie die zulässigen Instandhaltungsintervalle der einzelnen Diagnosen zusammenzufassen sind, um den Zeitraum zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen zu bestimmen. Unter der Prämisse, dass die Funktionsfähigkeit des Betriebsmittels nicht gefährdet sein darf, wird das zulässige Instandhaltungsintervall nach folgendem Verfahren bestimmt. Sei

$$T_{FRÜH} = \{t_{FRÜH}^i \mid i = 1, \dots, n\} \quad \text{Gl. 4-1}$$

die Menge der Zeitpunkte $t_{FRÜH}^i$, die für jede Diagnose i der n möglichen Diagnosen den frühesten Beginn der Instandhaltungsmaßnahmen bezeichnen. Die entsprechende Definition für die Zeitpunkte $t_{SPÄT}^i$, die den spätesten Beginn der Maßnahmen angeben, ist:

$$T_{SPÄT} = \{t_{SPÄT}^i \mid i = 1, \dots, n\} \quad \text{Gl. 4-2}$$

Für die Menge $T_{SPÄT}$ wird das Minimum im Sinne des frühesten Zeitpunktes bestimmt:

$$t_{SPÄT}^{GES} = \min T_{SPÄT} \quad \text{Gl. 4-3}$$

Aus der Menge $T_{FRÜH}$ wird der späteste Zeitpunkt bestimmt, der noch vor $t_{SPÄT}^{GES}$ liegt. Die Bestimmung des Maximums soll analog zur Bestimmung des Minimums im Sinne des spätesten Zeitpunktes durchgeführt werden. Entsprechend ist der „Kleiner-als“-Operator so zu verstehen, dass frühere Zeitpunkte als kleiner gelten.

$$t_{FRÜH}^{GES} = \max \{t \in T_{FRÜH} \mid t < t_{SPÄT}^{GES}\} \quad \text{Gl. 4-4}$$

Das zulässige Instandhaltungsintervall I wird dann aus den beiden so bestimmten Zeitpunkten gebildet:

$$I = [t_{FRÜH}^{GES}, t_{SPÄT}^{GES}] \quad \text{Gl. 4-5}$$

Falls sich die zulässigen Instandhaltungsintervalle der einzelnen Diagnosen nicht überschneiden, gehören $t_{FRÜH}^{GES}$ und $t_{SPÄT}^{GES}$ zu derselben Diagnose. Damit entspricht das so ermittelte Instandhaltungsintervall genau dem frühesten Instandhaltungsintervall aller Diagnosen. Bild 4-4 zeigt diesen Sachverhalt exemplarisch für drei Diagnosen D_1 , D_2 und D_3 . Die zulässigen Instandhaltungsintervalle sind für die drei Diagnosen durch Balken dargestellt, das resultierende Intervall ist auf der Zeitachse gekennzeichnet.

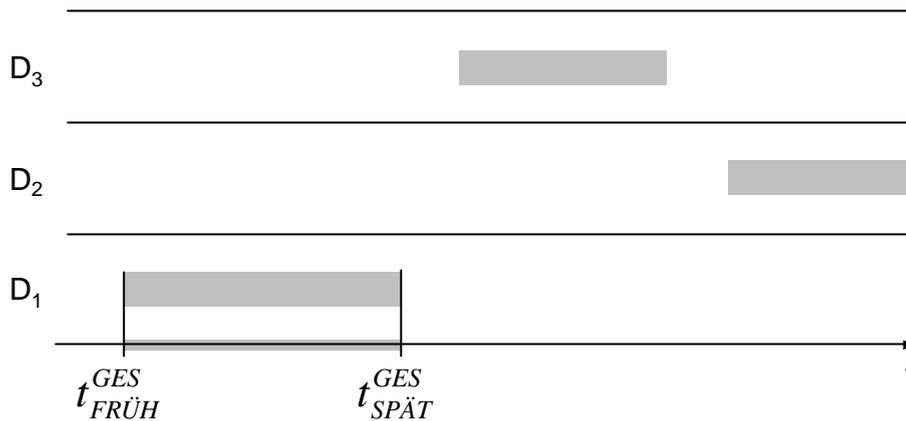


Bild 4-4: Resultierendes Instandhaltungsintervall ohne Überschneidung

Falls sich die Instandhaltungsintervalle überschneiden, gehört $t_{FRÜH}^{GES}$ nicht notwendig zu derselben Diagnose wie $t_{SPÄT}^{GES}$. Durch die Berechnungsvorschrift ist gewährleistet, dass der späteste Beginn für alle Diagnosen eingehalten wird. Aus der wirtschaftlichen Überlegung, die Instandhaltungsmaßnahmen nicht unnötig früh vorzunehmen, wird der spätest mögliche Zeitpunkt für den frühesten Beginn bestimmt. Dadurch ist es möglich, dass sich der früheste Beginn für einzelne Diagnosen auf einen späteren Zeitpunkt verschiebt, s. Diagnose D_1 in Bild 4-5.

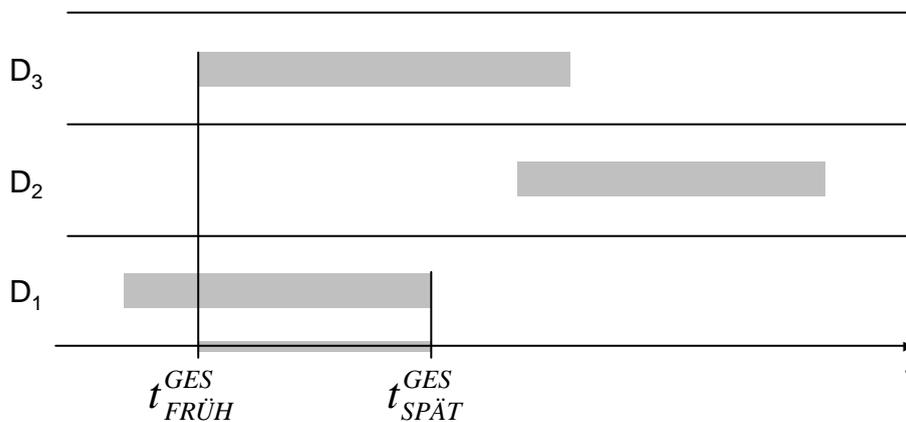


Bild 4-5: Resultierendes Instandhaltungsintervall mit Überschneidung

Die Funktionsfähigkeit des Betriebsmittels ist durch die Einhaltung des spätesten Beginns trotzdem gewährleistet. Unter ungünstigen Umständen, die in Bild 4-6 dargestellt sind, kann das Problem entstehen, dass das zulässige Instandhaltungsintervall nur aus einem sehr engen Zeitbereich besteht. Dadurch werden die Möglichkeiten der Instandhaltungsplanung und Instandhaltungskoordination stark eingeschränkt.

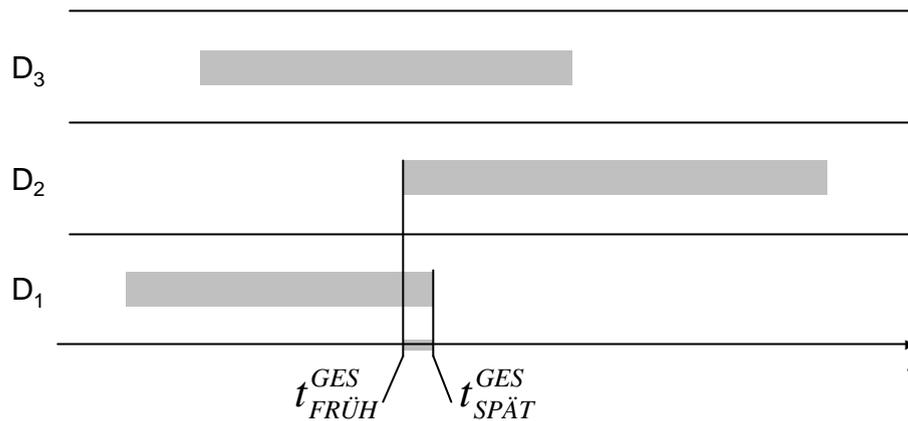


Bild 4-6: Auftreten eines schmalen zulässigen Instandhaltungsintervalls

Das Problem lässt sich leicht umgehen, indem entweder bei der Bestimmung des Instandhaltungsintervalls eine minimale Länge gefordert wird, oder indem bei der Instandhaltungsplanung berücksichtigt wird, dass Maßnahmen auch zeitlich vor dem Beginn des zulässigen Intervalls durchgeführt werden dürfen. Die Maßnahmen werden dadurch nicht unnötig früh durchgeführt, weil der Optimierungsalgorithmus aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus versucht, die Maßnahmen so spät wie möglich durchzuführen.

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 Vorausschauende Visualisierung von Netzengpässen und deren Behebungsmöglichkeiten

In den meisten bilateral orientierten Märkten kann eine vorausschauende technische Beurteilung von getätigten Markttransaktionen erst nach Abschluss des Spotmarktes, zum letzten Zeitpunkt des Einreichens der Fahrpläne (in Deutschland 14.30 Uhr am Vortag der physikalischen Stromlieferung), gesichert durchgeführt werden. In einer vorausgegangenen Arbeit, die auch im Jahresbericht 2001 kurz vorgestellt wurde, ist ein hierarchisch aufgebautes Konzept zur Visualisierung von Netzengpässen aufgezeigt worden. In dieser weiterführenden Arbeit geht es um die Erweiterung des Konzeptes zur Visualisierung von Vorschlägen, die zur Netzengpassbehebung führen. Dabei ist ein besonderes Augenmerk auf die Visualisierung der Wirkung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln gelegt worden. Es wird

aber auch als erweiterte Option die Möglichkeit von Einspeiseänderungen auf Basis von Kraftwerksangeboten im Rahmen einer Optimierung gegeben.

Dazu wird auf Basis der Daten der Lastflussberechnung und der Berechnung des (n-1)-sicheren Betriebszustandes die *Congestion Clock* (s. Bild 4-7).gebildet. Da die Kraftwerksfahrpläne und Lastprofile im 15-Minutenraster vorliegen, ergeben sich für jede Leitung (resp. Betriebsmittel) 96 Belastungswerte über den ganzen Tag. Die *Congestion Clock* erlaubt in der Visualisierung eine Datenreduktion auf die wesentlichen kritischen Zeitpunkte bzgl. des Netzengpass-Managements über den ganzen Tag.

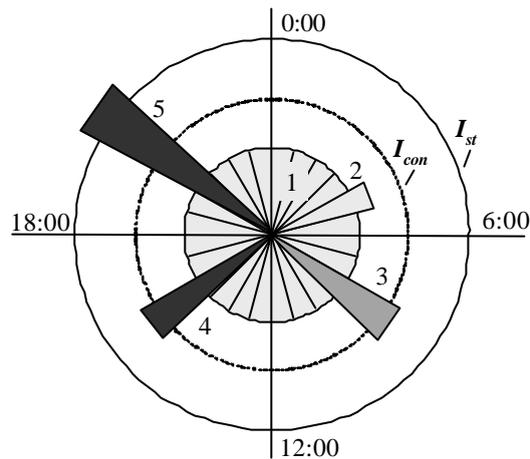


Bild 4-7: *Congestion Clock* für eine 24-h-Periode (5 Fallstudien)

Das Diagramm zeigt den maximalen Strom einer jeden Stunde, der auf Basis der 96 Viertelstundenwerte bestimmt wurde. Die Radien der Kreissegmente sind proportional zu den normierten Strombelastungen. Die Reduktion der Daten auf Stundenmaximalwerte ist erforderlich, damit die Übersichtlichkeit erhalten bleibt.

Bei den zulässigen Grenzen für die Betriebsmittelbelastung muss zwischen einer Grenze für dauernde Belastung I_{con} und der etwas höher angesetzten Grenze I_{st} für kurzfristige Belastung unterschieden werden. Die Verwendung einer Grenze für kurzfristige Belastung erlaubt eine effizientere Ausnutzung des Netzes, ohne eine Gefährdung zu verursachen. Zur Kennzeichnung der beiden Grenzen sind zwei Kreise im Diagramm angeordnet. Anhand von fünf Beispielen soll nun die Funktionsweise erläutert werden.

- Für den Fall 1 ist der Strom I_l geringer als eine Warnschwelle (z.B. $0,7 \cdot I_{con}$). Um die Übersichtlichkeit der Anzeige zu garantieren, werden solche unkritischen Werte unterdrückt. Das wird dadurch erreicht, dass sie alle mit dem einheitlichen Radius von $0,7 \cdot I_{con}$ gezeichnet und hellgrau gefärbt sind.

- Der Strom I_2 im Beispiel 2 überschreitet $0,7 \cdot I_{con}$. Deshalb wird er mit einem individuellen Radius angezeigt. Da es sich aber nicht um einen kritischen Strom handelt, wird zur Färbung weiterhin hellgrau verwendet. Allerdings wird durch den angewachsenen Radius die Aufmerksamkeit des Bedieners verstärkt.
- Eine Verletzung der Grenze I_{con} kann für Fall 3 festgestellt werden. Deshalb wird eine Färbung mit Orange (dunkelgrau) vorgenommen. Dieser Wert des Stromes übertrifft zwar die Grenze der Dauerbelastung, allerdings liegt er nur über die Dauer einer Viertelstunde vor und entspricht deshalb einem zulässigen Betriebspunkt. Die Warnfarbe Orange soll den Bediener zu weiteren Analysen veranlassen.
- Sowohl Beispiel 4 als auch 5 zeigen unzulässige Situationen. Deshalb sind beide Segmente rot (schwarz) gefärbt. I_4 überschreitet I_{con} für mehr als 15 Minuten, während I_5 sogar die Grenze der Kurzzeitbelastung I_{st} verletzt.

Die Visualisierung von Überlastungen hat einen geringeren Effekt, wenn korrektive Handlungen nicht dargestellt werden. Aus diesem Grunde wird die *Congestion Clock* um die Visualisierung der durchgeführten Maßnahmen erweitert.

Als erste Möglichkeit wurde das bestehende System erweitert und zusätzlich zur Lastflussberechnung und (n-1)-Sicherheitsrechnung noch eine Sensitivitätsanalyse bzgl. der Wirkung eines leistungsflusssteuernden Betriebsmittels durchgeführt. Dies geschieht allerdings nur, wenn ein kritischer Fall aufgetreten ist (Fall 4 oder 5) und Maßnahmen notwendig werden. Dabei wurde als Beispiel ein FACTS-Gerät (UPFC als leistungsflusssteuerndes Betriebsmittel) verwendet und die Sensitivitätsfaktoren zur Berechnung der Einflussmöglichkeiten des UPFC benutzt.

Die *Congestion Clock* in Bild 4-8 beinhaltet diese Erweiterung. Im Fall 4 übersteigt der Strom I_4 das dauerhaft zulässige Stromverhältnis I_{con} , es ist aber durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel möglich, den Strom bis unterhalb der kritischen Grenze zu reduzieren. Daher ist das entsprechende Segment nicht rot, sondern leicht grau gefärbt. Die Reduktion des Stromes ist als dunkler Teil am äußeren Ende des Segments zu erkennen. Im Fall 5 ist die Reduktion des Stromes zu gering, um die geforderte Grenze zu erreichen. In diesem Fall müssen daher andere korrektive Maßnahmen, welche die Erzeugungsfahrpläne beeinflussen, in Betracht gezogen werden.

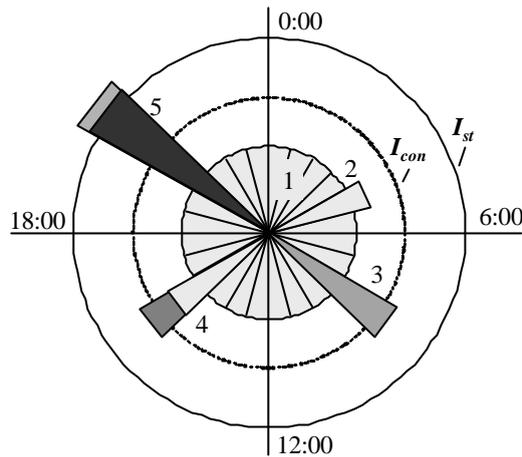


Bild 4-8: Congestion Clock Maßnahmen auf Basis der Sensitivitätsanalyse (5 Fallstudien).

der korrektiven Maßnahmen reduziert wurden (Fall 4 oder Fall 5), wird dem Bedienpersonal angezeigt, welche Maßnahmen durchgeführt werden müssten, damit die Netzengpass-Situation behoben wird.

Die Sensitivitätsanalyse hat den Nachteil, dass nur die Wirkleistungsflüsse berücksichtigt werden. Daher wird zur Zeit ein Optimierungssystem der Visualisierung zugrunde gelegt, welches die kompletten Lastflussgleichungen berücksichtigt und dann auch neben den leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln als zusätzliche Maßnahmen Einspeiseverlagerungen von Kraftwerkesangeboten berücksichtigen kann, die dem Netzbetreiber zur Lösung des Netzengpasses zur Verfügung stehen. Wenn dann z.B. immer noch ein Netzengpassproblem vorherrscht (wie im Falle 5), werden, da eine Gefährdung des Betriebs vorhanden ist, alle Kraftwerke mit einer Angebotskurve (eher Entschädigungskurve), die vorher je nach Kraftwerksklassen (nach anfallenden Betriebskosten) festgelegt wurde, zur Optimierung hinzugezogen und die Optimierung ein zweites Mal für den kritischen Zeitpunkt durchgeführt (s. Bild 4-9).

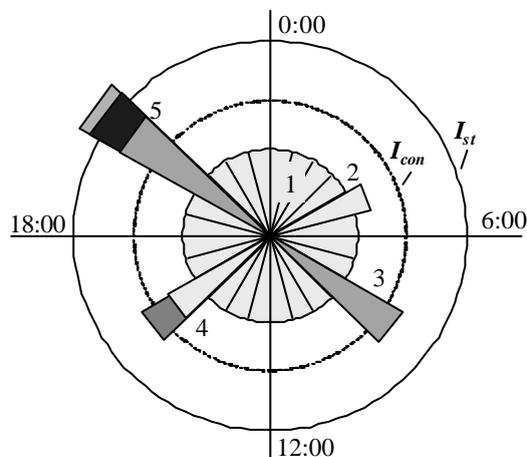


Bild 4-9: Congestion Clock Optimierungsmaßnahmen (5 Fallstudien).

Hierbei ist zu sehen, dass durch den Einsatz des FACTS-Gerätes auf Basis der Optimierung unter Nutzung der freiwilligen Angebote zwar der Fall 4 gelöst werden konnte, aber nicht der Fall 5 (s. auch Bild 4-8). In diesem Fall jedoch kann, da hier ein Gefahrenfall vorliegt, die Optimierung wie oben beschrieben mit allen Kraftwerken in der Optimierung noch einmal durchgeführt werden. Dabei konnte im Fall 5 die Netzengpass-Situation so behoben werden, dass ähnlich wie im Fall 3 nur noch eine tolerierbare sehr kurzfristige Überlastung vorliegt (Orange). Die dunkelgraue Farbe steht für die Reduktion des Stromes durch die erste Optimierung und die schwarze Farbe für die zusätzlich mögliche Reduktion durch die zweite Optimierung mit allen Kraftwerken. Dabei wurde in der zweiten Optimierung vom ursprünglichen Zustand ausgegangen und nicht vom Ergebnis der ersten Optimierung.

Die Arbeiten am Optimierungssystem zur Netzengpassbehebung dauern zurzeit noch an und stehen kurz vor dem Abschluss. Das Visualisierungssystem wird zurzeit bzgl. der Maßnahmen bei grenzüberschreitenden Engpasssituationen angepasst.

Jörg Brosda

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäische Energieversorgungssysteme“ gefördert. An dieser Arbeit waren im Bereich der Erweiterung des Visualisierungssystems über die Sensitivitätsanalyse Herr Dr. Leder von unserem Lehrstuhl und Herr Dr. L'Abbate von der Politecnico di Bari, Italien beteiligt.

4.3 FACTS devices in liberalized power systems: a project financing option

The technology, modeling and system applications of Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) devices have been deeply investigated in literature in the recent years. The various characteristics of these controllers are well established: they offer the possibility to increase transmission network capacity and enhance system reliability, security and controllability. These properties are especially important in a deregulated environment, where FACTS devices can provide an attractive option to solve different problems existing in transmission systems.

In fact, the energy market opening process is generally resulting in more frequent network congestions due to a higher utilization of transmission corridors and in a need for a more autonomous system control. Furthermore, power flow patterns dictated by market decisions are more unpredictable and the uncertainties in generation and network planning are requir-

ing transmission systems to be as flexible as possible. For all these reasons, the utilization of FACTS devices may be driven by the consequences and issues of the electricity industry restructuring.

In order to face a (future) problem in the transmission system, the network planners and operators have first to analyze and evaluate different possible solutions and their impact on the global system under the technical and economic viewpoint, before deciding to use FACTS devices. Among the possible alternative solutions there is the utilization of conventional devices, such as new overhead lines, cables, phase-shifters, mechanically-switched capacitors, tap-changers or switch plants.

A comparison of investment costs/profits analyses of the different possibilities has then to be carried out by an optimization process and the most convenient solution will be chosen for every specific situation in the transmission network.

In the case of FACTS controllers the general profits deriving from a higher transmitted power have to be taken into account. More specifically, a complete analysis considering the different characteristics of each device can determine the economic benefits deriving from utilizing that particular FACTS element. This analysis has also to take account of the general plant costs in dependence of location, amount, type and dimensioning of each device.

The difficulties in a global system analysis in view of an installation of FACTS devices arise from a hard exact evaluation of several parameters, some of them not clearly measurable or quantifiable in some cases.

In order to establish the effects deriving from the insertion of FACTS devices into a network, a load flow analysis of relevant system states has to be carried out. Then, it is necessary to investigate some parameters such as transmission capacities, losses, ancillary services, network utilization tariffs, reserve costs, risk costs etc. The effects are numerically estimated by economic parameters summing up the contributions year after year.

By inserting FACTS elements into an existing network several advantages derive to the network operator. These profits can be classified as follows:

- Profits by transmission capacity enhancement;
- Savings by loss reduction;
- Savings by postponement or replacement of investments;
- Savings by avoidance of outages;
- Profits by generation shifting;
- Savings by avoidance/reduction of undesired power flows.

The investment in FACTS has to consider not only the mere costs of the devices but also the related cost elements. Cost elements for the pure investment in FACTS are mainly:

- FACTS components;
- Buildings and land;
- Auxiliary plant, equipment and control;
- Engineering and research.

Concerning the operating costs the following elements have to be taken into account:

- Maintenance;
- Losses of FACTS systems;
- Network utilization costs;
- System ancillary services;
- Reserve costs, risk covering;
- Services and monitoring;
- Taxes.

In general, a project requires capital subsidies in the investment phase, which are then followed from a gradual return flow of the capital invested in the previous years.

Within the context of the investment calculation just the effects caused by the project and influencing the future periods of time are relevant. The future revenues have to be discounted according to the expected accumulated inflation and interest rate.

Basically, for a techno-financial evaluation of the insertion of FACTS devices in a system, the cash values of costs and revenues have to be taken into account year per year: the investment costs are considered by the yearly expenses for interests and amortization (depending on operating life).

The comparison of techno-financial analyses of different alternative possibilities to solve a problem in the transmission system (e.g. the installation of a new line versus a FACTS) has to be primarily examined on the basis of the following parameters:

- The Internal Rate of Return (IRR) of the invested capital (occurring income and expenditure at different periods of time are made comparable taking account of the interests at a common period of time, normally at the first capital expense);

- The Pay Back Period (PBP) (which is the interval of time (years) needed for an investment return).

In the case of a large-scale investment, if financing is not available by the main player's means, a specific project company, Special Purpose Vehicle (SPV), can be created by different players to offer a possible financial solution utilizing a tool as the project financing. This scheme may be defined as the financing of a project which is viable under the technical, financial and commercial viewpoint and whose future cash flows are the basis to cover, with a safety margin, the operating costs, debt repayment and an adequate return on investment. In a project financing, therefore, the debt terms are not based on the sponsor's credit support or on the value of the physical assets of the project. Rather, project performance is the nucleus of project finance. Equity contribution to the project capital is usually in the range of 20 ÷ 40 % of the capital (not less than 20 % in every case), and the rest is covered by debt. This way of financing, building and operating of services has been applied in different countries worldwide in areas such as power, transport, telecommunications and water, and more recently education & healthcare.

In the case of an investment in FACTS, the transmission system operator or owner is the main player: if financing is not fully available by its means, then a project financing scheme with a FACTS SPV can be the solution. A proper possibility is given by the BOO (Build, Operate, Own) scheme: in this case the SPV operates and owns the FACTS equipment after financing and building it (see Fig. 4-10).

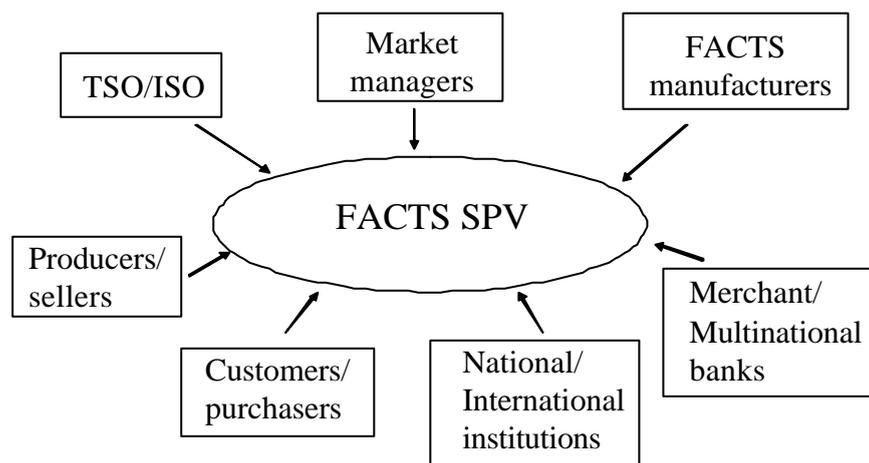


Fig. 4-10: Special Purpose Vehicle scheme for a FACTS project

All the players benefiting from the FACTS installation, namely involved market manager(s), transmission system operator(s) and owner(s) (if ISO scheme is implemented), FACTS manufacturer(s), eligible customers and producers, should participate in the SPV. A

financing institution, bilateral or multilateral, has to be normally involved in this kind of project as well. Other national/international institutions may be also part of the project. The financial success of the FACTS SPV is related to the project company capacity to produce rapidly growing cash flows to recover the initial investments and income profits for all involved players: for this reason the project financing option would be most suitable where the transmission capacity enhancement by FACTS could impact power systems of areas/regions with different electricity prices.

A first example may be given by a FACTS device (e.g. UPFC) to be installed at the France-Italy interconnection to enhance the Italian energy import: this represents a classical case in the UCTE network. The project company, SPV, should then involve the participation of the following players: ENEL Terna and EdF (respective Italian and French transmission network owners), GRTN and RTE (respective Italian and French transmission network operators), the respective Italian and French market managers, the French producers and the Italian customers, FACTS manufacturers (e.g. ABB, Siemens), merchant and/or multinational banks (e.g. EBRD, IEB, Citibank) and European institutions (e.g. Energy & Transport DG of the European Commission under the TEN project). The scheduled cash flows, following the expenses for the FACTS installation, would be strongly influenced by the energy price differentials existing between the Italian and the French generation capacity.

Angelo L'Abbate

Die Arbeit entstand in enger Zusammenarbeit mit dem Politecnico di Bari, Prof. Trovato.

4.4 Portfolio Selection With Mean-Variance Analysis in Electric Power Market

In the past electricity markets were monopolies, vertically integrated and/or owned by states. Today, many of them all over the world have been liberalized or will be fully opened in the near future. The main objective was the implementation of elements of competition in order to reduce prices for the demand side, to strengthen the competitiveness of the industry and to reduce over-capacities and costs. This process implicates a fundamental change for all parts of the electricity sector (generation, transmission, distribution and trade). As a consequence, power market participants are facing new sources of risks. Two types of uncertainty could be:

- *Market risk*, which carries financial risk related with the *price volatility* and the uncertainty about future prices, which produce variance on the market participant's profit.

- *Commodity risk*, which carries physical risk including storage, delivery, capacity and transmission between the market participants. Physical risk refers to the possibility of having service to a customer interrupted.

Hence, the developments of new additional tools are needed for management of the risks associated as portfolio management. On the other hand, new business opportunities will attract new players to the markets; new products will be developed, i.e. financial products to hedge the future production or demand, new markets, etc. Therefore, the success keys of portfolio management are the correct combination and the right amount of these products.

However, the line between physical and financial risk is blurred. This will be explained with an example of two electricity markets (or two zones of the same market) connected by a transmission line (see Fig. 4-11). One supplier in market A has entered into a contract to supply physical power to a consumer in market B.

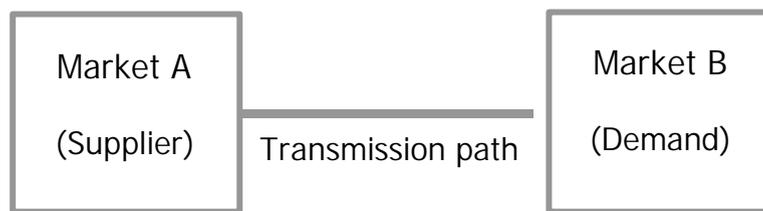


Fig. 4-11: Example of physical and financial risk.

A curtailment of the transmission line or outage of the generator does not absolve the supplier from his obligation to serve the customer. But in this case, it is impossible for the supplier to transmit his locally generated power to the load. One possibility is that the supplier sells his power in market A and purchases the equivalent amount of power in market B. The physical risk of curtailment has then been transformed into a financial risk from the price spread between the two markets. There is also an inherent assumption that there is power available to be bought in market B at any price. This may not be the case, especially if the demand region is heavily dependent on imports coming through the downed transmission line. However, if the power is not available, the load in the bilateral contract cannot be served and the transmission risk curtailment or outage of the generator represents a physical risk. Another motivation for considering the problem from a financial perspective is that even a physical failure to deliver is generally associated with a financial penalty, allowing to transform physical risk into financial risk, as seen from the suppliers' and demand viewpoint.

One methodology to manage market risk in power systems is hedging using the portfolio theory. It is a well-known problem and the most used technique for risk assessment in financial market. The portfolio choice with mean-variance analysis is based only on the statistical parameters (mean, variance and covariance between the elements of the portfolio).

In a competitive market, with many participants, the system operates with lower security margins because the economics dominate on the decision of the market participants. The physical risk is now greater. After liberalization the power transmission system became a very important issue, because the transmission constraints represent a frequent and fundamental impediment to trades. A new problem is the congestion, which has strong effects on the electricity prices.

Reducing the price paid by consumers for electrical energy is the first reason given for introducing competitive electricity markets. However, most consumers (with the possible exception of the largest one) have very small influence on these markets. As a consequence of this lack of representation, most electricity markets do not treat consumers as a genuine demand side capable of making rational decision but simply as a load that needs to be served under all conditions. In power system two aspects of the demand must be satisfied: *power prices as low as possible and not subject to uncertainty (stable prices)*. That's mean, the consumers prefers certainty to uncertainty. Considering a demand with a constant income (I) but variable cost (C), because the power price is variable, then the demand profit (P) will be also variable (see Fig. 4-12), which is undesired.

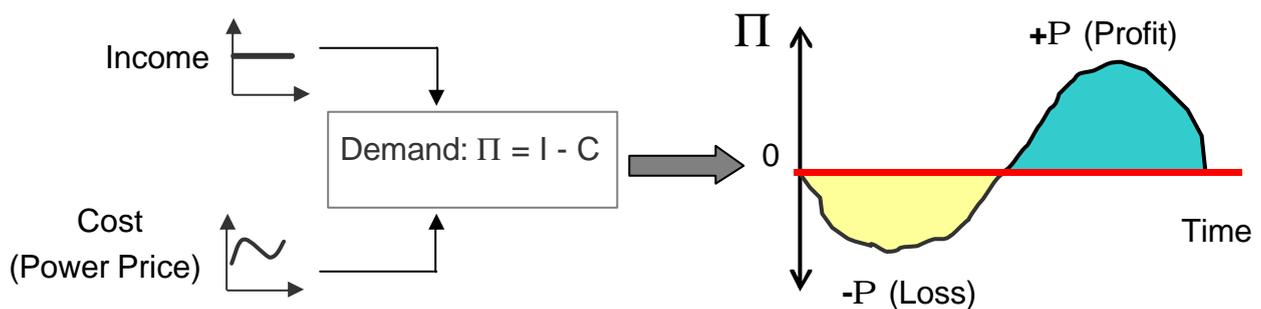


Fig. 4-12: Demand Profit Definition.

The problems of the demand, in this new environment, are the high price volatility and the system operation with lower security margins. On the other hand, the consumers can buy electric power from spot market (pool or auction) or bilateral market (OTC and standard contracts like Future, Forward, Swap, etc). Therefore, the main problem for the demand side

is the selection of the best combination between the elements from these markets to reduce the price risk and improve the security margins.

This thesis uses the portfolio analysis for the demand side. Portfolio analysis includes both the calculation of the existing risks and the definition of hedging tactics to attain the desired risk/electricity price balance. The portfolio of the demand is integrated with the set of contracts from the bilateral market and the position in spot market. The objective was the selection of the portfolios, which reduce the financial risk (price volatility) and improve the security margins (physical risk). The set of all contracts plus the position in the spot market is named as portfolio of the demand. Now, the demand must select the portfolio, which fulfill their wish of risk aversion. The procedure of portfolio selection separates *efficient* from *inefficient* portfolios. For example, if portfolio A has both a lower price (cost) and a lower uncertainty than portfolio B, then portfolio A is clearly better than portfolio B. The portfolio B is referred like *inefficient* and is eliminated from consideration, since it costs more with greater uncertainty than another available portfolio. With all efficient portfolios the efficient frontier is conformed (see Fig. 4-13). Finally the demand must carefully select the portfolio, which provides the most suitable combination of risk and cost according on the willingness or aversion of the investor to assume risk. If safety is of extreme importance, higher cost must be accepted to decrease uncertainty and vice versa.

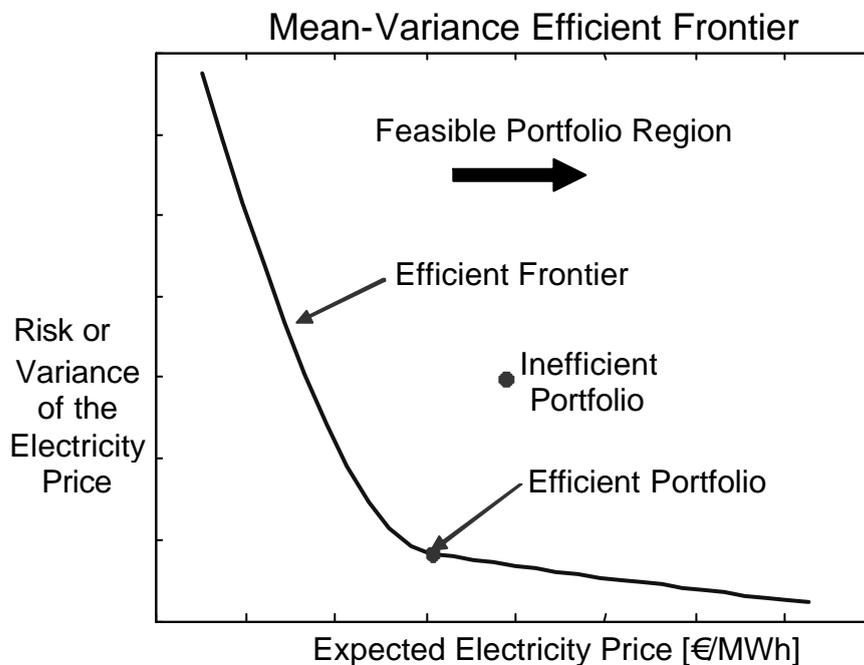


Fig. 4-13: Efficient Frontier

In this model, the first problem to be analyzed is the effect of the estimation error of the statistical parameters in the selection process. The second one is the problem of portfolios statically equivalents. Because of this, a sequential selection model is developed to make a more selective selection of portfolios. The mean-variance analysis (for financial risk analysis) and the general model of risk analysis (for the physical risk analysis) are combined in the selection process. The reliability index and the transmission capacity are used for the portfolio selection. With this new methodology the power transmission system is explicitly considered, the reliabilities of the power generators and of the power transmission system are used to differentiate between the generators. There, the topology of the system has an important role. But also the prices of others commodities as oil, gas, coal, power indexes, etc. are explicitly considered in the selection process.

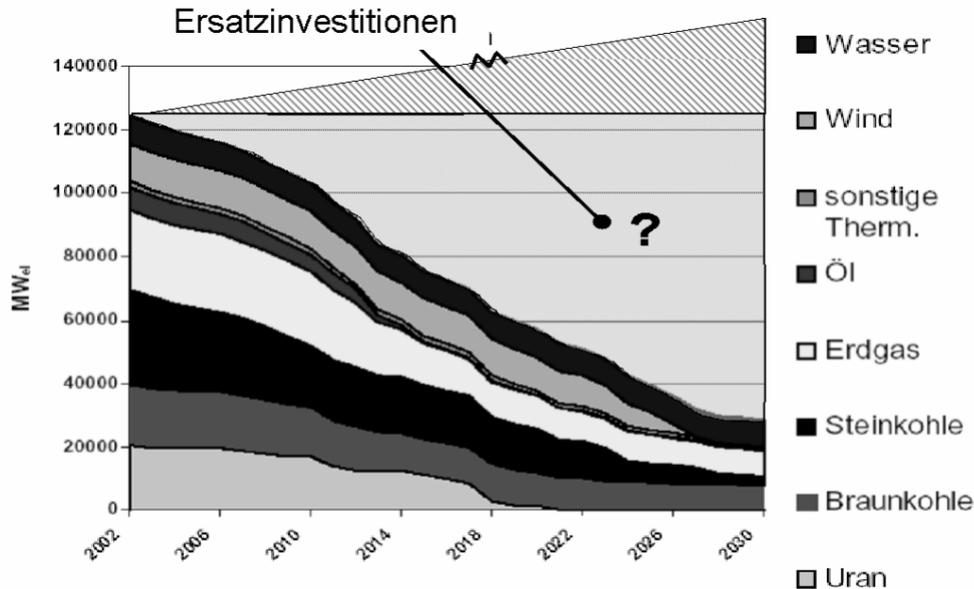
Nader Zolfagharian

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch den Deutschen Akademischen Austausch Dienst (DAAD) und Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) im Rahmen des Promotionsprogramms beim Instituto de Energia Electrica (San Juan, Argentinien) gefördert.

4.5 Betrieb und Optimierung dezentraler Anlagen

Die derzeitige Energieversorgung ist gekennzeichnet durch eine zentrale Struktur mit der Energieumwandlung in Großkraftwerken und der anschließenden Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie zu den einzelnen Kunden. Allerdings wird für die Zukunft eine starke Zunahme von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) prognostiziert. Wesentliches Merkmal ist dabei die geographisch enge Verbindung zwischen DEA und Verbrauch. Die Annahme einer zukünftig dezentraler ausgerichteten Energieversorgung basiert auf drei verschiedenen Gründen, die durch die jüngsten Ereignisse in USA und England noch verstärkt wird. Ein Grund der insbesondere zu einer Verbreitung von DEA mit regenerativen Primärenergieträgern führt, besteht aus energiepolitisch motivierten Entscheidungen auf internationaler Ebene z.B. das Kyoto-Protokoll und auf nationaler Ebene in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Ein zweiter sehr wesentlicher Aspekt wird deutlich, wenn man die zukünftige Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland untersucht. In Bild 4-14 ist diese Entwicklung bis 2030 dargestellt, unter der Voraussetzung, dass keine Neuinvestitionen getätigt werden.



Quelle: IER Stuttgart

Bild 4-14: Entwicklung der Kraftwerksleistung in Deutschland

Dabei sind sowohl die technische Lebensdauer der Anlagen, als auch Effekte wie der Ausstieg aus der Kernenergie berücksichtigt worden. Der zu erwartende Lastzuwachs ist in Bild 4-14 schematisch in Form einer Geraden dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass in Zukunft eine immer größer werdende Lücke zwischen Erzeugung und Last entsteht. Ein großes Problem hierbei stellen die hohen Investitionskosten für den Neubau konventioneller Großkraftwerke und das damit verbundene erhebliche unternehmerische Risiko dar. DEA kleinerer Leistung sind mit niedrigeren Investitionskosten und dementsprechend mit einem skalierbaren Risiko verbunden. Auch dieser Grund kann dazu führen, dass ein deutlicher Anteil der notwendigen Ersatzinvestitionen in Form von DEA getätigt wird. Schließlich spielt aber auch die fortschreitende technische Weiterentwicklung der DEA für die zukünftige Energieversorgung eine entscheidende Rolle.

Aus diesen Gründen ist ein Szenarium denkbar, in dem in naher Zukunft Haushalte und Gewerbekunden ihre Energieversorgung zum Teil dezentral gestalten. Die 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. Auf diese Weise kann zum Beispiel temporär überschüssige Leistung aus Windenergie oder auch Überschusswärme aus stromgeführten KWK-Anlagen gespeichert werden. In Bild 4-15 ist eine prinzipielle Konfiguration eines VK dargestellt. Dabei sind alle Netze nur als Punkt-netze abgebildet.

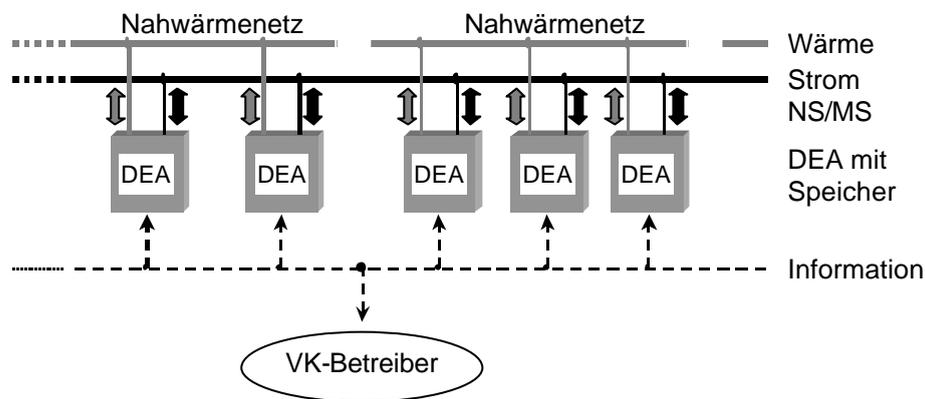


Bild 4-15: Schematische Konfiguration eines VK

Ein VK besteht aus den DEA- und Energiespeichersystemen und leistungsfähigen Energiemanagement- sowie intelligenten Kommunikationssystemen. Bild 4-15 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.

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), 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 Regelleistung abgefangen werden müssen.

Durch den Betrieb von VK eröffnen sich neue Geschäftsfelder, wie z.B. für die Abrechnung und informationstechnischen Systeme. Unabhängig von dem realisierten Betreibermodell

treten unterschiedliche Besitzverhältnisse auf. Es ist möglich, dass der Betreiber auch der Eigentümer der Komponenten des VK ist. DEA, die z.B. im Besitz von Privatpersonen sind, gehören ebenfalls zum VK, wenn der Betreiber des VK Zugriff auf diese Anlagen hat. Der Zugriff auf diese Anlagen ermöglicht so dem Betreiber des VK die Integration dieser Anlagen in seine Optimierungsprozesse.

Der koordinierte Betrieb eines VK erfordert eine informationstechnische Infrastruktur und intelligente Kommunikationssysteme. Jede DEA muss von einer zentralen übergeordneten Stelle beobachtbar und steuerbar sein. Auf diese Weise werden die Betriebsgrößen der DEA entsprechend einer optimalen Fahrweise eingestellt. Diese Größen betreffen insbesondere die elektrische bzw. thermische Ausgangsleistung der einzelnen Anlagen, aber auch die Einspeisung bzw. den Bezug von Blindleistung, soweit die Anlage diesbezüglich regelbar ist. Die Kommunikation zwischen den DEA und der zentralen Einheit muss in beiden Richtungen (bidirektional) stattfinden. Die Kommandos vom Betreiber bzw. einem Energiemanagementsystem (EMS) müssen in Befehlsrichtung an die einzelnen Anlagen übermittelt werden, gleichzeitig ist der aktuelle Status jeder DEA an die zentrale Einheit zu übertragen. Als informationstechnisches Medium eignet sich die auf Internet Packages basierende Datenkommunikation, deren Infrastruktur z.B. Internet weitestgehend vorhanden ist. Zur Gewährleistung der bei Nutzung des Internets erforderlichen Sicherheit müssen Datendienste wie Verschlüsselung, Authentifizierung und Firewall-Funktionalität eingesetzt werden.

Um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb des VK zu erreichen, ist es erforderlich die optimale Betriebsweise jeder einzelnen DEA zu bestimmen. Die Ermittlung eines optimalen Fahrplanes für jede Anlage muss mit Hilfe einer mathematischen Optimierung 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 zu minimieren. Wichtige Nebenbedingungen sind:

- Minimale und maximale Ausgangsleistung einer Anlage: $P_{i,\min}$, $P_{i,\max}$
- Maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit einer Anlage: $dP_{i,\max}/dt$
- Speichervolumen eines Energiespeichers: W_i
- Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen (z.B. wegen Instandhaltung)
- Minimale Anfahrzeiten $\Delta t_{i,\text{start}}$
- Deckung der Last bzw. Lieferung eines definierten Fahrplanes
- Primärenergiekosten und Beschränkungen
- Bezugskosten für Energie, z.B. Intraday-Handel
- Vorzuhaltende Reserveleistung

Die gesamte Optimierung ist schematisch in Bild 4-16 dargestellt.

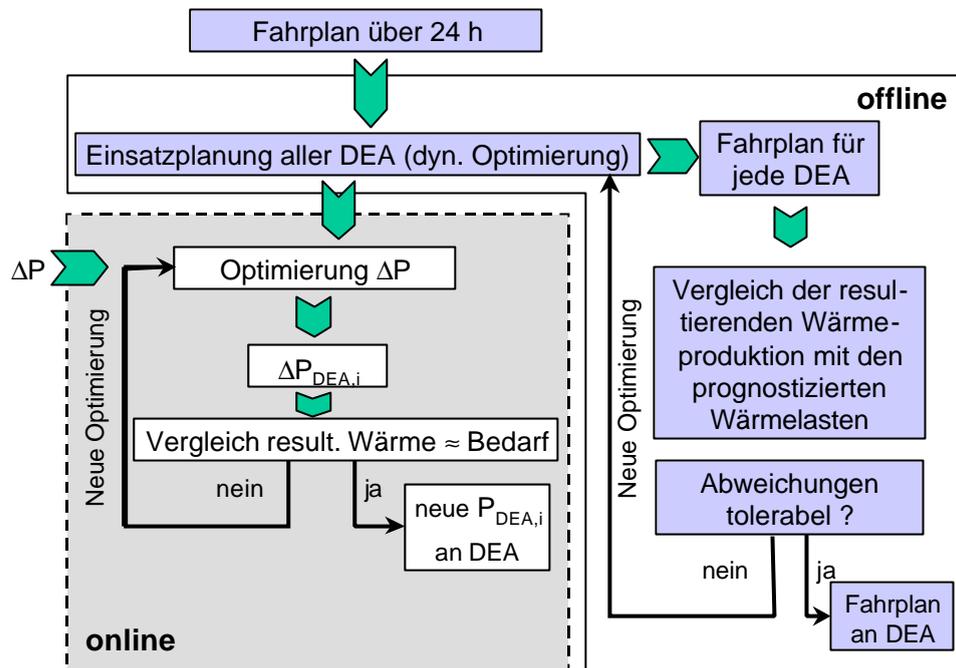


Bild 4-16: Ablauf des Optimierungsprozesses

Bei Erfüllung eines Fahrplanes durch das VK besteht die Optimierungsaufgabe darin, das vorgegebene Leistungsprofil unter Berücksichtigung der oben dargestellten Nebenbedingungen mit minimalen Kosten bereitzustellen. Das Ergebnis der Optimierung besteht aus den einzelnen Fahrplänen aller DEA über den vorgegebenen Zeitraum. Dabei müssen auch die verschiedenen Energiespeicher berücksichtigt werden. 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. Allerdings ist eine Optimierung alleine unter Gesichtspunkten des elektrischen Bedarfs nicht realistisch. Der Wärmebedarf muss in der Optimierung berücksichtigt werden, wobei die dezentral erzeugte Wärme in Nahwärmenutzung oder lokalen Speichern abgenommen wird.

Wie bereits oben erwähnt, stellt ein VK ein erhebliches Potenzial für den BKV dar. Prinzipiell muss die Optimierung das gleiche leisten wie bei der Nutzung des VK zur Bereitstellung von vordefinierten Fahrplänen. Wird das VK genutzt, um den aktuellen Prognosefehler von Erzeugung und Last innerhalb eines Bilanzkreises zu minimieren, so kann im Voraus kein Fahrplan für die zu erzeugende Leistung des VK angegeben werden. Daher wird für die aktuelle Abweichung eine Optimierung online durchgeführt (s. Bild 4-16). Die vom BKV

bereitzustellende Leistung richtet sich nach der Prognose für den Verbrauch in seinem Bilanzkreis. Das Ziel des BKV ist es, dass VK so zu betreiben, dass es die Differenz ΔP aus Prognose und tatsächlicher Last kostenminimal deckt.

Geht man von der Lieferung eines festen Fahrplanes durch das VK aus, so basiert die Optimierung prinzipiell auf den herkömmlichen Verfahren zur wirtschaftlichen Lastverteilung (economic dispatch) konventioneller Kraftwerke. Allerdings führt der Einsatz von Energiespeichern dazu, dass für die Optimierung keine herkömmlichen statischen Verfahren eingesetzt werden können. Die Verwendung von statischen Verfahren und zeitrichtige Aneinanderreihung der so erzielten Ergebnisse würde nicht zu einem globalen Optimum führen. Es ist daher erforderlich auf dynamische Verfahren zurückzugreifen, die die zeitlich abhängigen Nebenbedingungen wie z.B. max. Leistungsgradienten oder Speicherstände berücksichtigen.

Unabhängig von dem verwendeten Verfahren besteht die Zielfunktion aus dem Integral über der Summe der Einzelkosten der n DEA und m Speicher für den betrachteten Zeitraum $0 \dots t_e$ (s. Gl. 4-6).

$$J(c_i(t)) = \int_0^{t_e} [c_1(t) + \dots + c_i(t) + \dots + c_{n+m}(t)] dt \quad \text{Gl. 4-6}$$

Die in Gl. 4-6 enthaltenen Kostenfunktionen $c_i(t)$ setzen sich je nach Art der DEA und Speicher unterschiedlich zusammen. Für alle Kostenfunktionen gilt jedoch $c_i(t) = f(P_i(t))$. Zur Lösung des dynamischen Optimierungsproblems wurde hier das Verfahren der Variationsrechnung gewählt. Der Optimierungsvektor $\mathbf{x}(t)$ ist durch Gl. 4-7 gegeben

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} P_1(t) \\ \vdots \\ P_i(t) \\ \vdots \\ P_{n+m}(t) \end{bmatrix} \quad \text{Gl. 4-7}$$

Unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen

$$f(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t)) = 0 \quad \text{bzw.} \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t)) \leq 0 \quad \text{für alle } t \in [0, t_e] \quad \text{Gl. 4-8}$$

lässt sich das Lagrange-Funktional

$$L(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t), \lambda(t)) = \int_0^{t_e} F(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t), \lambda(t), \mathbf{m}(t)) dt \quad \text{Gl. 4-9}$$

mit

$$F(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t), \lambda(t)) = \sum_{i=1}^{n+m} (c_i(\mathbf{x}(t))) + \lambda(t)^T f(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t)) + \mathbf{m}(t)^T \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t)) \quad \text{Gl. 4-10}$$

bestimmen.

Die notwendigen Bedingungen zur Bestimmung des Minimums lauten:

$$\text{Euler-Lagrangesche Bedingung: } F_x - \frac{d}{dt} F_{\dot{x}} = 0 \quad \text{Gl. 4-11}$$

$$\text{Nebenbedingungen: } f(x(t), \dot{x}(t)) = 0 \quad \text{bzw.} \quad g(x(t), \dot{x}(t)) \leq 0 \quad \text{Gl. 4-12}$$

$$\text{Anfangsbedingungen: } x(0) = x_0 \quad \text{Gl. 4-13}$$

Die Lösung der Gl. 4-11 bis Gl. 4-13 führt zu einem System aus algebraischen Gleichungen und Differentialgleichungen (DAE-System). Zur Lösung dieses komplexen Gleichungssystems sind spezielle Verfahren erforderlich. Die Lösung des DAE-Systems liefert die gesuchten optimalen Fahrpläne $x(t)$ aller DEA und Speicher.

Zum Betrieb eines VK müssen neue Verträge geschlossen und verschiedene Abrechnungsverfahren entwickelt werden. Insbesondere für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen müssen neue Verträge zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber des VK, bzw. mit dem Eigentümer der DEA und dem Betreiber des VK geschlossen werden.

Die Betriebsführung beinhaltet neben der eigentlichen Koordination der Anlagen des VK auch Prozesse zur Abrechnung. Es müssen Abrechnungsverfahren erstellt werden, die die unterschiedlichen Dienste der einzelnen Anlagen, wie Leistungslieferung, Bereitstellung von Reserve und Systemdienstleistungen wie Frequenzregelung und Spannungshaltung erfassen und entsprechend vergüten.

H. Neumann

4.6 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. Ursache hierfür ist, dass entgegen den bisherigen Planungsprinzipien mit einer Umkehrung des Energieflusses gerechnet werden muss, und somit die Planung als Top-Down-Versorgungssystem nicht mehr möglich ist. Während der Einzelbetrieb am öffentlichen Versorgungsnetz Stand der Technik ist, liegen zum großflächigen Einsatz von wärmegeführten DEA in einem Versorgungsnetz hingegen bisher keine betrieblichen Erfahrungen vor; sowohl die Auswirkungen als auch die Nutzungsmöglichkeiten dieser Anlagen sind noch nicht detailliert untersucht worden.

Das hier beschriebene Forschungsprojekt untersucht die Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei einer flächendeckenden Einspeisung von wärmegeführten DEA über die nächsten 20 Jahre. Mit Unterstützung der HEAG Versorgungs-AG, Darmstadt, werden die Einsatzpotentiale für DEA für ein Versorgungsgebiet abgeschätzt. Dabei werden sowohl die vorhandene Infrastruktur als auch die Gebäudestruktur berücksichtigt. Bei der Gebäudestruktur wird sowohl bezüglich der Bebauungsstruktur (Gewerbe-, Ein- und Mehrfamilienobjekte) als auch der Anzahl der Wohneinheiten je Wohnobjekt differenziert. Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen an realen Nieder- und Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung der zu erwartenden Einspeise- bzw. Lastganglinien sollen die Auswirkungen der flächendeckenden dezentralen Erzeugung im Detail transparent machen. Hier soll die in diesem Projekt gewählte Variante zur Abschätzung des Potentials für DEA mit Primärenergieträger Erdgas zur Strom- und Wärmeversorgung vorgestellt werden.

Um Unsicherheiten bezüglich schwankender ökonomischer/politischer Rahmenbedingungen zu vermeiden, ist hier das technische Potential für Klein-BHKW abgeschätzt worden. Es beschreibt den maximalen installierbaren Umfang solcher Anlagen unter technischen und strukturellen Rahmenbedingungen. Die ermittelten Zahlen beschreiben aus der Sicht des Netzbetreibers das „worst-case“-Szenario, d.h. es ergeben sich die maximal vorstellbaren Rückwirkungen bzw. Anforderungen. Das tatsächlich zu erwartende Marktvolumen bis zum Jahr 2025 variiert der Literatur zufolge abhängig von den Rahmenbedingungen sehr stark und liegt zwischen 3% und 60% vom Neuanlagenbedarf, was je nach betrachtetem Entwicklungsszenario zu einem absolutem Zubau von 70.000 bis 160.000 Anlagen in 2025 führen wird.

Insgesamt wurden mehr als 158.000 Wohngebäude erfasst. Unterschieden wurde hierbei nach Anzahl der Wohn- und Gewerbeeinheiten, nach der Möglichkeit einer sofortigen Gasversorgung sowie nach der Gemeindezugehörigkeit. Von den oben genannten Gebäuden stehen 130.700 bzw. 83% in Gemeinden, in denen ein Gasversorgungsnetz vorhanden ist. Diese Gebäude in gasversorgten Gemeinden wurden in 8 Größenklassen unterteilt (vgl. Tabelle 4-1), in denen gleiche Größen für die zu installierenden Klein-BHKW angenommen wurden, um die Zahl der nachzubildenden Typen überschaubar zu halten. Hinzu kamen zwei weitere Gebäudekategorien nicht bewohnter Gebäude als Wärmegroßverbraucher. Gewerbeeinheiten blieben bei den Betrachtungen aufgrund der weiten Streuung ihres Wärmebedarfs zunächst unberücksichtigt.

Basierend auf dem aktuellen Gebäudebestand ist ein Referenzgebäudebestand in rund 20 Jahren abgeschätzt worden. Zunächst ist die Versorgungsfähigkeit mit Erdgas für Objekte aller Größenklassen estimiert worden. Hierzu wurde je Kategorie ein Korrekturfaktor A

hergeleitet, über den die aktuellen Werte auf die prognostizierten umgerechnet werden können. Aufgrund von Neubauten wird sich der angegebene Bestand in den kommenden 20 Jahren weiter erhöhen. Zusammen mit der Bestandsabnahme durch Abriss wurde dies in der Projektion durch den Faktor B berücksichtigt, der mittels Daten des statistischen Landesamtes Hessen bestimmt wurde.

Tabelle 4-1: Technisches Potential

Kl.	Gebäudetyp	Anzahl heute	Korrekturfaktoren			Anzahl 2023
			A	B	C	
I	Schwimmbäder etc	32	1,00	1,105	0,79	28
II	Schulen, Sporthallen, etc.	319	1,00	1,105	0,79	278
III	1 Wohneinheit	74.551	0,90	1,196	0,79	63.395
IV	2 - 3 Wohneinheiten	42.028	0,90	1,105	1,06	44.305
V	4 - 7 Wohneinheiten	9.594	0,95	1,105	1,06	10.676
VI	8 - 15 Wohneinheiten	3.828	1,00	1,105	1,06	4.484
VII	16 -25 Wohneinheiten	389	1,00	1,105	1,06	456
VIII	26 - 45 Wohneinheiten	203	1,00	1,105	1,06	238
IX	46 -75 Wohneinheiten	78	1,00	1,105	1,06	91
X	mehr als 75 Wohneinheiten	29	1,00	1,105	1,06	34

Korrekturfaktoren: A-Prognose der Infrastruktur der Gasversorgung; B-Zubau und Abriss; C-Bezug auf WschV82

Um zu einheitlichen Größen für die auszulegenden Klein-BHKW in jeder Gebäudeklasse zu kommen, musste ein einheitlicher Wärmebedarf für alle Gebäude einer Klasse unabhängig vom Alter und vom Sanierungszustand angenommen werden. Als Referenzgebäude wurden Gebäude des Standards Wärmeschutzverordnung 1982 (WschV82) gewählt. Die Annahmen zur Altersstruktur und zum Sanierungszustand der Gebäude in 20 Jahren wurden dazu in einen durchschnittlichen spezifischen Wärmebedarf pro m² Wohnfläche umgesetzt und auf jenen bezogen, der für vergleichbare Gebäude entsprechend WschV82 gilt. Dies führt zu einem weiteren Korrekturfaktor C.

Um möglichst realistische Bemessungsgrößen der Klein-BHKW für die zehn verschiedenen Kategorien zu erhalten, wurden zunächst für die Wohngebäudeklassen jeweils die durchschnittliche Wohnfläche gemäß statistischer Daten und der erfassten Zusammensetzung der Gebäude innerhalb einer Klasse ermittelt. Danach wurden für Gebäude entsprechender Größe und einer thermischen Isolation nach WschV82 die thermischen Bemessungsleistungen der Klein-BHKW projiziert. Hierzu wurden thermische Lastprofile nach einem Verfahren hergeleitet, das auf einer Studie der TU München für den Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und den Verband kommunaler Unternehmen e.V. beruht. Bezogen auf diese Profile wurden 5000 Volllaststunden pro Jahr angesetzt unter der Annahme, dass thermische Speicher zur höheren Ausnutzung eingesetzt werden. Der Anteil am Wärmebedarf des jeweiligen Objektes, der über die vom BHKW bzw. Speicher gelieferte

thermische Leistung hinausgeht, wird durch zusätzlich installierte Spitzenlastkessel dargeboten (vgl. Tabelle 4-2).

Der Wärmebedarf von neueren Gebäuden ist deutlich rückläufig, was in Zusammenhang mit der relativ hohen Vergütung der Stromeinspeisung dazu führt, dass Anlagen mit hohen Stromkennzahlen vom Markt verlangt werden. Deshalb sind neben der Verwendung von Stromkennzahlen marktüblicher Anlagen auch Stromkennzahlen von 0,8 verwendet worden. Dies entspricht den zu erwartenden Kenndaten von Brennstoffzellenanlagen und stellt nach dem heutigen Wissensstand gleichzeitig ein Maximum dar.

Tabelle 4-2: Bemessungsleistungen der Klein-BHKW nach Klasse und Stromkennzahl

Kl.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
P_{th} [kW]	392,0	532,0	3,6	3,6	8,7	12,5	22,0	48,0	75,0	142,0
$P_{el,markt}$ [kW]	224,0	600,0	1,9	1,9	4,8	4,7	8,0	25,0	43,0	88,0
$P_{el,BZ}$ [kW]	313,6	425,6	2,9	2,9	7,0	10,0	17,6	38,4	60,0	113,6

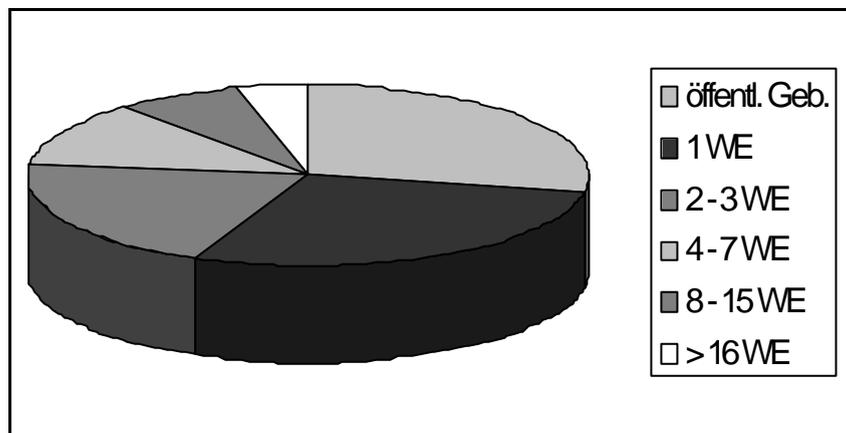


Bild 4-17: Anteile der Gebäudeklassen (öffentliche Gebäude und Wohngebäude verschiedener Wohneinheiten – WE) an der installierten Klein-BHKW-Leistung

Bei den angenommenen höheren Stromkennzahlen ergibt sich für das gesamte untersuchte Gebiet unter den oben genannten Annahmen und Einschränkungen ein technisches Potential von 632 MW installierter elektrischer Leistung durch Klein-BHKW in Wohn- und öffentlichen Gebäuden. Dies beträgt rund 81% der in 2002 gemessenen Netzhöchstlast von 780 MW. Bild 4-17 zeigt, dass der größte Teil der in Wohngebäuden installierten elektrischen Leistung von Ein- bis Dreifamilienhäusern geliefert wird. Gemeinsam mit den öffentlichen Gebäuden beträgt ihr Anteil an der installierten elektrischen Leistung der Klein-BHKW fast

77%. Geht man von unveränderten Stromkennzahlen gemäß heutigem Produktions- bzw. Planungsstand aus, verringert sich das ermittelte technische Potential installierter elektrischer Leistung um 26% auf 467 MW. Die Auswirkungen dieser Einspeisung auf die Energieversorgungsnetze werden augenblicklich anhand von Lastfluss- und Kurzflussrechnung mit der Software CALPOS/NEPLAN^{®1} im Mittel- und Niederspannungsbereich untersucht.

E. Hauptmeier

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

4.7 Wärmelastprognose für einzelne Verbraucher oder Verbraucherkollektive

Auf Grund der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom erreichen Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen) hohe Wirkungsgrade. Diese Eigenschaft macht Anlagen, wie Kleinst-BHKW's auf Basis von Brennstoffzellen oder Mikroturbinen als Hausenergiesysteme für den Ersatz herkömmlicher Heizungen interessant. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass die Strom- und Wärmeerzeugung nicht unabhängig voneinander erfolgt. Vielmehr sind Strom- und Wärmeabgabe direkt über die Stromkennzahl der jeweiligen Anlage gekoppelt. Durch den Einsatz von Speichern kann eine gewisse zeitliche Entkopplung erreicht werden. Um den optimalen Betrieb der Anlagen zu gewährleisten, reicht es nicht aus, nur die elektrische oder nur die wärmetechnische Seite zu betrachten. So ist zum einen im stromgeführten Betrieb zu berücksichtigen, ob der Wärmebedarf des versorgten Objektes entsprechend gedeckt werden kann. Zum anderen ist im wärmegeführten Betrieb zu überprüfen, ob die nicht lokal benötigte elektrische Leistung in das Stromnetz eingespeist werden kann. Um unter diesen Gesichtspunkten eine vorausschauende Betriebsführung und Erstellung von optimierten Fahrplänen sowie eine sinnvolle Speicherbewirtschaftung zu erreichen und sowohl den Strom- als auch den Wärmebedarf für unterschiedliche Versorgungs-

¹ Hierbei handelt es sich um ein kommerzielles Programm zur Netzplanung und -berechnung, das von den Firmen ABB und Busarello + Cott + Partner Inc. -Power Systems Engineering entwickelt und vertrieben wird. Der Vertrieb erfolgte bis zur Version 4.2 unter dem Namen CALPOS[®]. Innerhalb der verschiedenen Releases von Version 4.2 ist eine Umbenennung auf NEPLAN[®] vorgenommen worden.

objekte im Voraus zu bestimmen, ist eine möglichst effiziente und genaue Prognose dieser Größen notwendig.

Bei Betrachtung und Analyse unterschiedlicher Verfahren und Modelle zur Wärmelastprognose wird deutlich, dass neben bauphysikalischen Parametern meteorologische Größen wie Temperatur, Windgeschwindigkeit, Helligkeit und andere, entscheidenden Einfluss auf den Wärmebedarf eines Wohnobjektes haben. Diese können in Form von aktuellen Messwerten oder möglichen Korrekturwerten in die Berechnung eingehen. Basierend auf einer Studie der TU München mit dem Titel „Entwicklung von Lastprofilen für die Gaswirtschaft im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V.“ ist am Lehrstuhl ein Tool entwickelt worden, das ermöglicht, den Tagesheizwärmebedarf für Ein- und Mehrfamilienhäuser für verschiedene Standorte in Deutschland für die nächsten 6 Tage zu ermitteln. Dazu werden für die jeweiligen Standorte die Temperaturprognosewerte automatisch über eine entsprechende Schnittstelle aus dem Internet von Online-Wetterdiensten bezogen. Die übrigen Einflussfaktoren, wie Gebäudealter und Gebäudetyp, werden bei dem genannten Verfahren in Form von festen Faktoren innerhalb einer Sigmoidfunktion verarbeitet. Durch eine Entnormierung durch standortabhängige Multiplikatoren erfolgt die jeweilige örtliche Anpassung. In Bild 4-18 sind die Einflussgrößen noch einmal illustriert.

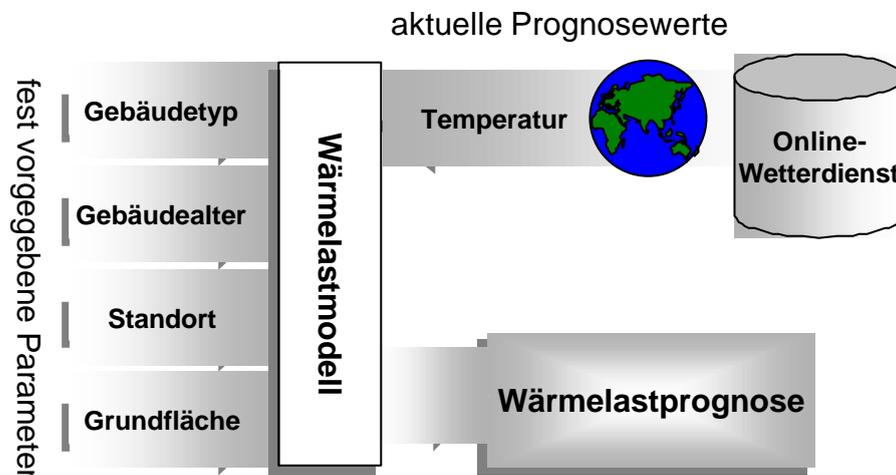


Bild 4-18: Berechnung des Wärmebedarfs mittels aktueller Temperaturdaten

In vielen Fällen reicht die mit diesem Verfahren erzielte grundsätzliche Abschätzung des tatsächlichen Wärmebedarfs aus. Allerdings zeigt beispielsweise ein Übergang zur regionalen Fernwärmeversorgung, dass hinsichtlich der Verbrauchsprognose auch der Bedarf nach erweiterten Informationen besteht, wie z.B.:

- Prognose der langfristigen Entwicklung des Verbrauchs im Horizont von mehreren Tagen bis zu mehreren Monaten.
- Prognose des Wärmebedarfs im Zeithorizont von 24-36 Stunden für die Erstellung von Einsatzplänen und die Planung der Reservebereitstellung)
- Verbrauchsprognose für den Zeitbereich von wenigen Minuten bis zu wenigen Stunden zur zeitgerechten Bereitstellung technisch und wirtschaftlich günstiger Reserven.

Während die langfristige Bedarfsentwicklung mit dem vorgestellten Modell noch gut abgeschätzt werden kann, müssen für Bedarfsprognosen im Zeitbereich von wenigen Minuten bis zu 24 Stunden andere geartete Modelle und eine feinere zeitliche Auflösung verwendet werden.

Bild 4-19 gibt eine Übersicht über wesentliche Einflüsse auf den Wärmebedarf. Es ist eindeutig, dass der Wärmebedarf eines Versorgungsobjekts direkt von den meteorologischen Einflüssen, insbesondere von der Außentemperatur abhängig ist. Bei alleiniger Betrachtung der meteorologischen Abhängigkeit einer Wärmelast lässt sich feststellen, dass das Heizsystem mit starker Trägheit auf die Veränderungen der meteorologischen Bedingungen reagiert und somit nicht den stochastischen Schwankungen des Wetters im Kurzzeitbereich (z.B. Änderungen der Windgeschwindigkeit oder der Außentemperatur) folgt. Erst im Stundenbereich wird der Wettereinfluss wirklich deutlich.

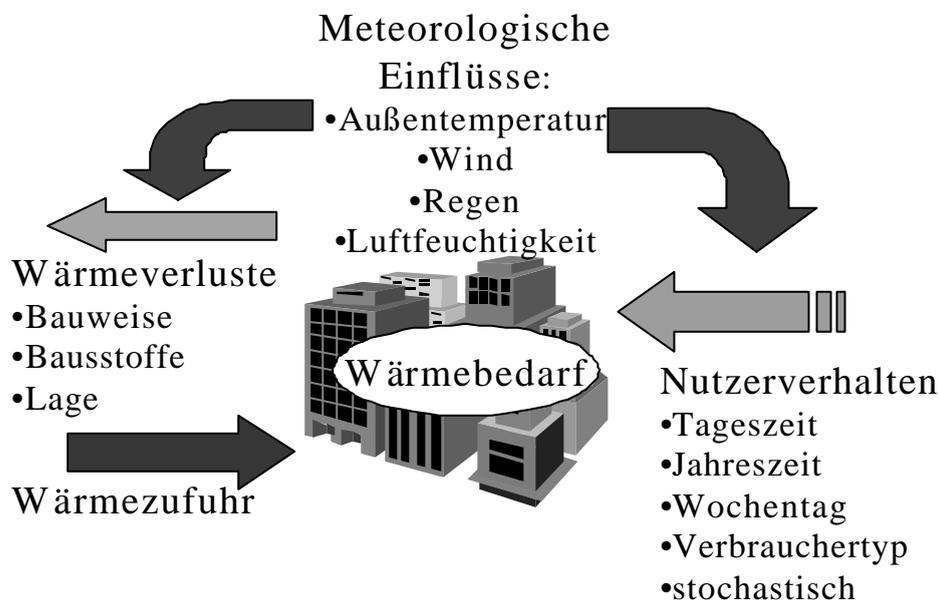


Bild 4-19: Einflussfaktoren des Wärmebedarfs

Der Einfluss des Nutzers auf den Wärmebedarf wird im Wesentlichen durch die gefühlte Temperatur, die Gewohnheiten bzw. sich wiederholende Tagesabläufe sowie kurzfristige Handlungen bestimmt. Für die beiden erstgenannten Faktoren gilt, dass sie sich in gewissem

Rahmen in Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen bzw. dem Nutzerverhalten an vorhergehenden (oder typischen) Tagen darstellen lassen. Die kurzfristigen Handlungen hingegen stellen im Wesentlichen das Lastrauschen dar und können in einem Prognosemodell nur schwer abgeschätzt werden.

Ein Vergleich der Einzellastverläufe mit denjenigen des Kollektivbedarfs zeigt jedoch eine deutliche Vergleichmäßigung der Bedarfskurve, so dass auch eine Reduktion des Lastrauschens zu beobachten ist. Die Höhe der Vergleichmäßigung hängt hauptsächlich von der Anzahl der zum Kollektiv gehörenden Lasten, deren räumlichen Verteilung, sowie von der Durchmischung unterschiedlicher Lasttypen ab.

Hierauf basierend kann folgender Ansatz zur Wärmelastprognose angenommen werden:

- Ein Versorgungsgebiet wird zunächst in Teilgebiete aufgeteilt, wobei als Einteilungskriterium die Erzielung einer möglichst hohen Vergleichmäßigung des Bedarfs in den einzelnen Teilgebieten gilt. Ein besonderes Augenmerk sollte u.U. auch auf die meteorologische Zusammengehörigkeit der Versorgungsobjekte gelegt werden.
- Unter Berücksichtigung der für die Subregion spezifischen Bedingungen über freie Parameter des Prognoseverfahrens wird für jedes Teilgebiet eine eigene Prognose erstellt. Als geeignete Eingangsgrößen erscheinen die prognostizierten Wetterdaten für den Prognosezeitraum, die Lastverläufe und die tatsächlichen Wetterdaten der nahen Vergangenheit (z.B. der Vortage). Der Einfluss von Sondertagen (Feiertage, Brückentage etc.) kann durch geeignete Abbildung des Nutzerverhaltens in den Vorjahren berücksichtigt werden.
- Der Wärmebedarf des gesamten Versorgungsgebiets wird über eine geeignete Transformationsvorschrift bestimmt

In diesem Ansatz treten an Stelle der gebäudespezifischen Parameter, welche von Natur aus zeitvariant (z.B. Verfall etc.) und nur näherungsweise bestimmbar sind, Kenngrößen der einzelnen Teilgebiete, wobei aufgrund der Typdurchmischung mit einer höheren Genauigkeit und Zeitbeständigkeit dieser Größen zu rechnen ist. Die durch Gebäude und Bepflanzung verursachten Abschattungseffekte (z.B. Windschatten oder Verdeckung der Sonneneinstrahlung) haben deutlich geringere Auswirkungen auf die Prognosegüte, als dies bei Wärmebedarfsprognosen für Einzellasten gilt. Der vergleichmäßigte Bedarfsverlauf lässt sich wesentlich genauer prognostizieren und erlaubt die Verwendung weniger komplexer (z.B. polynomialer) Lastmodelle.

4.8 Dynamische Simulation zur thermischen Einbindung einer dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

Die Einbindung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen muss für die elektrische und die thermische Seite geschehen. Bei einer geringen Durchdringung solcher Anlagen scheint eine elektrotechnische Einbindung weniger problematisch. Im Gegensatz zur elektrischen Anbindung, in der die Verbraucher über ein gemeinsames Niederspannungsnetz gekoppelt sind, sind die Verbraucher auf der thermischen Seite üblicherweise nicht miteinander verbunden. So muss die thermische Energie in den einzelnen Gebäuden vollständig genutzt (in begrenztem Umfang auch gespeichert) werden.

Ziel dieser Arbeit war die Modell-Erstellung eines Hauses, eines thermischen Pufferspeichers (Schichtenspeichers), eines Brauchwasserspeichers sowie die anschließende Simulation realistischer Szenarien zur optimalen thermischen Einbindung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage. Die dazu verwendete Simulationsumgebung gestattet den Aufbau geschlossener thermischer/hydraulischer Kreise zur dynamischen Simulation von Hausheizungssystemen. Dabei können die Elemente (Rohrleitungen, Pufferspeicher, Brauchwasserspeicher, Heizgerät, Brennstoffzelle, Zusatzheizgerät, Wärmetauscher, Ventile, Pumpen) über Knoten zu beliebigen Gesamtsystemen verschaltet werden. Es gibt Elemente mit je einem Ein- und Ausgang (z.B. Rohrleitung, Pufferspeicher, usw.) und andere mit mehreren Anschlüssen (z.B. Warmwasserspeicher, der neben der Heizschlange, die vom Heizungswasser durchflossen wird, zusätzlich Anschlüsse für die Entnahme von Warmwasser besitzt). Die Auslegung der Simulationsumgebung gestattet es, jedes Element mit je nur einem Aus- und Eingang einzubinden. Zusätzliche Anschlüsse (wie beim o.a. Brauchwasserspeicher) müssen also über variable Parameter realisiert werden, so dass dann z.B. auch eine Entnahme von Warmwasser aus dem Warmwasserspeicher nachgebildet werden kann.

Zunächst wurde ein Hausmodell entwickelt, welches die Bestimmung des dynamischen Wärmebedarfs eines Gebäudes ermöglicht. In diesem Modell wird das Gebäude als ein Ein-Raum-Modell nachgebildet, das über Materialwerte (k-Werte und Materialdicken) an die Aussentemperatur gekoppelt ist. Die Einbindung in die Simulation geschieht durch eine Rohrleitung, die mit Metallflächen bestückt einen Heizkörper nachbildet. Über seine Wärmeabgabe an das Hausinnere kann somit das Innere beheizt werden.

Der thermische Schichtenspeicher hat die Aufgabe, einen Ausgleich zwischen thermischen Lastmaxima und -minima zu schaffen und wurde als Finite-Elemente-Modell realisiert. Das Prinzip eines thermischen Schichtenspeichers ist die Ausnutzung der temperaturabhängigen Dichte von Wasser. Warmes Wasser besitzt eine geringere Dichte als kaltes und lagert sich daher auch oberhalb von kälteren Schichten ab. Daraus lassen sich auch die sinnvollen Be-

triebsarten schließen: Laden des Speichers mit warmem Wasser durch die obere Öffnung und Entladen des Speichers mit kaltem Wasser durch die untere Öffnung. Um unnötige Vermischung beim Beladen mit kälterem Wasser (gegenüber der oberen Schicht) zu vermeiden, geschieht das Laden über eine Ladelanze, welche die Aufgabe hat, zuströmendes Wasser in der richtigen, d.h. gleichtemperierten Schicht einzulagern. Dadurch ist sichergestellt, dass während der Beladung der Speicher immer ein Temperaturgefälle von oben nach unten gewährleistet ist.

In der Arbeit sind zunächst nur thermische Modelle eingesetzt worden, d.h. dass die Abhängigkeit zwischen Volumenströmen und Druckabfällen keine Berücksichtigung findet. Ein hydraulischer Gleichungslöser soll zukünftig implementiert werden, so dass sich dann beliebige thermisch-hydraulische Kreise aufbauen und berechnen lassen. Bild 4-20 zeigt die Grundverschaltung der einzelnen Elemente.

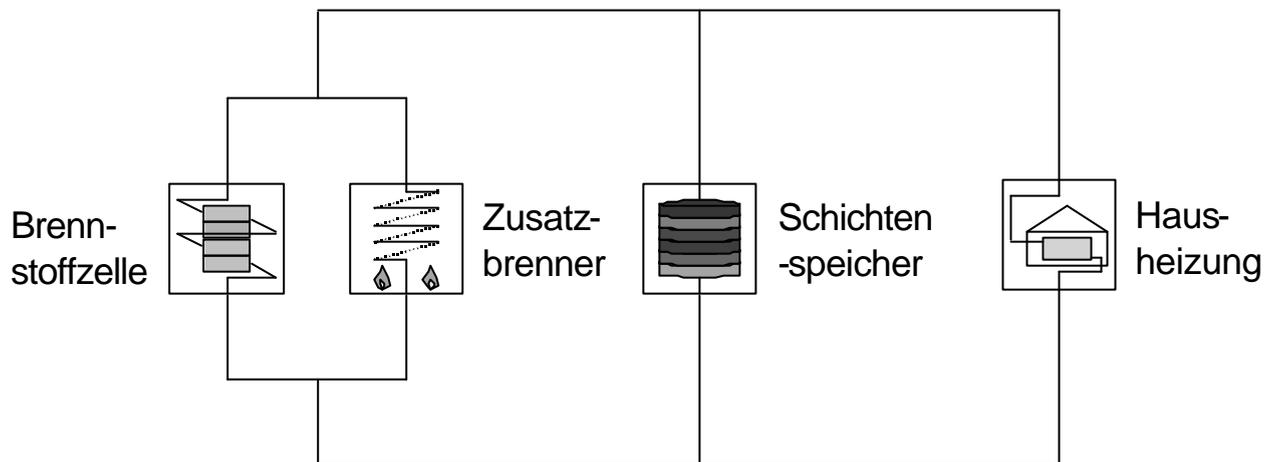


Bild 4-20: Schematischer Aufbau des Hausheizungs-Energiesystems

Die Simulationsumgebung ermöglicht eine Optimierung der Betriebsweise der wärmeeisenden Komponenten (Brennstoffzelle und Zusatzbrenner). Der überlagerte Regler steuert die verschiedenen Elemente (Ein-/Ausschalten, Einstellung der Volumenströme). Die Innentemperatur des Hauses wird so auf einem konstanten Niveau (hier 20 °C) gehalten und die Brennstoffzelle wird möglichst kontinuierlich betrieben. In Situationen, in denen die Versorgung durch die Brennstoffzelle nicht ausreicht, kann auf den Zusatzbrenner zurückgegriffen werden und in Zeiten einer thermischen Überversorgung wird die Wärme in den thermischen Pufferspeicher eingelagert. Durch unterschiedliche Parametrierung (wie z.B. Außentemperatur, abgegebene Wärmeleistung der Brennstoffzelle/Zusatzbrenners, Speichergröße, Isolationen, etc.) wurden repräsentative Szenarien simuliert. Nachfolgende exemplarische Simulationsergebnisse sind mit Hausparametern entsprechend der Wärme-

schutzverordnung 1995, einem Pufferspeichervolumen von 1000 l und einer durchschnittlichen Außentemperatur von 0 °C (zzgl. einer additiven Sinusfunktion (Amplitude: 5 °C, Periodendauer: 1 Tag)) erzielt worden. In den Grafiken sind zum einen die Temperaturen und zum anderen die Massenströme zu sehen.

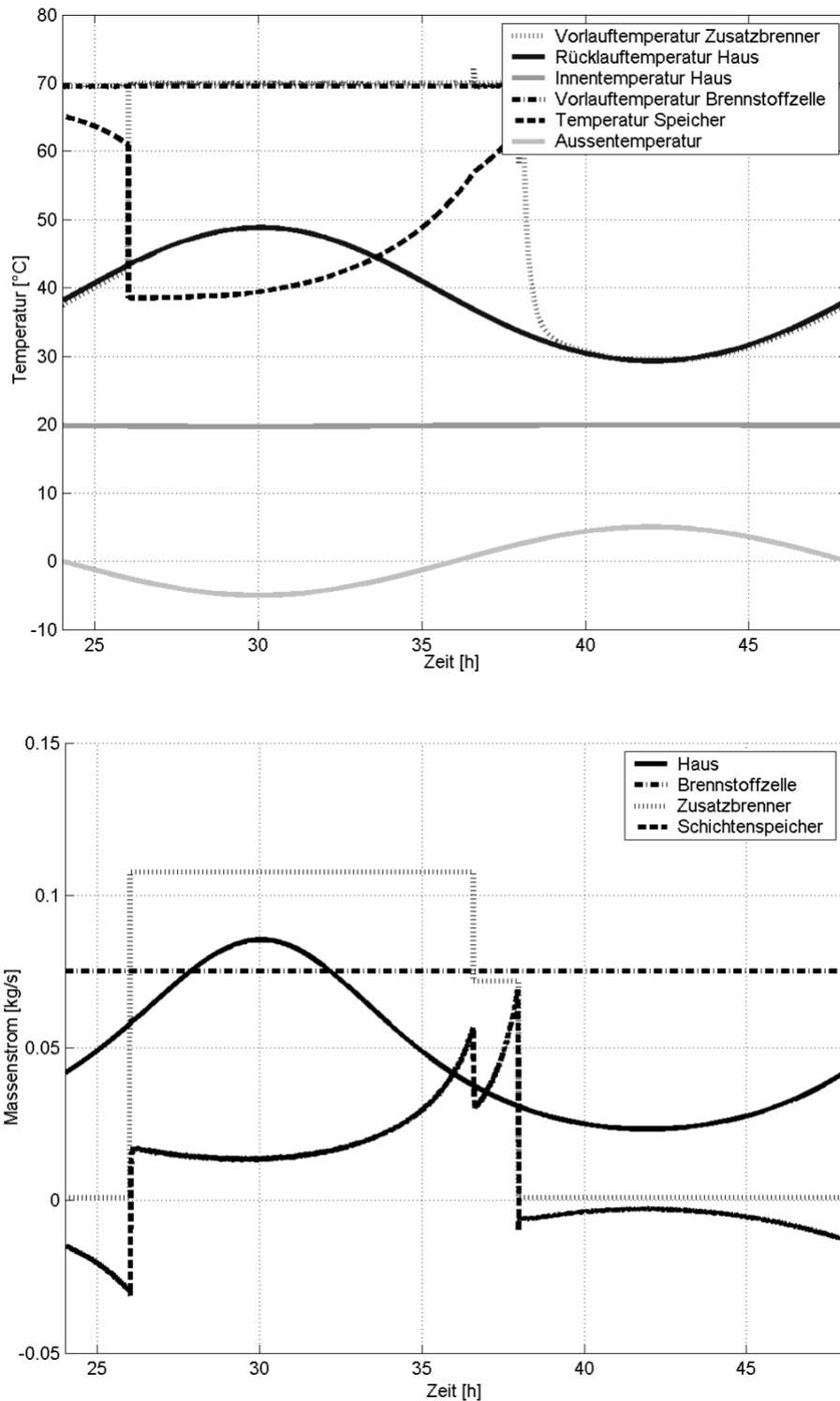


Bild 4-21: Temperaturen und Massenströme im Hausheizungs-Energiesystem

Die Regelung des Massenstroms durch die Heizkörper im Haus geschieht derart, dass er von der Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außentemperatur abhängig ist. Somit ist der Massenstrom durch das Haus umgekehrt proportional der Außentemperatur bei Vorgabe einer konstanten Haus-Innentemperatur. Im Zeitbereich 2...6 h reicht die erzeugte Energie der Brennstoffzelle nicht aus, so dass der Zusatzbrenner die Deckung des Energiebedarfs unterstützt. In dieser Zeit wird ebenso der Schichtenspeicher geladen, welches durch ein Ansteigen der (untersten Schicht-) Temperatur auf 63.5 °C zum Zeitpunkt von 14 h zu erkennen ist. Ab diesem Zeitpunkt wird der Zusatzbrenner ausgeschaltet, was sich in einem Rückgang seines Massenstroms widerspiegelt. Der gefüllte Speicher wird von dem Modus Laden auf Entladen umgeschaltet (Vorzeichenwechsel seines Massenstroms) und die Schichttemperatur (der obersten Schicht) sinkt im darauf folgenden Zeitbereich zwischen 14...24 h (minimal) von 70 °C auf 69,5 °C ab. Diese geringe Abnahme ist darin zu begründen, dass die Außentemperatur in dem Bereich ein Maximum erreicht, die Transmissionsverluste minimal werden und die Brennstoffzelle, die kontinuierlich betrieben wird, den Energiebedarf des Hauses fast vollständig alleine decken kann.

Neben Untersuchungen zur Einbindung eines Brauchwasserspeichers wurde in anderen Szenarien die optimale Größe eines Schichtenspeichers betrachtet. Dabei ist das oben gezeigte Modell um einen Brauchwasserspeicher ergänzt worden. Der Brauchwasserspeicher dient der Bereitstellung von warmem Trinkwasser für die Hausversorgung (Duschen, Waschen, etc.). Eine eingebaute Heizschlange ermöglicht ein Erwärmen des Trinkwassers und bei Bedarf kann erwärmtes Trinkwasser aus dem Speicher entnommen werden, worauf unmittelbar kälteres Frischwasser nachströmt. Der Brauchwasserspeicher wurde als Finite-Elemente-Modell nachgebildet und im Blockbild parallel zur Hausheizung geschaltet. Es sind verschiedene Schichtenspeichergrößen (500 l, 750 l und 1000 l) betrachtet und in 24-Stunden-Szenarien simuliert worden. Dabei hat sich herausgestellt, dass sich die Beladungs- und Entladezyklen bei kleineren Speichervolumina verkürzen. Die Vorstellung, dass ein möglichst großer Speicher die größte Flexibilität erlaubt, konnte also in den Simulationen eindeutig bekräftigt werden.

Zukünftig wird diese Simulationsumgebung um hydraulische Modelle ergänzt, so dass eine gesamtheitliche thermisch-hydraulische Simulation von Hausheizungs-Energiesystemen möglich ist. Neben thermischen Einstellungen sind dann auch Einflüsse auf die Hydraulik (Öffnen/Schließen von Ventilen, Ein-/Ausschalten von Pumpen, etc.) möglich, so dass ein deutlich realistischeres Abbild solcher komplexen Gesamtsysteme realisiert wird.

R. Becker , P. Niehues

4.9 Prozessvisualisierung und –steuerung eines Brennstoffzellenversuchsstandes

Um den Betrieb eines am Lehrstuhl entwickelten Brennstoffzellenversuchsstandes (siehe Vorjahresbericht) weitestgehend zu automatisieren und insbesondere An- und Abfahrvorgänge zu vereinfachen, wurde die Steuerung der Anlage auf eine industrielle Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) umgestellt. Die in der SPS implementierte Software ermöglicht die komplette Steuerung und Regelung des Versuchsstandes auch ohne angeschlossenen Leitreechner. Hierzu stehen entsprechende Ein- und Ausgabeeinheiten und ein Feldbuscontroller zur Verfügung. Alternativ besteht weiterhin die Möglichkeit die Prozessvisualisierung und –steuerung von einem nachgeschalteten Rechner durchzuführen. Die Verbindung erfolgt über die TCP/IP-Schnittstelle des Feldbuscontrollers. Ob eine Verbindung zum Leitreechner besteht und ob diese aktiv ist, wird von der SPS automatisch erkannt. In jedem Fall bleiben aber alle sicherheitsrelevanten Funktionen in der SPS aktiv, um den einwandfreien Betrieb auch bei einem Verbindungsausfall zwischen SPS und Rechner unterbrechungsfrei sicherzustellen.

Im Zuge dieser Umstellung sind auch die Möglichkeiten zur Webvisualisierung und -steuerung näher untersucht worden. Die analysierten Varianten unterscheiden sich dabei sehr erheblich in Funktionsumfang und Aufwand. Die einfachste aber auch eingeschränkste Lösung bietet der standardmäßig im eingesetzten SPS-Controller implementierte Webserver. Dieser dient eigentlich der einfachen Statusabfrage der angeschlossenen SPS-Bausteine, kann aber um weitere Funktionen zur Steuerung und Visualisierung ergänzt werden. Vorteil dieser Lösung ist, dass in diesem Fall keine zusätzliche Hardware bereitgestellt werden muss, sondern nur bereits vorhandene Bauteile verwendet werden. Aufgrund des sehr beschränkten Speichers des SPS-Controllers von wenigen Kilobyte sind die Möglichkeiten jedoch sehr begrenzt. Eine umfangreiche und heute übliche Visualisierung oder Langzeitspeicherung von Daten zur nachträglichen Bearbeitung lassen sich bei diesem Konzept nicht realisieren. Ein weiterer entscheidender Nachteil ist, dass Sicherheitsmaßnahmen, die den unberechtigten Zugriff auf das System verhindern, innerhalb des Controllers nicht implementiert werden können. Diese sind aber gerade im Bereich der Internetvisualisierung und -steuerung von besonderer Wichtigkeit.

Aufgrund der zuvor genannten Nachteile wird eine andere Variante für die Webvisualisierung favorisiert. Die Ausführung kann dabei auf unterschiedliche Weise erfolgen, das Prinzip bleibt aber stets das gleiche. Durch zusätzliche Hardware in Form eines zwischengeschalteten Rechners (einfacher PC oder spezieller Industrie-PC) wird sowohl eine Verbindung zum Controller als auch zum Internet hergestellt. Diese Variante unterliegt nicht den Einschränkungen der zuvor beschriebenen direkten Anbindung. Bei entsprechender Performan-

ce und ausreichendem Speicherplatz kann eine umfangreiche Visualisierung (siehe Bild 4-22) erfolgen und über einen Webserver im Internet bereitgestellt werden.

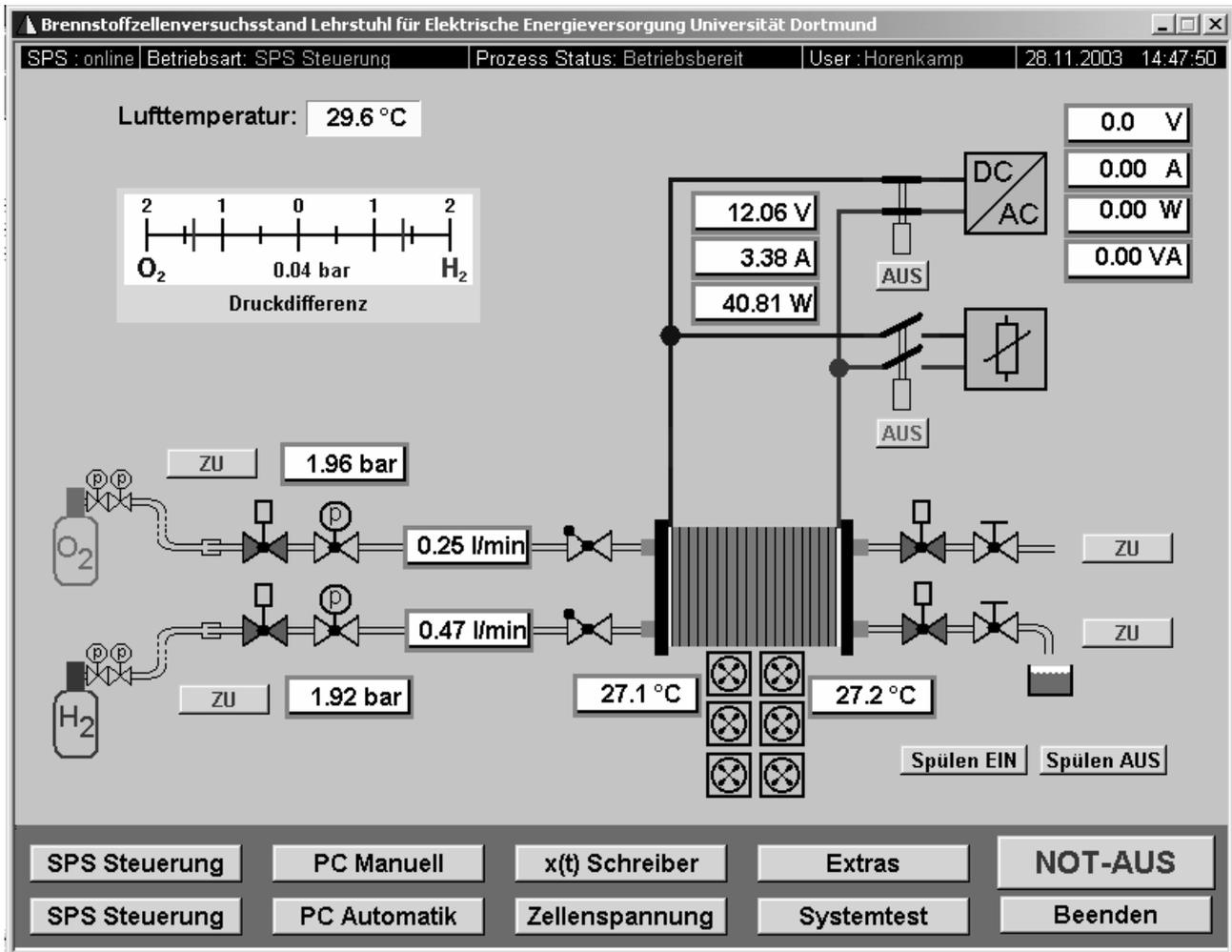


Bild 4-22: Screenshot der Prozessvisualisierung

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Funktionen zur Langzeitspeicherung sowie Funktionen für die sichere Datenübertragung in Form von z.B. Kryptographie oder Firewall-Funktionalitäten auf diesem Rechner zu realisieren. Der Nachteil der zusätzlichen Hardware wird durch die gewonnene Flexibilität mehr als ausgeglichen (siehe Tabelle 4-3).

Tabelle 4-3: Gegenüberstellung der unterschiedlichen Internetanbindungen

Bewertungskriterien	Direkte Anbindung	Zwischengeschalteter Rechner
Hardwareaufwand	+	-
Reaktionszeit	+	o
Funktionsumfang	-	+
Sicherheit	-	+
Datenarchivierung	-	+
Flexibilität	-	+

+ Vorteil

o Neutral

- Nachteil

Zur Webvisualisierung des Brennstoffzellenversuchstandes wurde das Konzept nach Bild 4-23 umgesetzt. Da bereits für die herkömmliche Prozessvisualisierung, wie beschrieben, ein Industrie-PC als Leitreechner eingesetzt wird, kann auf diesem zusätzlich die Funktionalität eines Webservers bereitgestellt werden. Dies ist insbesondere deshalb sinnvoll, da die einzusetzende Visualisierungs- und Steuerungssoftware über Internetfunktionen und einen integrierten Webserver verfügt. Während die Datenerfassung sowohl für die lokale als auch für die webbasierte Anwendung gemeinsam erfolgt, sind die weiteren Funktionsblöcke dieser Applikationen möglichst getrennt realisiert, um jeweils unabhängige und an die jeweiligen Anforderungen angepasste Darstellungen, wie zum Beispiel unterschiedliche Sprachunterstützungen, zu ermöglichen. Zur Visualisierung über das Internet ist auf dem Zielrechner keine zusätzliche Software erforderlich, sie kann mit einem Standardwebclient, wie dem Internet Explorer, erfolgen. Einstellbare Benutzerrechte ermöglichen auch die vollständige Steuerung über das Internet.

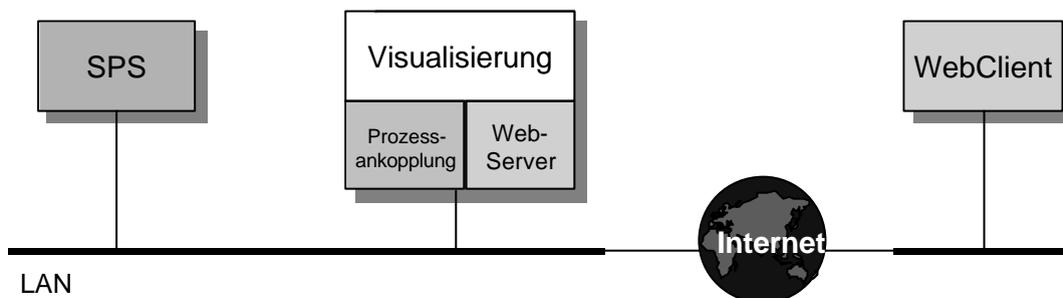


Bild 4-23: Schematischer Aufbau

W. Horenkamp, F. Uphaus

4.10 Erstellung von Lehrmodulen für die Aus- und Weiterbildung: elektrische Gesichtspunkte für Brennstoffzellenanlagen

Im Rahmen dieses Projektes wird ein Weiterbildungs- und Demonstrationszentrum für Brennstoffzellenanlagen zur Hausenergieversorgung beim Forschungszentrum Jülich GmbH aufgebaut. Aufgaben dieses Zentrums sind in erster Linie die Aus-, Fort- und Weiterbildung von Ingenieuren, Technikern und Handwerkern für Inbetriebnahme, Service und Wartung von Brennstoffzellensystemen. Der vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung übernommene Teil besteht in der Planung und Erstellung von Schulungsunterlagen in Form einer PowerPoint-Präsentation für die elektrotechnischen Komponenten eines Brennstoffzellensystems. Die Präsentation besteht aus den folgenden Modulen:

- Einführung
- Wechselrichter
- Netzanschluss
- virtuelles Kraftwerk /Energiemanagement
- Zusammenfassung

Ausgehend von einem Beispielhaus werden im ersten Teil die elektrotechnischen Komponenten einer Hausenergieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen beschrieben. Im Abschnitt "Wechselrichter" wird anhand eines Blockschaltbildes der allgemeine Aufbau von Wechselrichtern für den Netzparallelbetrieb gezeigt. Der Unterschied zwischen netz- und selbstgeführten Wechselrichtern wird erklärt. Weiterhin werden die wichtigsten Wechselrichterschaltungen und die Ansteuerung der Leistungshalbleiter beschrieben. Die Auswahlkriterien von Wechselrichtern für Brennstoffzellensysteme, im Gegensatz zu den heute auf dem Markt vorhandenen Photovoltaik-Wechselrichtern, werden dargestellt.

Der Teil "Netzanschluss" beinhaltet alle Fragen des elektrischen Anschlusses und beschreibt die Bedingungen, die bei der Installation von kleinen dezentralen Energieumwandlungsanlagen beachtet werden müssen. Im Weiteren wird das Verhalten bei Kurz- und Erdschlüssen und die erforderlichen Schutzmassnahmen vorgestellt. Ein wichtiger Aspekt in diesem Kapitel sind auch die zu berücksichtigenden Normen und Richtlinien.

Im Teil "Virtuelles Kraftwerk /Energiemanagement" wird auf der Basis heutiger Netzstrukturen das virtuelle Kraftwerk beschrieben. Weiterhin werden die Betriebsarten strom- und wärmegeführt und das damit verbundene Energiemanagement erklärt.

Besonderer Wert wurde auf eine einfache und übersichtliche Darstellung der zum Teil komplexen Vorgänge gelegt, auf eine umfangreiche mathematische Beschreibung wurde in diesem Zusammenhang verzichtet. Die heute verfügbaren multimedialen Möglichkeiten, zum Beispiel der schrittweise Aufbau der Präsentationsinhalte unter Verwendung von Animationstechniken, wurden angewendet. Zu jedem Kapitel stehen eine Beschreibung und ein Fragenkatalog zur Verfügung.

Die Projektleitung, Vorbereitung der Brennstoffzellenpräsentation sowie die Bereitstellung der Demonstrationsanlagen erfolgt durch das Forschungszentrum Jülich GmbH. Weitere Projektpartner sind das Bundestechnologiezentrum für Elektro- und Informationstechnik e.V. und die Fachhochschule Aachen, Abteilung Jülich. Gefördert wird das Projekt durch das Ministerium für Wirtschaft und Arbeit des Landes NRW (MWA).

W. Horenkamp, M. Gavermann, K.-D. Tesch

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 13.02.2003 *Prof. Dr.-Ing. J. Schmid, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. Kassel:* „Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und verteilter Energieerzeugung“
- 21.05.2003 *Dipl.-Ing. Andreas Schmitt, Bergische Universität Wuppertal:* „Multikriterielle Optimierung von Systemdienstleistungen für Energieübertragungssysteme“
- 04.06.2003 *Dipl.-Ing. Lars-Holger Sobek, swb NORVIA, Bremen:* „Asset Management – Strategische Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft“
- 29.09.2003 *Dipl.-Phys. Guido Hirsch, Universität der Bundeswehr Hamburg:* „Semi-analytische Simulation von systemimmanenten elektromechanischen Pendelschwingungen in Verbundnetzen“
- 07.10.2003 *Dipl.-Ing. Lorenz Müller, Universität Dortmund:* „Bilanzkreisregelung zur Frequenzerhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung“
- 27.11.2003 *Dr. Tim Meyer, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg:* „Verteilte Erzeugung auf Niederspannungsebene - aktuelle Forschungsarbeiten am Fraunhofer ISE“
- 03.12.2003 *Dipl.-Ing. Nathan Schnurr:* „Potential multifunktionaler FACTS-Geräte zur Erhöhung von Übertragungskapazität und Mittelzeitstabilität im Europäischen Verbundnetz“

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 24.01.2003 *H. Neumann:* „Funktionsweise, Aufbau und Einsatz von Brennstoffzellen für die elektrische Energieversorgung – eine interdisziplinäre wissenschaftliche Herausforderung“, Tag der Elektrotechnik, Universität Dortmund
- 19.02.2003 *E. Handschin:* „Zukünftige energietechnische Szenarien“, ETG-Workshop, Frankfurt am Main
- 01.04.2003 *W. Horenkamp:* „Dezentrale Versorgungsstrukturen als Entwicklungsstrategie für Energieversorger“, Jahreskongress für die Energiewirtschaft, Epcon 2003, Wien

- 13.05.2003 *W. Feilhauer*: "Heat-Controlled Combined Cycle Units in Distribution Networks", 17th International Conference on Electricity Distribution 2003 (CIRED), Barcelona
- 14.05.2003 *W. Feilhauer*: "Intelligent Condition Assessment of Electrical Equipment in Power Systems" 17th International Conference on Electricity Distribution 2003 (CIRED), Barcelona
- 16.05.2003 *H. Neumann*: „Das virtuelle Kraftwerk“, Workshop Virtuelles Kraftwerk, Graduiertenkolleg Universität Dresden, Dresden
- 20.05.2003 *E. Handschin*: „Intelligente Systeme in der elektrischen Energieversorgung“, Vortrag zum AKEI-Seminar, Effizienzsteigerung der Netzbetriebsführung durch innovative Informationstechnik, 19.-20. Mai 2003 in Deidesheim
- 10.06.2003 *E. Handschin*: „Das virtuelle Kraftwerk der Zukunft“, Vortrag im Rahmen der Wissenschaftstage des Landes Nordrhein-Westfalens in Moskau vom 09.06.-12.06.2003
- 11.06.2003 *E. Handschin*: „Zukünftige dezentrale Energieversorgung“, Vortrag im Rahmen der Wissenschaftstage des Landes Nordrhein-Westfalens in Moskau vom 09.06.-12.06.2003
- 16.06.2003 *E. Handschin*: „Brennstoffzellen und virtuelle Kraftwerke“, Vortrag zum 3. Brennstoffzellenkongress der Energiewirtschaft vom 16.06. - 17.06.2003 in Mannheim
- 25.06.2003 *A. L'Abbate*: "Visualization for a Corrective Congestion Management based on FACTS Devices", IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, June 23 - 26, 2003
- 03.07.2003 *E. Handschin*: „Schwingungsdämpfung mit FACTS im europäischen Verbundnetz“, Vortrag im Rahmen der Tagung „Energieforschung für Morgen“, Ruhr-Universität Bochum
- 31.07.2003 *H. Neumann*: „Neue dezentrale Energieversorgungsstrukturen“, VDE-Kolloquium Dortmund
- 12.08.2003 *E. Handschin*: "Regulation and Reserve Power Market in Europe", 2nd Workshop "Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems", Irkutsk, Russia, Aug.11-14, 2003
- 12.08.2003 *J. Brosda*: "Combined Intra- and Interarea Corrective Congestion management under consideration of FACTS-Devices", 2nd Workshop "Liberalization and

Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems”, Irkutsk, Russia, Aug.11-14, 2003

- 12.08.2003 *H. Neumann*: “Congestion Management in Power Systems with Distributed Generation”, 2nd Workshop “Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems”, Irkutsk, Russia, Aug.11-14, 2003
- 08.10.2003 *E. Handschin*: „Zukunftsenergien im Ruhrgebiet: Technologietransfer Forschung-Wirtschaft“, Vortrag im Rahmen der Wissenschaftstage in Gelsenkirchen
- 09.10.2003 *E. Handschin*: „IT-Kompetenz für dezentrale Systeme: Energiemanagement für das virtuelle Kraftwerk“, Fachkongress „IT-Trends Energie“, Essen
- 30.10.2003 *E. Handschin*: “Integrated Energy Management Systems for Commercial Buildings”, Workshop “Smart and Green Building”, 28.10.-31.10.2003, Peking, China
- 13.11.2003 *E. Handschin*: “Distributed Power - Trends and Future Expectations in Europe”, Xantrex European Growth Strategy, Wissenschaftspark Gelsenkirchen
- 14.11.2003 *E. Handschin*: „Betrieb und Optimierung dezentraler Anlagen“, Vortrag im Rahmen des 8. Kasseler Symposiums „Energie-Systemtechnik“, ISET e.V., Kassel

6. Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, W. Horenkamp: „Neue dezentrale Versorgungsstrukturen“, ETZ Elektrotechnik und Automation, 124. Jg., Heft 9, S. 28-31

Der Fachausschuss “Netzanschluss” der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) veranstaltete am 19./20. Februar 2003 in Zusammenarbeit mit den ETG-Fachbereichen „Zentrale und dezentrale Erzeugung elektrischer Energie“, dem Fachausschuss „Brennstoffzellen“ und dem Verband der Netzbetreiber –VDN- e.V. beim VDEW einen Workshop zum Thema „Neue dezentrale Versorgungsstrukturen“. Der vorliegende Beitrag fasst die wesentlichen Aspekte der Vorträge zusammen.

E. Handschin, W. Horenkamp: „Brennstoffzellen für die dezentrale Energieversorgung“, UniReport, Forschungsberichte 36, 2003, S. 44-48

Die dezentrale Energieumwandlung in elektrische und thermische Energie wird in Zukunft einen wachsenden Stellenwert erhalten. Der Wegfall von Kraftwerksleistung, zum Beispiel durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die vorhandene Altersstruktur der konventionellen Großkraftwerke, kann diese Entwicklung wesentlich beschleunigen. Weiterhin werden die politischen Vorgaben wie beispielsweise das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) [1], das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG-Gesetz) [2], die Energieversorgungsstrukturen beeinflussen. Hier entstehen neue Möglichkeiten für die dezentrale Energieversorgung. Neben den heute schon vorhandenen Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden in Zukunft neue innovative dezentrale Energieumwandlungsanlagen wie Mikroturbinen und Brennstoffzellen-Anlagen eingesetzt. Ein Vorteil dieser Technologie ist unter anderem, dass elektrische und thermische Energie gleichzeitig durch dieselbe Anlage erzeugt werden. Dabei lassen sich Wirkungsgrade von über 90 Prozent mit geringer CO₂-Emission bei der Nutzung von zum Beispiel Erdgas erzielen.

E. Handschin: „Electrical Network Control“, Encyclopedia EOLLS, No. 6.43.33.5, 2003

Transmission and distribution of electrical energy requires powerful networks independent of the deregulation of the electricity industry. Hence, network operation as a natural monopolistic task requires efficient and reliable operation and control tools. The network security has a static and dynamic aspect. In the static security assessment, preventive and/or corrective control actions must be carried out in order to keep the network state in a secure operating state. In dynamic security assessments, the network control is concerned with opti-

mal power-frequency and voltage control. These two basic control problems differ in many respects. However their successful implementation in a modern SCADA/EMS is a mandatory prerequisite for optimal energy transfer through transmission and distribution networks.

E. Handschin, G. Spangardt, M. Lucht, W. Althaus: „Vom Portfoliomanagement zur Portfoliooptimierung“, Marktplatz Energie 2/2003, S. VI-VII

Portfoliooptimierung im mathematischen Sinne wird erst möglich, wenn auch Verfahren der mathematischen Optimierung angewandt werden. Mit entsprechenden Ansätzen für den Strommarkt hat sich bisher aber lediglich die Wissenschaft beschäftigt. Gordon Spangardt, Michael Lucht, Wilhelm Althaus und Edmund Handschin stellen ein neues automatisiertes Verfahren vor, mit dessen Hilfe Stadtwerke und Industriekunden ihre Strombezugsportfolios mittelfristig risikoorientiert optimieren können.

E. Handschin, W. Horenkamp, E. Hauptmeier, V. Pitz, M. Schwan, M. Brandl: „Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen“, ETG-Fachbericht 94 „Internationaler ETG-Kongress 2003 – Energietechnik für die Zukunft“; VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 2003

Durch die im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz garantierte Einspeisevergütung bei dezentraler Energieerzeugung ist mit einer Zunahme wärmegeführter Anlagen in den kommenden Jahren zu rechnen. In einem breit angelegten Forschungsprojekt werden deshalb die Auswirkungen eines flächendeckenden Einsatzes von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) auf die Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze untersucht. In enger Zusammenarbeit mit einem regionalen Verteilnetzbetreiber werden für ein vorgegebenes Netzgebiet die Einsatzpotentiale für wärmegeführte DEA, z.B. Brennstoffzellenanlagen, abgeschätzt, wobei die vorhandene Infrastruktur und die Gebäudestruktur berücksichtigt werden. Das ermittelte Potential wird auf ein reales Niederspannungsnetz übertragen und Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen unter Berücksichtigung der zu erwartenden Einspeise- bzw. Lastganglinien durchgeführt. Die Ergebnisse hinsichtlich der Belastung vorhandener Betriebsmittel und der Anforderungen an den Netzschutz werden vorgestellt. Ferner wird ein mögliches Regelpotential abgeschätzt sowie die für ein Netzmanagement erforderliche Kommunikationstechnik skizziert.

Garcés, F.; Handschin, E.; Müller, L.; Zolfagharian, N.: "Analysis of Prices in the Argentinean Spot Market and the German Power Exchange"; X ERLAC (Cigré), code 39.8, Mai 2003

In 1992 and 1998 respectively, Argentina and Germany began with the liberalization of their electricity sectors. Main objective of these structural changes was the implementation of elements of competition in order to reduce prices for the demand side to strengthen the competitiveness of the industry and to reduce over-capacities and costs. This paper gives an overview over the current situation of the Argentinean and German electric power markets with the focus on a comparison of price building processes in the Argentinean spot market and the German power exchange and an analysis of the corresponding price volatilities. In order to explain individual effects and differences, a rough description of both power systems and the market mechanisms is given.

E. Handschin, J. Brosda, A. L'Abbate, C. Leder, M. Trovato: "Visualization for a corrective congestion management based on FACTS-devices", Proc. of IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, June 23-26, 2003

The change of the generation pattern in today's electricity markets results in more frequent network congestions, which limit free market activities. Therefore, a preventive recognition of congestions and the application of corrective measures is essential for both system and trading operation. The paper presents new tools which are used on a day-ahead basis to face congestion problems. For the correction of critical situations an algorithm is described, which includes the systematic use of FACTS devices (e.g. UPFC). The required FACTS set-point values are calculated on the basis of a sensitivity analysis using distribution factors. However, the algorithm and the visualization concept can also be applied to other load flow controlling devices. For an efficient operation of the power system even under congestion conditions, high-quality information must be provided to the operators in the control room. Therefore, the paper includes the description of an intuitive visualization concept, which shows both overloading and control measures just in a single diagram.

E. Handschin, L. Müller: „Regulation and reserve power markets in Europe“, Proc. of the 2nd Workshop Liberalization and Modernization of Power Systems : Congestion Management Problems, Irkutsk, Russia, Aug 11-14, 2003

The market-based acquisition of regulation and reserve power in the context of liberalization is currently of growing interest in many countries. In Europe, there are different approaches for the organization of such a market used. This paper explains functional tasks and application areas of the particular qualities of regulation and reserve power (RRP) and gives an overview over extent and organization of the market based acquisition in the systems regarded.

J. Brosda: “Combined intra- and interarea corrective congestion management under consideration of FACTS-devices”, Proc. of the 2nd Workshop Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems, Irkutsk, Russia, Aug 11-14, 2003

This approach for a congestion management system can be used in situations, where a re-dispatch of the system is necessary. Very often congestion situations occur between two network areas, e.g. in Germany and between many other countries. The local TSO does not know the detailed network data of the neighbouring networks. Therefore, an Augmented Lagrange Decomposition Optimization is used in this approach, i.e. each TSO network is optimised individually and only a central coordination with a small amount of data is necessary. The sequential quadratic programming method is used as suboptimization method. Furthermore, the integration of FACTS-devices is started in this approach. Additionally, an easy-to-understand accounting system for the redispatch is developed.

E. Handschin, W. Feilhauer: „Intelligent condition assessment of electrical equipment in power systems”, Proc. of the 17th International Conference in Electricity Distribution (CIRED), Barcelona, 2003, Session No. 5, Paper No. 6

The increasing pressure of costs forces the transmission network operators to make use of all possible economy measures. An integrated system for maintenance scheduling on the basis of condition based maintenance is proposed as an approach to save costs in the field of maintenance activities. The main subject of this paper is to present a quantitative description of the condition of the devices of the power system based on Dempster-Shafer’s theory of evidence. Actual monitoring measures are analysed with respect to their relevance to serve as input data for condition based maintenance.

E. Handschin, R. Becker, E. Hauptmeier, F. Uphaus: “Heat Controlled Combined Cycle Units in Distribution Networks”, Proc. Of the 17th International Conference in Electricity Distribution (CIRED), Barcelona 2003, Session 4

Electrical distribution networks will face a new challenge in future. Due to new laws actuated by international quests concerning a more efficient use of energy, a launch of various dispersed generation (DG) systems has already begun. This fact will influence today’s energy grids strongly. Installations of dispersed generation facilities will take place more extensively in low-voltage-(LV-) grids, because they realize a cost-effective supply with thermal and electrical energy close to the consumer. In other words, there will be a large number of combined heat and power (CHP) plants spread throughout future residential distribution networks.

6.2 Forschungsberichte

L. Müller: „Bilanzkreisregelung zur Frequenzhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung: Simulationsergebnisse“, EV 0312

6.3 Diplomarbeiten

St. Meier: „Planung und Betrieb elektrischer Industrienetze unter Berücksichtigung von Instandhaltungsstrategien“, EV 0301

K. Gysin: „Management of Multiple Congestions in the Context of an Open Electricity Market“, EV 0303

W. Schulz: „Prognose der stochastischen Einspeisung aus Windenergieanlagen und Auswirkungen auf den Regelenergiebedarf“, EV 0306

I. Sahbaz: „ Fernüberwachung und -steuerung einer Brennstoffzellenanlage in Chile“, EV 0316

P. Niehues: „Dynamische Simulation zur thermischen Einbindung einer dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage“, EV 0319

6.4 Studienarbeiten

D. Hause: „Betriebsführungssystem für PEM-Brennstoffzellenprüfstände“, EV 0313

I. Jürgens: „Dynamische Modellierung eines Wechselrichters unter MATLAB/SIMULINK“, EV 0314

P. Busch: „ Wärmelastprognose auf Basis aktueller Wetterinformationen“, EV 0315

Th. Lankers: „Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“, EV 0318

7. Promotionen

Gorden Spangardt: Mittelfristige risikoorientierte Optimierung von Strombezugsportfolios

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

Korreferent: Prof. Dr. R. Schultz

Tag der mdl. Prüfung: 12.02.2003

Die vollständige Deregulierung des europäischen Strommarktes bringt für die deutschen Energieversorgungsunternehmen (EVU) neue Absatzchancen, führt aber auch zu einer bedeutenden Erhöhung unternehmerischer Risiken. Zentrale Bedeutung kommt in diesem Umfeld dem richtigen Entscheiden unter unsicheren Randbedingungen zu, der Beherrschung der neuartigen Preis- und Absatzrisiken. War es bislang das Ziel klassischen Ressourcenmanagements in der Energiewirtschaft, die Kosten zur Erfüllung einer definierten Versorgungsaufgabe unter einer absehbaren Marktsituation zu minimieren, so erfordert der liberalisierte Strommarkt eine multikriterielle Optimierung ,d.h. simultane Kosten- und Risikominimierung. Hierbei ist es speziell für kleinere Marktteilnehmer (z.B. Stadtwerke, industrielle Verbraucher) wichtig, über Methoden zu verfügen, die es ermöglichen, das eigene Strombezugsportfolio mit verhältnismäßig geringem zeitlichen und personellen Aufwand zu optimieren. In der vorliegenden Arbeit wird daher ein stochastisches energiewirtschaftliches Modell entwickelt, das es erlaubt, ein Strombezugs-Portfolio aus eigener Stromerzeugung, langfristigen Bezugsverträgen und Strombezügen von einer Strombörse automatisiert zusammen zu stellen. Dabei wird ein Kompromiss zwischen Kosten- und Risikooptimalität gefunden, der der individuellen Risikoaversion des Nutzers des Optimierungsmodells angepasst ist. Spezielles Augenmerk wird hierbei auf die Behandlung rein finanzieller Terminprodukte wie Futures, Optionen, Caps, Floors und Swaps gelegt, die offene Positionen beim Strombezug absichern können, die in der Zukunft an einer Strombörse zu einem noch nicht bekannten, tagesaktuellen Kurs gedeckt werden müssen. Das Modell zur risikoorientierten Portfoliooptimierung basiert auf einer Vielzahl von Marktpreis- und u.U. auch Lastgangsszenarien, die mit Hilfe von Monte-Carlo-Simulationen generiert werden. Bei der Modellierung des Optimierungsproblems wird die individuelle Risikoaversion des Nutzers explizit berücksichtigt. Darüber hinaus ermöglicht eine mehrfach wiederholte Optimierung mit verschiedenen Risikoaversionen die Generierung einer sogenannten Effizienzlinie. Diese Effizienzlinie visualisiert die minimalerreichbaren mittleren Kosten gegenüber dem eingegangenen Risiko und stellt somit einen großen Informationsvorteil gegenüber einer einzelnen Optimierung dar. Zur Lösung dieser komplexen Planungsaufgabe werden Methoden der mathematischen stochastischen Programmierung und der multikriteriellen Programmierung genutzt.

Lorenz Müller: Bilanzkreisregelung zur Frequenzhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. R. Palma Behnke

Tag der mdl. Prüfung: 09.10.2003

Die Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung hat zu einer Trennung der Bereiche mit natürlichem Monopol von den Bereichen mit Wettbewerb geführt. Dies erfordert eine neue Definition von Aufgaben und Zuständigkeiten der Funktionsbereiche. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als natürlicher Monopolist hat sich um die ausschließlich dem Monopolbereich zuzuordnenden Aufgaben zu kümmern. Die darüber hinaus traditionell wahrgenommenen Aufgaben und Verantwortlichkeiten sind bezüglich ihrer weiteren Erfüllung durch den ÜNB zu überprüfen. Die Systemdienstleistung Frequenzhaltung war in der Vergangenheit Gegenstand umfangreicher Diskussionen, da die damit verbundenen erheblichen Kosten von den Netznutzern zu tragen sind. Die Frequenzhaltung erfordert die Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung in Erzeugungseinheiten, über die der ÜNB infolge des Unbundlings nicht mehr verfügt. Die in Deutschland praktizierte marktbasierende Beschaffung der benötigten Regelleistung hat zu einem starken Preisanstieg und damit zu einer deutlichen Erhöhung der Kosten der Frequenzhaltung geführt.

In dieser Arbeit werden in einem ersten Schritt die Schwachpunkte des derzeitigen Modells herausgestellt. Zur Lösung der dargestellten Probleme wird untersucht, ob die Netznutzer über eine dezentrale Bilanzkreisregelung (BKR) an der Frequenzhaltung mitwirken und somit mehr Einfluss und Kontrolle über die ihnen entstehenden Kosten erlangen können. Dazu wird ein Simulationsmodell entwickelt und das Verhalten anhand von Testszenarien analysiert.

Während eine reine BKR ohne unterstützende zentrale Netzregelung im Vergleich zu einer zentralen Netzregelung durch den ÜNB zu einer starken Erhöhung des Regelleistungsbedarfs und einer deutlichen Verschlechterung des Regelverhalten führt, zeigt eine Kombination aus zentraler Netzregelung und dezentraler BKR in den durchgeführten Simulationen ein gutes Regelverhalten. Dabei sind die Bilanzkreisverantwortlichen zuständig für die dezentrale Ausregelung der Lastschwankungen ihres Bilanzkreises, während der ÜNB zentral Ausfallreserve für große Störfälle der Erzeugungsseite vorhält. Wechselwirkungen können durch geeignete Parametrierung des Ansprechverhaltens der Regler beherrscht werden. Durch eine Koordination des Regelleistungseinsatzes kann der Gesamtregelbedarf annähernd konstant gehalten werden. Jedoch liegt auch hier der Gesamtregelbedarf generell über dem bei ausschließlich zentraler Netzregelung, da die Prognosegüte bei kleineren Lastkollektiven sinkt. Dies ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nachteilig und generell nur zu empfehlen, wenn bisher nicht berücksichtigte Erzeuger, insbesondere im Bereich der dezentra-

len Energieumwandlungsanlagen (DEA), für eine Regelleistungsbereitstellung gewonnen werden können. Diesem Nachteil stehen als Vorteile eine steigende Verursachungsgerechtigkeit, Transparenz durch Beteiligung am Regelleistungsmarkt und Entscheidungsfreiheit unter Liberalisierungsgesichtspunkten gegenüber. Weitere Vorteile der BKR liegen in der Möglichkeit, die Kosten für Bilanzabweichungen innerhalb der Bilanzkreise zu individualisieren. Durch eine Verbesserung von Lastprognose und -erfassung wird das Verhältnis zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Kunden vertieft.

In der zukünftigen Energieversorgungsstruktur wird mit einem erheblich höheren Anteil an DEA in den Mittel- und Niederspannungsnetzen gerechnet. Hier kann die BKR genutzt werden, um verbrauchsnah Lastschwankungen auszugleichen und gleichzeitig die zentrale Frequenzregelung durch den ÜNB zu entlasten.