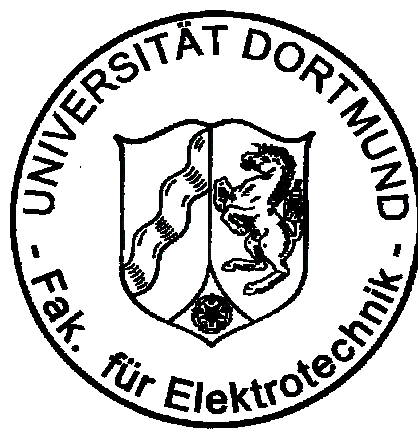


LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 2002

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, Dr.-Ing. C. Leder

Vorwort

Die gewachsenen Anforderungen, denen wir uns vor dem Hintergrund globalisierter Märkte und ökologischer Erfordernisse heute gegenüber sehen, erfordert auch von den Hochschulen neue Wege, um zu nachhaltigen Lösungen bei den anstehenden Problemen des begonnenen Jahrhunderts zu gelangen. Auf der Grundlage der Empfehlungen des deutschen Wissenschaftsrates zur Energieforschung haben sich die Universitäten Bochum, Dortmund, Duisburg und Essen unter der Schirmherrschaft des Initiativkreises Ruhrgebiet zusammengefunden, um durch eine standortübergreifende interdisziplinäre Zusammenarbeit neue innovative Wege in der Energieforschung zu beschreiten. Ziel dieser Zusammenarbeit unter der neuen Dachorganisation *ef.Ruhr* ist es, in der Energieforschung im Ruhrgebiet noch besser den Anforderungen einer modernen, bedarfsorientierten und kostengünstigen Energieversorgung gerecht zu werden und zugleich einen interdisziplinären Meilenstein der Spitzenforschung im Energieland Nr. 1 in Europa zu setzen. Die Arbeiten an unserem Lehrstuhl sind dadurch im Berichtsjahr erheblich geprägt worden. Wichtige Beispiele dafür sind die Arbeiten auf dem Gebiet der dezentralen Energieversorgung insbesondere beim Einsatz von Brennstoffzellen, die in interdisziplinärer Zusammenarbeit mit unseren Partnern weiter vorangetrieben werden konnten.

Aber nicht nur in der Forschung sondern auch im Bereich der universitären Ausbildung konnten Schritte zur Vernetzung der Wissensgebiete erfolgreich vollzogen werden. So erfreut sich der neue Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen mit der Studienrichtung „Europäisches Energiemanagement“, der von den Fachgebieten Elektrotechnik, Maschinenbau und Wirtschaftswissenschaften eingerichtet wurde, inzwischen einer hohen Resonanz. Dieser Studiengang, der in hervorragender Weise wirtschaftswissenschaftliche Kenntnisse mit informations- und energietechnischer Kompetenz verbindet, wird in Zukunft die wachsende Lücke beim Ingenieurwachstum schließen helfen.

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 Projektgruppen.....	6
3.5 Exkursionen	6
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	7
4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme.....	7
4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	25
4.3 Schutz- und Leittechnik.....	41
5. Vorträge.....	53
5.1 Beiträge für das Kolloquium	53
5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	53
6. Veröffentlichungen	56
6.1 Veröffentlichungen	56
6.2 Forschungsberichte	59
6.3 Diplomarbeiten	59
6.4 Studienarbeiten	60
6.5 Programmbeschreibungen	60
7. Promotionen	61

1. Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin		
Sekretariat:	Frau N. Funke		
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Net AG)		
Akademische Gäste:	Dipl.-Ing. A. L'Abbate, Politecnico di Bari, Italy Dipl.-Ing. N. Zolfagharian, Universidad Nacional de San Juan, Argentina Herr Prof. Dr. N. Voropai, Herr D. Popov Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia		
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König	Dipl.-Ing. R. Becker	
	Dipl.-Ing. J. Brosda	Dipl.-Ing. W. Feilhauer	
	Dipl.-Ing. E. Hauptmeier	Dr.-Ing. C. Leder	
	Dipl.-Ing. L. Müller	Dipl.-Ing. H. Neumann	
	Dipl.-Ing. F. Uphaus		
Technische Mitarbeiter:	Frau H. Giersberg	Dipl.-Ing. W. Horenkamp	
	Frau R. Meier	Herr K.-D. Tesch	
Studentische Hilfskräfte:	A. Dewald	H. Eloundou	E. Franzen
	J. Fürsch	M. Gravermann	M. König
	Th. Lankers	S. Meier	P. Niehues
	M. Thiel	M. Wiesner	M. Wolf

2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

*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 innovative Energieumwandlung
und -speicherung EUS GmbH
Josef-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund*

Die im Jahr 1994 gegründete Forschungsgesellschaft EUS GmbH in Dortmund bearbeitet Aufgaben im Zusammenhang mit der Planung und dem Betrieb von elektrischen Energieanlagen insbesondere bzgl. verteilter Energieumwandlungs- und Energiespeicheranlagen. Die Partner der Gesellschaft sind Energieversorgungsunternehmen sowie Planer, Hersteller und Betreiber elektrischer Energieanlagen. Ein wichtiger Aspekt der Arbeit des Zentrums ist die Verknüpfung der Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung verschiedener Universitäten und wissenschaftlicher Institute mit der Betriebserfahrung und dem Wissen namhafter Unternehmen.

*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 arbeitete Herr D. Popov als wissenschaftliche Gast an unserem Lehrstuhl.

*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. Zu diesem Zweck besuchte Herr Dipl.-Ing. W. Horenkamp die Universität Chile im Rahmen eines zweiwöchigen Forschungsaufenthaltes.

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Elektrische Energietechnik I/II (SS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Obligatorische Vorlesung für alle Studierenden der Fakultät 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 und angewandter Informatik.

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 und Informationstechnik.

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 und der Informationstechnik.

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

Energieversorgung

Dr.-Ing. L. Jendernalik

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik.

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

3.2 Seminare

Informationstechnik in der Energieversorgung (WS)

Dr.-Ing. C. Leder, Dipl.-Ing. F. Uphaus

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:

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

Simulation elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge: Schaltvorgänge in Netzwerken mit Energiespeicher, Simulation von Schalthandlungen im realen Netz, Numerische Integrationsverfahren.

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.

Planung elektrischer Energieversorgungssysteme: Planung eines Energieversorgungsnetzes bei vorgegebener Lage von Verbrauchern und Kraftwerken unter Einhaltung umfangreicher Randbedingungen. Überprüfung der gewählten Struktur durch Lastflussberechnung. Simulation einer Einfachstörung.

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

Dynamische Simulation eines Energieversorgungssystems: Die grundsätzlichen dynamischen Vorgänge, die mit der Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch nach einer Störung verknüpft sind und insbesondere nach Ausfall einer

Kraftwerkseinspeisung ablaufen, werden aufgezeigt. Sowohl lineare als auch nichtlineare Modelle für Kraftwerke und Netz werden dabei im Mittelzeitbereich mittels digitaler Simulation untersucht.

3.4 Projektgruppen

Zur Förderung der Teamarbeit wird die Mitarbeit in Projektgruppen empfohlen. In diesem Berichtszeitraum wurde folgende Projektgruppenarbeit durchgeführt:

Entwicklung eines funktional-modular erweiterbaren Netzeditors

Ziel der angebotenen Projektgruppe war die Entwicklung eines menügeführten Netzdateneditors und eines damit kombinierten Netzbildeditors. Auf Basis dieser Editoren wurden bereits bestehende Matlab-Funktionen wie z.B. eine Lastflussrechnung modular eingebunden und deren Ergebnisse visualisiert. Die Entwicklung wurde mit dem in Matlab 6 integrierten GUI-Builder (GUI = Graphical User Interface) realisiert. Da die Programmierung von Benutzerschnittstellen mit Matlab intuitiv möglich und daher leicht zu erlernen ist, waren zur Teilnahme an der Projektgruppe keine programmiertechnischen Vorkenntnisse erforderlich.

Im Projektteam hat jeder Teilnehmer einen eigenen Verantwortungsbereich und definierte Schnittstellen zu den Verantwortungsbereichen der anderen Teilnehmer bekommen. Den Teilnehmern wurde unterstützend jeweils ein Mitarbeiter des Lehrstuhls als Senior-Berater zur Seite gestellt. So erwarben die Teilnehmern neben den Programmiererfahrungen grundlegende Kenntnisse des Projekt-Managements.

3.5 Exkursionen

- | | |
|------------|---|
| 14.02.2002 | Besichtigung der Schaltleitung und einer Umspannstation der RWE Net in Arnsberg. |
| 11.07.2002 | Exkursion im Rahmen der Vorlesung Elektrizitätswirtschaft zu RWE Trading nach Essen in Kooperation mit Accenture. |

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme

4.1.1 Visualisierungskonzepte für einen effektiven Betrieb hochausgelasteter Energieübertragungssysteme

Heute realisierte Visualisierungskonzepte in Netzleitstellen basieren auf der betriebsmittelbezogenen Darstellung von Messwerten und Schaltzuständen. Folgende Entwicklungen führen dazu, dass dieses Prinzip allein in der Zukunft nicht mehr ausreicht, um einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zu gewährleisten:

- Die effizientere Ausnutzung der Betriebsmittel führt zu einem Betrieb näher an den technischen Grenzen.
- Zunehmende Markttransaktionen führen zu veränderten Netzzuständen, für die beim Personal nur geringe Erfahrungen vorliegen.
- Aufgrund der Zusammenschlüsse von Netzbetreibern werden die Netze, die von einer Netzleitstelle geführt werden, größer und damit komplexer.
- Der eingeschränkte Zugriff auf Generatoren führt zur Reduzierung der Möglichkeiten für steuernde Systemeingriffe.

Aufgrund der genannten Aspekte wurde ein neues Visualisierungskonzept entwickelt, das als zusätzliches Werkzeug des Netzbetriebs eingesetzt werden soll und in kritischen Netzsituationen hochwertige Informationen anstelle einer Datenflut von Einzelwerten bereitstellt. Das dabei verwendete grundlegende Prinzip ist in Bild 4-1 dargestellt.

Das Energieübertragungssystem wird dabei als kausaler Prozess interpretiert, in dem sich eine Kette von Ursachen, Wirkungen und Maßnahmen abspielt. Aufgrund einer Ursache, die von außen auf das System wirkt, verändert sich der Systemzustand (Wirkung), woraufhin vom Schaltpersonal eine Maßnahme ergriffen werden muss. Für die Bewertung der drei Elemente müssen kompakte Systemindikatoren und problemspezifische Detailinformationen bereitgestellt werden. Dafür werden analytische Verfahren, simulatorische Verfahren und Verfahren aus dem Bereich der Computational Intelligence verwendet. Um den Zusammenhang zwischen einzelnen Ursachen, Wirkungen und Maßnahmen zu beschreiben, stehen die in Bild 4-1 gezeigten Möglichkeiten zur Verfügung.

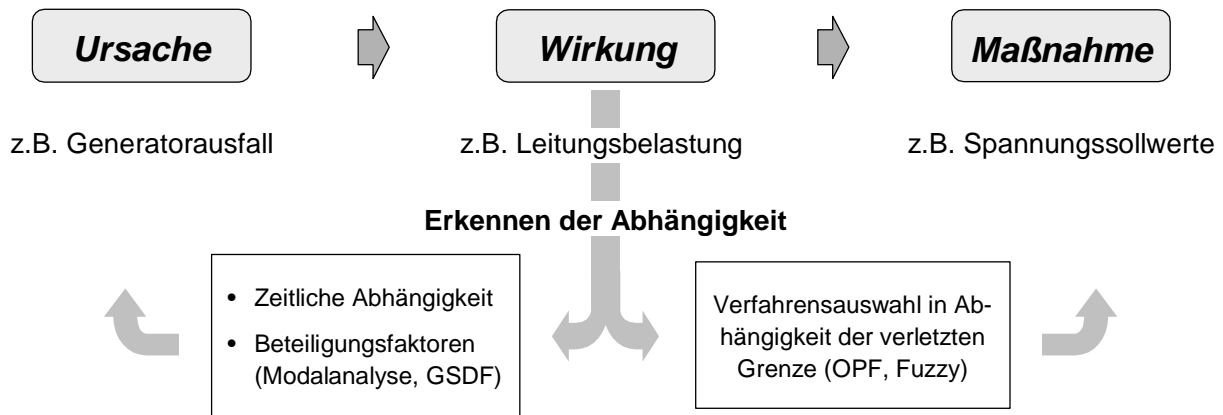


Bild 4-1: Kausale Abhängigkeitskette des Prozesses

Die Reihenfolge der einzelnen Schritte zur Analyse des Systemzustands ist Bild 4-2 zu entnehmen.

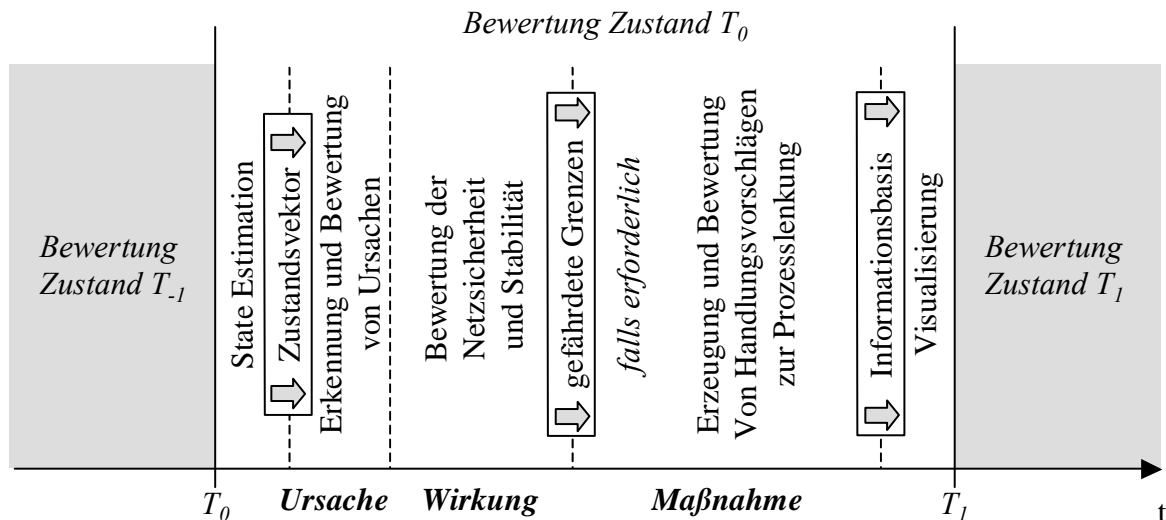


Bild 4-2: Zeitlicher Ablauf der Netzzustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung

Um die gewonnenen Informationen effektiv darstellen zu können, wurde ein hierarchisches Visualisierungskonzept entwickelt (Bild 4-3). Dabei steht die Maxime im Mittelpunkt so wenig Information wie möglich und so viel wie nötig anzuzeigen. Auf der obersten Ebene werden kompakte Systemindikatoren gezeigt, die es ermöglichen, einen kritischen Zustand zu erkennen. Die problemspezifische Detailanzeige bietet dem Schaltpersonal Informationen, die für eine genauere Analyse von kritischen Teilaspekten des Betriebszustands erforderlich sind.

Auf der untersten Ebene des Visualisierungskonzepts befindet sich die Ausführungsebene, deren Funktion die Umsetzung der in der mittleren Ebene bereitgestellten Handlungsvor-

schläge beinhaltet. Während für die globale Zustandsanzeige und die problemspezifische Detailanzeige neue Darstellungsverfahren eingesetzt werden, verwendet die Ausführungsebene bekannte, im Einsatz befindliche Verfahren zum Schalten und für Sollwertvorgaben.

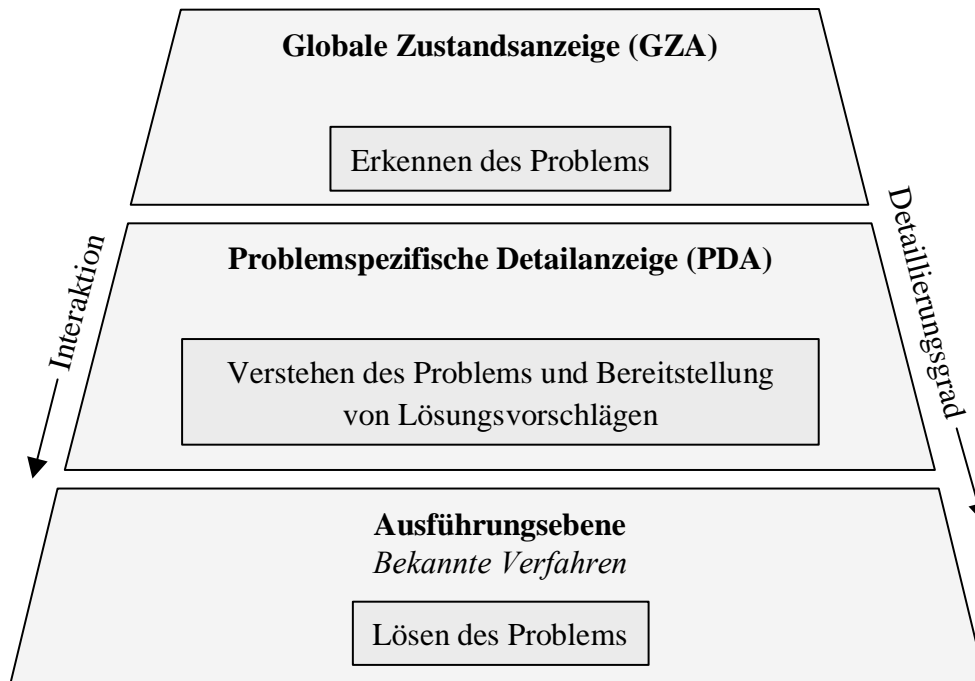


Bild 4-3: Hierarchischer Aufbau des Visualisierungskonzeptes

Das innovative Darstellungsverfahren für die globale Zustandsanzeige zeigt Bild 4-4. Wie bereits beschrieben soll die Anzeige dem Schaltpersonal das Erkennen kritischer Zustände ermöglichen. Dazu wird für jede sicherheitsrelevante Größe ein Indikator bestimmt und als gefärbtes Piktogramm dargestellt. Das Erscheinungsbild des Piktogramms repräsentiert die Bedeutung des Symbols, während die Färbung die Bewertung der zugehörigen Systemeigenschaft erlaubt.

Die Aufteilung des Bildschirms geschieht in die Bereiche Ursache, Wirkung und Maßnahme. Zur besseren Orientierung geschieht außerdem eine Strukturierung in Einflüsse aus Erzeugung, Last und Netz. Wenn das Schaltpersonal an dieser Stelle eine kritische Situation erkennt, kann durch die Anwahl eines Piktogramms mit der Maus zur zugeordneten problemspezifischen Detailanzeige verzweigt werden. In diesem Rahmen wird auf die Gestaltung der problemspezifischen Detailanzeige jedoch nicht genauer eingegangen.

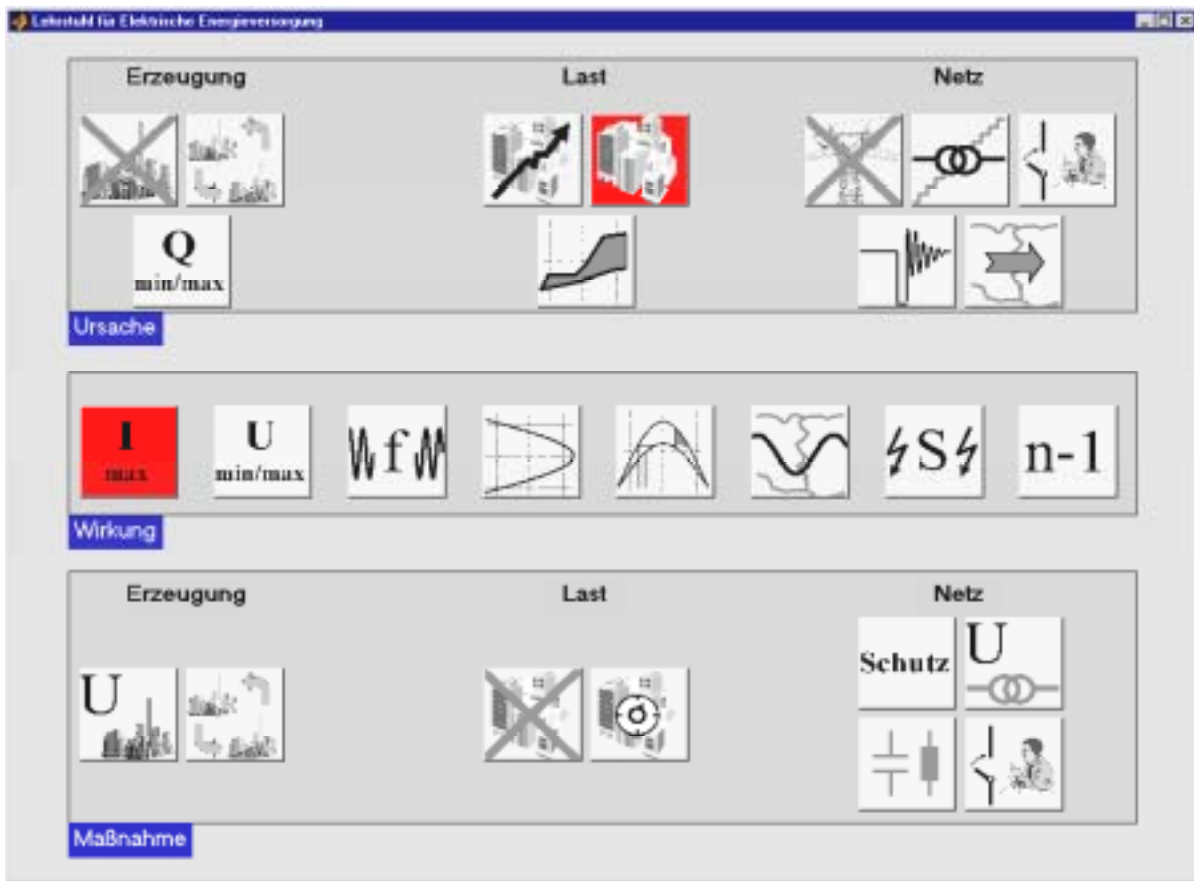


Bild 4-4: Globale Zustandsanzeige

Mit dem gezeigten Konzept wird die Visualisierung in der Netzleitstelle stärker an die menschlichen Fähigkeiten angepasst. Durch die Abbildung der kausalen Abhängigkeitskette entspricht die Darstellung dem natürlichen menschlichen Verständnis technischer Prozesse. Außerdem werden durch den dreistufigen hierarchischen Aufbau die wichtigen Schritte im menschlichen Entscheidungsprozess „Problem erkennen – Problem verstehen – Problem lösen“ aktiv unterstützt.

C. Leder

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ gefördert.

4.1.2 Ansatz eines verursachergerechten Abrechnungsmodells im Anschluss an eine zonenübergreifende korrektive Optimierung

Durch die Liberalisierung verursacht, haben in den hauptsächlich bilateral orientierten Strommärkten die Netzbetreiber im ungestörten Betrieb nur noch bedingt Zugriff auf den Kraftwerkspark. Sollte es trotz vorausschauendem Netzengpass-Managements (NEM) z.B. der Auktion oder dem Market-Splitting, die beide nur von einer Punktnetzbetrachtung ausgehen, zu einer zonenübergreifenden Netzengpass-Situation kommen, so kann diese immer noch in der Planungsphase für den Tag X durch einen gezielten Redispatch behoben werden. In Deutschland kann dies in der Phase nach 14.30 Uhr, letztmöglicher Zeitpunkt der Fahrplanabgabe, an dem Tag X-1 bis zum aktuellen Fluss am Tage X geschehen (Bild 4-5).

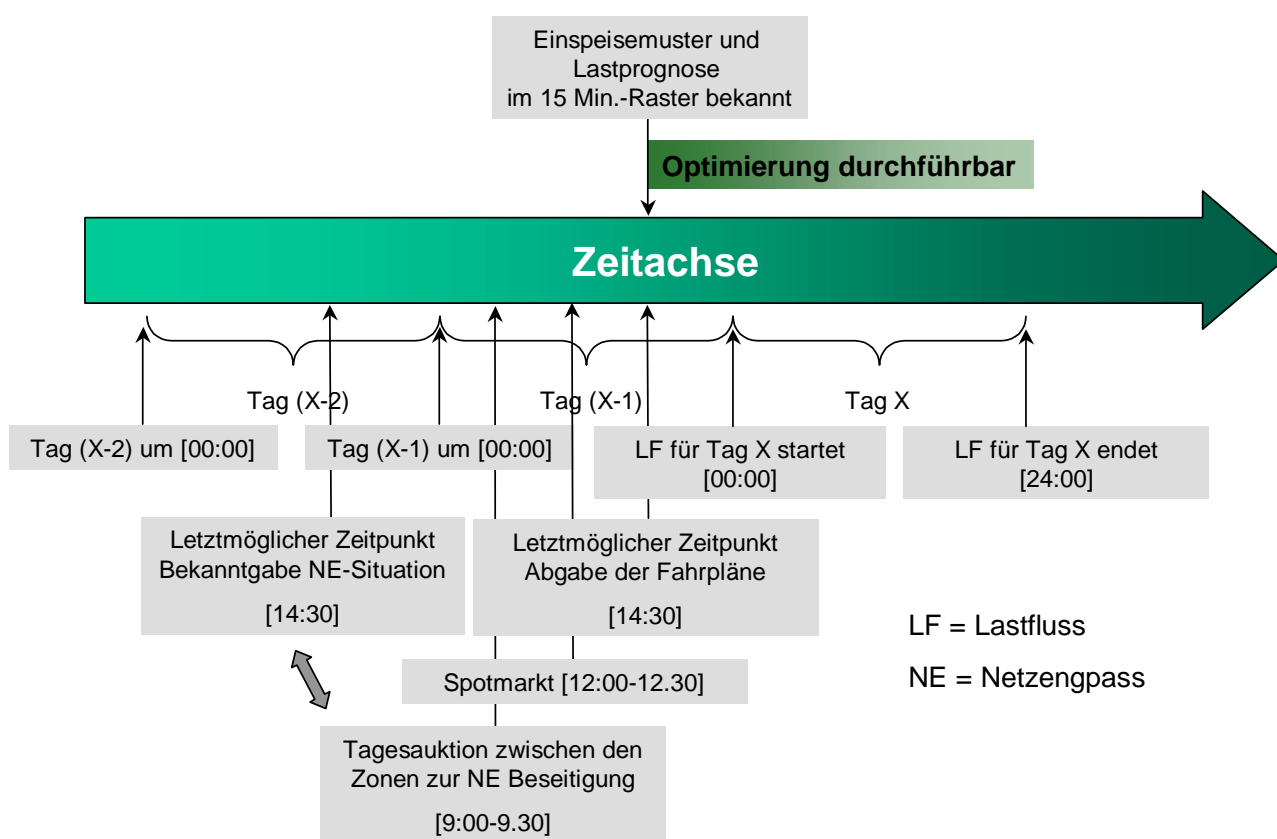


Bild 4-5: Zeitlicher Verlauf; Möglichkeit der Netzzustandsoptimierung

Der Redispatch verursacht Kosten für den Netzbetreiber. Diesen Einsatz müssen die Netzbetreiber refinanziert bekommen. Der einfachste Weg ist das Umlegen der Kosten über eine Komponente im Netznutzungsentgelt auf alle Netznutzer. Dies wäre aber nicht verursachergerecht. Im folgenden Ansatz soll versucht werden eine möglichst verursachergerechte Refinanzierung dieser Kosten vorzunehmen. Die Kosten werden dabei nur bis zur Bilanzkreisebene verfolgt bzw. bis zur Ebene des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Die Aufteilung

der Kosten innerhalb der Bilanzkreise kann nur durch den BKV erfolgen, denn nur er kennt die einzelnen Verträge.

Im ersten und einfachsten Modell werden nicht die realen Verhältnisse im Netz betrachtet, sondern die aus den Verträgen resultierenden „theoretischen“ Flüsse. Es werden dabei die Austauschfahrpläne zwischen dem BKV der einen Zone mit seinem entsprechenden BKV in der anderen Zone betrachtet. Der Netzbetreiber kennt die Austauschfahrpläne aller BKV und kann somit einen Aufteilungsschlüssel dahingehend gestalten, dass die Beteiligung des BKV an den Redispatch-Kosten mit wachsendem Austausch steigt.

Im zweiten Modell werden die realen physikalischen Verhältnisse im Netz betrachtet. Hierbei wird die Netzbelastung und die Netztopologie berücksichtigt. Die Voraussetzung hierfür ist, dass der Netzbetreiber weiß, welche Kraftwerke und welche Lasten bei dem BKV unter Vertrag stehen. Es wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, also von einer Näherung ausgegangen und nur der Wirkleistungsfluss betrachtet. Die Sensitivitätsanalyse wird hier auf der Erzeugungsseite basierend auf den *Generalized Generation Distribution Factors* (GGDF) $D_{ij,k}$ durchgeführt (Gl. 4-1).

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^N D_{ij,k} P_{Gk} \quad (4-1)$$

Von den GGDF wird ausgegangen, wenn der Einfluss aller Kraftwerke, die bei einem BKV unter Vertrag stehen, auf eine Leitung betrachtet werden soll. Lastseitig werden die *Generalized Load Distribution Factors* (GLDF) $C_{ij,k}$ betrachtet (Gl. 4-2).

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^N C_{ij,k} P_{Lk} \quad (4-2)$$

Die GLDF bestimmen den Zusammenhang zwischen dem Wirkleistungsfluss und den Wirkleistungsentnahmen. Sie können alternativ zur Betrachtung herangezogen werden. Dabei werden alle Kraftwerke, die einen signifikanten physikalischen Einfluss auf den Netzengpass haben, nach BKV geordnet einbezogen. Die Gesamtkosten werden je nach Einfluss auf die BKV verteilt. Dies berücksichtigt natürlich nicht, ob BKV überhaupt Verträge mit Verbrauchern resp. Erzeugern in der anderen Netzzone haben.

Aus diesem Grund wurde ein kombiniertes Modell entwickelt, welches beiden Aspekten Rechnung trägt. Einerseits dem physikalischen Einfluss und andererseits der vertraglichen Verursachung (Bild 4-6).

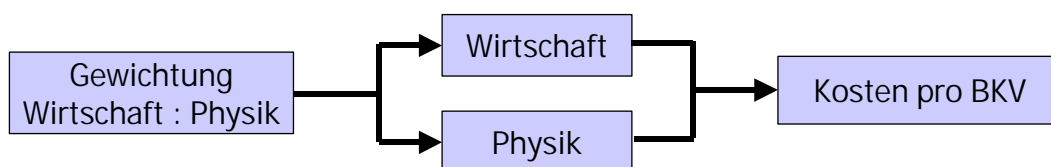


Bild 4-6: Kombiniertes Modell

In Bild 4-7 sind die Ergebnisse des kombinierten Modells für ein Testnetz schematisch auf BKV-Ebene gezeigt. Hierbei wurde eine Vergütung, falls dem Engpass entgegengewirkt wird, als Signalwirkung zugelassen.

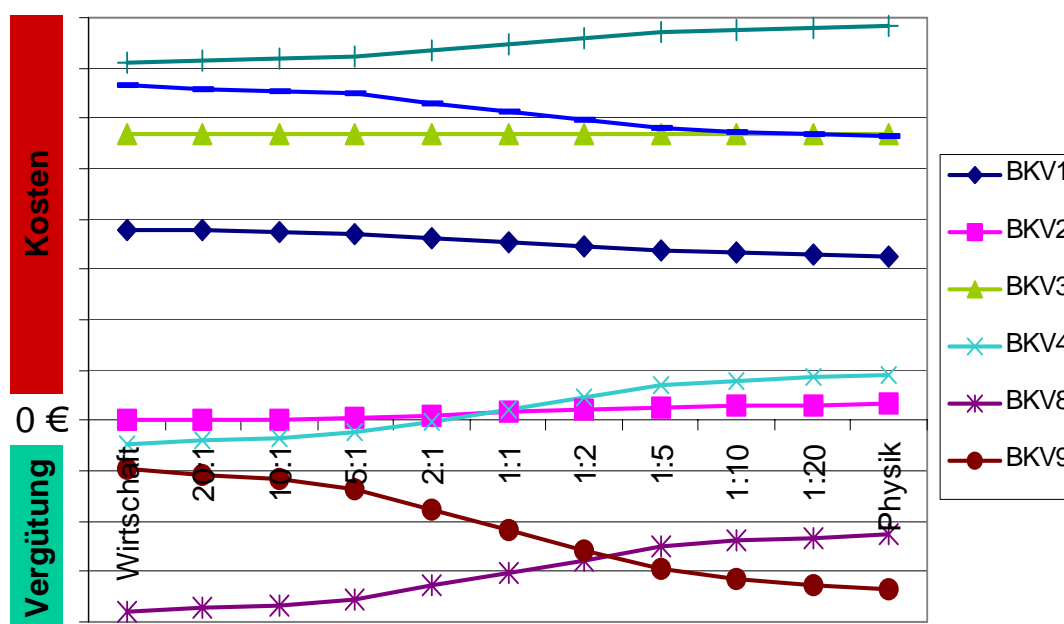


Bild 4-7: Beispielrechnung kombiniertes Modell (schematisch)

Hierbei weist BKV 4 eine Besonderheit auf. Im rein wirtschaftlichen Modell bekommt er eine kleine Summe vergütet, weil er vertraglich dem Netzengpass entgegengewirkt. Allerdings verstärkt er rein physikalisch betrachtet mit seinen zugeordneten Kraftwerken den Netzengpass und muss somit einen Teil der Kosten zur Netzengpassbehebung bezahlen.

Die Entwicklung des Abrechnungsmodells ist noch nicht abgeschlossen, da einerseits beim physikalischen Modell noch die Problematik der Datenverfügbarkeit gegeben ist und andererseits der Übergang auf andere Sensitivitätsfaktoren untersucht werden soll.

J. Brosda

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms "Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme" gefördert.

4.1.3 The Italian Electricity Restructuring Process: An Overview

Since 1999 the Italian electricity system has been experiencing a restructuring process in accordance with the general principles established in the EU Directive 96/92/EC. Up to 1999, the Italian electric sector was almost completely in the hands of ENEL (Ente Nazionale Energia Elettrica), the national state-owned vertically integrated utility, founded in 1962. In fact, ENEL (by 56 GW of installed power in 1999) had the control of about 75% of the generation, and with some municipal utilities had an actual monopoly in high voltage transmission and also over distribution. A 25% of electricity production was in the hands of industrial autoproducers, municipal and private utilities. After the approval of the decree law No. 79/1999 ('Transposition of the Directive 96/92/EC concerning common rules of the internal electricity market'), the electricity sector has been restructured, as described in the following.

Generation

- Generation, import and export of electricity are liberalized. By 1st January 2003, no one is allowed to produce or to import more than 50% of the energy produced and totally imported in Italy.
- ENEL has been obliged to sell about 15.000 MW capacity generating stations within 2002. Three stock corporations have been created by ENEL as generation companies (Gencos) to be sold after a selection of the most convenient bids: *Elettrogen*, whose installed power is totally equal to 5438 MW (5 thermal power plants and 3 hydroelectric groups), has been purchased from the Spanish *Endesa* by a private negotiation. *Eurogen*, which has 7008 MW of power totally installed (6 thermal plants and 3 hydroelectric groups), has been recently sold to *Edipower* (a consortium of companies formed by *Edison*, the Swiss *Atel* and the municipal utilities *Aem Milan* and *Aem Turin*). *Interpower* (2611 MW due to 3 thermal plants and one hydroelectric group) is expected to be sold in the coming weeks. A fourth Genco (with a total installed power varying between 1500 MW and 5500 MW) could be shortly created and then sold.
- Among other major electric utilities involved in the generation sector there are: *ENEL Produzione* (arising from reorganisation and unbundling of ENEL), *Edison-Sondel* (now part of *Italenergia*, controlled by *FIAT* and the French *EdF*), *Energia*, *Enipower*, municipal utilities (*Aem Milan*, *Aem Turin*, *Acea Rome*) and other foreign companies (as the German *E.ON*, the Belgian *Electrabel*).

- The authorization procedure is required for the new generating plants.
- Generation sector in Italy is expected to be radically transformed in a few years due to the highly increasing demands of new generators interconnection to the grid (new CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) power plants are already scheduled for about 22000 MW of totally installed power).
- Since 1st Jan. 2001 generation utilities which in 1999 produce or import annually more than 100 GWh of energy have been obliged to buy or to pass on the network energy from renewables on a level equal to 2% of their produced energy at least: for this purpose a green certificate market has been organized.

Transmission

- Transmission and dispatch functions remain in the hands of ENEL and the other municipal utilities but, by concession, in addition to ancillary services, they have been managed by an independent network operator (GRTN: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) since 1st Apr. 2000. The ISO (Independent System Operator) solution with the separation of the operation and ownership of the network has been implemented so far; however, the TSO (Transmission System Operator) solution with the GRTN owning the network has been planned to be carried out in the near future.
- GRTN is a new independent public stock corporation formed by ENEL with shares owned by the Treasury Ministry. It controls the complete national transmission network (Bild 4-8), formed by all 380 kV - 220 kV and most of 130 kV - 150 kV lines and stations; it is responsible for planning, scheduling, operating the system, and for ensuring service security, reliability and efficiency. GRTN has also the task of maintaining and developing the network; it has to be impartial and to grant a non-discriminatory and equitable access to the network. GRTN represents Italy in the UCTE organization.
- The Authority for Electricity & Gas controls GRTN and also fixes the rate to be paid to the operator for network access. A regulated Third Party Access (TPA) system has been implemented.
- Network access can be refused on the ground of lack of capacity and, in case of imports, where reciprocity conditions are not allowed.

Bild 4-8: The Italian transmission network



Market Opening

- An annual consumption of 30 GWh for a site or for consortia with each client consuming at least 2 GWh per year has made the customers eligible in 1999. In 2000 this limit is decreased to 20 GWh per year for a site and a consortium with a consumption of 1 GWh per year for each client. By 2002 this limit equals 9 GWh per year for a site and for a consortium consuming 1 GWh per year per client; by 2002 customers with an annual 40 GWh total consumption in more places are considered eligible if the consumption for each place is equal to 1 GWh at least.
- In this way, market opening percentages equal to 30% in 1999, 35% in 2000 and 40% in 2002.
- By last proposals, the limit eligibility should be further decreased to make the level of market opening much higher than expected.
- Single Buyer model is chosen in order to ensure electricity supply to captive consumers (generally households). For these users it is also foreseen a single national tariff independently of the distance ('postage stamp rate').
- Single Buyer (Acquirente Unico, AU) is an autonomous stock corporation formed by the GRTN. It stipulates supply long term contracts with the producers in order to provide electrical energy to the distributors which have to supply non eligible consumers at a single national rate, under continuity, security and efficiency conditions.
- A Power Exchange (PX) is scheduled to start operating within 2002 for the eligible consumers. The Market Manager (Gestore del Mercato, GME), stock corporation formed by the GRTN, carries out an economic merit order dispatch based on producers' bids to determine, hour-by-hour, the energy price for the transactions. 'Contracts for Differences' are used to avoid market risk (financial bilateral contracts).
- The rules issued by the Market Manager for the operating of the electric energy market foresee:
 - 1) A *day-ahead energy market (DAEM)*, establishing the daily planning of the energy inputs and outputs based on bids for all 24 hours of the preceding day, fixes the hourly energy prices.
 - 2) An *adjustment market (AM)*, to be held daily in two sessions at regular pre-specified hours (after the closing of the DAEM and at the beginning of the following day),

aims to adjust and balance the planned energy inputs and outputs for each hour following the closure of the second session, by letting sellers/buyers adapt their bids to the 'real-time' conditions.

- 3) A *congestion management market (CMM)*, where bids to increase or decrease the inputs and outputs scheduled in the DAEM are arranged, manages solutions to face congestion under the responsibility of the GRTN.
 - 4) A *reserve market (RM)*, for the negotiations of the secondary and tertiary power regulation, selects the plants which secure the availability of power reserve.
 - 5) A *balance market (BM)* acts for the real-time control and, if necessary, correction in the balancing of the energy inputs and outputs.
- In the DAEM (Bild 4-9 shows a scheme of the Italian DAEM structure), under the responsibility of the GME, wholesale energy transactions are based on a double-sided auction scheme. Generation companies (Gencos) and customers submit to the GME their supply and purchase bids. In particular, each supply bid for every generation unit consists of one or more hourly quantity-price pairs, to compose a non-decreasing multi-stage bidding curve; analogously, each purchase bid consists of a non-increasing multi-stage bidding curve.

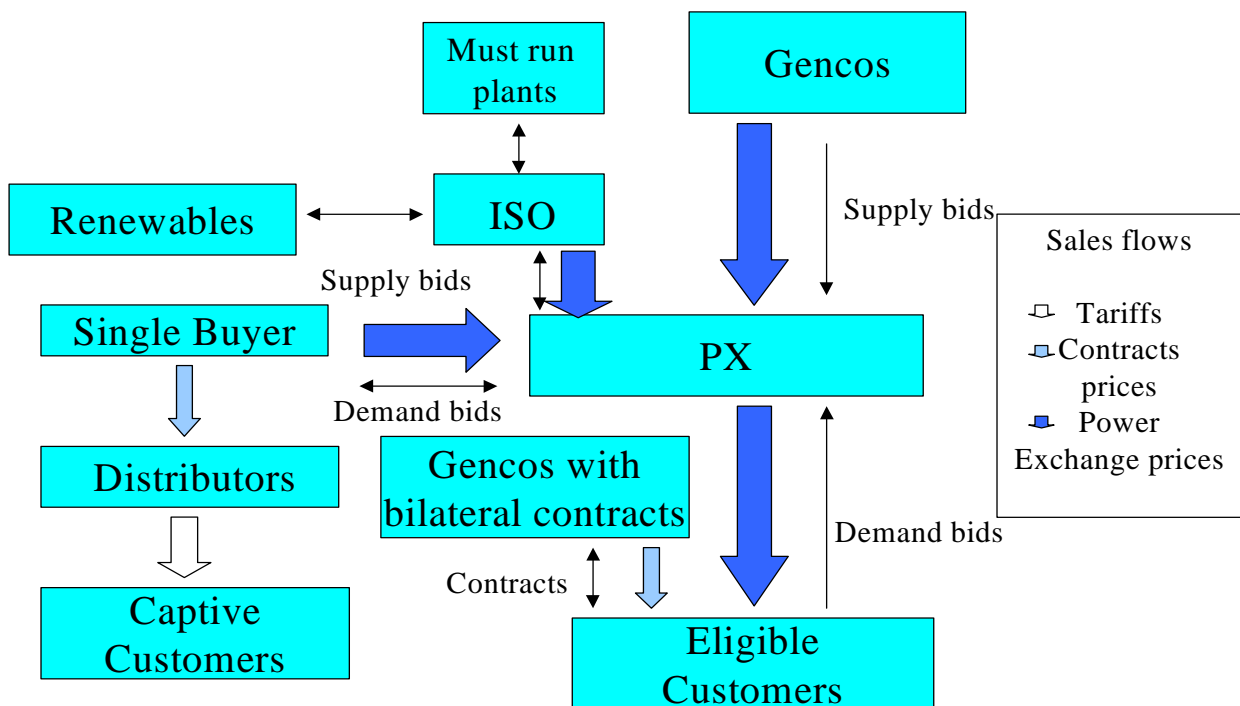


Bild 4-9: Scheme of the Italian DAEM structure

- In the DAEM the GRTN controls that every grid constraint is satisfied; it is also responsible for dispatching renewable energy and essential (must-run) plants: among supply offers with the same selling price, priority is guaranteed to these plants.
- By the intersection of the aggregated supply and demand curves the GME fixes the wholesale energy price, the Market Clearing Price (MCP), and the corresponding Cleared Power (CP) to be allocated to each bidder. All the power assignments are compensated at the MCP, which is the unique nation-wide electricity price in the DAEM for every determined period of time.
- Up to the opening of the Power Exchange a pass-through dispatch is implemented with tools like bilateral contracts.

Distribution and supply

- The distribution network business is subject to concession and regulated, while the supply business is liberalized.
- ENEL has been reorganized and partially privatized: it has formed separate utilities (unbundling) for generation, distribution and sale to captive customers, sale to eligible consumers, nuclear power plants decommissioning functions, and various companies for renewables, lighting, services, and telecommunications, in addition to transmission network ownership and related activities.

A. L'Abbate

Der wissenschaftliche Aufenthalt von Herrn A. L'Abbate an der Universität Dortmund wurde vom Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) im Rahmen der Kooperation zwischen dem Dipartimento di Elettrotecnica ed Elettronica (Politecnico di Bari, Italien) und dem Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung (Universität Dortmund, Deutschland) gefördert.

4.1.4 Intelligente Betriebszustandsdiagnose elektrischer Betriebsmittel

Der gestiegene Kostendruck zwingt die Netzbetreiber, auch im Bereich der Instandhaltung alle Einsparpotentiale zu nutzen. Einen Lösungsansatz stellt ein integriertes System zur Instandhaltungsplanung dar, das eine Zweiteilung in Betriebsmittelebene und Systemebene vorsieht. Auf der Betriebsmittelebene wird jedes Betriebsmittel eines Energieübertragungssystems durch Monitoring-Systeme, messtechnische Überprüfungen oder visuelle Inspekti-

onen überwacht. Auf der Systemebene werden unter Berücksichtigung technischer, logistischer, wirtschaftlicher und unternehmensspezifischer Kriterien optimale Instandhaltungspläne generiert. Das Bindeglied zwischen der Betriebsmittelebene und der Systemebene stellt ein System zur intelligenten Zustandsabschätzung dar, dessen Ziel es ist, für jedes Betriebsmittel die Art der erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen sowie ein Zeitintervall für ihre Durchführung zu bestimmen. Die Dauer ist durch die Art der Instandhaltungsmaßnahme gegeben, so dass das Zeitintervall durch die Angabe des frühesten und spätesten Beginns angegeben wird.

Die zustandsabhängige Instandhaltung wird erst durch die Nutzung umfangreicher Eingangsdaten möglich. Allerdings besteht mit zunehmender Datenmenge die Gefahr, dass der aus allen Eingangsgrößen gebildete Datensatz inkonsistent wird oder einzelne Größen widersprüchliche Aussagen liefern. Als Ursachen sind die Fehleranfälligkeit der Sensoren sowie Fehler in der Datenübermittlung und -verarbeitung zu nennen. Aus den gleichen Gründen besteht die Möglichkeit, dass der Datensatz unvollständig ist. Beispielhaft wird das Kühlsystem eines Leistungstransformators betrachtet. Bild 4-10 zeigt den qualitativen Zusammenhang der ausgewählten möglichen Diagnosen sowie die verfügbaren Primärinformationen.

		Primärinformationen			
		Ölströmung	Öltemperatur (vor / hinter Kühler)	Temperatur des Kühlmediums	Lüfterdrehzahl
Diagnose / Maßnahmen	Kühler verschmutzt	✓	✓	✓	✓
	Pumpe defekt	✓			
	Lüfter defekt				✓

Bild 4-10: Eingangsdaten (nach DVG)

Zur Verarbeitung dieser Eingangsdaten für eine Beschreibung der Zustandsabschätzung wird die Evidenztheorie verwendet. Die Grundidee besteht darin, dass ein schlüssiger Hinweis auf ein Ereignis noch keine Aussage über den Ausschluss des betreffenden Ereignisses

impliziert. Mit dem Glaubensgrad Bel wird ausgedrückt, in welchem Maß Hinweise auf ein Ereignis schließen lassen, im Plausibilitätsgrad Pl werden alle Hinweise erfasst, die das Ereignis nicht ausschließen. Die Differenz zwischen Plausibilitätsgrad und Glaubensgrad kann als Unsicherheit oder Unwissenheit aufgefasst werden. Bild 4-11 zeigt die Gegenüberstellung von klassischer Wahrscheinlichkeit und Evidenztheorie sowie die im folgenden verwendete grafische Darstellung von Glaubensgrad, Plausibilitätsgrad und Unwissenheit.

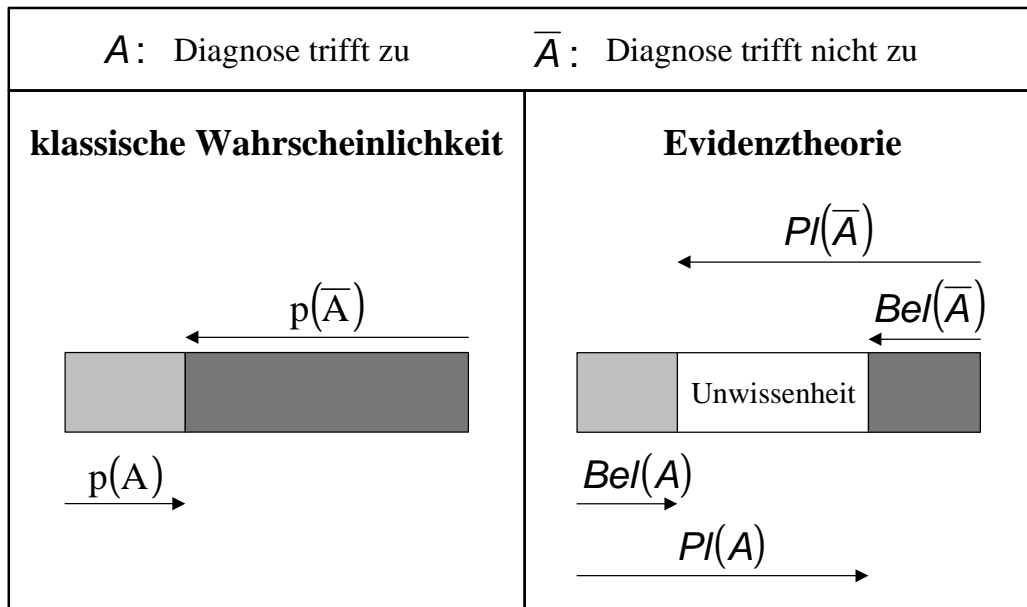


Bild 4-11: Grundidee der Evidenztheorie

Zur Bewertung des Zustands eines Betriebsmittels werden für jede mögliche Diagnose Glaubens- und Plausibilitätsgrad berechnet. Dabei müssen alle zur Verfügung stehenden Primärinformationen, die nach Bild 4-10 eine Aussage über die betrachtete Diagnose erlauben, hinzugezogen werden. Um zu berücksichtigen, dass sowohl eine einzelne Diagnose mit mehreren Primärinformationen als auch jede Primärinformation mit mehreren Diagnosen zusammenhängt, werden die möglichen Diagnosen eines Betriebsmittels als Markov-Baum modelliert. Bild 4-12 zeigt dies anhand des bereits genannten Beispiels des Kühlsystems eines Leistungstransformators. Jede einzelne Diagnose wird zunächst durch einen Knoten dargestellt, in Bild 4-12 steht der mit „K“ bezeichnete Knoten für die Diagnose „Kühler verschmutzt“, der Knoten „P“ für „Pumpe defekt“ und der Knoten „L“ für „Lüfter defekt“. Neben den Knoten der einzelnen Diagnosen stellt ein Balkendiagramm Glaubens- und Plausibilitätsgrad entsprechend Bild 4-11 dar. In diesem Beispiel werden die Knoten mit vollständiger Unwissenheit initialisiert. Liefert eine Primärinformation einen Hinweis für zwei Diagnosen, so wird ein Knoten für die Kombination dieser beiden Diagnosen eingefügt und über Kanten mit den zugehörigen Knoten der einzelnen Diagnosen verbunden. In Bild 4-12 bezeichnet der Knoten „(K,P)“ die Kombination der Diagnosen

bezeichnet der Knoten „(K,P)“ die Kombination der Diagnosen „Kühler verschmutzt“ und „Pumpe defekt“, der Knoten „(K,L)“ entsprechend die Diagnosen „Kühler verschmutzt“ und „Lüfter defekt“.

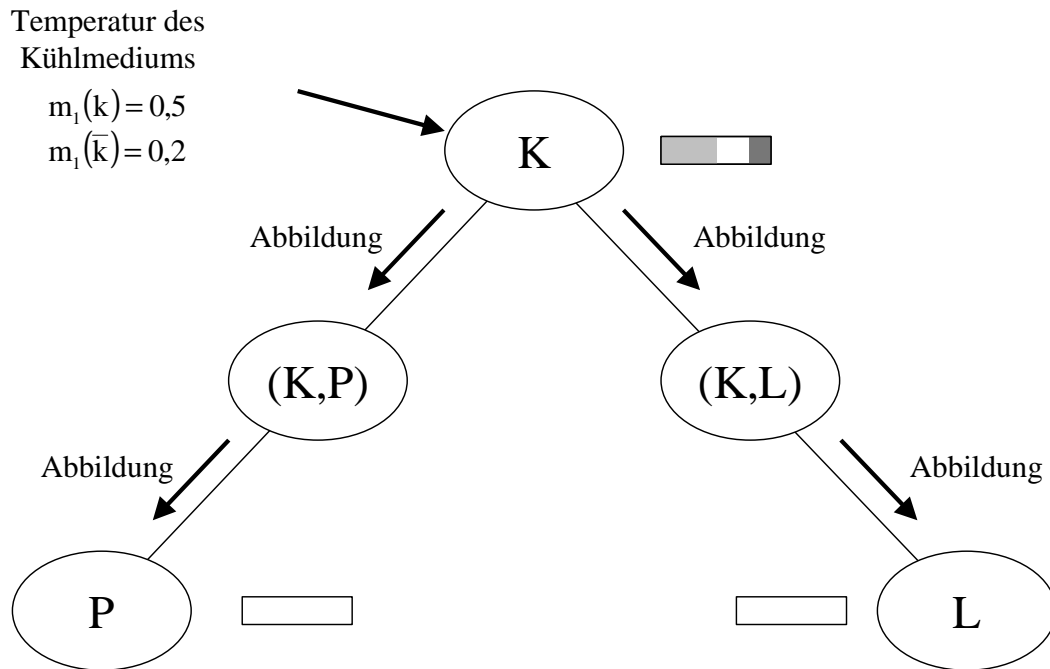


Bild 4-12: Verarbeitung des ersten Hinweises

Im folgenden wird nun anhand von zwei verschiedenen Primärinformationen dargestellt, wie die Verarbeitung dieser Hinweise durchgeführt wird und welche Auswirkungen sich auf Glaubens- und Plausibilitätsgrad der einzelnen Diagnosen ergeben. Zunächst liefert die Primärinformation „Temperatur des Kühlmediums“ entsprechend Bild 4-10 eine Aussage über die Diagnose „Kühler verschmutzt“. Diese Diagnose wird im Grad 0,5 unterstützt, dargestellt durch die Massezahl $m_1(k) = 0,5$, und im Grad 0,2 zurückgewiesen, dargestellt durch die Massezahl $m_1(\bar{k}) = 0,2$. Diese Primärinformation wird im Knoten „K“ angesetzt, da sie über keine andere Diagnose eine Aussage treffen kann. Entlang der Kanten des Markov-Baums werden die Massezahlen an die übrigen Knoten entsprechend der Rechenregeln der Evidenztheorie weitergegeben und mit den dort bereits vorliegenden Massezahlen verknüpft. Im Anschluss werden daraus Glaubens- und Plausibilitätsgrad neu berechnet. Die Balkendiagramme in Bild 4-12 zeigen den Zustand nach der Verarbeitung dieser Primärinformation. Der Glaubensgrad am Knoten „K“ für die Aussage „Diagnose trifft zu“ entspricht der Massezahl $m_1(k) = 0,5$, der Glaubensgrad für „Diagnose trifft nicht zu“ entspricht $m_1(\bar{k}) = 0,2$. Das Ergebnis ist unmittelbar einzusehen, da der Knoten „K“ mit der vollständigen Unwissenheit initialisiert worden ist. An den anderen Knoten bleibt die vollständige

Unwissenheit erhalten. Dieses Ergebnis steht in Übereinstimmung mit der Voraussetzung nach Bild 4-10, dass die Primärinformation „Temperatur des Kühlmittels“ nur eine Aussage über die Diagnose „Kühler verschmutzt“ erlaubt.

Als zweite Primärinformation wird die Lüfterdrehzahl betrachtet. Sie liefert einen Hinweis über die Diagnosen „Kühler verschmutzt“ und „Lüfter defekt“ und wird daher im Knoten „(K,L)“ in Bild 4-13 angebracht. Im Grad 0,3 wird die Aussage unterstützt, dass die Diagnose „Kühler verschmutzt“ zutrifft und die Diagnose „Lüfter defekt“ nicht zutrifft. Die Modellierung erfolgt durch die Massezahl $m_2(k, \bar{l}) = 0,3$. Entsprechend wird im Grad 0,3 die Aussage unterstützt, dass die Diagnose „Kühler verschmutzt“ nicht zutrifft und die Diagnose „Lüfter defekt“ zutrifft. Dies wird durch die Massezahl $m_2(\bar{k}, l) = 0,3$ modelliert. Die Aussage, dass gleichzeitig die Diagnosen „Kühler verschmutzt“ und „Lüfter defekt“ zutreffen, also ein Doppelfehler vorliegt, wird im Grad 0,1 unterstützt und durch die Massezahl $m_2(k, l) = 0,1$ modelliert. Die dargestellten Massezahlen werden nach den Regeln der Evidenztheorie entlang der Kanten an die übrigen Knoten weitergegeben und mit den dort vorliegenden Informationen verarbeitet. Das Ergebnis stellen die Balkendiagramme in Bild 4-13 dar.

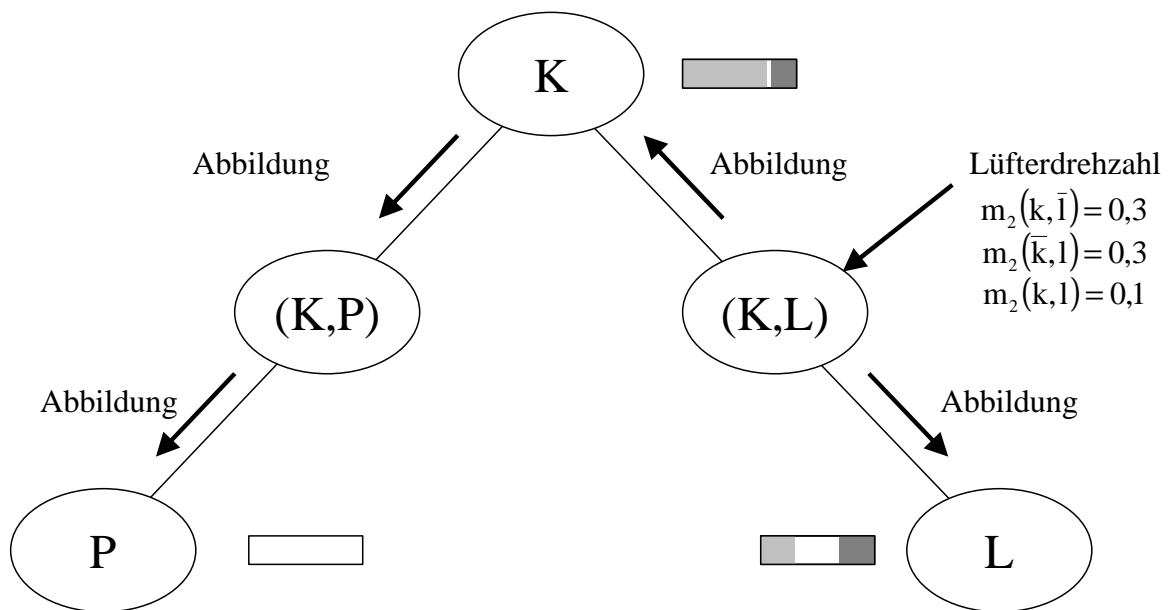


Bild 4-13: Verarbeitung des zweiten Hinweises

Durch Vergleich der Balkendiagramme an den Knoten „K“ und „L“ folgt der Schluss, dass die Diagnose „Kühler verschmutzt“ als richtig anzusehen ist, da sie zum einen durch einen wesentlich größeren Glaubensgrad unterstützt wird als die Diagnose „Lüfter defekt“, und zum anderen die Unwissenheit am Knoten „K“ wesentlich geringer ist als am Knoten „L“.

In Übereinstimmung mit den Voraussetzungen nach Bild 4-10 besteht am Knoten „P“ auch weiterhin vollständige Unwissenheit, da keine Primärinformation verarbeitet worden ist, die eine Aussage über diese Diagnose ermöglicht.

Ein Ansatz zur Abschätzung des Instandhaltungsintervalls ist in Bild 4-14 dargestellt.

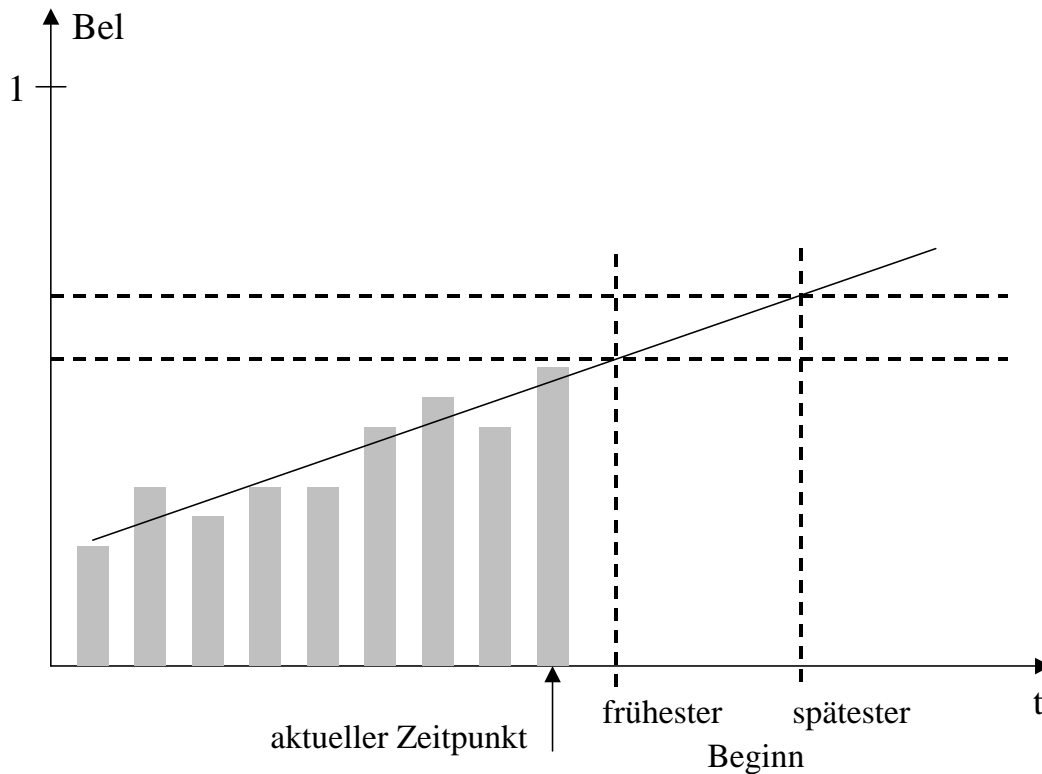


Bild 4-14: Abschätzung des Instandhaltungsintervalls

Auf der Abszisse ist die Zeit abgetragen, auf der Ordinate der Glaubensgrad einer Diagnose. Die Balken stellen den nach dem beschriebenen Verfahren berechneten Glaubensgrad zum jeweiligen Zeitpunkt dar. Mit Hilfe einer Ausgleichsgeraden sowie zwei vorgegebenen Grenzwerten lassen sich durch die Projektion in die Zukunft der früheste und späteste Beginn für die Instandhaltungsmaßnahmen angeben.

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 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen

4.2.1 Entwicklung der Regelennergieausschreibung in Deutschland und alternative Verfahren zur Leistungs-Frequenz-Regelung

Vor Beginn der Liberalisierung waren in Deutschland vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (EVU) für die Deckung des für die Systemdienstleistung (SDL) Frequenzhaltung benötigten Regelennergiebedarfs verantwortlich, die dazu eigene Kraftwerke einsetzten. Durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft kam es zu einer organisatorischen Entflechtung (Unbundling) der Unternehmensbereiche, in denen Wettbewerb möglich ist (Erzeugung, Handel, Vertrieb) von den Bereichen, die aufgrund ihrer Struktur natürliche Monopole darstellen (Netze). Jedoch nutzte der für die Systemsicherheit verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in dieser ersten Phase der Liberalisierung weiterhin für die Deckung des Regelennergiebedarfs die Kraftwerke der zwar von ihm entflochtenen aber unter demselben Konzerndach angesiedelten Erzeugungstöchter. Um auch im Bereich der SDL Marktbedingungen zu schaffen, verlangte das deutsche Bundeskartellamt in den Auflagen anlässlich der Fusionen der Unternehmen RWE und VEW (zu RWE) sowie VEBA und VIAG (zu E.ON) die Schaffung eines Regelennergiemarktes. Ziel dieser Bestrebungen war die weitere Entflechtung der Elektrizitätswirtschaft und die Senkung der Kosten der SDL Frequenzhaltung, die von den Netznutzern über die Netznutzungsentgelte und die Abrechnung von Fahrplanabweichungen zu tragen sind. Nach der Umsetzung der Kartellamtsauflagen durch RWE Net und E.ON Netz erklärten sich auch die beiden anderen deutschen ÜNB (Vattenfall und EnBW) bereit, auf Marktmechanismen basierende Ausschreibungsverfahren für Regelleistung einzuführen. Für die weiteren Erläuterungen wird von dem Ausschreibungsmodell von RWE Net ausgegangen.

Allgemein werden in Deutschland drei Regelqualitäten unterschieden, die sich durch ihre Zugriffszeiten und maximalen Einsatzdauern voneinander abgrenzen. Diese werden als Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve bezeichnet. Die Ausschreibungen erfolgen für jede Regelqualität getrennt und unabhängig. Dabei reichen die Ausschreibungsperioden von sechs Monaten (Primär- und Sekundärregelung) bis zu einer täglichen Ausschreibung der Minutenreserve. Bei allen Regelqualitäten werden bei der Auswahl der

Angebote neben den Angebotspreisen aufgrund der großen Bedeutung der Regelenergie für die Systemsicherheit auch technische Nebenbedingungen wie Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und zeitliche Verfügbarkeit berücksichtigt. Während bei der Primärregelung die Angebotspreise aufgrund der geringen Arbeitsmengen ausschließlich Leistungspreise sind, sind die Anbieter im Falle der Sekundärregelung und Minutenreserve in ihrer Preisstellung frei und können demzufolge auch Arbeitspreise verlangen. Dies führt zu einem wesentlich komplexeren Auswahlalgorithmus, da die benötigten Arbeitsmengen im Vorfeld unbekannt sind. Die derzeitige Praxis zeigt, dass die ÜNB bei der Auswahl der Angebote für die Vorhaltung der benötigten Regelleistung aufgrund dieser Schwierigkeiten ausschließlich die Leistungspreise berücksichtigen und die Arbeitspreise erst beim tatsächlichen Einsatz relevant werden. Eine derartige Vereinfachung ist jedoch nicht zulässig, da sie zu einem suboptimalen Ergebnis führt. Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung (LSEV) werden zur Lösung dieses Optimierungsproblem mathematische Ansätze entwickelt, die im Rahmen von weiteren Untersuchungen überprüft und verifiziert werden sollen.

Die Beobachtung des bisherigen Verlaufs der Ausschreibungen zeigt, dass es zu einer Reihe von – im Sinne des ursprünglichen Ziels der Preisreduzierung – nicht wünschenswerten Entwicklungen gekommen ist. So sind die Regelenergiemärkte bisher nicht liquide, da sich nur verhältnismäßig wenige Anbieter an den Ausschreibungen beteiligen. Diese Problematik wird weiter verschärft durch den allgemeinen Trend zu einer Stilllegung von Überkapazitäten, da es dadurch zu einem Wegfall potenzieller Anbieter kommt. Auf der Nachfrageseite ist demgegenüber ein steigender Regelbedarf durch den zunehmenden Erzeugungsanteil von Windkraftanlagen mit stochastischem Einspeiseverhalten zu verzeichnen. Zusätzlich sinkt die Qualität der Lastprognosen der Bilanzkreisverantwortlichen.

Diese Konfliktsituation versetzt die verbleibenden Anbieter in die Lage, ihre Angebotspreise zu erhöhen, wodurch es zu einem starken Anstieg der Beschaffungskosten für den ÜNB kommt, der diese Kosten wiederum über die Ausgleichsenergieabrechnung und die Netznutzungsentgelte an die Netznutzer weiterleitet. Durch die jährliche Festlegung der Netznutzungsentgelte ist der ÜNB dabei einem schwer kalkulierbaren finanziellen Risiko ausgesetzt. Die Netznutzer auf der anderen Seite riskieren hohe finanzielle Belastungen durch – in der Praxis unvermeidbare – Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie aufgrund von Fahr-

planabweichungen. Das ursprüngliche Ziel der Preisreduzierung ist demzufolge bislang nicht erreicht worden, was als politisch und volkswirtschaftlich kritisch einzustufen ist.

Der ÜNB hat infolgedessen ein Interesse, Optionen zu prüfen, die ihn in der Verantwortung für den Ausgleich der Leistungsbilanz entlasten. Die Bilanzkreisverantwortlichen haben ihrerseits ein Interesse an Möglichkeiten zur Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten.

Als Lösungsansatz für diese Problemstellung wird derzeit die dezentral arbeitende Bilanzkreisregelung untersucht. Dabei werden die Verbraucher direkt am Ausgleich der Leistungsbilanz beteiligt, indem sie gemäß Bild 4-15 durch Abschluss bilateraler Verträge mit Erzeugern in die Lage versetzt werden, ihre individuellen Fahrplanabweichungen selbstständig auszuregeln.

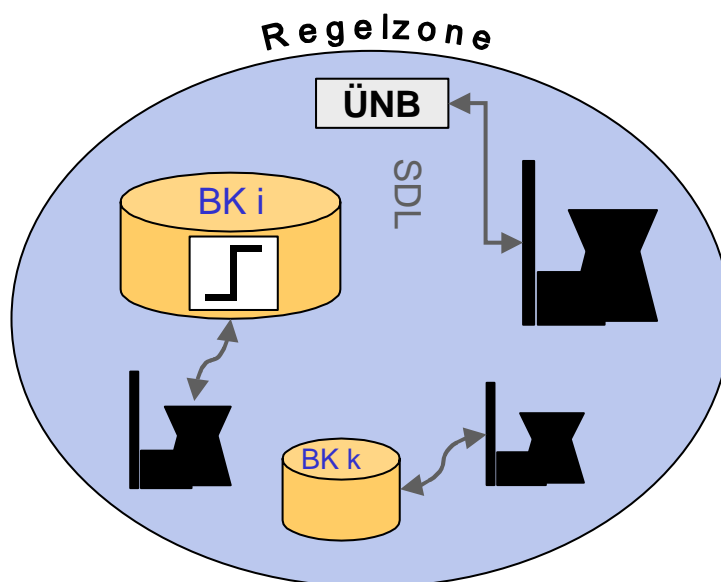


Bild 4-15: Beteiligung der Bilanzkreise am Ausgleich der Leistungsbilanz

Das mit der Bilanzkreisregelung beauftragte Kraftwerk erhält in Folge des bilateralen Vertrages direkt von den Bilanzkreisteilnehmern Signale ΔP_{FP} , die sich als Differenz aus der Summe $\Delta P_{l,BK,ist}$ der Abweichungen der Einzellasten von den Prognosen und der Summe $\Delta P_{g,BK,ist}$ der Abweichungen der dem Bilanzkreis (BK) zugeordneten Erzeugung von den Fahrplänen gemäß

$$\Delta P_{FP} = \sum_i \Delta P_{li} - \sum_j \Delta P_{gj} = \Delta P_{l,BK,ist} - \Delta P_{g,BK,ist} \quad (4-3)$$

ergeben. Die Signale werden mit der aktuellen Erzeugung ΔP_G des Kraftwerks verglichen. Eine Differenz beider Eingangswerte führt zu einem Fehler, der entsprechend Bild 4-16 als Eingangssignal für den integralen BK-Regler dient.

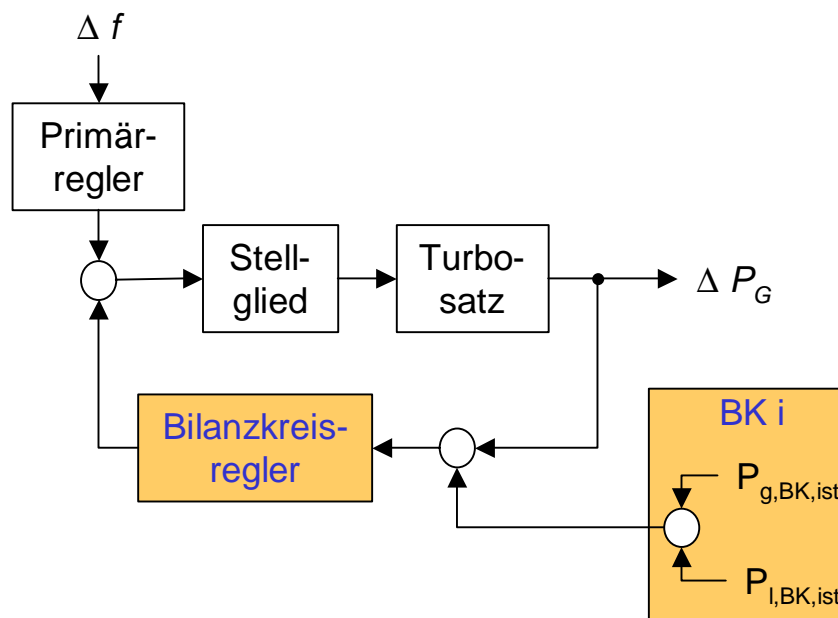


Bild 4-16: Funktionsprinzip Bilanzkreisregelung

Durch eine derartige BK-Regelung können die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB bei der Wahrung des Leistungsgleichgewichtes unterstützen. Dadurch kommt es zu einer Erweiterung der Handelsspielräume der Bilanzkreisverantwortlichen, die durch den Abschluss langfristiger und damit günstigerer Verträge u.U. finanzielle Vorteile gegenüber der bisherigen ausschließlichen Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie erzielen können. Darüber hinaus bedeutet eine dezentrale BK-Regelung gerade auch vor dem Hintergrund einer sich wandelnden Energieversorgungsstruktur hin zu einem großflächigen Einsatz dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) eine Erhöhung der Chancen für eine Beteiligung dieser Erzeuger.

Diesen Vorteilen stehen allerdings auch Probleme gegenüber. Um dem BK-Regler die Ausregelung der Fahrplanabweichungen des BK zu ermöglichen, müssen die benötigten Lastdaten zur Verfügung stehen. Hierzu sind Möglichkeiten zu prüfen, repräsentative Verbraucher zu messen, die Messdaten in Echtzeit zu übertragen und daraus die aktuelle Situation des BK zu ermitteln. Die zur BK-Regelung eingesetzten Kraftwerke müssen insgesamt hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten aufweisen, um Abweichungen zuverlässig ausregeln zu können. Darüber hinaus kann es aus Systemsicht nicht wünschenswert sein, wenn einzel-

ne BK-Regler gegeneinander regeln, da es dadurch zu einem erhöhten Gesamtregelauflagen kommt und sich Auswirkungen auf die Systemsicherheit ergeben können. Daher sind hier geeignete Koordinationsstrategien zu entwickeln.

Zur Erstellung von Systemstudien wurde unter Verwendung von Matlab/Simulink ein aus zwei Regelzonen bestehendes Simulationsmodell gemäß Bild 4-17 entwickelt. Damit wird das Verhalten des Systems und der beteiligten Kraftwerke nach Lastsprüngen untersucht. Als Referenzsimulation wurde das klassische Zusammenwirken von Primär- und Sekundärregelung ohne unterlagerte BK-Regelung nach einem Lastsprung betrachtet. Demgegenüber wird in anschließenden Simulationen das Systemverhalten bei einer die Sekundärregelung unterstützenden BK-Regelung und als Extremfall der vollständige Verzicht auf eine Sekundärregelung durch den ÜNB zugunsten einer dezentralen BK-Regelung untersucht.

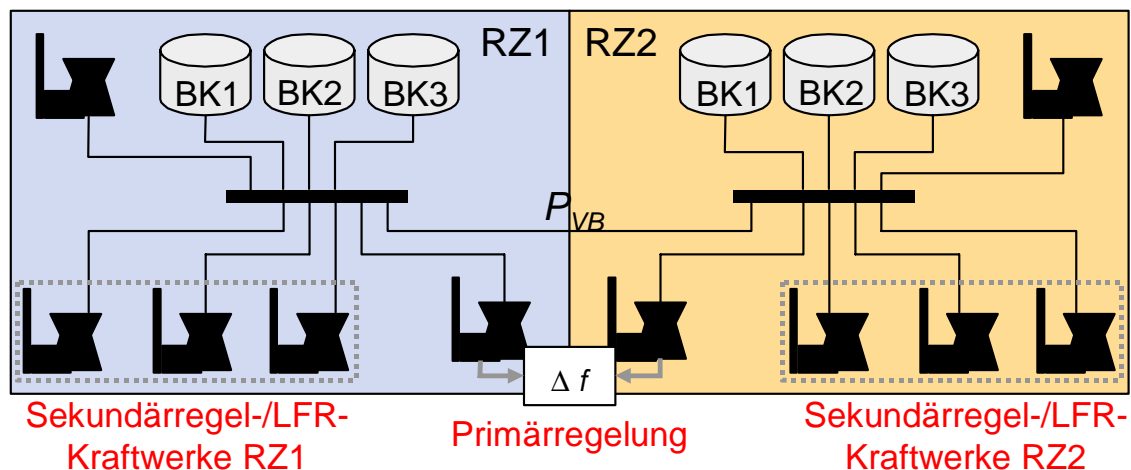


Bild 4-17: Simulationsmodell zur Untersuchung der Bilanzkreisregelung

L. Müller

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms "Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme" gefördert.

4.2.2 Modeling of a UPFC for a LP-based optimization algorithm

Flexible AC Transmission System (FACTS) devices can electronically handle power flow along transmission lines, by independently controlling electrical parameters as nodal voltage, nodal angular difference and line series impedance. The most complete FACTS device is the *UPFC* (Unified Power Flow Controller): it can rapidly and simultaneously regulate the three parameters. Alternatively, it can control active and/or reactive power flow (Bild 4-18).

Focusing on the optimal active power flow, reactive power and voltage control are not taken into account, here. The UPFC will then be implemented by a steady-state model suitable for DC power flow. It is a Power Injection Model (PIM) derived for DC studies and resulting from the well known Voltage Source Model (VSM), by interpreting the power injections of the shunt and series converter as real and reactive node injections.

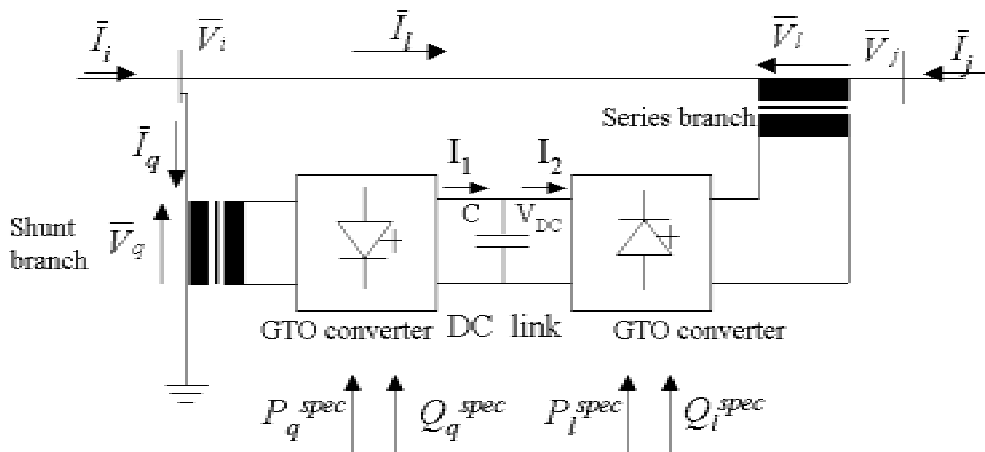


Bild 4-18: UPFC basic scheme

In the VSM representation, considering exclusively a lossless UPFC in a line linking the nodes i and j , the equivalent circuit consists of two voltage sources, \bar{V}_l and \bar{V}_q , in series with the leakage reactances, X_l and X_q , of the coupling transformers at the series and shunt converter terminals, respectively. The voltage sources are assumed to be ideal. They are:

$$\bar{V}_l = V_l (\cos\vartheta_l + j \sin\vartheta_l) \quad (4-4)$$

$$\bar{V}_q = V_q (\cos\vartheta_q + j \sin\vartheta_q) \quad (4-5)$$

where V_l , ϑ_l , V_q , ϑ_q are the controllable magnitudes and angles of the series converter ($V_{l \min} \leq V_l \leq V_{l \max}, 0 \leq \vartheta_l \leq 2\pi$) and the shunt converter ($V_{q \min} \leq V_q \leq V_{q \max}, 0 \leq \vartheta_q \leq 2\pi$), respectively. As a result of the assumption that there are no power losses inside the UPFC converters, the device neither produces nor absorbs active power to/from the AC system and the DC link voltage, V_{DC} , is kept constant by the operation of the two converters. Then, the following equality constraint has to be guaranteed:

$$P_l + P_q = 0 \quad (4-6)$$

where P_l and P_q represent the active power supplied by the series and the shunt sources, respectively.

From the general VSM scheme and according to the simplified DC network model, V_l and ϑ_l are the UPFC controllable parameters and the load flow equations at nodes i, j are obtained respectively as:

$$P_i = \frac{1}{X_l} (\vartheta_i - \vartheta_j) + \frac{V_l}{X_l} \sin(\vartheta_i - \vartheta_l) \quad (4-7)$$

$$P_j = \frac{1}{X_l} (\vartheta_j - \vartheta_i) - \frac{V_l}{X_l} \sin(\vartheta_j - \vartheta_l) \quad (4-8)$$

Focusing on (Eq. 4-7), it can be written as

$$P_i = \frac{1}{X_l} (\vartheta_i - \vartheta_j) - P_i^{FD} \quad (4-9)$$

$$P_i^{FD} = -\frac{V_l}{X_l} \sin(\vartheta_i - \vartheta_l) \quad (4-10)$$

where P_i^{FD} represents the active power injection of the UPFC voltage sources at node i . Analogously, the expression of the UPFC real power injection at node j , P_j^{FD} , results to be:

$$P_j^{FD} = \frac{V_l}{X_l} \sin(\vartheta_j - \vartheta_l) \quad (4-11)$$

As demonstrated in literature, the equality constraint in (Eq. 4-6) can be also written as

$$-\frac{V_l}{X_l} \sin(\vartheta_l - \vartheta_j) + \frac{V_l}{X_l} \sin(\vartheta_l - \vartheta_i) = 0 \quad (4-12)$$

which is equivalent to

$$P_i^{FD} + P_j^{FD} = 0 \quad (4-13)$$

Eqs. (4-12), (4-13) result in the relation

$$\vartheta_i = \vartheta_j \quad (4-14)$$

being the only solution compatible with

$$\vartheta_i - \vartheta_l = \frac{\pi}{2} \quad (4-15)$$

which is a consequence of the absence of a reactive power flow in a DC representation.

Then, by (4-10)- (4-15) the relation

$$P_i^{FD} = -\frac{V_l}{X_l} = -P_j^{FD} \quad (4-16)$$

can be obtained. Then, (4-15), (4-16) and the UPFC equality constraint in a diverse form (4-14) describe a PIM suitable for DC power flow. Fig. 4-19 shows this equivalent model scheme.

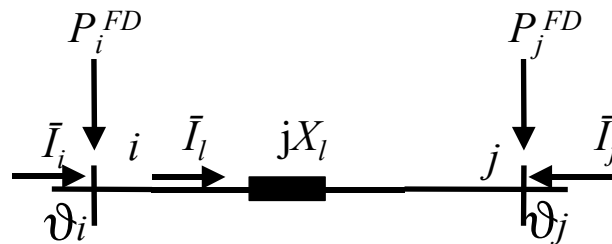


Fig. 4-19: UPFC Power Injection Model for DC power flow

The UPFC model described here can be then incorporated into a linear programming-based optimization algorithm.

A. L'Abbate

4.2.3 Optimale Planung und optimaler Betrieb von Industrienetzen

Die Chemieproduktion stellt sehr hohe Anforderungen an die Energieversorgung. Versorgungssicherheit, Zuverlässigkeit, Energiequantität und -qualität sind dabei die wesentlichen Bewertungskriterien. Die nachfolgend beschriebene Studie wurde für das Netz eines Pharmaunternehmens durchgeführt. Die grundlegenden Untersuchungen zur Auslegung und Gestaltung der elektrischen Versorgung und der elektrischen Netzstruktur des untersuchten Produktionsstandortes stammen aus dem Jahre 1966. Heute sind Investitionen für die Erweiterung und die Erschließung neuer Baufelder zunehmend aus ökonomischer und aus ökologischer Sicht zu bewerten und zu begründen. Der Einsatz moderner Betriebsmittel und Messeinrichtungen zur Erfassung der aktuellen Netzsituation sowie die Verwendung von Netzberechnungsprogrammen ermöglichen eine optimale Auslegung von Versorgungssystemen und elektrischen Netzen.

Im Rahmen der Studie wurden folgende Teilfragen behandelt:

- Bestandsaufnahme der vorhandenen Netzstruktur und Analyse im Hinblick auf den weiteren Ausbau,
- Messung von Flickerwerten und Oberschwingungen sowie Bewertung der Versorgungsqualität,
- Analyse verschiedener Varianten zum Anschluss zusätzlicher Eigenerzeugung unter Berücksichtigung der Möglichkeiten des KWKG-Gesetzes,
- Vergleich verschiedener Varianten für den zukünftigen Aufbau der Niederspannungsnetze in den einzelnen Produktionsbetrieben,
- Definition von Energie- und Kommunikationsschnittstellen zu Fremdverbrauchern, die aus dem Werksnetz mitversorgt werden,
- Erarbeitung von Vorschlägen für ein effizientes Instandhaltungskonzept.

Die gezeigten Aspekte machen deutlich, dass für eine optimale Planung und einen optimalen Betrieb eines Industrienetzes eine große Vielfalt von Fragestellungen beantwortet werden muss. Beispielhaft wird nachfolgend auf die Analyse verschiedener Varianten für die Struktur der Niederspannungsnetze in den Produktionsbetrieben eingegangen. Dabei steht die Fragestellung im Mittelpunkt, ob die Netzstrukturen, die in den bestehenden Produkti-

onsbetrieben realisiert sind, auch für neu zu errichtende Produktionsbetriebe verwendet werden sollen.

Die Niederspannungsverbraucher in den Betrieben werden zur Zeit aus Maschennetzen versorgt (Bild 4-20). Diese Netze werden jeweils aus einer einzelne 6-kV-Station gespeist. Ein Maschennetz ist mit hohem Investitionsaufwand verbunden, bietet dafür aber auch eine sehr hohe Redundanz. Allerdings wird beim Ausfall der speisenden 6-KV-Station das gesamte Netz nicht mehr versorgt.

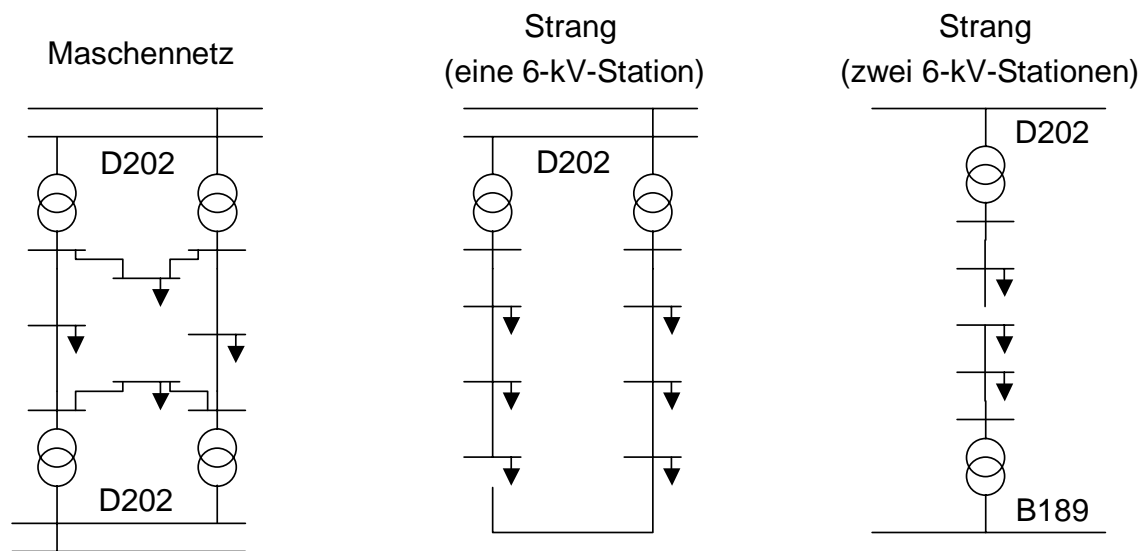


Bild 4-20: Varianten für den Aufbau eines Niederspannungsnetzes

Als Alternative zum Maschennetz bieten sich Strangnetze an. Die Einsparungen am Investitionsvolumen werden dabei durch eine verringerte Redundanz erkaufte. Ein großer Vorteil der dritten gezeigten Variante ergibt sich durch die Versorgung der Stränge aus zwei verschiedenen Netzstationen. Dadurch bleibt die Versorgung des Niederspannungsnetzes bei einer Störung in einer der beiden 6-kV-Stationen erhalten. Für die Auswahl einer der Varianten ist die enge Abstimmung mit den Anforderungen der versorgten Produktionsprozesse erforderlich.

Aus dem gezeigten Beispiel wird ein wichtiges Kennzeichen für die Planung und den Betrieb von Industrienetzen deutlich. Stets ist die enge Orientierung an den Gegebenheiten und Anforderungen des technischen Prozesses erforderlich.

4.2.4 Elektrische Verteilnetze im liberalisierten Markt bei dezentraler Einspeisung mit KWK

Gegenwärtig sind Klein-BHKW der Leistungsklasse bis 10kW nur vereinzelt als Prototypen im Niederspannungsnetz vorhanden. Auch im Bereich der dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) ohne KWK sind lediglich sehr wenige Anlagen installiert, dabei handelt es sich in erster Linie um Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von 1÷2 kW. Diese relativ geringe Anlagenzahl und kleine Anlagenleistung ermöglicht die Betrachtungsweise einer DEA als „negativen Lastknoten“ zur Durchführung von Netzberechnungen. Werden in Zukunft DEA flächendeckend installiert, ist diese Betrachtungsweise nicht mehr zulässig. Hier besteht der Handlungsbedarf, die Systemanforderungen für den flächendeckenden Einsatz von DEA festzulegen und ihre Auswirkungen auf die bestehenden Netze abzuleiten. Bedingt durch die o.a. fortschreitende Entwicklung im Klein-BHKW-Bereich und die staatliche Förderung von KWK-Anlagen ist nun auch der wärmegeführte Betrieb zu berücksichtigen. Dabei steht im Gegensatz zum stromgeführten Betrieb die Wärmeproduktion im Vordergrund, während der erzeugte Strom als Nebenprodukt angesehen wird. Strom- und Wärmeleistung sind durch die anlagenabhängige Stromkennzahl festgekoppelt, wobei die erzeugte Wärmeleistung stets größer als die elektrische ist. Bei stromgeführten Anlagen ist gegenwärtig eine Anlagenleistung von 1÷3 kW üblich. Sollen Anlagen im wärmegeführten Betrieb gefahren werden, sind, bedingt durch den hohen Wärmebedarf von Wohngebäuden, höhere elektrische Leistungen je DEA zu erwarten, oder ein Zusatzbrenner wird notwendig. Dies gibt den Anlagenbetreibern die Gelegenheit, die elektrische Leistung der Anlage im Vergleich zu heute zu erhöhen. Vor dem Hintergrund der durch staatlichen Förderung bedingten hohen Vergütungen für dezentral erzeugten Strom ist zu erwarten, dass die installierte Leistung je DEA maximal im Rahmen der jeweilig existierenden Grenzwerte werden wird. Wegen des geringen Minimums des Wärmelastgangs während der Nacht ist der wärmegeführte Betrieb als wahrscheinlicher anzusehen, um eine möglichst hohe Bemessungsleistung je DEA und Auslastung der Anlage zu erreichen.

Zur Untersuchung der o. a. Problematik wurde ein reales Niederspannungsnetz (**Bild 4-21**) mit dem Programmsystem für Netzberechnungen (CALPOS[®]) berechnet.

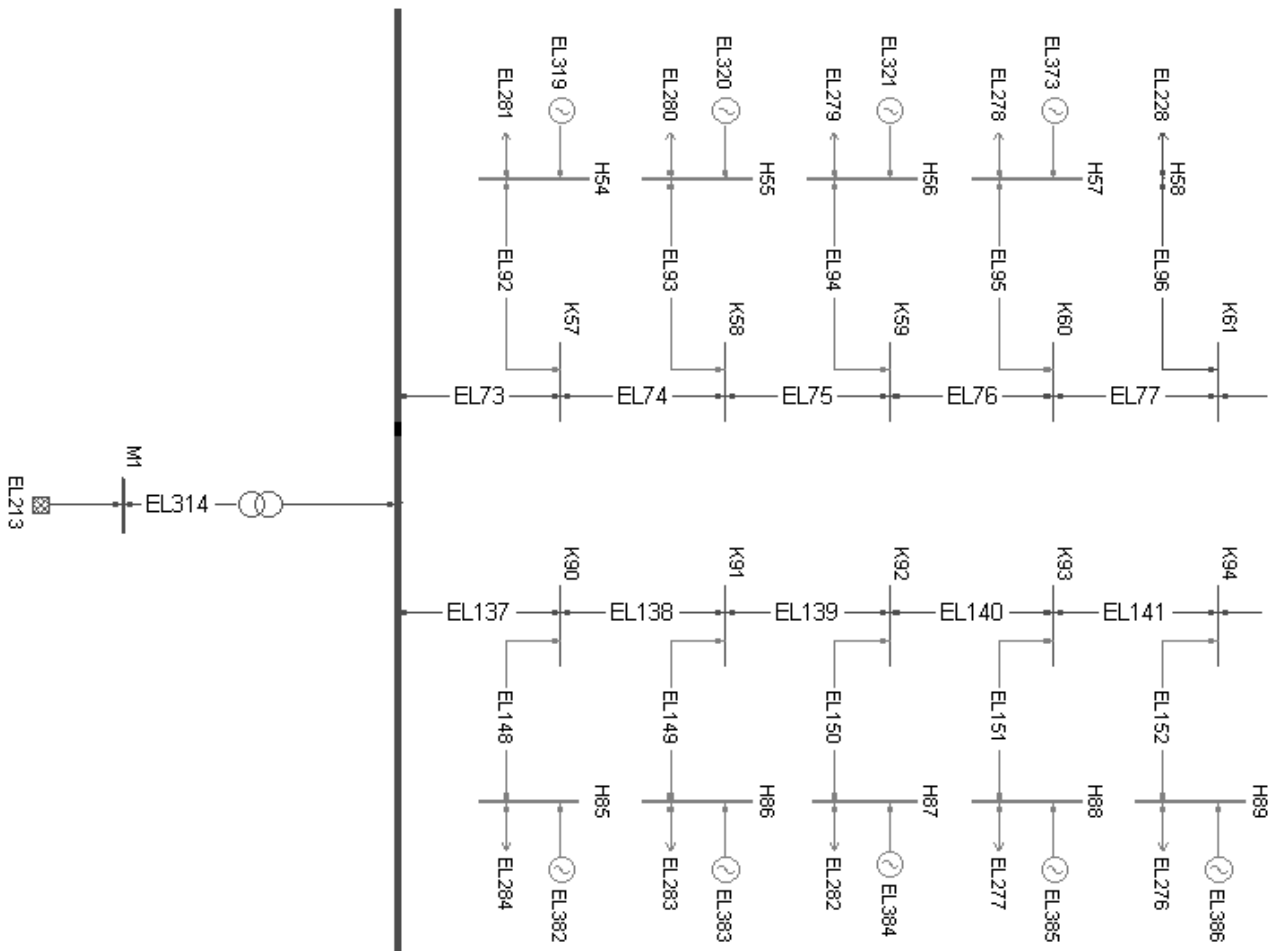


Bild 4-21: Ausschnitt des betrachteten Niederspannungsnetzes

Schwerpunkt war die Lastflussrechnung mit Lastprofilen bei reiner Wirkleistungseinspeisung durch DEA bzw. bei Blindleistungsbelastung durch DEA. Weiterhin wurden Kurzschlussrechnungen durchgeführt. Ergebnis der Berechnung ist, dass bei Wirkleistungseinspeisung von 5 kW in jedem Haushaltsknoten im betrachteten Netz Überlastungen von Netzelementen lediglich bei langen Netzstrahllängen auftreten (Bild 4-22). Sie sind u.a. durch Übergang zu einer vermaschten Netzstruktur behebbar. Durch die dezentrale Einspeisung von maximal 5 kW je DEA sind keine Überschreitungen der Spannungsgrenzen nach IEC 38 zu verzeichnen. Die maximal berechnete Spannungserhöhung liegt bei rund 7%. Dieser Wert kann durch gezielte Blindleistungsbelastung des Netzes, d.h. eine Nachbildung einer induktiven oder kapazitiven Last durch den DEA-Umrichter, verringert werden. Die Auswirkung der Blindleistungsbelastung durch eine einzelne DEA ist bei einem Maximalbetrag von 5 kVar pro DEA als insignifikant zu betrachten. Folglich müssen bei Anwendung von Blindleistungsbelastung mehrere DEA betriebsführungstechnisch zusammengefasst werden. Dazu besteht weiterer Forschungsbedarf. Sollen Anlagen mit größerer elektrischer Nennleistung als 5 kW flächendeckend installiert werden, ist ein größerer Netzausbau

nicht zu vermeiden, da in diesem Fall sowohl Spannungs- als auch Auslastungsgrenzen überschritten werden. Bezüglich der Kurzschlussleistung ist festzustellen, dass sie im gesamten Niederspannungsnetz durch den aus dem überlagerten Mittelspannungsnetz resultierenden Anteil der Kurzschlussleistung dominiert wird. Mittelspannungsseitig sehr große Variationen der Kurzschlussleistung werden niederspannungsseitig auf ein relativ kleines Intervall abgebildet. Bestehende Überstromschutzeinrichtungen werden auch bei dezentraler Einspeisung im Kurzschlussfall ansprechen. Störungen resultierend aus der Netzanbindung per Umrichter in Form von Oberschwingungen oder Flicker wurden nicht untersucht. Eine Abschätzung anhand der Kurzschlussleistung im Netz hat ergeben, dass vor allem im Endbereich von langen Strahlen mit Netzurückwirkungen durch DEA zu rechnen ist. Zusätzlich sind unsymmetrische Belastungszustände und eine evtl. damit verbundene Nulleiterbelastung weiter zu untersuchen.

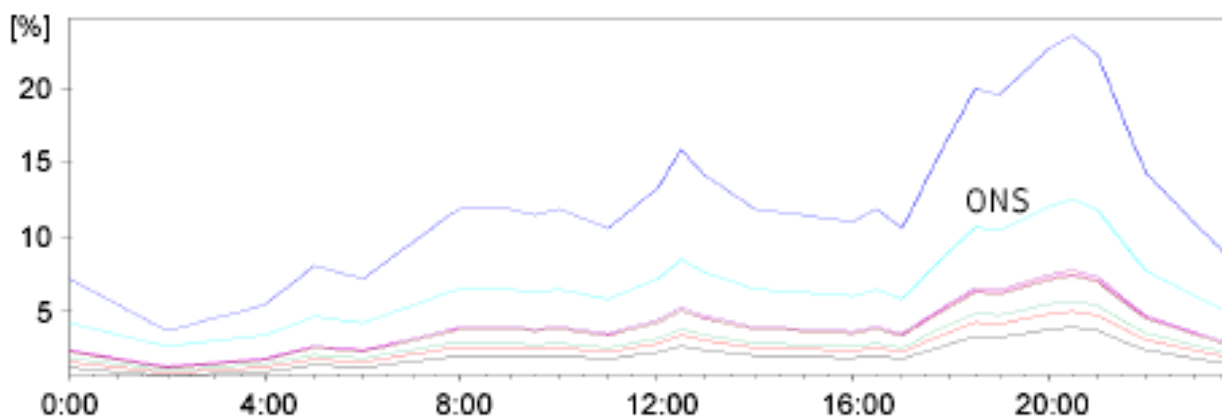


Bild 4-22: Auslastung der Ortsnetzstation (ONS) und verschiedener Kabelstrecken eines Netzstrahls im Referenzszenario

E. Hauptmeier, W. Horenkamp

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen "Otto von Guericke" e.V. (AiF) gefördert und in enger Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. ZEDO, durchgeführt.

4.2.5 Innovatives dezentrales Energieversorgungskonzept mit einem Brennstoffzellen-BHKW

In diesem Forschungsvorhaben soll der Einsatz eines Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerkes (BHKW) in einem innovativen Energieversorgungskonzept untersucht werden. Im Rahmen des Projektes werden Versuchsreihen für den ausführlichen Test einer Brennstoffzellenanlage erstellt, die an einem realen Brennstoffzellen-BHKW durchgeführt und ausgewertet werden.

Brennstoffzellen gehören zu den Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-)Anlagen und wandeln Energie zu etwa gleichen Teilen in elektrische und thermische Energie um. Je nach Betriebsweise ist eine elektrische (stromgeführte) oder thermische (wärmegeführte) Leistungsvorgabe möglich. In der Brennstoffzelle selbst wird Wasserstoff und Sauerstoff katalytisch verbrannt und in elektrische und thermische Energie umgewandelt. Dieser Prozess kann zu Einschränkungen führen, falls die thermische Energie nicht ausreichend aus dem System geführt werden kann. Da im Sommer eine deutliche Abnahme am thermischen Energiebedarf zu erwarten ist, ist daher entweder die Anlagenleistung zu reduzieren oder die entstehende Wärme in einer zusätzlichen Wärme-Kälte-Maschine umzuwandeln. Im Rahmen des Projektes ist es v.a. interessant zu erfahren, inwieweit solche dezentralen Anlagen - über die Versorgung des Kunden mit elektrischer und thermischer Energie hinaus - weitere Anforderungen wie z.B. Netzdienstleistungen realisieren können. Es bestehen erste Konzepte, klassische Netzregelungs-Aufgaben, wie z.B. Frequenz-Wirkleistung- als auch Spannungs-Blindleistungs-Regelung auch dezentral auf den untersten Spannungsebenen in eingeschränkter Form zu realisieren. So lange das Verhältnis der Kurzschlussleistung aus der überlagerten Spannungsebene zur dezentralen Einspeiseleistung relativ groß ist, wird eine Frequenz-Leistungsregelung in den unteren Spannungsebenen wenig Einfluss auf den Frequenzverlauf haben. In Inselnetzen ist der Einfluss geregelter dezentraler Einspeisungen jedoch bedeutend. Darüber hinaus ist der Einfluss einer Blindleistungs-Regelung auf die Spannung unabhängig von dem Versorgungsfall (klassische Netzanbindung oder Inselnetz). Durch die Verwendung von leistungselektronik-gekoppelten Netzeinspeisungen wird eine variable Blindleistungseinspeisung möglich, mit der sich maßgeblich die Spannung beeinflussen lässt. Mit dezentralen Energieeinspeisungen kann man auch in ausgedehnten Netzbereichen das Spannungsprofil verbessern. Eine andere Einsatzmöglichkeit als Dienstleistungskraftwerk ist die Abdeckung von Leistungsspitzen. In wieweit eine Brennstoffzelle dafür geeignet ist, soll in diesem Forschungsvorhaben ebenfalls untersucht werden.

Beim Betrieb dezentraler Brennstoffzellen-BHKW werden die Anforderungen an eine praxistaugliche Energieversorgung deutlich: Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit stehen im Mittelpunkt und enthalten weitere Aspekte wie Verfügbarkeit, Auslastung, Anschaffungs-, Wartungs- und Betriebskosten, usw. Aufgrund der Komplexität eines Brennstoffzellen-BHKW (Gasaufbereitung, Reformier, Stack-Regelung, Abgasmanagement, thermische Energieauskopplung, elektrische Netzeinspeisung) bedarf es noch weitergehender Studien, um die Anforderungen an solche Anlagen zu spezifizieren. Produzenten von Brennstoffzellenkraftwerken führen zwar Fabrikationstests zur Überprüfung der einwandfreien Anlagenfunktion durch (Factory Acceptance Test), jedoch müssen weiterführende Versuche und die Betriebspraxis zusätzliche Aussagen hinsichtlich Zuverlässigkeit und Einsatzflexibilität liefern. Diese und zahlreiche andere Gesichtspunkte werden in diesem Projekt untersucht.

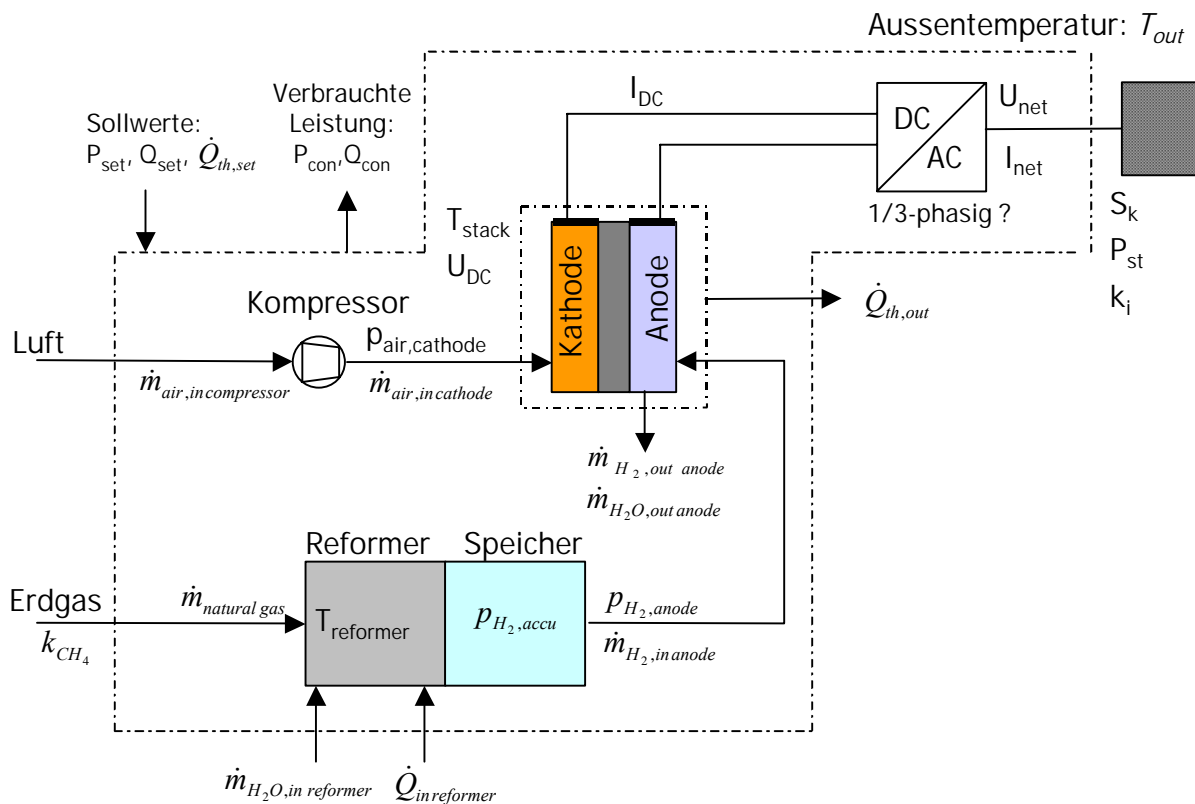


Bild 4-23: Messgrößen eines Brennstoffzellen-Kraftwerks

Im Rahmen dieses Projektes sollen an einem Brennstoffzellen-BHKW Versuche durchgeführt werden, die seine Einsatzfähigkeit aufzeigen. Versuche zum stromgeführten Betrieb beinhalten verschiedenförmige Sollwertverläufe (Treppenfunktionen, Rampen, etc.), darunter auch einen realen Lastverlauf eines Industrieunternehmens. Damit sind Aussagen möglich, inwieweit diese DEA eigene elektrische Energieversorgungen realisieren können. Die Vorgabe einer thermischen Energieabgabe geschieht durch eine (annähernd proportionale)

Umrechnung der thermischen Leistung in elektrische. Auch hier soll ein realer Wärmebedarfs-Verlauf vorgegeben werden, um die Fähigkeit dieser Anlage zur selbständigen thermischen Energieversorgung zu prüfen. Die gemessenen Daten umfassen neben den unmittelbaren Schnittstellen-Größen wie Spannung, Strom und Erdgasverbrauch auch prozessinterne Größen, wie Temperaturen, Drücke, etc.

Durch die Erfassung der in Bild 4-23 dargestellten Größen, sind u.a. der elektrische und thermische Wirkungsgrade berechenbar, das Verhalten der Leistungseinspeisung auf das elektrische Netz wird u.a. deutlich. Weitere Zustände, wie z.B. gestörte Betriebszustände (Fehler im Verteilungsnetz, Not-Aus-Schaltung, Unterbrechung der Gasversorgung) sollen in die Untersuchungen mit aufgenommen werden, solange die Anlage dadurch keinen Schaden erleidet. Die Ergebnisse der Tests liefern wichtige Aussagen für zukünftige Brennstoffzellen-Kraftwerk-Installationen in der Praxis. Das Projekt kommt nun in die Phase der Durchführung der Versuchsreihen, die Anfang des Jahres 2003 beginnt und voraussichtlich innerhalb eines halben Jahres abgeschlossen wird.

Als zusätzliches Planungshilfsmittel wird ein Simulationsmodell erstellt, das das dynamische Verhalten eines Brennstoffzellenkraftwerkes in elektrischen Verteilungsnetzen nachbildet. Dieses dynamische Modell wird mit dem Programm MAT-LAB/SIMULINKTM erstellt, welches mit einem vorgegebenen Netzdatensatz zusammenarbeitet.

R. Becker, W. Horenkamp

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

4.3 Schutz- und Leittechnik

4.3.1 Internetgestützte Fernüberwachung dezentraler Energieumwandlungsanlagen

Die zukünftig zu erwartende Zunahme dezentraler Energieumwandlungsanlagen, forciert durch die Entwicklungen im Bereich der Brennstoffzellen- und Mikroturbinentechnik, stellt die Energieversorgung vor neue Aufgaben und Möglichkeiten. Unterstützt durch den Einsatz moderner Informationstechnologien können dezentrale Energieumwandlungsanlagen zu größeren Einheiten zusammengefasst und koordiniert betrieben werden, wenn die Möglichkeit besteht, auf aktuelle Prozessdaten der einzelnen Anlagen zuzugreifen sowie Steuer- und Regelungsbefehle zu übertragen. Dieser vernetzte Betrieb bietet dann eine Reihe von Möglichkeiten, die eingesetzten Anlagen besser zu nutzen.

Als zukunftsweisende Lösung für die Vernetzung bietet sich das Internet als Kommunikationsplattform an. Mit Hilfe dieser Technologie kann eine orts- und entfernungsunabhängige Datenübertragung mit einer Vielzahl von Teilnehmern, wie es bei der dezentralen Energieversorgung der Fall ist, kostengünstig aufgebaut werden.

Im Rahmen dieser Untersuchungen zur internetgestützten Übertragung und Steuerung verteilter Prozesse ist ein Programm zur Fernüberwachung des lehrstuhleigenen Brennstoffzellenversuchsstandes implementiert worden (Bild 4-24). Mit dem Programm können weltweit die wichtigsten Prozessdaten der Brennstoffzellenanlage übertragen und visualisiert werden. Auf besondere Anforderung des Benutzers besteht die Möglichkeit, auch auf detailliertere Informationen und Messwerte zuzugreifen. Zusätzlich ist bei ausreichender Übertragungsrate eine visuelle Überwachung der Anlage über eine angeschlossene Webcam möglich. Mit dieser Testumgebung können Testläufe und Langzeitversuchsdurchführungen der Brennstoffzelle orts- und entfernungsunabhängig über das Internet online begleitet und die erfassten Daten überall sofort weiterverarbeitet werden. Unterstützt durch die Bildübertragung können Projektpartner aktiv an der Versuchsdurchführung teilnehmen. Doch nicht nur im Normal- bzw. Testbetrieb sondern gerade auch im Fehlerfall ist diese informationstechnische Anbindung von großem Vorteil. Durch die Möglichkeit der Ferndiagnose können Fehler in der Versuchsdurchführung oder der Anlage online erkannt oder eingegrenzt werden. Versuchsreihen können damit schneller und in vielen Fällen kostengünstiger durchgeführt werden. Auch im späteren Praxiseinsatz ist diese Art der Ferndiagnose und Fernwartung von hoher Wichtigkeit, da Stillstandszeiten verringert und die Verfügbarkeit gesteigert werden kann.

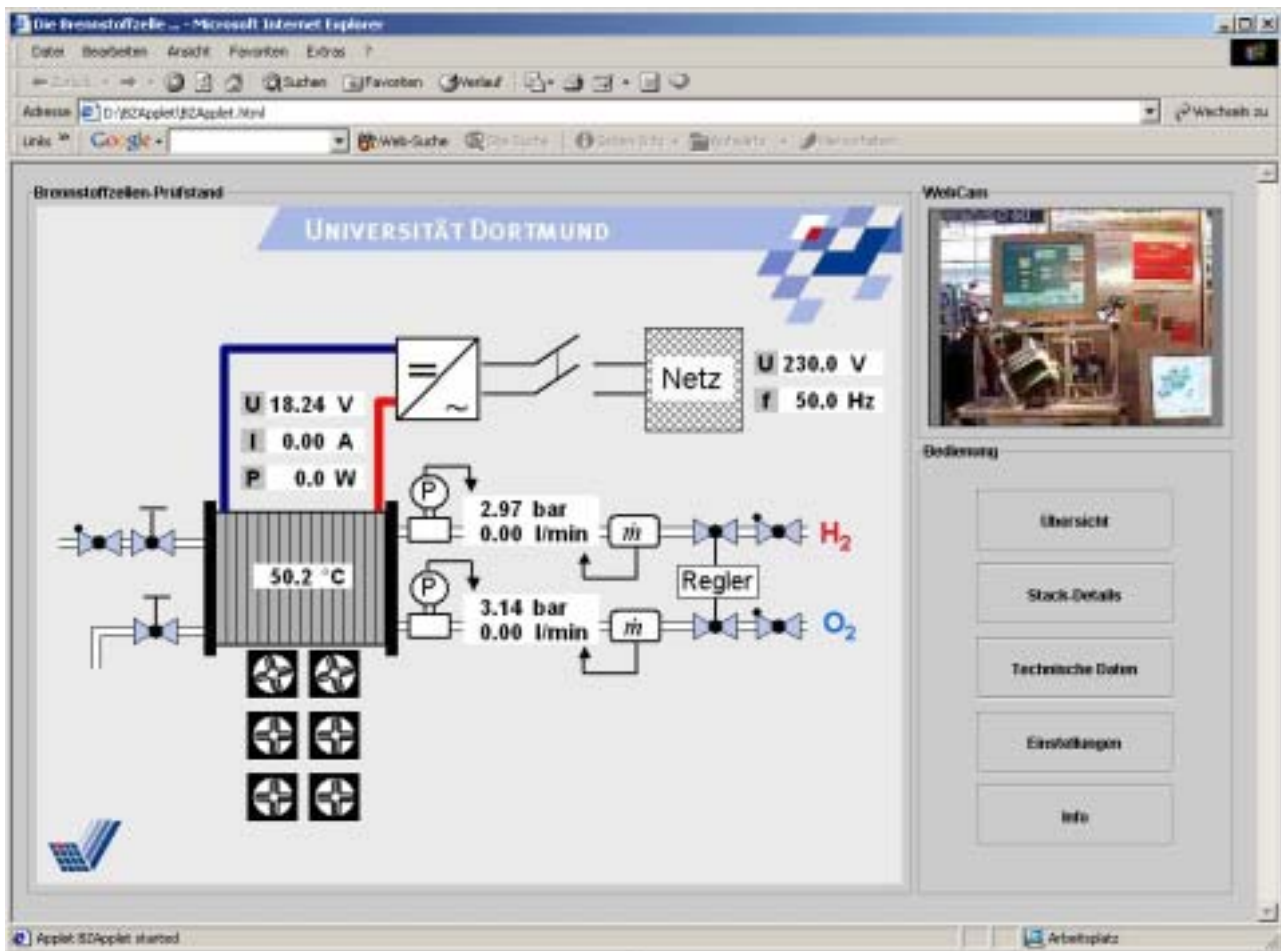


Bild 4-24: Applet zur internetgestützten Überwachung eines Brennstoffzellenversuchstandes

Zusätzlich zu den genannten Funktionalitäten der Fernüberwachung besteht mit dem vorgestellten Programm die Möglichkeit, grundlegende Untersuchungen im Bereich der informationstechnischen Vernetzung durchzuführen. Durch die Änderung des zu übertragenden Datenvolumens können optimale Übertragungszyklen oder andere angepasste Konzepte für unterschiedliche Internetanbindungen sowie Verfahren für die sichere Datenübertragung (siehe 4.3.2) integriert und unter praxisnahen Bedingungen untersucht werden.

Das hier vorgestellte Programm ist dabei von vornherein so konzipiert, dass eine spätere Umsetzung in Form eines kostengünstigen sowie kompakten Embedded Systems realisiert und innerhalb der lokalen Prozesssteuerung integriert werden kann. Es basiert auf Java Applets, die innerhalb einer Webseite eingebettet werden können. Diese Webseite kann dann über einen auf dem Embedded System laufenden Webserver an einen Client übertragen und dort mittels eines standardmäßigen Browser, z. B. Internet Explorer, dargestellt und bedient werden. Bild 4-25 zeigt den schematischen Aufbau eines solchen Systems.

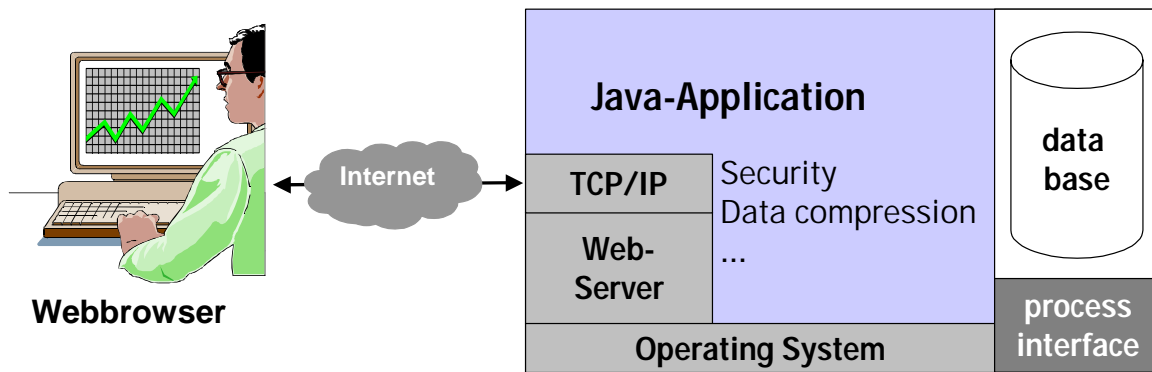


Bild 4-25: Embedded System zur internetgestützten Prozessüberwachung und -steuerung

Diese Kommunikationsschnittstelle kann in zukünftigen Anwendungen auch zur Vernetzung dezentraler Energieumwandlungsanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk genutzt werden. Durch die Übertragung der aktuellen Betriebsdaten der einzelnen Anlagen an ein zentrales Energie- und Anlagenmanagement können Fahrpläne für Strom und Wärme an die momentane Belastungssituation angepasst und optimal gestaltet werden.

F. Uphaus

Das beschriebene System wurde zur Überwachung des lehrstuhleigenen Brennstoffzellenprüfstandes auf der Hannovermesse Industrie 2002 präsentiert.

4.3.2 desPRO.net

Im Rahmen des Zukunftswettbewerbs Ruhrgebiet führt der Lehrstuhl in Zusammenarbeit mit der desPRO.net GmbH, der Gelsenwasser AG und weiteren Projektpartnern ein Projekt zur Steuerung von kleinen Trinkwassergewinnungs- und Pumpanlagen über das Internet durch. Im Zuge der Realisierung werden folgende Gesichtspunkte maßgeblich berücksichtigt:

- Sicherheit und Zuverlässigkeit
- Integration unterschiedlicher Technologien
- "Low Cost"
- Nutzung vorhandener Infrastruktur
- Orts- und Entfernungsunabhängigkeit
- Transferierbarkeit auf verwandte Prozesse

Wesentliches Augenmerk der Projektarbeit im Jahr 2002 wurde auf den Aspekt der Sicherheit gelegt. Da die Daten internetbasiert übertragen werden, ist sicherzustellen, dass ein unautorisiertes Zugriff nicht möglich ist. Daher wurde von der Universität Essen ein auf die speziellen Bedürfnisse abgestimmtes Kryptographieverfahren entwickelt und in die Übertragungstrecke integriert. Dieses Verfahren verwendet dabei sowohl symmetrische als auch asymmetrische Schlüssel. Die asymmetrischen Schlüssel dienen der Signierung der Daten sowie der Verschlüsselung des symmetrischen Schlüssels und werden von der Zentrale verwaltet. Der symmetrische Schlüssel wiederum dient der eigentlichen Datenverschlüsselung. Die Kryptographie wird dabei als Softwarelösung realisiert, wobei die Daten auf der Seite des Senders durch ein Kryptomodul verschlüsselt und auf der Empfängerseite durch ein gleiches Modul vor der weiteren Verarbeitung wieder entschlüsselt werden. Auf Basis dieser Entwicklungen ist ein entsprechendes Testsystem mit integrierter Kryptographiestrecke aufgebaut und die Leistungsfähigkeit unter Laborbedingungen nachgewiesen worden.

Im nächsten Projektabschnitt geht es nun darum, das System unter Praxisbedingungen zu testen. Dazu ist vorgesehen, eine reale Filterversuchsanlage der Gelsenwasser AG mit der genannten Technik auszurüsten und internetbasiert zu überwachen und zu steuern. Dieser erste reale Anwendungsfall ermöglicht neben der Bildung von Erfahrungswissen das schnelle Erkennen und Beseitigen eventueller Schwachpunkte, um durch die frühe Rückkopplung vom Nutzer eine anwendungsfreundliche Gesamtlösung zu entwickeln. Diese muss dabei so parametrierbar und adaptierbar sein, dass sie mit geringem Aufwand auch in anderen Anwendungsbereichen wie z. B. der dezentralen Energieversorgung zum Einsatz kommen kann.

F. Uphaus

Dieses Projekt wird im Rahmen des Zukunftswettbewerbs Ruhrgebiet durchgeführt. Die Leitung und Koordinierung erfolgt durch die desPRO.net GmbH. Weitere Kooperationspartner sind ee energy engineers GmbH, EUS GmbH, Gelsenwasser AG, Universität Essen und ZEDO e.V.

4.3.3 Auswirkungen von Strombegrenzern auf Netzbetrieb und Netzschutz in MS-Netzen mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen und eine fortschreitende technische Entwicklung dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) lassen zukünftig eine hohe Verbreitung dieser Anlagen in elektrischen Energieversorgungssystemen erwarten. Da die heutigen Netze für eine weitestgehend zentrale Einspeisestruktur ausgelegt wurden, wird sich die großflächige Integration von DEA in die vorhandenen Netze als problematisch erweisen. Unter anderem ist daher zu prüfen, ob die Kurzschlussfestigkeit der im Netz vorhandenen Betriebsmittel eingehalten wird.

Insbesondere eine starke dezentrale Einspeisung aus direkt gekoppelten Generatoren, wie sie z.B. in Windkraftanlagen (WKA) und Blockheizkraftwerken (BHKW) eingesetzt werden, kann zu einer Überschreitung der Kurzschlussfestigkeit an bestimmten Stellen im Netz führen. Dabei spielt der Stoßkurzschlussstrom i_p eine entscheidende Rolle, da er für die mechanische Belastung der Anlagen ausschlaggebend ist.

Um eine Beschädigung der Anlagen zu verhindern bzw. deren kostenintensive Ertüchtigung zu vermeiden, bietet sich der Einsatz von Strombegrenzern (FCL) an. Darüber hinaus lässt sich durch die Anwendung von Strombegrenzern ein selektives Abschalten der DEA im Fehlerfall erzielen. In Bild 4-26 sind die anteiligen Stoßkurzschlussströme bei einem dreipoligen metallischen Fehler an der Sammelschiene der Umspannstation (SS) bei starker dezentraler Einspeisung aus direkt gekoppelten Generatoren dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass an der Sammelschiene der maximal zulässige Stoßkurzschlussstrom von 50 kA um 5,8 kA überschritten wird. Da eine Ertüchtigung der Schaltanlagen beachtliche Investitionen erfordern würde, ist es sinnvoll und für einen sicheren Betrieb zwingend notwendig, Maßnahmen zur Begrenzung der Kurzschlussströme vorzunehmen.

Ein Konzept zur Begrenzung der hohen Stoßkurzschlussströme besteht in dem Einsatz von Strombegrenzern in Sammelschienenabgängen mit starker dezentraler Einspeisung aus direkt gekoppelten Generatoren (Bild 4-27). Dieses Konzept sieht ein Zusammenwirken der vorhandenen Schutzkonzepte (UMZ-Schutz) und der zusätzlich eingesetzten Strombegrenzer vor.

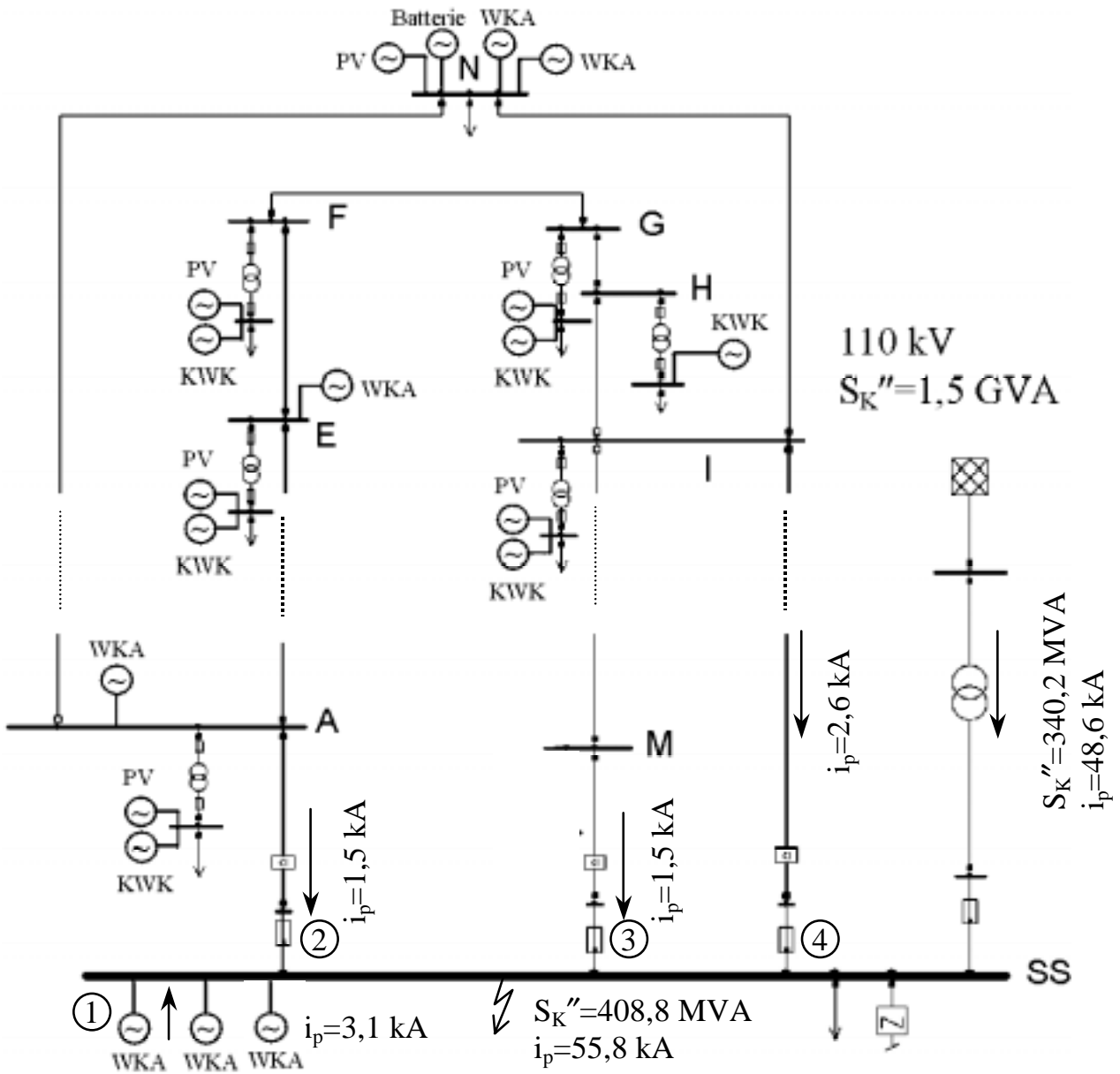


Bild 4-26: Stoßkurzschlussströme bei einem dreipoligen Fehler am Knoten SS

Bei einer hohen Einspeiseleistung aus DEA kann durch das unselektive Abschalten dieser Anlagen ein erhebliches Leistungsdefizit hervorgerufen werden. Allerdings stellt die fehlende Leistung nicht das einzige Problem dar, vielmehr verursachen die entstehenden Konsequenzen erhebliche Einbußen der Versorgungsqualität.

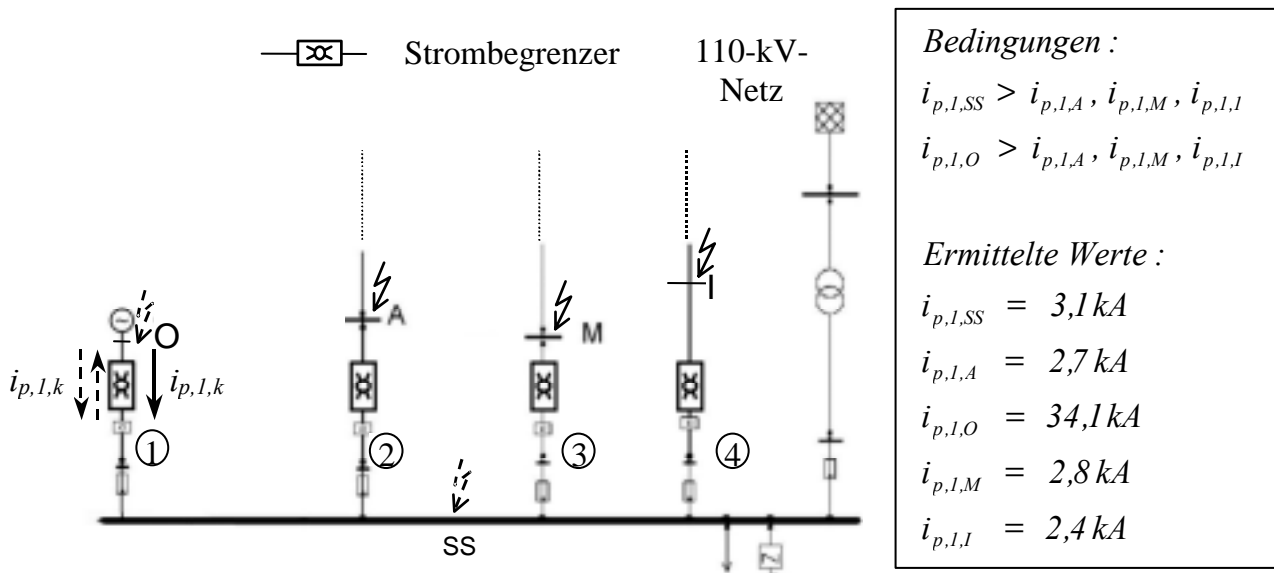


Bild 4-27: Einsatz von Strombegrenzern in den Sammelschienenabgängen

Die Trennung der DEA vom Netz führt auf Grund des dann fehlenden Kurzschlussstromes zu einem weiteren Spannungseinbruch. Dieser Effekt kann sukzessive das Trennen weiterer DEA zur Folge haben. Alle Verbraucher, die nicht ohnehin am fehlerhaften Strang angeschlossen sind, registrieren diese Spannungsschwankungen und damit eine schlechtere Versorgungsqualität.

Da der Strombegrenzer des fehlerhaften Abgangs den Kurzschlussstrom sehr schnell begrenzt, entsteht in den fehlerfreien Strängen kein für eine Auslösung der DEA-seitigen Spannungsrelais relevanter Spannungseinbruch. Die Einstellwerte liegen üblicherweise bei $U_{aus} = 0,8 U_N$ und $t_{aus} = 200 \text{ ms}$.

Die Dimensionierung bzw. Auslegung der Strombegrenzer lässt sich an Bild 4-27 beispielhaft für den Strombegrenzer in Strang 1 erläutern. Die in Bild 4-27 strichliert dargestellten Fehler müssen zu einem uneingeschränkten Ansprechen des Strombegrenzers führen. Im Falle eines Fehlers an der Sammelschiene des Umspannwerkes schützt der Strombegrenzer vor der Zerstörung der Schaltanlage durch zu hohe Stoßkurzschlussströme, im Falle eines Fehlers am Knoten O wird ein unselektives Abschalten der DEA in den anderen Strängen verhindert. Bei einem der durchgehend dargestellten Fehlerfälle darf der Strombegrenzer nicht ansprechen, da sonst der fehlerfreie Strang 1 ebenfalls abgeschaltet würde. Hierbei handelt es sich um Fehler, die am ersten Knoten eines jeden Stranges auftreten. Die Bedingungen für die Auslegung des Strombegrenzers sind in Bild 4-27 rechts zusammengefasst. Alle angegebenen Ströme sind als prospektive Ströme zu verstehen. Dabei kennzeichnet

$i_{p,s,k}$ den prospektiven Stoßkurzschlussstrom in Strang s bei einem dreipoligen Fehler an Knoten k .

Prinzipiell würde es ausreichen, den Ansprechstrom des Strombegrenzers so zu wählen, dass dieser größer ist als der höchste Stoßkurzschlussstrom bzw. der entsprechende Gradient, der nicht zu einem Ansprechen führen darf (hier $i_{p,l,M}$) und kleiner oder gleich dem Stoßkurzschlussstrom ist, der zum Ansprechen führen muss ($i_{p,l,SS}$). Diese Vorgehensweise setzt aber einen für den worst-case kalkulierten Stoßkurzschlussstrom der DEA bei jedem Sammelschienenkurzschluss voraus. In der Praxis kann es jedoch durchaus vorkommen, dass der durch die DEA gelieferte Kurzschlussstrom in einigen Situationen kleiner als der größtmögliche Kurzschlussstrom, aber immer noch kritisch ist. Dieses ist z. B. dann der Fall, wenn die stochastischen DEA wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen nicht im Nennbetrieb oder gar nicht am Netz sind. Daher ist eine sichere Funktionsweise der Strombegrenzer nicht gewährleistet, wenn als einziges Ansprechkriterium ein maximaler Stromwert bzw. ein Stromanstieg festgelegt wird. Das geschilderte Problem lässt sich lösen, indem bei jedem Strombegrenzer eine vom Gradienten des Stromes abhängige Auslöseverzögerung eingestellt wird. Der Auslösestrom kann dann auf den kleinsten noch kritischen Teilkurzschlussstrom des jeweiligen Stranges festgelegt werden. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass immer der Strombegrenzer zuerst auslöst, der den höchsten Gradienten detektiert. Dieses ist zwangsläufig der Strombegrenzer des fehlerhaften Stranges, sofern der Fehler in einem Strang auftritt. Tritt der Fehler an der Sammelschiene des Umspannwerkes auf, würde auch hier zuerst der Strombegrenzer ansprechen, der den höchsten Strom detektiert. Im Anschluss würden aber alle anderen Strombegrenzer, gestaffelt nach den von ihnen detektierten Strömen, ansprechen. Bei der Auslegung eines supraleitenden Strombegrenzers lassen sich lediglich verschiedene Ansprechströme, jedoch keine Ansprechverzögerungen realisieren. Aus diesem Grund eignen sich supraleitende Strombegrenzer zur Umsetzung des vorgestellten Konzeptes nicht.

Liefern einige Stränge des Mittelspannungsnetzes keine hohen Kurzschlussströme, ist es nicht notwendig in diesen Strängen Strombegrenzer einzusetzen (Bild 4-29). Allerdings müssen in diesem Fall zusätzliche Vorkehrungen getroffen werden, um die Selektivität der Abschaltungen von DEA im Fehlerfall weiterhin gewährleisten zu können. Für einen Fehler in einem mit Strombegrenzer ausgestatteten MS-Strang ergeben sich keine Veränderungen im Vergleich zur Situation, bei der alle Sammelschienenabgänge mit Strombegrenzern ausgestattet sind. Der Strombegrenzer spricht auf Grund des höchsten detektierten Stromes als erstes an und verhindert damit sowohl einen längeren Spannungseinbruch, als auch das Auslösen anderer Strombegrenzer in nicht fehlerbehafteten Strängen.

Für den Fall eines dreipoligen Fehlers am Knoten A zeigt Bild 4-28 die Reaktionen der Schutzeinrichtungen.

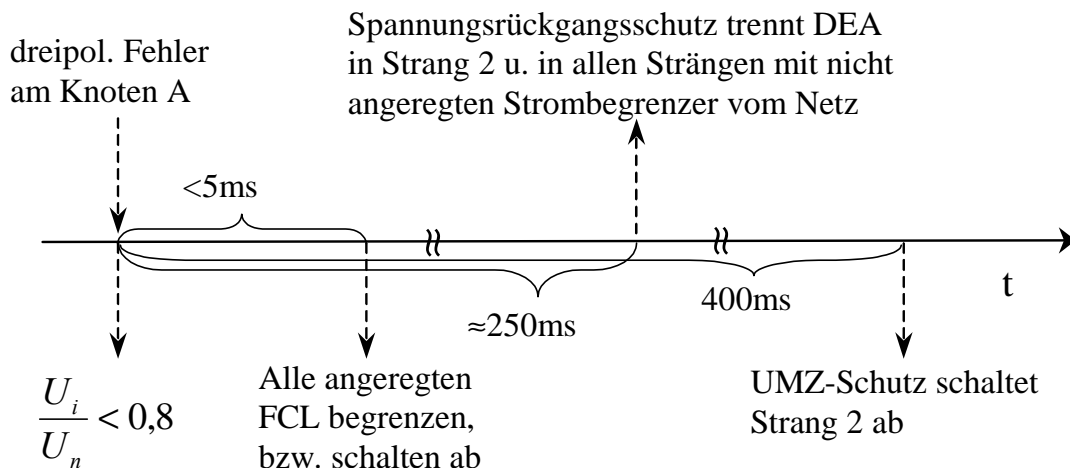


Bild 4-28: Reaktionen der Schutzsysteme im zeitlichen Ablauf

Aufgrund des fehlenden Strombegrenzers in Strang 2 würde der Sammelschienenabgang mit dem höchsten Teilkurzschlussstrom zuerst abgeschaltet. Entsprechend der Teilkurzschlussströme der anderen Stränge werden alle übrigen mit Strombegrenzern ausgestatteten Abgänge ebenfalls abgeschaltet, sofern der Kurzschlussstrom über dem eingestellten Ansprechwert liegt. Deshalb kann es sogar eintreten, dass nicht nur ein selektives Abschalten der einzelnen DEA verhindert wird, sondern auch eine Abschaltung aller mit Strombegrenzern ausgestatteten Abgänge erfolgt. In diesem Fall wird die Versorgung aller angeschlossenen Verbraucher unnötig unterbrochen. Sind die Kurzschlussströme für eine Auslösung der Strombegrenzer zu niedrig, findet eine Abschaltung der DEA durch ihren Spannungsrückgangsschutz nach ca. 250 ms statt.

Zur Vermeidung der unselektiven Abschaltung der im MS-Netz hinter den Strombegrenzern angeschlossenen Verbraucher ist es notwendig eine Kontroll- bzw. Überwachungseinheit in den Abgängen ohne Strombegrenzer zu integrieren. Dabei kann es sich um eine ähnliche Einheit handeln, wie sie in leistungselektronischen Strombegrenzern bereits enthalten ist. Allerdings muss diese Einheit eine Richtungserkennung beinhalten. Darüber hinaus muss es möglich sein, das Anregesignal dieser Überwachungseinheiten den Strombegrenzern der anderen Stränge zur Verfügung zu stellen (Bild 4-29).

Detektiert die Kontroll- bzw. Überwachungseinheit in Strang 2 einen Kurzschlussstrom in Richtung des Stranges, wird dieses Signal an die Steuereinheiten der Strombegrenzer in den anderen Strängen weitergeleitet. Erhält eine Steuereinheit ein Signal, wird sie blockiert und

verhindert das Ansprechen des jeweiligen Strombegrenzers. Somit ist sichergestellt, dass die fehlerfreien Sammelschienenabgänge nicht durch die Strombegrenzer abgeschaltet werden. Allerdings werden trotzdem alle DEA unselektiv durch ihren Spannungsrückgangsschutz vom Netz getrennt (Bild 4-28).

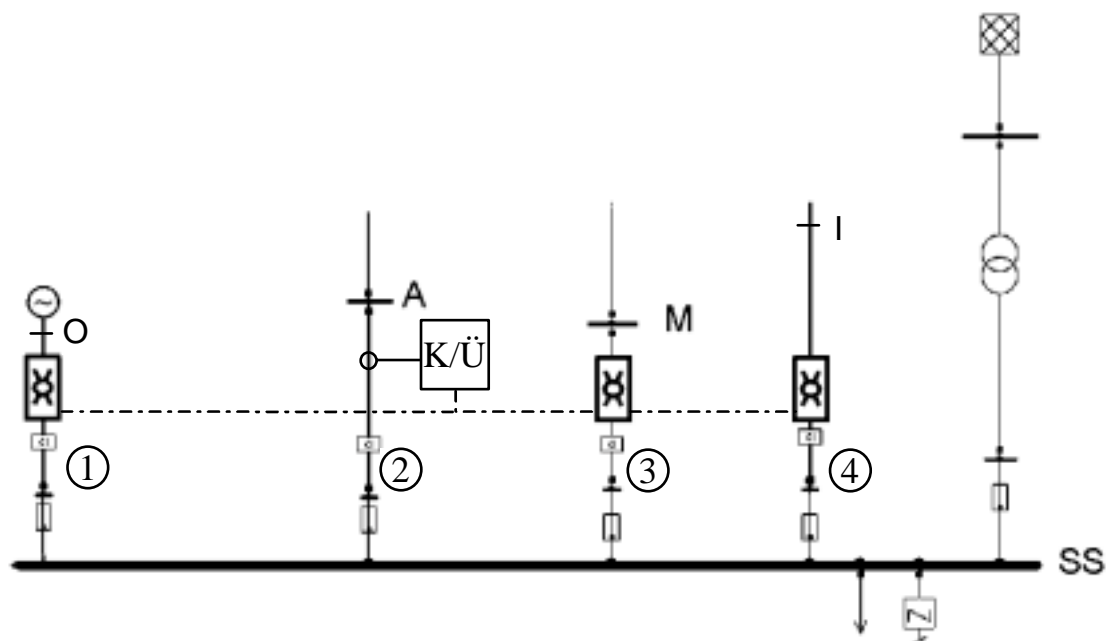


Bild 4-29: Kontroll-/Überwachungseinheit im Sammelschienenabgang 2

Um dieses unselektive Trennen der DEA zu vermeiden, muss die Auslösezeit des UMZ-Schutzes in Strang 2 soweit reduziert werden, dass dieser Strang vom Netz getrennt wird, bevor der Spannungsrückgangsschutz der DEA in den anderen Strängen auslöst. Bei einer Auslösezeit des Spannungsrückgangsschutzes von 250 ms muss die Schnellstufe des UMZ-Schutzes auf 200 ms eingestellt werden. Simulationen haben gezeigt, dass die Knotenspannungen in den fehlerfreien Strängen nicht unter $0,8 U_N$ fallen, wenn der UMZ-Schutz über die zweite Stufe ($I_{aus} = 1,5 I_r$, $t_v = 0,8$ s) auslöst. Die am Netz verbleibenden DEA können kein rückwärtiges Auslösen des UMZ-Schutzes der fehlerfreien Stränge verursachen. Bei einem derartigen Fehler sind die Kurzschlussströme der DEA zu niedrig, um die UMZ-Relais auszulösen.

H. Neumann, C. Leder

4.3.4 Brennstoffzellen-Versuchsanlage für die Universität Santiago de Chile

Für die Pontificia Universidad Católica de Chile in Santiago de Chile wurde eine PEM-Brennstoffzellenversuchsanlage aufgebaut (Bild 4-30). Gefordert wurde eine elektrische Leistung von mindestens 80W bei einer Ausgangsspannung von 12V, damit der Anschluss von Wechselrichtern möglich ist. Es wurden 2 Brennstoffzellen-Stacks mit jeweils einer elektrischen Leistung von 50W eingesetzt. Die Stacks werden parallel mit Wasserstoff versorgt und elektrisch in Reihe geschaltet. In dieser Betriebsart verhalten sich die beiden Stacks wie ein Stack mit einer elektrischen Leistung von 100W. Durch entsprechende Überwachungseinrichtungen, wie zum Beispiel die kontinuierliche Überprüfung der Zellen Spannungen, muss bei dieser Betriebsart dafür gesorgt werden, dass die Gasversorgung immer gleichmäßig erfolgt. Die Versorgung der Stacks mit Sauerstoff wird mit Luft über geregelte Ventilatoren vorgenommen. Hierdurch entfällt der sonst erforderliche Kompressor. Gleichzeitig wird mit den Ventilatoren die Wärme abgeführt. Die Stacks können im "dead-end"-Betrieb oder auch im Durchflussbetrieb gefahren werden.

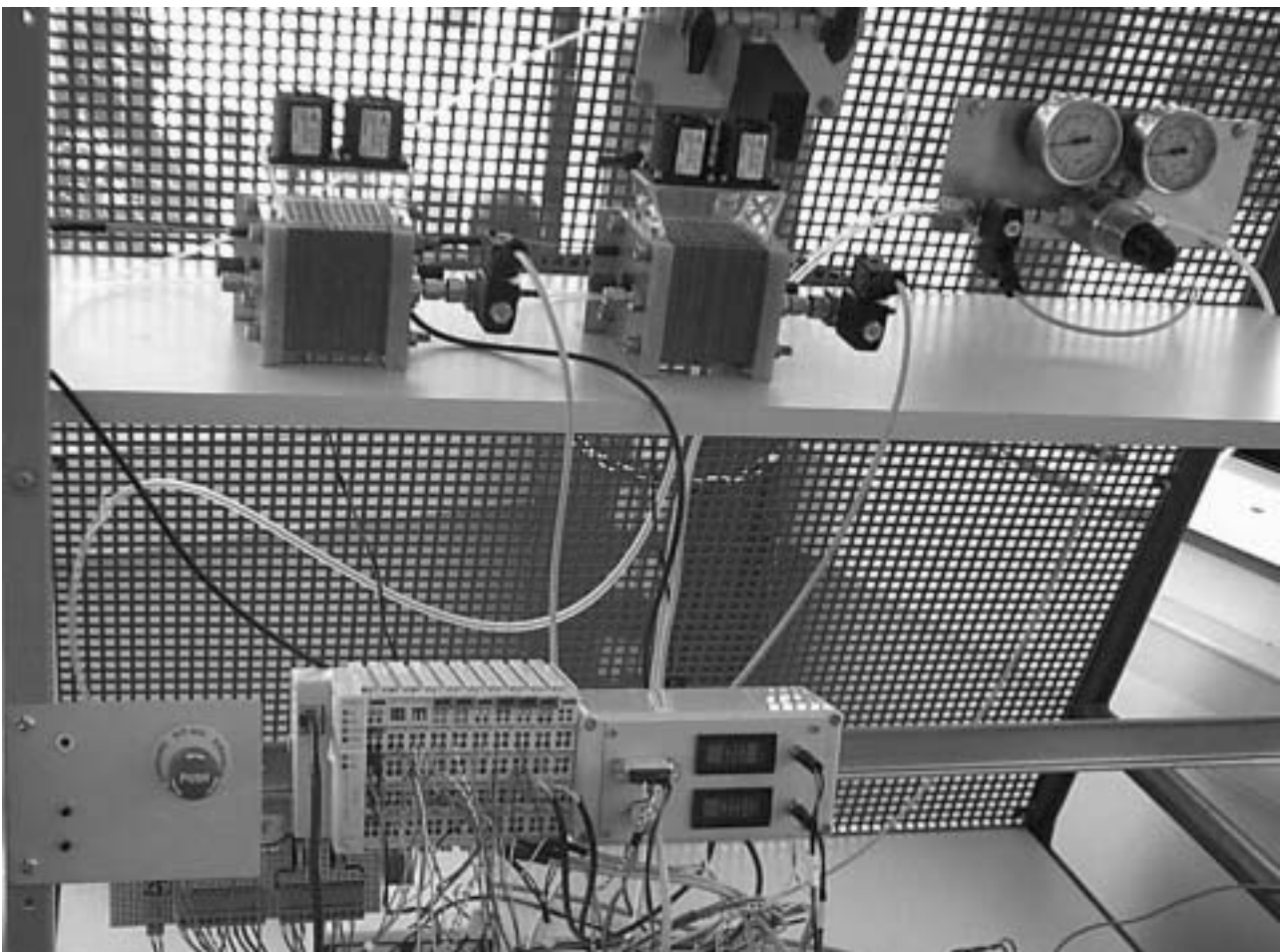


Bild 4-30: Versuchsaufbau im Labor der Universität in Santiago de Chile

Die Steuerung und Regelung wurde mit einer SPS realisiert. Diese steuert den Anlaufzyklus, im Normalbetrieb, die Luftzuführung und Spülung der Stacks, den Abschaltzyklus und die Abschaltung bei Überschreitung von Grenzwerten. Für die Durchführung von Versuchen kann der Versuchsstand auch vollständig von einem PC gesteuert werden (Bild 4-31). In diesem Fall übernimmt die SPS nur die Prozessankopplung und die sicherheitstechnische Überwachung, wie zum Beispiel die Überwachung der Stacktemperaturen und Zellenspannungen. Zur Aufzeichnung der Messdaten ist ein Datenrecorder integriert.

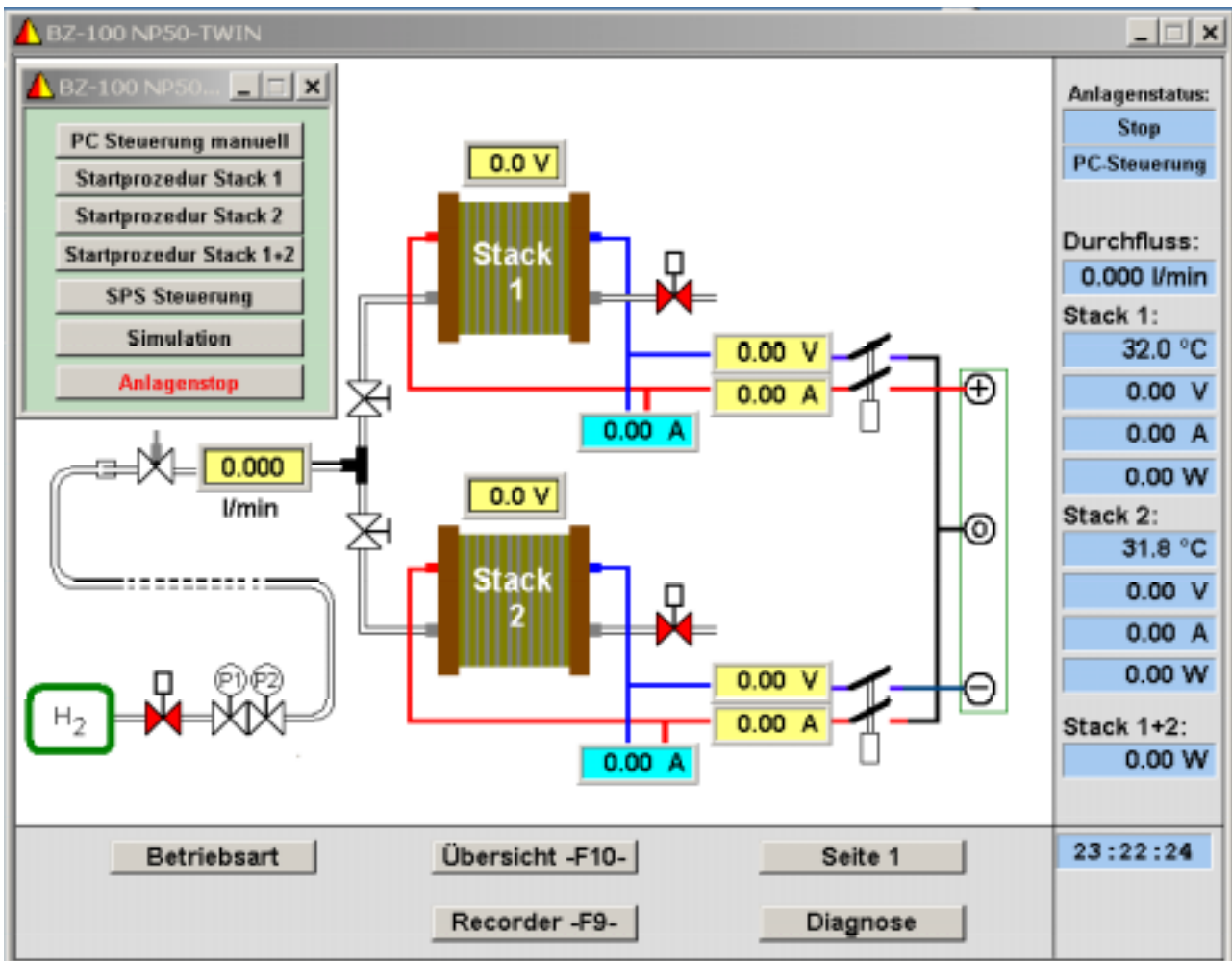


Bild 4-31: Steuerung und Visualisierung

W. Horenkamp, E. Hauptmeier

Dieses Projekt wird enger Zusammenarbeit mit der Pontificia Universidad Católica de Chile in Santiago de Chile durchgeführt.

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 29.01.2002 *Prof. Dr. E. Jochem, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe: "Zwei Drittel weniger Energiebedarf pro Kopf bei doppeltem Wohlstand – eine realistische Vision für 2050"*
- 03.05.2002 *Prof. Dr. R. Schultz, Universität Duisburg, Institut für Mathematik: „Simultane Optimierung von Stromproduktion und –handel mittels stochastischer ganzzahliger Optimierung“*
- 05.06.2002, *T. Nikodem: „Bewertung der grenzkostenbasierten Preisbildung bei der Entgeltbestimmung für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel“*
- 03.07.2002 *C. Leder: „Visualisierungskonzepte für die Prozesslenkung elektrischer Energieübertragungssysteme“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik*
- 08.11.2002 *N. Voropai, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia: „Liberalization Problems in Russian Electricity Industry“*
- 04.12.2002 *G. Spangardt, Fraunhofer Institut UMSICHT, Oberhausen: „Mittelfristige risikoorientierte Optimierung von Strombezugsportfolios“*

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 22.01.2002 *Ch. Becker: "Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten", RWE Net AG, Dortmund*
- 05.02.2002 *E. Handschin: „Auswirkungen der Brennstoffzellentechnologie auf die Netze (insbesondere Verteilnetz)“, 2. ICG-Stadtwerkekongress, 5.02.-06.02.2002 in Dresden*
- 13.03.2002 *Th. Wiesner: „Brennstoffzelle - Visionen und Ansätze“, Brennstoffzellensymposium in Magdeburg*

- 14.05.2002 *Th. Wiesner*: „Informationstechnische Anforderungen aus Sicht der Anlagen und Systeme“, VDE-ETG-Workshop zum Thema Netzanschluss von Brennstoffzellen in Frankfurt a. M.
- 27.05.2002 *W. Feilhauer*: „Intelligente Betriebszustandsdiagnose elektrischer Betriebsmittel“, DFG-Kolloquium in Darmstadt, Technische Universität Darmstadt
- 06.06.2002 *W. Horenkamp*: „Netzbeeinflussung bei massiver verteilter Einspeisung“, 4. pq-Tage in Gelsenkirchen
- 06.06.2002 *E. Handschin*: „Erweiterte Anschlusskriterien bei großflächigem Einsatz der dezentralen Einspeisung“ Vortrag im Rahmen des AKEI-Forums, Darmstadt
- 20.06.2002 *F. Uphaus*: „Brennstoffzellen als Backup-Systeme in IT- und Sicherheitsanwendungen“, VDE Workshop „USV-Anlagen“, Frankfurt a. M.
- 25.06.2002 *J. Brosda*: „Hierarchical Visualization of Network Congestions“, 14th Power Systems and Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spain, June 2002
- 26.06.2002 *J. Brosda*: „The Influence of Series Compensating FACTS Devices on Short-Circuit Behaviour“, 14th Power Systems Computation Conference (PSCC) Sevilla, Spain, June 2002
- 17.07.2002 *E. Handschin*: „Elektrotechnische Aspekte für Brennstoffzellensysteme“, 2. Jahrestreffen Kompetenz-Netzwerk Brennstoffzelle NRW, Köln
- 04.09.2002 *E. Handschin*: „Das virtuelle Kraftwerk für die Zukunft“, VDI-GET-Tagung Entwicklungslinien der Energietechnik, Ruhr-Universität-Bochum
- 13.09.2002 *C. Leder*: „A solution for the measurement validation problem based on test equations and genetic algorithms“, International Symposium on Modern Electric Power Systems MEPS 02, Wroclaw, Polen
- 18.09.2002 *J. Brosda*: „Konkrete Verbesserungen der Elektrizitätsmarktstrukturen im volkswirtschaftlichen Sinne durch technische Maßnahmen“, ef.Ruhr-Kolloquium „Vision Energie 2020“ an der Universität Essen
- 03.10.2002 *F. Uphaus*: “Internet-Control for Decentralized Energy Conversion Systems”, Suggestion of a Contribution to Second International Symposium on Distributed Generation, October 2-4, 2002 Stockholm

- 22.10.2002 *E. Handschin*: "Kurzschlussstrombegrenzer - Einsatzgebiete und Anforderungen aus Sicht eines Netzbetreibers", Informationstagung der energietechnischen Gesellschaft (ETG) des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins SEV an der ETH Zürich
- 22.10.2002 *F. Uphaus*: "Moderne Informationstechnologien als Basis einer wirtschaftlich optimalen Nutzung dezentraler Energieversorgungsstrukturen", ETG-Fachtagung „Betrieb von Energienetzen im Europa von morgen“, im Rahmen des VDE-Kongresses 2002, Dresden
- 21.11.2002 *E. Handschin*: „Die konventionelle Kraftwerksstruktur der Zukunft“, Fachkonferenz Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft, Dena (Deutsche Energie Agentur) in Berlin
- 21.11.2002 *J. Brosda*: "Optimierung in Stromnetzen", Arbeitskreis Mathematik in Forschung und Praxis, Physikzentrum Bad Honnef, 24. Symposium Versorgungswirtschaft und mathematische Methoden
- 28.11.2002 *J. Brosda*: „Netzengpass-Management in liberalisierten Strommärkten“, DFG-Schwerpunktkolloquium „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“, Aachen
- 28.11.2002 *L. Müller*: "Wirtschaftliche und technische Verfahren für Planung und Betrieb eines liberalisierten Marktes für Regelleistung in transeuropäischen Energienetzen", DFG-Schwerpunktkolloquium „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“, Aachen
- 29.11.2002 *W. Horenkamp*: "Mecesup fuel cell station", Vortrag im Rahmen eines energietechnischen Kolloquiums an der Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile
- 05.12.2002 *E. Handschin*: „Forschungs- und Entwicklungstendenzen in der elektrischen Energieversorgung, Vortrag an der ETH Zürich

6. Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, L. Müller: „Regelenergiemärkte in Europa und die Entwicklung in Deutschland“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* et, März 2002, Heft 3, S. 152-157

Die marktgerechte Beschaffung von Regel- und Reserveleistung ist in Folge der Liberalisierungsbestrebungen in vielen Staaten weltweit von großem und stetig wachsendem Interesse. Auch in mehreren Mitgliedstaaten der Europäischen Union finden sich unterschiedliche Ansätze zur Organisation von Regelleistungsmärkten. In Deutschland beschafft die RWE Net AG als erster deutscher Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) seit Februar 2001 die benötigte Regel- und Reserveenergie über ein Ausschreibungssystem. Als zweiter deutscher ÜNB setzt die E.ON Netz GmbH seit Dezember 2001 am Markt beschaffte Regelenergie ein. In beiden Fällen schließt die öffentliche regelzonenüberschreitende Ausschreibung und Beschaffung die im Folgenden näher beschriebenen Regelenergiequalitäten der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserve ein. Damit werden über 40% des deutschen Regelenergiebedarfs über Marktmechanismen gedeckt. Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die wichtigsten europäischen Ansätze zur diskriminierungsfreien Beschaffung der benötigten Regel- und Reserveleistung durch die ÜNB und verdeutlicht Unterschiede und Gemeinsamkeiten mit der deutschen Situation.

E. Handschin, J. Brosda, C. Leder: “Hierarchical Visualization of Network Congestions“, *Proceedings of the 14th Power Systems and Computation Conference (PSCC)*, Sevilla, Spain, June 2002

The growing amount of transactions in electricity markets leads to a heavier charge of the network. Therefore more often congestion situations occur. In order to react adequately to these overloads all required information must be presented to the grid operator in a user-oriented way. The paper presents a new hierarchical visualization concept which allows an efficient presentation of congestion information. Its central graphical object is the congestion clock (CC) which displays the results of predictive security assessment. The arrangement of the information according to a clock allows an intuitive visualization of the 15-minute-values. In order to give access to information of a different detail-level a hierarchical concept is realized. It combines the use of the CC for the provision of a global statement about the acceptability of a given state and the CC's application for visualizing the time-

dependent load of single devices. As perspective for future research the enhancement of the solution towards the provision of information about the cause of a congestion and effective measures to correct it is described.

E. Handschin, C. Becker, C. Leder, H. Neumann: „The Influence of Series Compensating FACTS Devices on Short-Circuit Behaviour“, Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC) Sevilla, Spain, June 2002

The number of applications of FACTS devices (FD) has increased in the recent years. But whereas numerous tools for the determination of FD's impact on power flow and stability are already existing, no algorithm for the calculation of the fault level in networks with FD is available. Conventional methods cannot be used, because the equivalent serial reactance of a converter-based FD whose knowledge is indispensable for fault level calculations depends on the short-circuit current itself. Therefore a new solution is presented in the paper which uses an iterative algorithm to stepwise calculate the equivalent reactance and the short-circuit current. The dependency between those two values is given by the FACTS model described in the paper. In order to verify the described method the application to various test cases in a real power system is included. Furthermore the potential to specifically influence the fault level at critical nodes is pointed out.

E. Handschin, A. L'Abbate, M. Trovato, C. Becker: „Advanced Steady-State Models of UPFC for Power System Studies“, IEEE Summer Meeting, July 21-27, 2002, Chicago, USA

In this paper, focus is on the UPFC steady-state modelling for the implementation of the device in the Newton-Raphson load flow algorithm. Two models, deriving from the known Voltage Source Model (VSM), are presented and analysed in detail. One is a Power Injection Model (PIM) and the other one is the new Shunt Admittance Model (SAM). Each one of these models represents a more robust and feasible alternative to the VSM bypassing the difficulties arising from the VSM, maintaining its advantages, though. Different simulations are presented in the paper to test and compare the models: Newton's quadratic convergence of the load flow algorithm is guaranteed by implementing the PIM and the SAM, with high convergence speed.

C. Leder, I.N. Kolosok, R.A. Zaika: „A solution for the Measurement Validation Problem Based on Test Equations and Genetic Algorithms”, International Symposium on Modern Electric Power Systems MEPS 02, Wroclaw, Poland, Sep. 11-13, 2002

Because of the new business rules in the electric power industry, established tasks in power systems operation have been changed and new tasks have been added. Yet, an adequate set of variables from the state estimation algorithm remains to be the basis for all kinds of calculations. Erroneous measurements can badly influence the data set if they are not identified as erroneous before passed to the state estimator. Today's algorithms do not work sufficiently for bad data detection especially in power systems with an above-average number of bad data measurements. That means that correct values are identified as bad data or the other way round. Therefore, the paper presents a new algorithm for bad data detection based on Genetic Algorithms. Its application to different example cases shows the efficient functionality of the solution. Compared to already known solutions, the new algorithm reduces the number of bad measurements identified as “good” and the number of error-free measurements, which are rejected.

E. Handschin, R. Becker, F. Uphaus: „Internet Control for Decentralized Energy Conversion Systems“, 2nd International Symposium on Distributed Generation, October 2002, Stockholm

The increasing number of decentralized energy conversion systems (DECS) forced by the progress of fuel cell and micro turbine technologies and political regulations causes many problems by integration into existing distribution networks relating to voltage stability, protecting systems etc., Nevertheless the integration of DECS also offers a lot of opportunities in future network operation. Supported by modern information technologies DECS can be combined to a units with a coordinate operation. Within the different technologies the Internet seems to be the favourite communication platform for a decentralized control and management system. The paper also deals with the special aspects of internet control and a realisation of a local Java-based management controller.

E. Handschin, F. Uphaus: „Moderne Informationstechnologien als Basis einer wirtschaftlich optimalen Nutzung dezentraler Energieversorgungsstrukturen“, VDE-Kongress 2002, Oktober 2002, Dresden

Die zukünftig zu erwartende Zunahme dezentraler Energieumwandlungsanlagen, forciert durch die Entwicklungen im Bereich der Brennstoffzellen- und Mikroturbinentechnik, stellt die Energieversorgung vor neue Aufgaben und Möglichkeiten. Unterstützt durch den Einsatz moderner Informationstechnologien können dezentrale Energieumwandlungsanlagen zu größeren Einheiten zusammengefasst und koordiniert betrieben werden. Dieser vernetzte Betrieb bietet eine Reihe von Möglichkeiten die eingesetzten Anlagen besser zu nutzen. Im Paper wird aufgezeigt, wie unterschiedliche Informationstechnologien zur Unterstützung in den Bereichen Instandhaltung, Betrieb und Schutztechnik genutzt und zu einem einheitlichen Gesamtsystem zusammengeführt werden können.

6.2 Forschungsberichte

E. Handschin et. al.: „12C-Bus-Praktikum“, EV0203

R. Becker: „Übertragung des Betriebsverhaltens von Brennstoffzellen in die Praxis der elektrischen Energieversorgung“, EV0209

E. Hauptmeier: „Zukünftige Entwicklung des Zubaus von DEA - Literatur & Internetrecherche“, EV0228

6.3 Diplomarbeiten

D. Bekker: „Wirtschaftliche und technische Analyse von Verfahren zur Leistungs-Frequenz-Regelung im liberalisierten Umfeld“, EV0211

M. Stiller: „Entwicklung und Simulation eines Auktionsmodells für die Beschaffung von Regelleistung im liberalisierten Umfeld“, EV0221

H. Neumann: „Auswirkungen von Strombegrenzern auf Netzbetrieb und Netzschutz in MS-Netzen mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen“, EV0222

E. Hauptmeier: „Systemanforderungen für die Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen im liberalisierten Markt“, EV0223

6.4 Studienarbeiten

St. Meier: „Lasterhöhungsfaktorbestimmung für Anschlußpunkte eines elektrischen Industrienetzes“, EV0205

H. Eloundou: „Entwicklung und objekt-orientierte Implementierung eines internet-basierenden Ausschreibungsmodells für Regel- und Ausgleichsenergieangebote“, EV0214

W. Schulz: „Methoden zur Abschätzung transienter Stabilität“, EV0215

M. Wolff: „Entwicklung eines Abrechnungsmodells für ein auf der hierarchischen Optimierung basierendes Netzengpass-Managementverfahren“, EV0219

P. Niehues: „Modellierung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln in einer auf der sequentiellen quadratischen Optimierung basierenden Netzengpass-Management Lösung“, EV0229

Ph. Werdelmann: „Steuerung und Visualisierung für PEM-Brennstoffzellenprüfstände“, EV0230

6.5 Programmbeschreibungen

T. Nikodem: „Programm zur Berechnung und Bewertung grenzkostenbasierter Preise für die Nutzung elektrischer Transportnetze“, EVP0201

C. Leder: „Verfahren für eine innovative Visualisierung und Prozessführung“, EVP0202

E. Handschin et. al.: „Programm zur Lastflussberechnung mit grafischer Benutzeroberfläche“, EVP0203

7. Promotionen

Torsten Nikodem: „Bewertung der grenzkostenbasierten Preisbildung bei der Entgeltbestimmung für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel“

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. J. Voß

Tag der mdl. Prüfung: 20.6.2002

Vor dem Hintergrund des grenzüberschreitenden Stromhandels im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt behandelt die Arbeit das Preisbildungsprinzip der kurzfristigen Grenzkosten. Aufgrund der Charakteristika von Preisen basierend auf kurzfristigen Grenzkosten steht eine Umsetzung des Preisbildungsprinzips im Rahmen einer marktorientierten Aufteilung vorhandener Übertragungskapazitäten in Netzengpass-Situationen im Vordergrund. Diese Umsetzung wird durch das enthaltene, regional differenzierte Preissignal motiviert, welches nach den Grundlagen der Wohlfahrtstheorie eine effiziente Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur im kurzfristigen Zeitbereich fördert.

Zur Aufteilung der vorhandenen Übertragungskapazitäten unter den Netznutzern wird ein Verfahren der Netzzustandsoptimierung vorgestellt. Auf der Basis dieser Netzzustandsoptimierung erfolgt die Berechnung der grenzkostenbasierten Preise. Durch die getrennte Ausweisung eines Verlust-, Spannungs- und Zweigflussanteils wird hierbei eine Kostentransparenz erreicht. Eine Methodik zur gegenseitigen Verrechnung der Netzengpassgebühren zwischen den Netzbetreibern erlaubt die Anwendung dieser Preisbildung in Verbundnetzen. Neben der Behandlung eines einzelnen Übertragungsnetzes wird für das Netzengpassmanagement in Verbundnetzen eine geeignete Modellierung externer Netzbereiche dargestellt, auf deren Grundlage Leistungsflussänderungen über die Kuppelzweige infolge grenzüberschreitender Übertragungen berechnet werden können.

Als Beitrag zur Diskussion über geeignete Regelungen für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel werden anhand exemplarischer Fallbeispiele für ein Modellsystem mögliche Auswirkungen einer grenzkostenbasierten Preiskomponente aufgezeigt. Neben der geforderten Marktsteuerungsfunktion wird hierbei die grenzkostenbasierte Preisbildung im Hinblick auf die von den Netzbetreibern erzielten Mehreinnahmen, die längerfristige Preissignale, die zeitliche Preisvariation und die Auswirkungen strategischen Verhaltens einzelner Marktakteure untersucht.

Carsten Leder: „Visualisierungskonzepte für die Prozesslenkung elektrischer Energieübertragungssysteme“

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. habil. G. Bretthauer

Tag der mdl. Prüfung: 12.7.2002

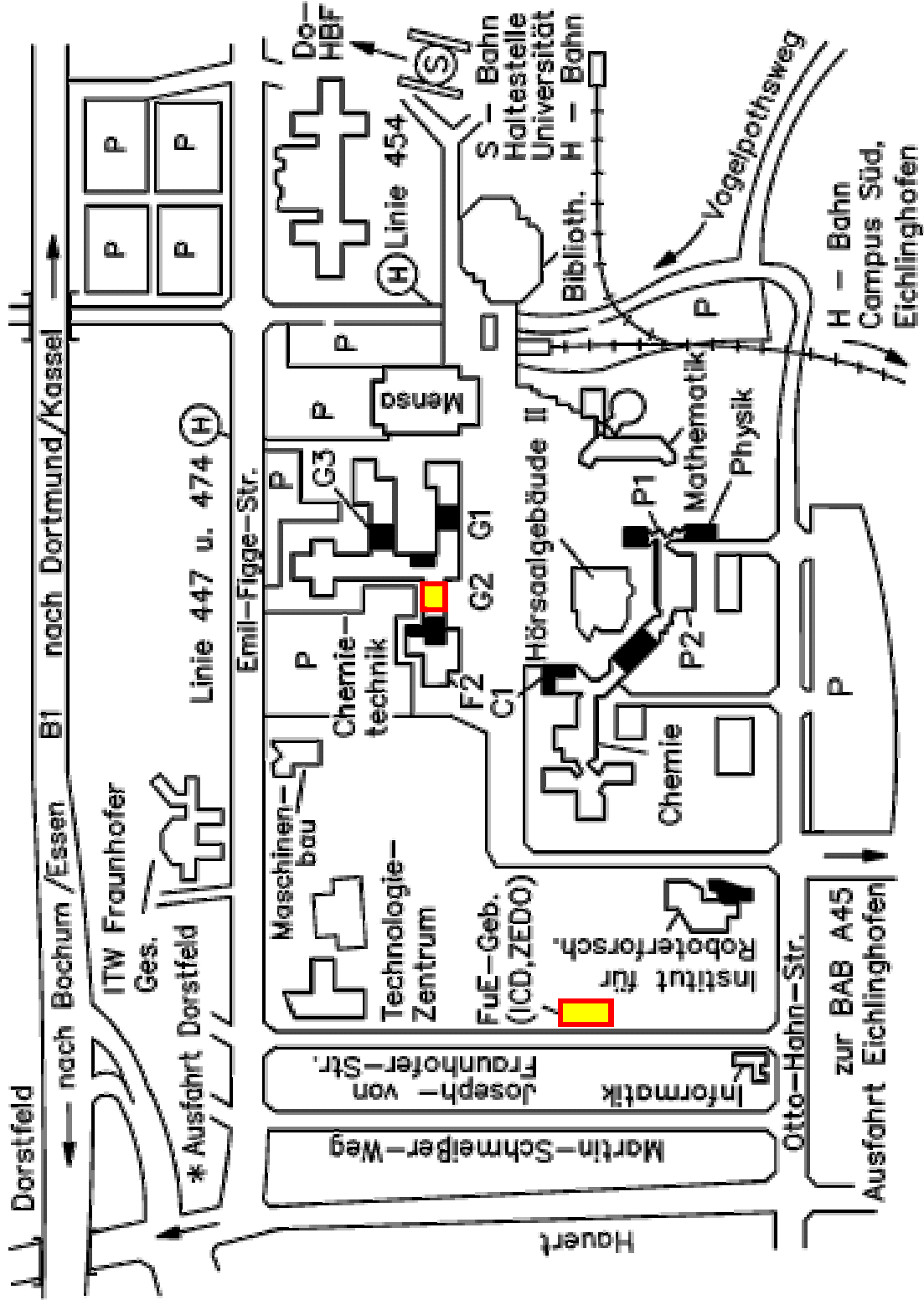
Elektrische Energieübertragungssysteme werden heute vermehrt nahe an ihren technischen Grenzen betrieben, woraus sich erschwerte Randbedingungen für das Schaltpersonal in den zentralen Netzleitstellen ergeben. Bisherige Lösungen zur Anzeige des Systemzustands basieren zum größten Teil auf der topologischen Darstellung des Netzes sowie einer Vielzahl einzelner Messwerte. Daraus ergibt sich eine unübersichtliche Datenflut.

Die Arbeit stellt ein neues Visualisierungskonzept vor, das durch die Orientierung an der Abhängigkeitskette „Ursache-Wirkung-Maßnahme“ das Verhalten des Energieübertragungssystems anstelle einer messwertfokussierten Anzeige in den Mittelpunkt rückt. Eine äußere Ursache führt zu einer Wirkung, einer Veränderung des Systemzustands. Um kritische Systemzustände zu beheben sind vom Schaltpersonal korrigierende Maßnahmen zu ergreifen. Durch die Anpassung der Informationsverarbeitung und -darstellung an den menschlichen Entscheidungsprozess wird das Systemverständnis verbessert und folgenreiche Fehler werden vermieden.

Dabei werden neben der Bewertung des Arbeitspunktes bezüglich seiner systemtechnischen Grenzen die Ursachen einer Zustandsänderung sowie korrigierende Maßnahmen im Zusammenhang dargestellt. Die Bestimmung der dafür erforderlichen Systemindikatoren sowie von problemspezifischen Detailinformationen wird aufgrund der Vorteile bezüglich der Rechenzeit und der Wissensrepräsentation vorwiegend mit Verfahren der Computational Intelligence realisiert. Die Illustration der Verfahren anhand einer realen Netzstörung runden die Arbeit ab.

Online-Veröffentlichung verfügbar unter:

<http://eldorado.uni-dortmund.de:8080/FB8/ls4/forschung/2002/Leder>



G2 LS für Elektrische Energieversorgung