

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 1991

Herausgegeben vom

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG
UNIVERSITÄT DORTMUND
UNIV. PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN

Postfach 500 500

D-4600 Dortmund 50

Telefon (0231) 755-2396

Telex 82 24 45 unido

Telefax (0231) 755-2694

REDAKTION: I. Gasthaus, H. Giersberg, Ch. Dörnemann, D. König

VORWORT

Die großen politischen Veränderungen im Osten Europas haben auch die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowohl inhaltlich als auch thematisch wesentlich geprägt. Dabei spielt die wissenschaftliche Zusammenarbeit mit Universitäts-Instituten anderer Länder eine entscheidende Rolle, um die eigenen Arbeiten auf diese Entwicklungen ausrichten zu können. Einen hohen Stellenwert nimmt dabei für uns die wissenschaftliche Kooperation mit dem sibirischen Zweig der sowjetischen Akademie der Wissenschaften in Irkutsk ein. Der Anfang für eine interessante und für beide Seiten wichtige Zusammenarbeit ist 1991 gelegt worden. Trotz einiger Schwierigkeiten werden die Arbeiten im kommenden Jahr weiter intensiviert und ausgebaut. Gleichzeitig müssen aber auch die Auswirkungen der europäischen Integration von den Hochschulinstitutionen in wissenschaftliche Arbeiten umgesetzt werden. Der Abschluß des Kooperationsvertrages mit der Universidad Politecnica in Madrid ist ein wichtiger Schritt in dieser Richtung. Aber auch die aktive Mitarbeit in den von der EG geförderten Projekten eröffnet wichtige und interessante Möglichkeiten der internationalen Zusammenarbeit. In diesem Zusammenhang möchte ich unsere Beteiligung am Joule-Programm über die Netz-Integration von Windkraftanlagen erwähnen.

Ein zweites Thema, das die Diskussion im vergangenen Jahr sehr stark beherrscht hat, betrifft die Qualität der Lehre. Sicher ist, daß eine aktive Beteiligung an der Forschung eine unabdingbare Voraussetzung für die Qualität der Lehre ist. Aber dies allein reicht nicht aus. Ein möglicher Beitrag dazu ist die Erarbeitung moderner Lehrbücher, die es dem Studenten erlauben, neue Wissensgebiete geordnet studieren zu können. Es ist sehr zu begrüßen, daß heute alle wissenschaftlichen Verlage Buchreihen herausgeben, die sich mit einem festen Thema befassen und sich zum Ziel setzen, ohne zu hohe Kosten Bücher zu neuen Themen zu verlegen. Zusammen mit Herrn Kollege Petroianu, der an der Universität von Kapstadt lehrt, konnten in diesem Jahr die Arbeiten unseres Buches "Energy Management Systems" abgeschlossen werden. Wir freuen uns, wenn dieses Buch eine gute Aufnahme findet wird.

Der vorliegende Jahresbericht gibt Ihnen einen Überblick über unsere Arbeiten im vergangenen Jahr. Für die ausführlichere Berichterstattung verweise ich auf die Veröffentlichungen, Dissertationen und Vorträge. Der vorliegende Bericht möge auch für die Zukunft die Basis für eine vertrauensvolle und erfolgreiche Zusammenarbeit sein.

E. Handschin

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	1
2. LEHRBETRIEB	2
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	2
2.3 Praktika	3
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	5
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	5
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	30
3.3 Schutz- und Leittechnik	52
4. VORTRÄGE	66
4.1 Beiträge für das Kolloquium	66
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	66
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	68
6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTEN	77
6.1 Veröffentlichungen	77
6.2 Forschungsberichte	80
6.3 Diplomarbeiten	80
6.4 Studienarbeiten	81
6.5 Programmbeschreibungen	83
7. PROMOTIONEN	85

1. PERSONAL

- Lehrstuhlinhaber: Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
- Sekretariat: Frau I. Gasthaus
- Akademische Gäste: Ing. Yao Lei, Hochschule für Bergbau Huainan,
China
Dipl.-Ing. E. Orduña, Univ. San Juan, Argentinien
- Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. Blume
Dr.-Ing. C. Dörnemann
Dipl.-Ing. F. Eickhoff
Dipl.-Ing. T. Fabian
Dipl.-Ing. J. Handke
Dipl.-Ing. M. Heine
Dr.-Ing. W. Hoffmann
Dipl.-Ing. D. König
Dipl.-Ing. M. Langer
Dipl.-Ing. F. Reyer
Dipl.-Ing. U. Schlücking
Dipl.-Ing. T. Seelig
Dipl.-Ing. T. Stephanblome
- Technische Mitarbeiter: Frau H. Giersberg
Dipl.-Ing. W. Horenkamp
Frau R. Meier
Herr K.-D. Tesch
- Wissenschaftliche und studentische Hilfskräfte: M. Brasse, B. Brüggenthies, C. Damschen,
D. Fabinger, C. Halbe, A. Hanke,
T. Hartmann, V. Korell, D. Kuhlmann,
B.-U. Reichold, K.-D. Schaum, V. Schmidt
B. Serwe, T. Türkucar, T. Werner, B. Zinke

2. LEHRBETRIEB

2.1 Vorlesungen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS 1991/92)

Obligatorische Vorlesung für alle Studenten der Fakultät Elektrotechnik im 5. Semester.

Inhalt: Drehstrom-Systeme; Elemente der elektrischen Energieversorgung; Betriebsverhalten.

Elektrische Energietechnik II (SS 1992)

Obligatorische Vorlesung für alle Studenten der Fakultät Elektrotechnik im 6. Semester.

Inhalt: Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme im stationären und dynamischen Zustand; Schutztechnik, Kraftwerkstechnik

Energieübertragungssysteme I (WS 1991/92)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

Inhalt: Stationäre Netzberechnung; Sensitivitätsanalyse; Kurzschlußberechnung für symmetrische und unsymmetrische Fehler; Optimierung; State Estimation.

Energieübertragungssysteme II (SS 1992)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

Inhalt: Dynamisches Netzverhalten; Netzregelung; statische und dynamische Stabilität.

Prof. Dr.-Ing. H.C. Müller / Dr.-Ing. G. Traeder

Energieversorgung (WS 1991/92)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

2.2 Seminar

Mikroelektronik in der Energietechnik

(Prof. Dr.-Ing. E. Handschin und Mitarbeiter)

Inhalt: Automatisierung in Verteilungsnetzen.

2.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Grundlagenpraktikums im 3., 4. und 5. Semester 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.

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Fortgeschrittenen-Praktikums im 5., 6. und 7. Semester werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

Regelung von Wirk- und Blindleistung

Symmetrische Komponenten in asymmetrischen Netzen, Beeinflussung von Wirk- und Blindleistungsflüssen mit Längs- und Quervergeltransformatoren, 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 Lasteinflußberechnung. Simulation einer Einfachstörung.

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.

Lastflußermittlung

Analoge und digitale Simulation eines stationären Netzzustandes. Die Übereinstimmung eines am Netzmodell ermittelten Lastflusses mit einer Lastflußberechnung wird untersucht.

Oberschwingungen in elektrischen Netzen

Oberschwingungsströme verursachen an den Impedanzen des Netzes Spannungsabfälle. Diese Spannungen werden für verschiedene Netztypen, die am Netzmodell nachgebildet werden, gemessen und mit den Ergebnissen eines Rechenprogramms verglichen. Der Oberschwingungsstrom sowie die frequenzabhängigen Impedanzen einiger Netzelemente werden meßtechnisch ermittelt.

Selektive Erdschlußfassung in elektrischen Netzen

An einem dreiphasigen Netzmodell wird die Problemstellung unsymmetrischer Fehler in nicht wirksam geerdeten Mittelspannungsnetzen aufgezeigt. Es werden Messungen mit dem Ziel durchgeführt, Kriterien für eine Erkennung des Fehlers sowie dessen selektiver Abschaltung zu erarbeiten. Mit entsprechenden Schutzgeräten werden Selektivität, Schnelligkeit und Zuverlässigkeit des Netzschutzes bei verschiedenen Fehlerorten geprüft.

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.

3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die im Berichtsjahr 1991 durchgeführten Arbeiten lassen sich den folgenden drei Schwerpunkten zuordnen:

1. Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme.
2. Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.
3. Schutz- und Leittechnik.

Die folgenden Ausführungen sind Kurzbeschreibungen der durchgeführten Projekte und sollen in knapper Form Problemstellungen und erreichte Ergebnisse aufzeigen. Am Ende der einzelnen Projektbeschreibungen sind die weiterführenden, ausführlichen Berichte erwähnt.

3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

3.1.1 Wissensbasierte Fehlerortung im Fall unvollständiger Meldungen

Der Alarmverarbeitung und Fehlerortung in elektrischen Energieversorgungsnetzen kommt im Sinne einer raschen Fehlerbehebung erhebliche Bedeutung zu. Ziel dieser Forschungsarbeit am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ist die Realisierung eines wissensbasierten Systems für die Alarmverarbeitung, das sowohl in Hochspannungs- als auch in Mittelspannungsnetzen einsetzbar ist. Das wissensbasierte System ist in der Lage, Einfach- und Mehrfachfehler, Schaltersversagen sowie Über- und Unterfunktionen der installierten Schutzgeräte festzustellen. Die Vollständigkeit der Überwachung der installierten Schutzgeräte bildet keine Voraussetzung für die Funktion des Systems. Das wissensbasierte System für die Alarmverarbeitung erfordert als Eingangsinformationen die aktuelle Ereignisaufzeichnung und Informationen über die Topologie des Netzes vor dem Fehlereintritt. Informationen über die Art der instal-

lierten Schutzeinrichtungen oder die Topologie der Schutzgeräte werden nicht verwandt.

Um sicherzustellen, daß das wissensbasierte System für die Alarmverarbeitung in beliebigen elektrischen Netzen einsetzbar ist, sind in der Wissensbasis generische (allgemeine, nicht auf konkret bezeichnete Betriebsmittel zugeschnittene) Aussagen zu den am häufigsten eingesetzten Schutzfunktionen abgelegt. Die Inferenzmaschine ermittelt bei der Auswertung der gespeicherten Aussagen jenes Betriebsmittel, auf dem eindeutig der Fehler liegt, oder sie bestimmt diejenigen Betriebsmittel, die zu einem "kleinen" oder zu einem "großen" Fehlergebiet gehören. Die Zuordnung zu den drei Klassen ("eindeutiger Fehlerort", "kleines Fehlergebiet", "großes Fehlergebiet") ist abhängig von dem Informationsgehalt der zentral erfaßten Meldungen, die im Zusammenhang mit der aktuellen Netztopologie ausgewertet werden. Redundanzen in der Menge der erfaßten Meldungen werden darüber hinaus genutzt, um Fehlreaktionen des Schutzes und Fehlreaktionen des Schaltfelds zu erkennen.

Das Expertensystem für die Alarmverarbeitung ist eingebunden in die Test- und Entwicklungsumgebung für wissensbasierte Systeme (XPS-EV), die am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelt wurde. XPS-EV bietet zur Vorbereitung des on-line Einsatzes die einfache Möglichkeit der Ankopplung externer Informationsquellen über ein Dateninterface-Programm.

Der Prozeß der Alarmverarbeitung beginnt mit der Auswertung derjenigen Aussagen in der Wissensbasis, die einen Fehlerort eindeutig identifizieren. Ist kein eindeutiger Fehlerort festzustellen, so folgt die Auswertung von Aussagen, die als Ergebnis ein kleines Fehlergebiet finden. Sind auch diese Aussagen nicht zu verifizieren, so werden Aussagen ausgewertet, die ein größeres Fehlergebiet liefern. Sobald eine der Aussagen erfüllt ist, müssen die nachfolgenden Aussagen nicht mehr abgearbeitet werden. In einem weiteren Schritt werden stets Aussagen ausgewertet, die Fehlfunktionen der Schutzeinrichtungen erkennen (Bild 3.1). Die Ergebnisdarstellung erfolgt wahlweise in textlicher oder graphischer Form.

Das Problem der Ereignisabgrenzung in zeitlicher Hinsicht, das bei bisher existierenden Expertensystemen nur unzufriedenstellend gelöst wurde, ist bei dem neu entwickelten wissensbasierten System von untergeordneter Bedeutung. Fehlen zu Beginn der Meldungsauswertung noch zu dem Ereignis gehörige Meldungen, so entspricht dieser Fall

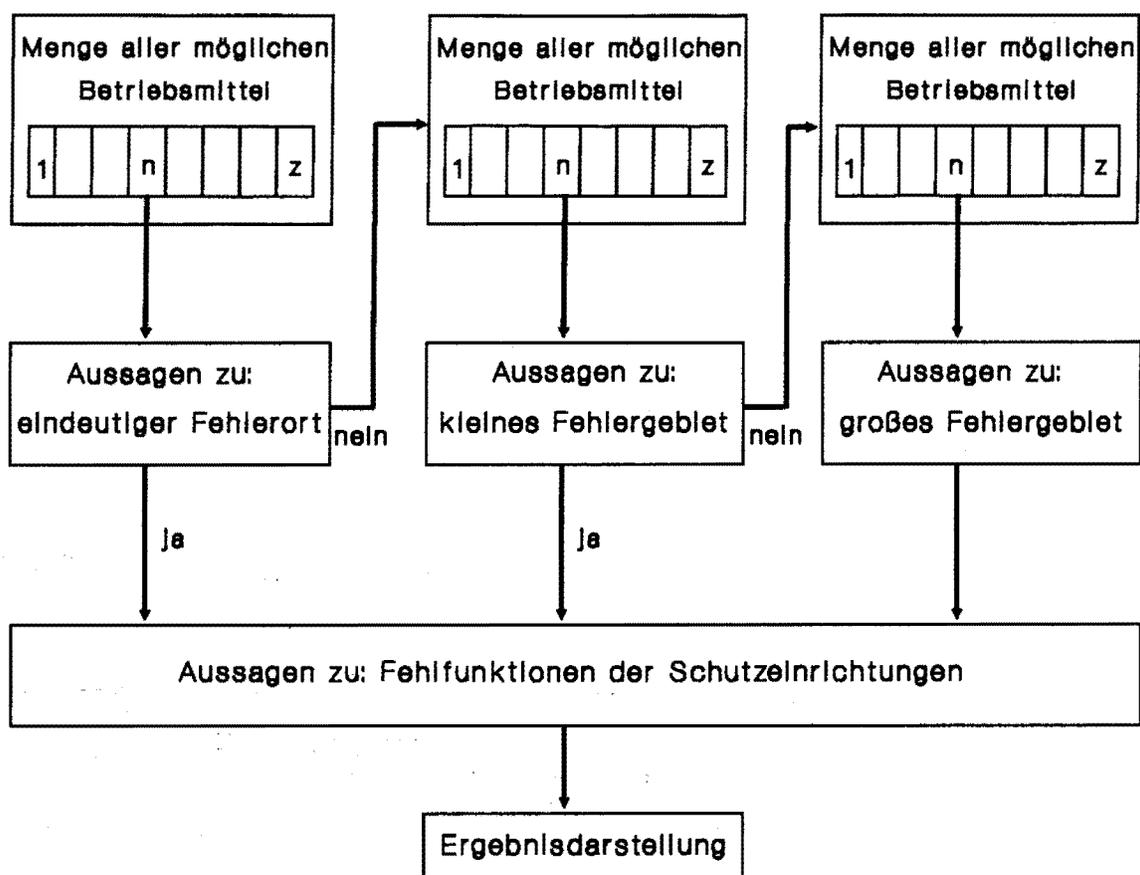


Bild 3.1: Problemlösungsprozeß der Alarmverarbeitung

einer Alarmverarbeitung mit unvollständigen Informationen. Es wird als Ergebnis im schlechtesten Fall ein größeres Fehlergebiet beschrieben als bei vollständigem Vorliegen der Meldungen. Nach Abschluß der ersten Analyse kann eine erneute Auswertung der Wissensbasis mit den während der Auswertung eingetroffenen Ereignismeldungen durchgeführt werden, um die Angabe des Fehlerortes, falls möglich, zu präzisieren.

Das wissensbasierte System für die Alarmverarbeitung bestimmt im Fall ausreichender Informationen sämtliche Fehlerorte im Netz sowie Fehlfunktionen von Schutzgeräten oder Schaltern. Im Fall einer nicht vollständigen Informationsbasis wird ein Fehlerort oder ein Fehlergebiet angegeben, dessen Ausmaß von den erfaßten Meldungen abhängig ist. In jedem Fall bietet dieses wissensbasierte System für die Alarmverarbeitung, insbesondere bei komplexen Netzstrukturen, eine gute Unterstützung für den Netzleitenden.

Das Bild 3.2 zeigt einen Ausschnitt aus einem Energieversorgungsnetz. Wird im Zusammenhang mit einem Netzfehler von den Schutzgeräten "1" und "2" jeweils die Meldung "Überstrom-Anregung leitungsseitig" und von den zugehörigen Schaltern die Schalterfallmeldung an die Zentrale übermittelt, so ist die Auswertung einfach. Der Fehler befindet sich offensichtlich auf der Leitung "a".

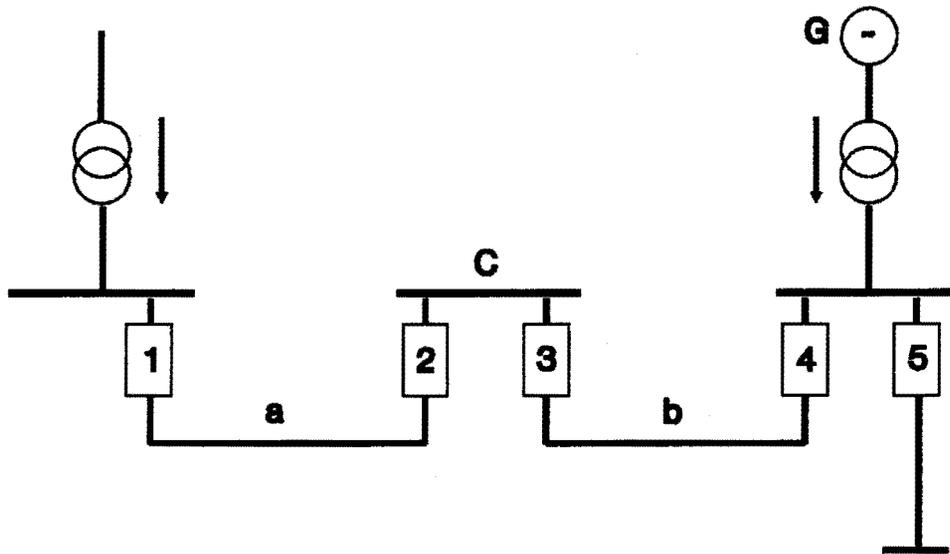


Bild 3.2: Ausschnitt aus einem Energieversorgungsnetz

Die unten dargestellte, aus nur zwei Meldungen bestehende unvollständige Meldungsliste läßt eine ganze Reihe von Interpretationen zu (dabei wird unterstellt, daß in dem Netz keine weiteren zu dem Fehler gehörenden Meldungen existieren).

Schutzgerät "1" meldet:	"Überstrom-Anregung leitungsseitig"
Schutzgerät "4" meldet:	"Überstrom-Anregung leitungsseitig"

Fall 1	der Fehler liegt auf der Leitung "a", die Station "c" kann nicht beobachtet werden, die Schalter haben korrekt ausgelöst.
Fall 2	der Fehler liegt auf der Leitung "a", das Schutzgerät "2" oder der entsprechende Schalter hat versagt, der Schalter bei dem Schutzgerät "4" hat als Reserveschutz ausgelöst.
Fall 3	der Fehler liegt auf der Leitung "b", die Station "c" kann nicht beobachtet werden, die Schalter haben korrekt ausgelöst.

Fall 4	der Fehler liegt auf der Leitung "b", das Schutzgerät "3" oder der entsprechende Schalter hat versagt, der Schalter bei dem Schutzgerät "1" hat als Reserveschutz ausgelöst.
Fall 5	der Fehler liegt auf der Sammelschiene in der Station "c", die Station "c" kann nicht beobachtet werden, der Sammelschienenschutz hat korrekt gearbeitet.
Fall 6	der Fehler liegt auf der Sammelschiene in der Station "c", der Sammelschienenschutz hat versagt, der Schalter bei dem Schutzgerät "1" hat als Reserveschutz ausgelöst.
Fall 7	der Fehler liegt auf der Sammelschiene in der Station "c", der Schalter "2" hat versagt, der Schalter bei dem Schutzgerät "1" hat als Reserveschutz ausgelöst.
Fall 8	der Fehler liegt auf der Sammelschiene in der Station "c", der Schalter "3" hat versagt, der Schalter bei dem Schutzgerät "4" hat als Reserveschutz ausgelöst.

Für den hier konstruierten Fall kommt das Expertensystem auf der Basis generischer Regeln zu dem Ergebnis, daß ein "kleines Fehlergebiet", bestehend aus den Leitungen "a" und "b" sowie der Sammelschiene in der Station "c", die Menge der möglichen Fehlerorte darstellt. Eine Verknüpfung der Anregungsmeldungen mit ggf. verfügbaren Schalterfallmeldungen führt i.d.R. zu einer weiteren Eingrenzung der noch zu betrachtenden Fälle und damit zu einer genaueren Aussage über den möglichen Fehlerort oder feststellbare Fehlreaktionen des Schutzsystems. Läge als einzige Meldung aus dem Netz eine Meldung "Überstrom-Anregung leitungs-seitig" von dem Schutzrelais "1" vor, so fände das wissensbasierte System durch die Verknüpfung dieser Meldung mit der Information über die Netztopologie vor dem Fehlereintritt ein "großes Fehlergebiet", das alle Betriebsmittel umfassen würde, die im Bild des Netzausschnitts rechts des Schutzrelais "1" zu finden sind.

Das neuentwickelte wissensbasierte System für die Alarmverarbeitung ist auf der Basis verschiedener Energieversorgungsnetze mit einem am Lehrstuhl entwickelten Fehlermeldungssimulator getestet worden. In einem nächsten Schritt soll die Leistungsfähigkeit des wissensbasierten Systems für die Alarmverarbeitung im Rahmen eines Feldversuchs erprobt werden.

W. Hoffmann, T. Seelig

EV 9127

3.1.2 Verteiltes Expertensystem für die Netzsicherheitsüberwachung

Das am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung realisierte Expertensystemkonzept (XPS-EV) wird für die Bewertung der Ausfälle von Übertragungselementen, die Erarbeitung präventiver Schaltmaßnahmen, die Alarmverarbeitung in Hoch- und Mittelspannungsnetzen und andere Anwendungsfälle auf einem PC eingesetzt. Die sequentielle Programmabfolge in dem bestehenden Multi-Programm-System wird durch ein übergeordnetes, speicherresidentes Hauptprogramm gesteuert (Bild 3.3).

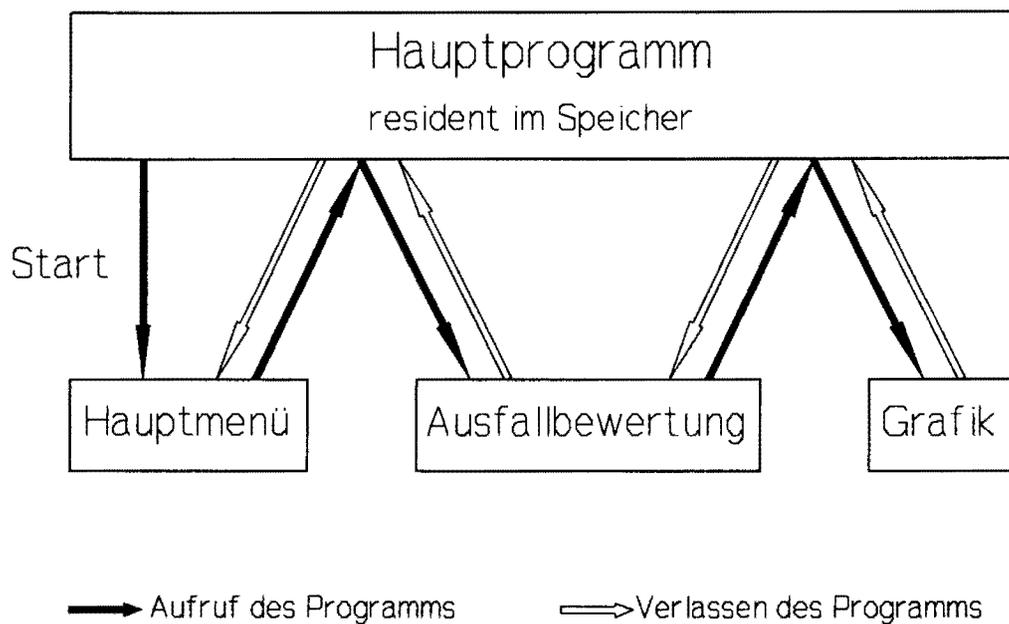


Bild 3.3: Kontrolle des Programmablaufs durch ein übergeordnetes Steuerprogramm

Zur Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten sowie zur Leistungssteigerung ist die Möglichkeit zur Aufteilung der notwendigen Funktionalität auf mehrere, über ETHERNET verbundene PC realisiert worden. Die notwendige lokale Steuerung wurde mit dem Ziel der minimalen Speicherbelegung entwickelt. Die globale Steuerung für die Kommunikation zwischen den Rechnern über das vorhandene Netzwerk (Blackboardprinzip) dient u. a. der Sicherstellung der Datenkonsistenz, der Reaktion auf eventuell auftretende Netzwerkfehlermeldungen und der Verwaltung der Prozeß- und Systemkonfiguration (vgl. Bild 3.4).

In dem realisierten Konzept ist kein gesonderter Rechner zur Überwachung des Gesamtsystems erforderlich, vielmehr liegt die Kontrolle und Behandlung der Aufträge

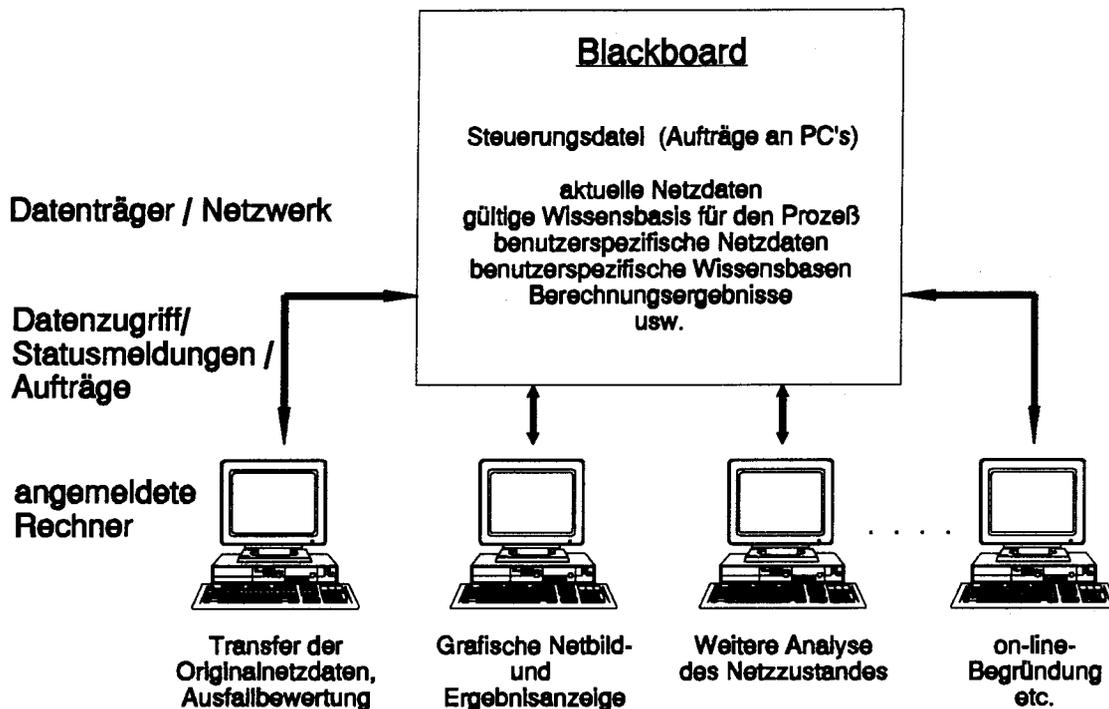


Bild 3.4: Globale Steuerung erfolgt dezentral durch alle angemeldeten Rechner dezentral bei den zur Zeit aktiven Programmen der angemeldeten PC. Dazu stehen während des Netzbetriebs allen angeschlossenen Rechnern Informationen über die gültige Konfiguration und die Auftragsituation ständig zur Verfügung. Die Kontrolle der entsprechenden Dateien und die Reaktion auf einen Eintrag erfolgt in allen Programmen, in denen der globale Steuerungsmechanismus eingebunden ist. Die Zahl der in das verteilte Expertensystemkonzept eingebundenen Rechner ist nicht vorgegeben. Ein Rechner nimmt an der Verarbeitung teil, sobald er an das Netz angeschlossen ist und seine Arbeitsbereitschaft mitgeteilt hat.

Das globale Steuerungsprinzip kontrolliert alle Funktionen im Zusammenhang mit dem Betrieb der Rechner über die Netzwerkverbindung. Hierzu zählt z. B. die Forderung eines Programms oder des Bedieners, ein Programm auf einer bestimmten Hardware ablaufen zu lassen (Auftrag an speziellen Rechner). Ein solcher Wunsch kann vorliegen, wenn der Anwender an einem normalen PC arbeitet und die Rechenleistung einer z. Z. unbenutzten Workstation ausnutzen möchte.

Als Beispiel wird im folgenden die Unterstützung des Netzleitungsingenieurs bei seinen Entscheidungsfindungen zur Einhaltung des (n-1)-sicheren Grundzustands des Energieversorgungsnetzes durch die Anwendung des verteilten Expertensystems bei dem

Einsatz von drei Rechnern beschrieben (Bild 3.4). Durch die Ankopplung der Rechner an das Netzleitsystem des Energieversorgungsunternehmens über das Netzwerk ist der schnelle Zugriff auf die Netzdaten des on-line Systems möglich.

Der erste PC blendet die Ergebnisse der letzten Ausfallbewertung in die ständig dargestellte Netzgraphik ein. Liegen neue Original-Netzdaten auf dem Netzwerk vor, so wandelt der zweite PC diese in das für die Expertensystemanwendungen benötigte Format um. Auf der Basis dieser Daten führt der zweite PC die Ausfallbewertung der neuen Netzdaten durch, während der Benutzer diesen aktuellen Datensatz bereits zur Netzeinfärbung auf dem ersten Rechner verwenden kann. Die von dem zweiten Rechner ermittelten Aussagen zur Ausfallsicherheit werden auf Wunsch automatisch in die graphische Anzeige der Netzsituation auf dem ersten PC eingeblendet.

Die Vorteile der neuen Steuerungsstruktur liegen sowohl in dem automatischen Ablauf des Prozesses "Datentransfer-Ausfallbewertung-Ergebnisdarstellung" im Falle eines neuen Datensatzes auf der Seite des Prozeßrechners als auch in der kontinuierlichen Darstellung der Netzsituation.

Der dritte Rechner kann für eine weitere Analyse des aktuellen Netzzustandes eingesetzt werden, wie z.B. für die detailliertere Untersuchung eines speziellen Betriebsmittelausfalls oder für andere Expertensystemlösungen wie beispielsweise für die Erarbeitung von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen. Dieser Rechner kann aber auch von einem zweiten Benutzer für Anwendungen des Expertensystems zur Variantenuntersuchung im Sinne der Netzbetriebsplanung genutzt werden. Dieser kann dabei, ebenso wie der erste Benutzer, die durch den ersten Rechner umgewandelten Original-Netzdaten für seine Untersuchungen verwenden und modifizieren, ohne den Betrieb der ersten beiden Rechner zu beeinflussen.

Die problemlose Einbindung weiterer Rechner erlaubt die on-line Anzeige der Begründung aktueller Entscheidungsprozesse ebenso wie die sinnvolle Bearbeitung weiterer Aufgaben durch XPS-EV.

W. Hoffmann

EV 9126

3.1.3 Netzdatenvisualisierung auf der Basis von X

Ein System für die Netzsicherheitsrechnung, das in die Betriebsführung elektrischer Netze integriert werden soll, muß - um dem heutigen Stand der Technik zu entsprechen - folgenden Anforderungen genügen:

- bedienerfreundliche und robuste Oberfläche
- grafisch orientierte Eingabe und Berechnung des Netzes
- Portabilität
- Netzwerkfähigkeit
- modularer Aufbau
- Bereitstellung leistungsfähiger Algorithmen für die Netzberechnung

Im Bereich der grafischen Benutzeroberflächen hat sich das X-Window-System, kurz X, inzwischen als Standard bei nahezu allen Workstation-Herstellern etabliert. Zum Erstellen einer komfortablen Benutzeroberfläche werden von verschiedenen Anbietern Toolkits angeboten, die auf der X-Schnittstelle aufsetzen und häufig benötigte Elemente einer Benutzeroberfläche (sogenannte Widgets) zur Verfügung stellen. Ein Beispiel hierfür ist das OSF/Motif Widget-Set, das von den meisten namhaften Rechnerherstellern unterstützt wird.

Die Hardwareunabhängigkeit wird bei X durch das Client/Server-Modell gewährleistet. Ein Server-Prozeß (X-Server), der auf einer Graphik-Workstation oder einem X-Terminal läuft und an die jeweilige Hardware angepaßt ist, stellt für die Anwendungsprogramme (X-Clients) ein virtuelles graphisches System dar. Der X-Server bedient auf der Benutzerseite den sog. Display, bestehend aus Eingabegeräten (Tastatur, Maus etc.) und Ausgabegeräten (Bildschirme, Drucker etc.), auf der Betriebssystemseite empfängt und sendet er X-Protokoll-Sequenzen (X-Events). Die X-Clients können dabei auf den unterschiedlichsten Rechnern im Netzwerk laufen und gemeinsam auf einen X-Server als Ein-/Ausgabemedium zugreifen.

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wird z.Z. ein System für die Netzsicherheitsrechnung (NSR) innerhalb eines Leitsystems entwickelt, dessen Aufbau Bild 3.5 zeigt. Alle für die benutzerseitige Ein-/Ausgabe relevanten Funktionsgruppen greifen auf den X-Server des betreffenden Bildschirmarbeitsplatzes zu. Die Benutzeroberfläche wird mit Hilfe des OSF/Motif Widget-Sets erstellt und bietet daher ein hohes Maß an Komfort und Interaktionsfähigkeit. Für die maskenorientierte Eingabe der Netzdaten

stellt OSF/Motif Dialogboxen zur Verfügung, die mit Bedienelementen, wie Tasten und Rolleisten ausgestattet werden können. Die Anzeige des Netzbildes und der in das Bild eingetragenen Daten erfolgt mit Routinen aus der Xlib, der grundlegenden Bibliothek des X Window Systems.

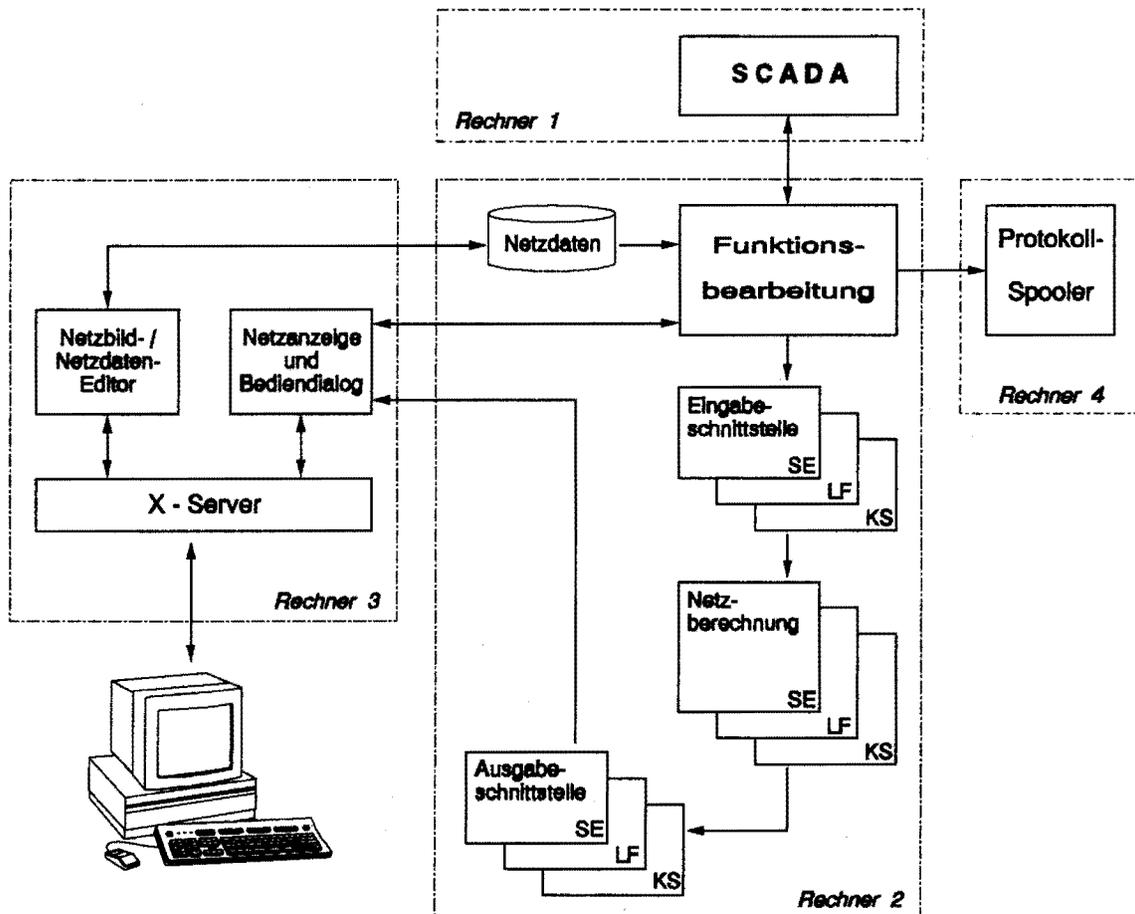


Bild 3.5: Graphisch-interaktive Netzsicherheitsrechnung innerhalb eines Leitsystems auf der Basis von X

Um die Portabilität der Anwendungsprogramme auch über die Funktionen des X-Systems hinaus zu gewährleisten, werden nur Funktionsaufrufe verwendet, die standardisiert sind, d.h. entweder dem ANSI-Standard entsprechen (für FORTRAN und C-Programme), oder im X/Open Portability Guide eingetragen sind (C- und UNIX-Aufrufe).

Der im Bild 3.5 als Funktionsbearbeitung (FB) bezeichnete Block läuft auf einem zentralen Rechner und verwaltet den gesamten für die Netzsicherheitsrechnung relevanten Datenbestand. Den aktuellen Netzzustand erhält die FB über SCADA-Funktionen des Leitrechners. Von den jeweiligen Arbeitsplatzrechnern aus können Netzberechnungen

bei der FB angefordert werden. Zur Simulation bestimmter Netzzustände können der FB dabei auch die entsprechenden Datensätze übergeben werden, die den jeweiligen Zustand charakterisieren. Die FB stößt die gewünschte Rechnung an und sorgt für eine korrekte Zuordnung der Ergebnisdaten. Zustandsänderungen des Netzes werden den jeweiligen Arbeitsplatzsystemen zur Aktualisierung der Prozeßanzeige von der FB mitgeteilt.

Um bezüglich der Berechnungsverfahren flexibel zu sein, existieren zu jedem Rechenmodul jeweils ein Eingabemodul und ein Ausgabemodul. Das Eingabemodul bezieht die für die betreffende Rechnung benötigten Daten aus der FB, prüft diese auf Konsistenz und Vollständigkeit und setzt die Daten in das vom Rechenmodul geforderte Format um. Das Ausgabemodul kennt das Ergebnisformat der entsprechenden Rechnung und setzt die Rechenergebnisse in die gewünschte Ausgabeform (z.B. Listen- oder Bildschirmausgabe) um. Auf diese Weise können sowohl bestehende Rechenprogramme leicht durch leistungsfähigere ausgetauscht werden als auch neue Berechnungsverfahren mit den zugehörigen Ein-/Ausgabemodulen integriert werden.

M. Heine, D. König

3.1.4 Kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung in thermischen Erzeugungssystemen mit Gas-Kombiblöcken

Für den Betrieb und die Betriebsplanung von Kraftwerkssystemen ist die Kraftwerkseinsatzoptimierung ein wichtiges Hilfsmittel zur ökonomischen Betriebsführung. Bei der langfristigen Kraftwerkseinsatzplanung mit einem Planungshorizont von einem Jahr und mehr müssen aufgrund der sonst unpraktikablen Größenordnung von Rechenzeit und Speicherbedarf vereinfachende Näherungen zur Reduzierung der Problemdimension vorgenommen werden. Die daraus resultierenden Ungenauigkeiten der Ergebnisse müssen in einem akzeptablen Rahmen bleiben, so daß für die nachfolgende Optimierungsstufe der Kurzfristplanung genügend genaue Vorgaben geliefert werden.

Für die Kurzfristplanung werden in der Literatur neben heuristischen Lösungsverfahren auch verschiedene mathematische Lösungsverfahren basierend auf der Dynamischen Programmierung, der gemischt ganzzahligen Linearen Programmierung und der

Lagrangeschen Relaxation vorgeschlagen. Die beiden erstgenannten Verfahren eignen sich nicht für große Optimierungssysteme, da sie zuviel Rechenzeit und Speicherplatz benötigen. Mit dem Verfahren der Lagrangeschen Relaxation ist es möglich für große Optimierungssysteme eine suboptimale Lösung zu erhalten. Aufgrund des "flachen" Minimums der Kostenfunktion ist es für praktische Zwecke ausreichend, eine Lösung in der Nähe des mathematischen Optimums zu finden. Bei der Lösung des Optimierungsproblems wird ein dreistufiges Verfahren verwendet:

1. Lösung des dualen Optimierungsproblems mittels Lagrangescher Relaxation.
2. Generierung einer zulässigen primalen Lösung aus der dualen Lösung.
3. Wirtschaftliche Lastaufteilung bei festem Blockeinsatz.

Durch die Formulierung des dualen Optimierungsproblems in der ersten Phase des Optimierungsalgorithmus läßt sich eine Entkopplung des Problems in blockspezifische Unterprobleme bewirken. Die Berücksichtigung der Last- und Reservebedingung erfolgt iterativ bei der Lösung der Unterprobleme. Die dafür verwendeten Lagrange-Multiplikatoren werden mit Hilfe eines Subgradientenverfahrens bestimmt.

Die Lösung der blockspezifischen Unterprobleme erfolgt mittels Dynamischer Programmierung. Durch die Vorgabe eines Graphen für die möglichen Blockzustände und der Übergänge von einem Zeitpunkt zum nächsten können so die blockspezifischen Randbedingungen wie Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeit sowie Leistungsgrenzen und Anfahrkosten bei der Lösung der Unterprobleme sofort berücksichtigt werden.

Gas-Kombiblöcke verwenden entsprechend Bild 3.6 einen kombinierten Gas-Dampfturbinen-Prozeß zur Energieerzeugung. Neben dem regelfähigen Betriebszustand, bei dem beide Turbinensätze in Betrieb sind, ist zusätzlich noch der "Abhitzebetrieb" möglich, bei dem nur die Gasturbine in Betrieb ist. Der Vorteil des Kombiprozesses liegt in der zusätzlichen Ausnutzung der Wärmeenergie der heißen Turbinenabgase in dem Dampfkessel, wodurch eine Wirkungsgradsteigerung des Gesamtprozesses erreicht wird. Die Gasturbine wird im regelfähigen und im Abhitzebetrieb immer mit Nennleistung betrieben. Daraus folgt die Kostenfunktion gemäß Bild 3.6 für einen Gas-Kombiblock.

Das Durchfahren der "verbotenen" Bereiche zwischen Stillstand und Abhitzebetrieb bzw. zwischen Abhitzebetrieb und regelfähigem Betrieb erfolgt mit den anlagenspezifi-

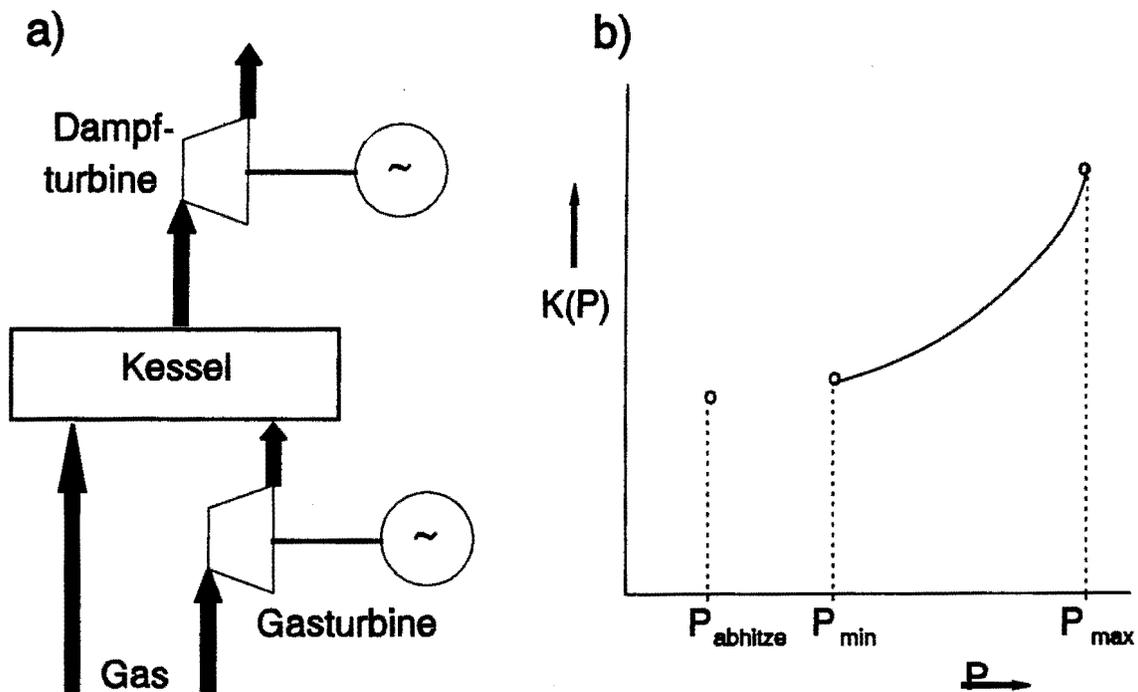


Bild 3.6: Prinzip (a) und Kostenfunktion (b) eines Gas-Dampfturbinen-Prozesses

schen Leistungsgradienten, woraus sich die benötigten An- und Abfahrzeiten ermitteln lassen. Im Bild 3.7 ist der sich für einen Kombiblock ergebende Graph der möglichen Zustände und Zustandsänderungen dargestellt.

Nach ca. 100 Zyklen zur Lösung des dualen Optimierungsproblems kann die Iteration abgebrochen werden, da die erhaltene duale Lösung dann genügend genau ist. Auf Grund der Nichtkonvexität des Optimierungsproblems kann die dazugehörige primale Lösung an einigen wenigen Stellen die Reservebedingung verletzen. Zum Erhalt einer zulässigen primalen Lösung ist es in der zweiten Phase des Optimierungsalgorithmus notwendig, durch Vergrößerung der mit den Reservebedingungen verknüpften Lagrange-Multiplikatoren die Verletzungen zu beseitigen.

Die wirtschaftliche Lastaufteilung bei vorgegebenem Blockeinsatz wird anschließend unter Berücksichtigung der Energievorgaben in der dritten Phase durchgeführt.

Im Bild 3.8 sind für den Zeitraum einer Woche die Systemkapazität eines Kraftwerks-parks mit 20 Erzeugern, von denen vier Blöcke Gas-Kombiblöcke sind, und die vorgegebene Lastprognose zuzüglich der Reserveanforderung dargestellt.

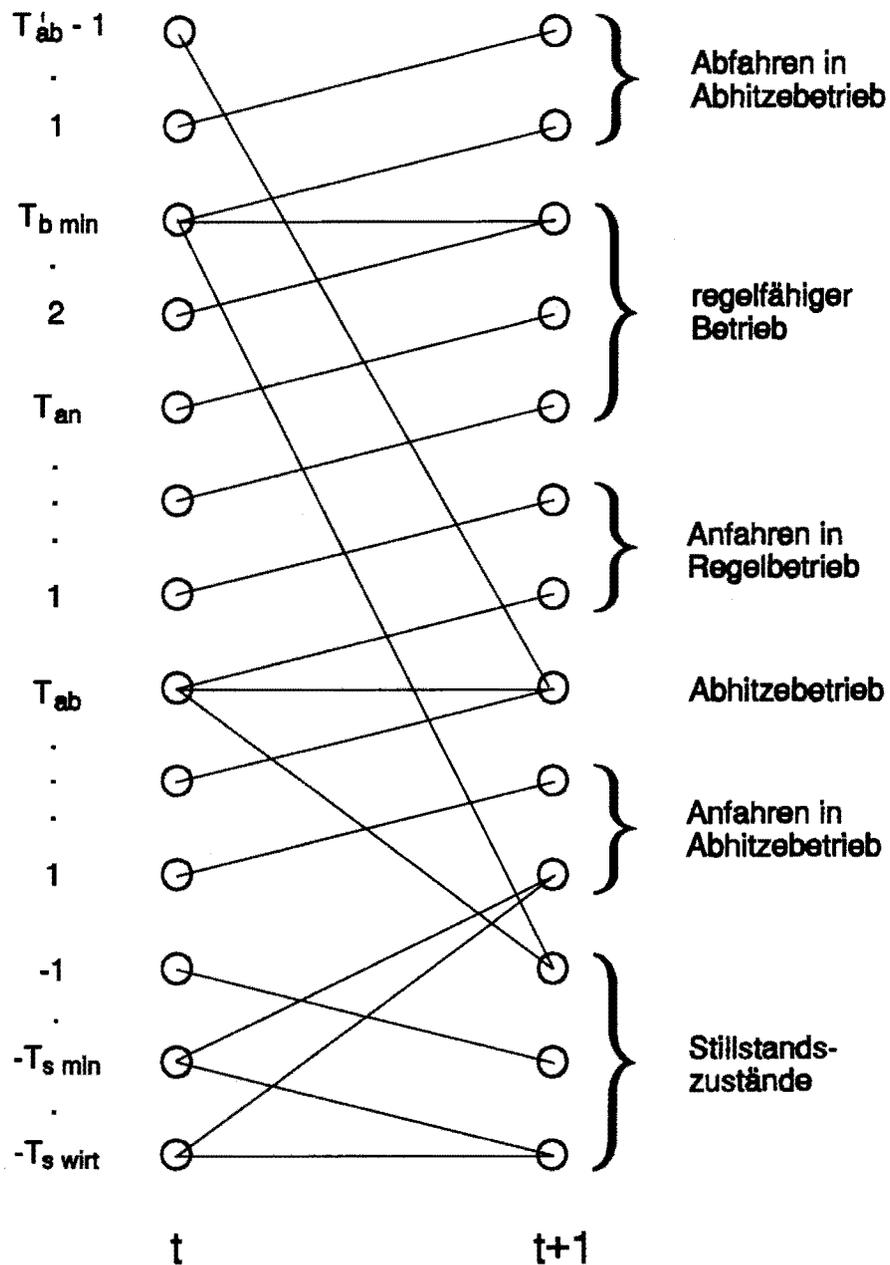


Bild 3.7: Zustandsgraph eines Gaskombi-Blocks

Im Bild 3.9 ist exemplarisch der Blockeinsatz eines der vier Gas-Kombiblöcke über die berechnete Woche dargestellt. Aus dem Verlauf der Kurve ist zu erkennen, daß der Kombiblock für diese Konstellation der Eingangsdaten während der Lasttäler in der Nacht in den Abhitzebetrieb gefahren wird und sich tagsüber im regelfähigen Betrieb befindet. Während des Wochenendes wird der Block vollständig abgeschaltet.

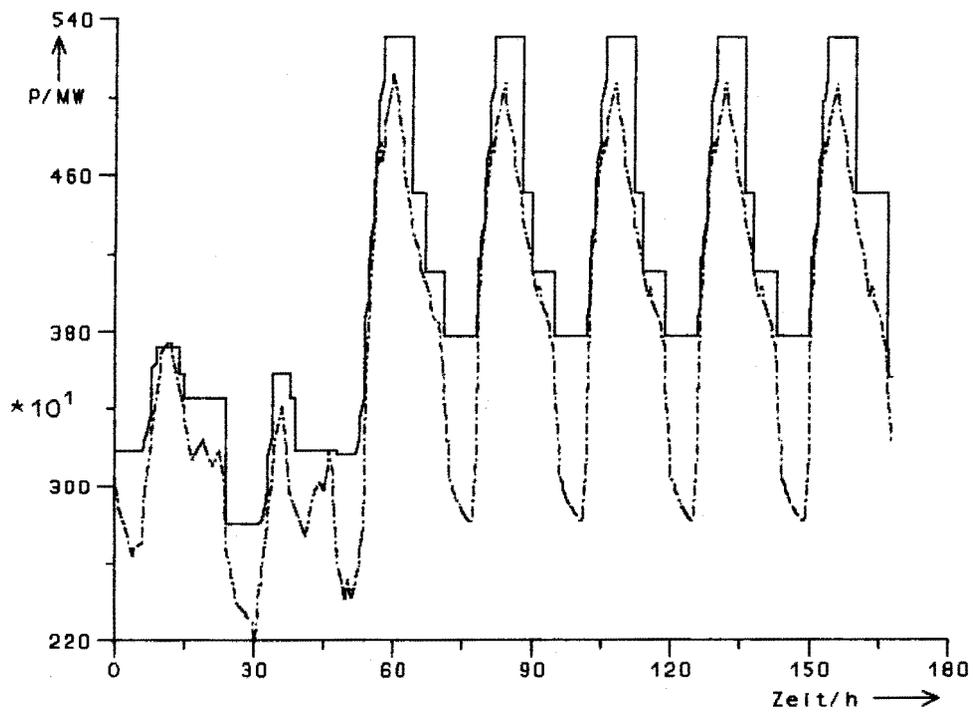


Bild 3.8: Berechnete Kapazität des Kraftwerkparks (durchgezogene Linie) und Lastprognose zzgl. Reserveanforderung

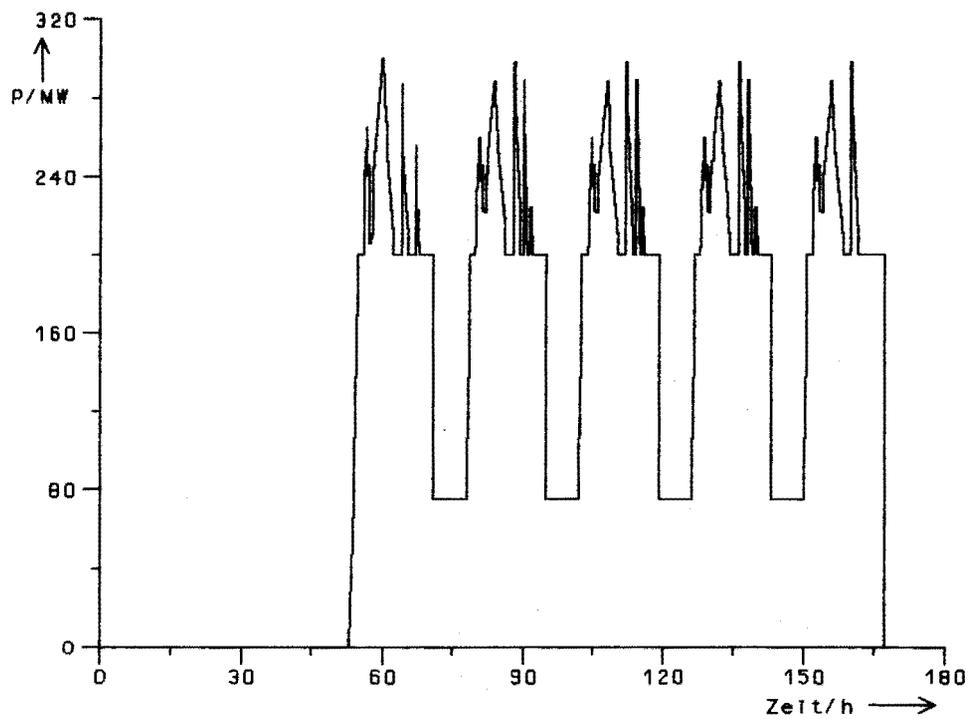


Bild 3.9: Berechneter Blockeinsatz eines 400 MW Gas-Kombiblocks

3.1.5 Erfahrungen beim Einsatz der betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung in der Niederspannungsnetzrechnung

Das in den letzten Jahren am Lehrstuhl entwickelte Verfahren der betriebsmittelbezogenen Lastprognose wurde jetzt in einem Projekt in der Niederspannungsnetzrechnung eingesetzt. Im Gegensatz zu früheren Testrechnungen lagen umfangreiche Datensätze aus dezentralen Niederspannungsmessungen mehrerer Jahre vor. Dadurch war es möglich, die Schnittstellen der verschiedenen Datenquellen zum eigentlichen Berechnungsalgorithmus näher zu untersuchen und zu beschreiben. Im Bereich der dezentralen Meßwerterfassung war in früheren Fällen bei der Beurteilung der Datensätze noch eine Nachkontrolle von Hand möglich. Nun kommt dem Einsatz der Clusteranalyse eine stärkere Bedeutung zu. Neben der Erkennung von fehlenden Meßwerten ist es auch möglich, Meßfehler durch defekte Meßwerterfassungskomponenten zu detektieren. Trotz moderner, autonomer Meßsysteme können falsche Daten nicht vermieden werden. Für die Berechnung typischer Verbrauchercurven sind zur Erfassung von Meßwerten Stationen auszuwählen, die eine unterschiedliche Verbraucherstruktur aufweisen. Daher wurden die vorhandenen Meßstellen anhand der Jahresenergieverbrauchsdaten der verschiedenen Gruppen sowie anhand der Ergebnisse der Clusteranalyse überprüft. Dabei wurde festgestellt, daß in einigen Fällen die Gruppenklassifikation, besonders im Gewerbebereich, überprüft werden muß. Ebenso sind atypische Verhaltensweisen von Nachtspeicheranlagen nachweisbar. Die Berechnungsergebnisse der typischen Verbrauchercurven auf der Basis des statistischen Modells bestätigen die Erfahrungen bei der bisherigen Auswertung der vorhandenen Datensätze. Die Zusammenstellung von Verbrauchsdaten für die verschiedenen Gruppen und die Zuordnung zum zugehörigen Kabelabgang in der Meßstation ist noch problematisch, da die Auswahl über die Parameter "Gemeindeschlüssel, Straßename und Hausnummer" von Hand erfolgen muß. Die zur Verfügung stehende Bedienoberfläche läßt keine Plausibilitätskontrolle zu. Für eine effiziente Nutzung im Planungsbereich und eine möglichst vollständige Automatisierung der Verbrauchsdatenauswahl bezüglich eines ausgewählten Betriebsmittels sind Konzepte integrierter Datenmodelle für die Lastberechnung in Niederspannungsnetzen zu realisieren, die einen durchgängigen Datentransfer gewährleisten.

Ch. Dörnemann

3.1.6 Untersuchung zur Blindleistungsanforderung in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Zur Berechnung der Belastung im Verteilungsnetz wurde bisher eine betriebsmittelbezogene Lastmodellierung allein auf der Basis eines Wirkleistungsmodells durchgeführt. Eine Erweiterung durch eine blindleistungsbezogene Beschreibung ist notwendig, um die Kenntnis der Belastung bezüglich des Blindleistungsbedarfs und damit die Planung unter Berücksichtigung von Kompensationsanlagen zu verbessern.

Im ersten Schritt wurden einige Meßreihen der Wirk- und Blindleistung verschiedener Netzstationen in der Mittel- und Niederspannungsebene einiger EVU zu unterschiedlichen Meßzeitpunkten untersucht. Diese Meßdaten wurden in geeigneter Form bearbeitet, gemittelt und normiert, damit eine automatische Klassifizierung mit einem statistischen Verfahren (Clusteranalyse), eine Verwendung vorhandener Graphik-Software zur Darstellung und eine für den Anwender übersichtliche Meßdatenverwaltung möglich sind.

Da Cluster-Analyse-Algorithmen erfolgreich bei der Klassifizierung von Wirkleistungstagesganglinien angewandt wurden, wird dieses Verfahren auch im Zusammenhang mit der vorliegenden Fragestellung eingesetzt. Dabei soll untersucht werden, ob sich eine Vielzahl von Tagesganglinien verschiedener Stationen und unterschiedlicher Saison aufgrund ihrer Verbraucherzusammensetzung numerisch eindeutig in Klassen einteilen lassen, ob die Einteilung allein aufgrund der Wirkleistungsverläufe übernommen werden kann und inwieweit Periodizitäten (Schwach-/Starklastfall, Saison) bei Lastverläufen nachzuweisen sind. Die Datenbasis besteht aus Messungen in 32 Niederspannungsstationen, deren Nennleistungen zwischen 100 kVA und 800 kVA variieren, und in 18 Mittelspannungsstationen, deren Nennleistungen zwischen 20 MVA und 40 MVA liegen. Eine erste Betrachtung der Stationen ergab eine Einteilung in folgende Typen:

Niederspannungsmessungen

1. Wohngebiet (14 Stationen), zum Teil mit kleinen Geschäften;
2. Landgebiet (5);
3. Gewerbegebiet (8), mit mehr oder weniger Wohnanteil;
4. Stadtzentrum (5), mit Geschäften und wenig Wohnanteil.

Mittelspannungsmessungen

5. Regionalversorgung ohne Industrieanteil (4);
6. Regionalversorgung mit Industrieanteil (3);
7. Stadtversorgung ohne Industrieanteil (4);
8. Stadtversorgung mit Industrieanteil (3);
9. Industrierversorgung aus dem öffentlichen Netz (2).

Mit Hilfe der Clusteranalyse sind Objekte, die durch eine Reihe von Eigenschaften oder Merkmalen charakterisiert werden, so in Klassen einzuteilen, daß diese Klassen bzgl. eines gewählten Kriteriums in sich möglichst homogen, untereinander jedoch möglichst heterogen sind. Die Merkmale eines zu klassifizierendes Objekts sind bei Tagesganglinien durch die Meßwerte zu den einzelnen Zeitpunkten gegeben. Für die Sammelschienen der Meßorte werden die Leistungsganglinien der Meßzeiträume klassifiziert, um festzustellen, ob evtl. eine Unterscheidung des Verlaufs der Ganglinien nach Werktagen, Samstagen und Feiertagen verifiziert werden kann. Auch wurden die Leistungsganglinien der Sammelschienen aller Meßorte eines bestimmten Tagestyps klassifiziert.

Die Kombination von Ganglinien, d.h. die Erstellung einer "typischen Wochenganglinie" bestehend aus den Tagesganglinien der Werktage, des Samstags und des Sonntags und die nachfolgende Klassifikation dieser "typischen Wochenganglinien" ist gleichfalls für alle Sammelschienen oder für alle Abgänge aller Netzstationen möglich.

Zunächst wurden nur die Lastverläufe an den Sammelschienen der Netzstationen untersucht, wobei Wirk- und Blindleistungsverbrauchskurven jeweils jeder Sammelschiene miteinander gekoppelt an allen Meßtagen klassifiziert wurden. Die Unterschiede zwischen Werktags- und Wochenendverläufen wurden unabhängig von der Kategorie der Station klar deutlich, so daß die Unterscheidung in Werktag, Samstag und Sonntag gerechtfertigt werden kann.

Es zeigt sich, daß die Einteilung der Netzstationen nach der Ortslage ('Regional-/Stadtversorgung') nicht zweckmäßig ist und hierzu die Abstufung der Stationen mit angeschlossenen Gewerbe- und Industriebetrieben ('Gewerbegebiet', 'Industriegebiet', 'Versorgung mit/ohne Industrieanteil') nicht ausreicht. Außerdem weisen die in der Kategorie 'Landgebiet' enthaltenen Stationen nicht alle den für ländliche Stationen typischen Belastungsverlauf auf. Bei den Stationen der Kategorien 'Wohngebiet' und

'Stadtgebiet' sollten die Anzahl und der Leistungsbedarf der angeschlossenen Geschäfte berücksichtigt werden.

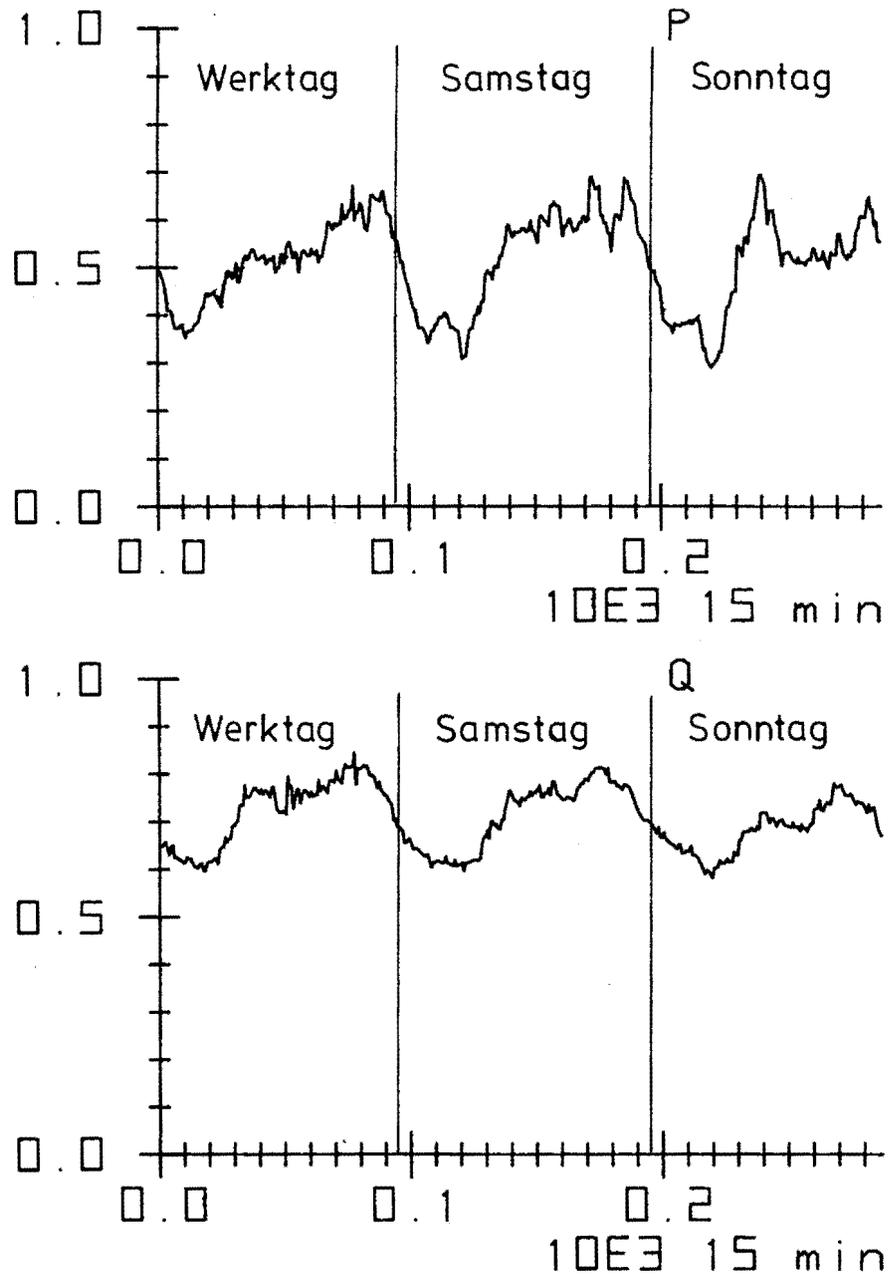


Bild 3.10: Wirk- und Blindleistungsverlauf für Stationen aus der Kategorie 'Wohngebiet'

Beispielhaft ist im Bild 3.10 der Verlauf von Wirkleistung (oben) und Blindleistung (unten) für die Klasse dargestellt, der nur Stationen aus der Kategorie 'Wohngebiet' angehören. Dabei stellt jeder Kurvenverlauf die Aneinanderreihung der mittleren Werktagskurve, der Samstags- und Sonntagskurve dar (Normierung vor der Klassifikation auf das jeweilige Maximum der drei Kurven). Innerhalb der Kategorie

'Wohngebiet' werden aber je nach Saison große Unterschiede deutlich, die vor allem auf Nachtspeicherheizungen zurückzuführen sind, so daß Wohngebiete mit vorwiegend Speicherheizungen eine eigene Kategorie bilden sollten.

An diese Untersuchungen schließen sich nun getrennte Klassifikationen von Wirk- und Blindleistungsverbrauchskurven an, um den Einfluß beider Größen besser analysieren zu können. Eine Klassifikation der Abgänge aller Netzstationen und ein anschließender Vergleich mit dem Klassifikationsergebnis der Sammelschiene der Station muß zeigen, welche Abgänge das Stationsverhalten insgesamt bestimmen. Darüber hinaus zeigt diese erste Untersuchung, daß für eine leistungsfähige Modellierung eine verbrauchergruppenorientierte Klassifizierung notwendig ist, wie sie schon für das Wirkleistungsmodell entwickelt wurde. Bezüglich der Blindleistung kann der dort gefundene Modellierungsansatz wegen des nichtlinearen Blindleistungsverhaltens verschiedener Verbraucher nicht übernommen werden.

Ch. Dörnemann

EV 9118

3.1.7 Verfahren zur Prognose der Viertelstunden-Höchstlast

In den Lieferverträgen der Energieversorgungsunternehmen wird bei Sonderabnehmern eine maximale Übergabeleistung festgelegt, die in einem genau definierten Zeitbereich (z.B. 15 Minuten) nicht überschritten werden darf. Daraus wird der leistungsproportionale Preisanteil der Tarifvereinbarung ermittelt. Für den Abnehmer ergibt sich daraus folgende Problematik:

- die tatsächlichen Viertelstunden-Leistungen müssen möglichst genau mit der vertraglich vereinbarten Leistung übereinstimmen;
- auf keinen Fall darf jedoch die Viertelstunden-Leistung die Leistungsgrenze überschreiten, da sonst erhebliche Mehrzahlungen zu leisten sind.

Ein Lösungsansatz dieser Problematik liegt darin, den vertraglich vereinbarten Leistungsbezugswert so niedrig wie möglich festzulegen. Um diesen Wert möglichst gut ausnutzen zu können, ist der Abnehmer bemüht, so früh wie möglich innerhalb der Tarifperiode eine Abschätzung der zu erwartenden, mittleren Leistung am Ende der

Tarifperiode zu erhalten. Falls erforderlich müssen rechtzeitig geeignete Laststeuermaßnahmen ergriffen werden, um keine Grenzwertverletzung zu erhalten. Aufgrund der aktuellen Meßwerte ist durch ein geeignetes Prognoseverfahren der Wert der zu erwartenden mittleren Leistung laufend zu berechnen.

Wesentlichen Einfluß auf die Wahl der für eine Prognose verwendbaren Algorithmen haben sowohl die Qualität der Eingangsdaten sowie der Prognosezeitraum. Der zeitliche Abstand zweier aufeinanderfolgender Meßwerte legt die obere Grenze der für den Prognosealgorithmus verfügbaren Rechenzeit fest. Die zu prognostizierende Größe ist die mittlere Viertelstunden-Bezugsleistung, die aus den Energiewerten bestimmt werden muß. Deshalb kommt es nicht darauf an, daß der Prognosealgorithmus exakt den tatsächlichen Leistungsverlauf innerhalb der Viertelstunde nachbildet. Vielmehr ist entscheidend, wie er dessen arithmetischen Mittelwert prognostiziert, das Prognosemodell muß Abweichungen unterschiedlichen Vorzeichens gegeneinander aufrechnen. Die Summe der Prognosefehler, die durch den Betrag der Abweichungen der Prognosewerte vom tatsächlichen Verlauf der mittleren Leistung pro Zeitschritt ermittelt werden, geben somit nur ein verzerrtes Bild über die Prognosegüte wieder.

Die zu einem Zeitpunkt t innerhalb eines Zeitintervalls $[t_a, t_e]$ prognostizierte mittlere Leistung $\hat{P}_m(t)$ für das Gesamtintervall ist das arithmetische Mittel aus dem Anteil der vom Anfang t_a des Intervalls bis zum Zeitpunkt t bereits abgenommenen Energie $E(t)$ sowie der zu prognostizierenden Energie $\hat{E}(t)$ vom Zeitpunkt t bis zum Ende t_e des Intervalls, bezogen auf das Gesamtintervall $[t_a, t_e]$:

$$\hat{P}_m(t) = \frac{E(t) + \hat{E}(t)}{t_e - t_a}$$

wobei die aktuelle Energie $E(t)$ durch

$$E(t) = \int_{t_a}^t P_m(t) dt$$

und der Leistungsbezug $P_m(t)$ durch die Messung gegeben sind. Der zu prognostizierende Anteil $\hat{E}(t)$ kann durch verschiedene Algorithmen bestimmt werden. Die lineare Regression ermittelt eine durch n Wertepaare (x_i, y_i) definierte Gerade, die hier durch die Wertepaare Zeitpunkt und zugehöriger Leistungszählwert bestimmt werden kann. Mit der quadratischen Regression findet man die optimale Parabel durch eine

Punkteschar. Die dritte untersuchte Methode, das Verfahren der exponentiellen Glättung, beruht auf dem folgenden Ansatz:

$$\bar{X}_t = \alpha X_t + (1-\alpha) \bar{X}_{t-1} \quad 0 \leq \alpha \leq 1$$

X_t : Wert der Zeitreihe zum aktuellen Zeitpunkt t

\bar{X}_t : Mittelwert der Zeitreihe zum aktuellen Zeitpunkt t

\bar{X}_{t-1} : Mittelwert der Zeitreihe zum vorhergehenden Zeitpunkt t-1

α : Glättungsparameter

Der entscheidende Mechanismus ist die Verwendung des früheren Mittelwertes \bar{X}_{t-1} , der mit $(1 - \alpha)\%$ in die Berechnung eingeht. Niedrige Werte von α gestatten eine gute Filterung der Zufallsschwankungen, hohe Werte von α führen dagegen zu einer schnellen Adaption des Mittelwertes. Damit ergibt sich das Problem, den günstigsten Wert des Glättungsparameters zu finden, so daß ein Optimum zwischen der Stabilität und der Sensibilität des Systems erreicht wird. Die Bestimmung eines optimalen Glättungsfaktors α ist nur im Zusammenhang mit aktuell vorgegebenen Daten möglich. Für den Vergleich dieser Prognosealgorithmen anhand realer Datensätze werden unterschiedliche Lastverläufe von verschiedenen Tagen und Tageszeiten verwendet. Von den ausgewählten Daten weist der Lastgang im Bild 3.11 eine Periodenlänge von 30 Sekunden auf und gibt den unruhigsten wieder. Typische Lastverläufe in den kritischen Hochtarif-Zeiten zeigen i.a. einen ruhigeren Verlauf, weil die noch zuschaltbare Last relativ gering ist.

Im Bild 3.12 sind beispielhaft die prozentualen Abweichungen für die lineare Regression (10, 20 und 28 Werte) und die exponentielle Glättung für verschiedene Werte α bezüglich der tatsächlichen mittleren Leistung am Ende der jeweils aktuellen Viertelstunde aufgetragen, die Prognose bzw. deren prozentuale Abweichung wird mit jedem neuen Eingangswert erneut bestimmt. Diese retrospektive Datenaufbereitung ist natürlich nur mit Daten aus der Vergangenheit möglich, denn die prozentualen Abweichungen beziehen sich auf die zum Prognosezeitpunkt noch unbekannt, mittlere Viertelstundenleistung. Eine solche Darstellung ist nur für den Vergleich der Prognosegenauigkeit sinnvoll. Die Graphik des Lastverlaufs (Bild 3.11) umfaßt gegenüber der Darstellung der Prognosefehler eine Viertelstunde mehr, da die ersten 15 Minuten zur Initialisierung des Modells der exponentiellen Glättung verwendet werden. Die lineare bzw. quadratische Regression benötigten nur die Anzahl der jeweils berücksichtigten Meßwerte. Beim Verfahren der exponentiellen Glättung bestimmt der Parameter α in

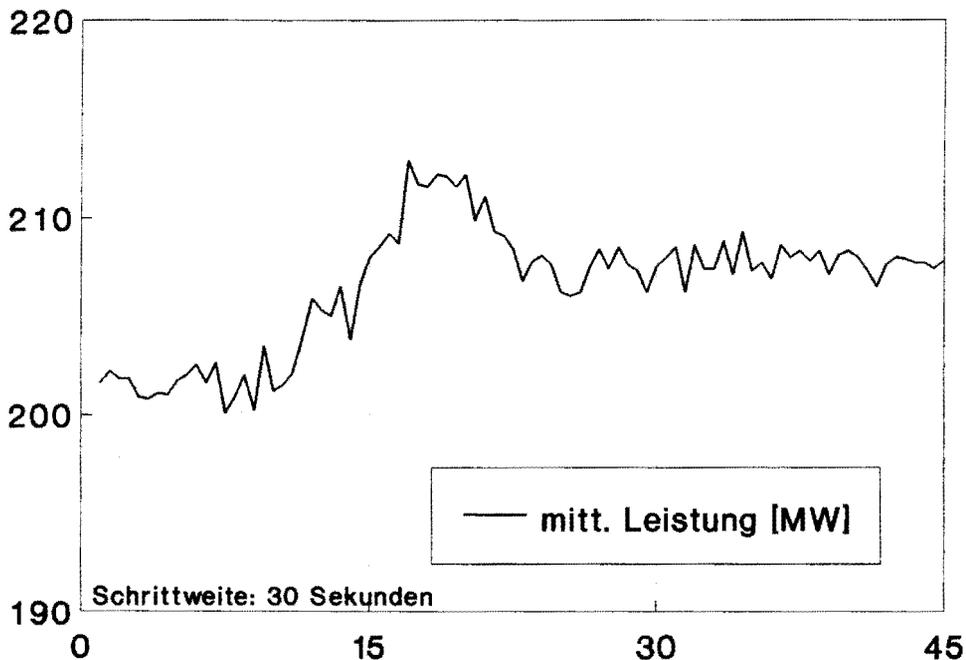


Bild 3.11: Lastgang im 30-Sekunden-Zeitraaster, Werktag 8.45 Uhr bis 9.30 Uhr

Koordination mit dem vergangenen gleitenden Durchschnitt \bar{X}_{t-1} die gesamte Struktur der berücksichtigten Vergangenheitsdaten. Ein großes α gewichtet die jüngeren Meßwerte stark, wird es kleiner, so gewinnen die älteren Wertepaare an Bedeutung.

Die Bewertung der Algorithmen anhand der kleinen Datenbasis stellt nur ein erstes Ergebnis dar. Bei annähernd linearen Lastverläufen, wie sie in dieser Untersuchung zu Grunde lagen, ist die quadratische Regression nicht zu empfehlen. Bei der Anwendung der linearen Regression sollten mindestens die Daten der letzten 5 Minuten berücksichtigt werden. Bessere Prognosen werden aber durch die Verwendung des Datenmaterials der letzten 10 bis 15 Minuten erzielt. Allerdings wird ein Trendwechsel, wie ihn der Lastverlauf im Bild 3.11 zu Anfang der zweiten Viertelstunde aufweist, nur verzögert wiedergegeben. Dafür zeigen die Prognosefehler aber einen relativ glatten Verlauf. Dadurch wird eine rasche Abschätzung des Endwertes ermöglicht. Das Modell der exponentiellen Glättung erreicht qualitativ die gleiche Prognosegüte wie die lineare Regression. Das System erscheint bei günstigem α noch besser gedämpft, insbesondere bei einem kleinen Parameterwert nimmt der Prognosefehler nach größeren

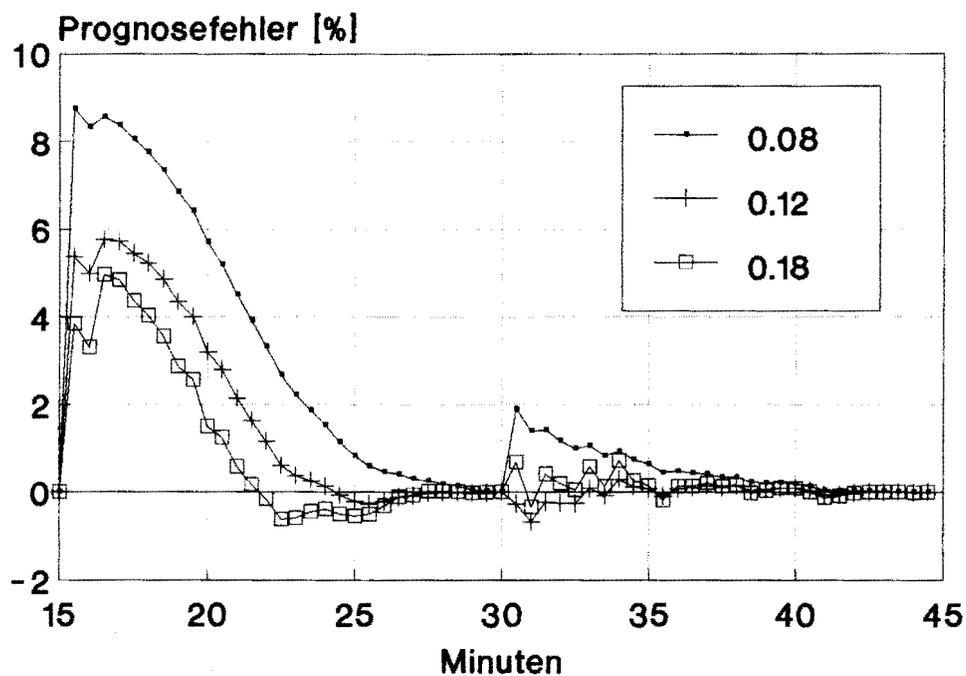
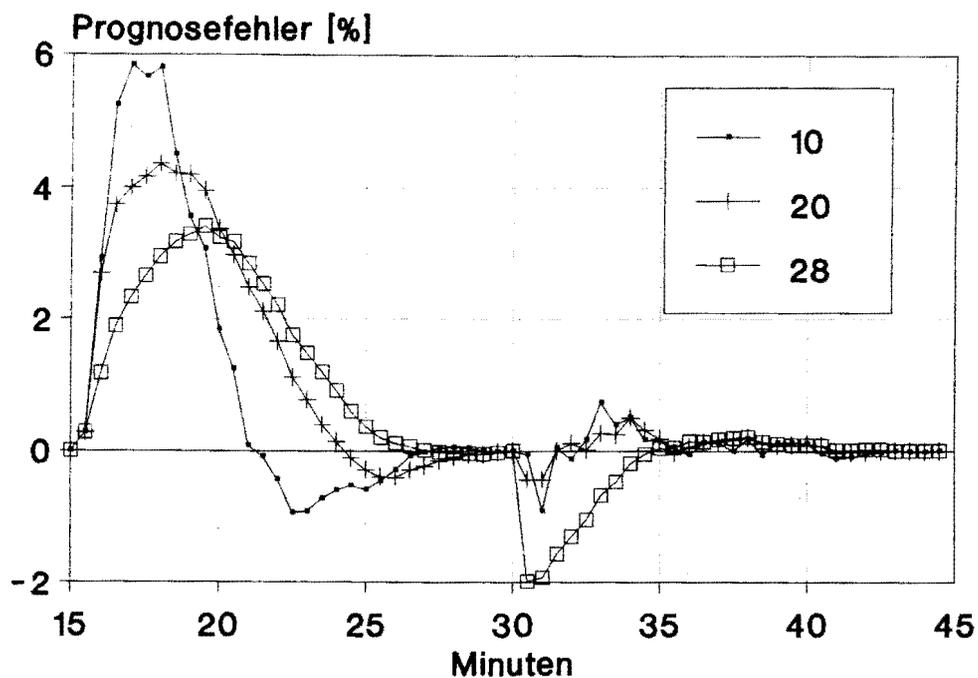


Bild 3.12: Prognosefehler bei linearer Regression (oben) und exponentieller Glättung (unten)

Anfangswerten fast exponentiell bis auf Null ab. Die Adaption des Prognosemodells bei Trendänderungen wird auch bei diesem Prognoseverfahren erkennbar. Ein großes α verhindert in diesem Fall eine schnelle Reaktion des Systems. Für die Nutzung der

Prognosealgorithmen in der Praxis müssen Erweiterungen vorgenommen werden. Diese schließen das Lesen der aktuellen Meßwerte ein, wobei insbesondere der damit verbundene Zeitaufwand zu beachten ist.

Ein Problem im on-line Betrieb ist die zuverlässige Bestimmung des Toleranzbereichs der Prognosefehler. Innerhalb der laufenden Viertelstunde ist die Genauigkeit der Prognose unbekannt; sie kann nur für Vergangenheitsdaten exakt bestimmt werden. Hier fehlt noch die ausreichende Sicherheit der aktuellen Prognose in Grenzsituationen. Die Testrechnungen haben in diesem Zusammenhang gezeigt, daß bei ungünstigem Lastverlauf noch nach fünf Minuten Prognosefehler von zwei bis drei Prozent auftreten können. Ein effektives Steuern der momentanen Last verlangt aber gerade in diesem Zeitbereich (5 bis 10 Minuten nach Beginn der Tarifperiode) ein überlegtes Eingreifen.

Ch. Dörnemann

EV 9109

3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

3.2.1 Auswertung von Langzeitmessungen im Windenergiepark Westküste

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieressourcen ist neben der Senkung des spezifischen Energieverbrauchs durch rationellere Energieverwendung eine wichtige Voraussetzung, um die Verbrennung von fossilen Energieträgern reduzieren zu können. Um eine schrittweise Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Energieerzeugung zu erreichen, bedarf es einer gezielten Entwicklung und Förderung auf nationaler und internationaler Ebene. In Europa unterstützt vor allem die Förderpolitik der Europäischen Gemeinschaft die Entwicklung regenerativer Energieprojekte. Im Rahmen des Forschungsprogramms "JOULE" findet ein Erfahrungsaustausch mehrerer europäischer Staaten über die Nutzung von Windenergie statt. Dieser Austausch umfaßt folgende Schwerpunkte:

- Systemstabilität
- Windvorhersage
- Netzanschluß von Windparks
- Betriebsverhalten und -kosten von Windparks
- Nutzung von Wind in Kombination mit anderen regenerativen Energiequellen

Beispiele für nationale Anstrengungen auf dem Gebiet der Windenergiegewinnung sind die Windenergieparks Westküste bzw. Krummhörn. Eine der Untersuchungen, die am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung im Rahmen des "JOULE"-Projektes durchgeführt werden, ist die Messung und Auswertung von Langzeitdaten im Windenergiepark Westküste, der im Kaiser-Wilhelm-Koog am Nordufer der Elbemündung liegt. Hier sind z.Z. 32 Windkraftanlagen (WKA) vier verschiedener Hersteller mit einer Gesamtleistung von 1,33 MW installiert. Die Ausrichtung der unterschiedlichen Anlagengruppen erfolgt entsprechend der Hauptwindrichtung Südwest. Um Langzeitmessungen elektrischer Größen wie z.B. Strom, Spannung und Leistung im Windenergiepark Westküste durchführen zu können, wird das am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelte Langzeitmeßgerät LM-24 eingesetzt (s.a. Kap. 3.3.4).

Um einen Windpark möglichst ökonomisch zu betreiben, ist es wichtig, eine hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Anlagen zu erreichen. Ein Maß für den Wirkungsgrad eines Windparks ist der Ausnutzungsfaktor, der sich aus dem Verhältnis von

abgegebener Leistung zu installierter Leistung ergibt. Er läßt Aussagen über den praktischen Betrieb des Windparks und damit über dessen Wirtschaftlichkeit zu. Neben der Verfügbarkeit der einzelnen WKA sind die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung für die abgegebene Leistung eines Windparks ausschlaggebend. Um eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen, werden sie als Häufigkeitsverteilungen dargestellt, d.h. es erfolgt eine Einteilung der Häufigkeit des Auftretens bestimmter Windgeschwindigkeiten bzw. Windrichtungen in unterschiedliche Klassen. Zum Vergleich der verschiedenen Anlagengruppen im Windenergiepark Westküste werden die Aufzeichnungen der Windgeschwindigkeitsverteilung, der Windrichtungsverteilung sowie des Ausnutzungsfaktors in Monatssätzen zusammengefaßt. In den Bildern 3.13 bis 3.15 sind als Beispiel die entsprechenden Langzeitdaten für den Monat April dargestellt.

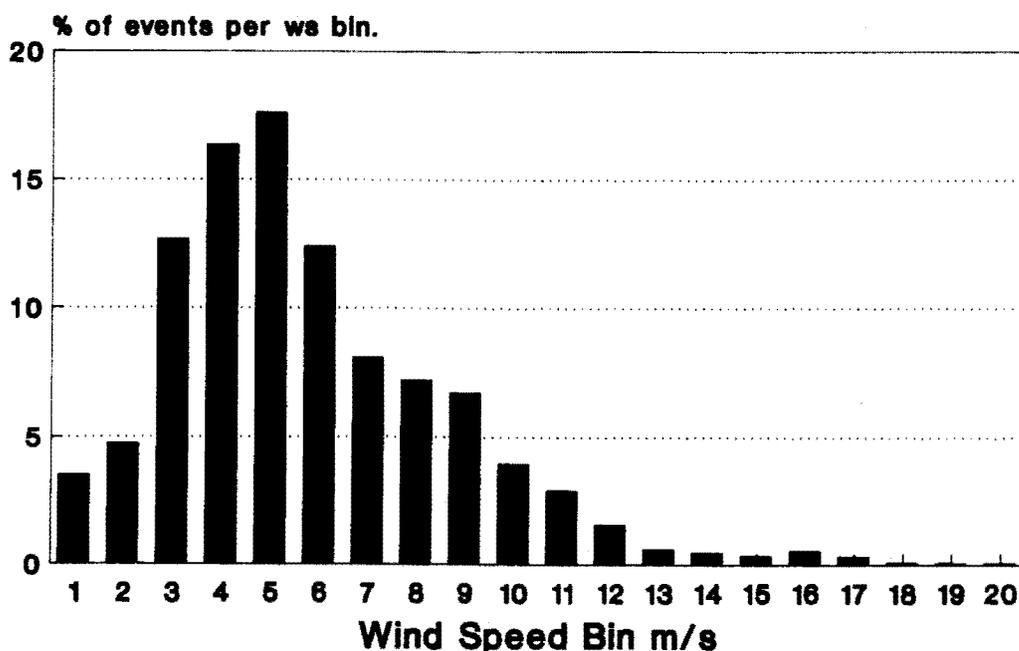


Bild 3.13: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten, April 1991

Aufgrund der bisher vorliegenden Ergebnisse der Langzeitmessungen im Windenergiepark Westküste in diesem Jahr sind Steigerungen des Ausnutzungsfaktors von WKA notwendig. Die Entwicklung zu wirtschaftlichen Großprojekten bzw. Großanlagen stellt somit auch für die Zukunft eine technologische Herausforderung dar. Dabei ist dem internationalen Austausch von Informationen und Erfahrungen mit Windenergie eine große Bedeutung beizumessen.

D. Blume, Th. Fabian, Th. Stephanblome

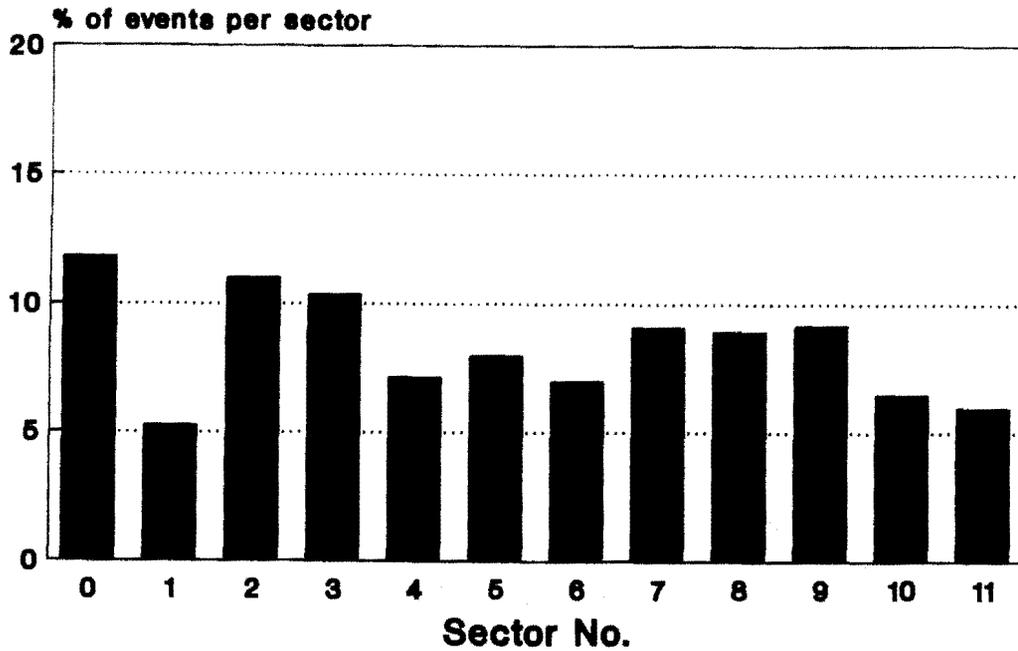


Bild 3.14: Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen, April 1991

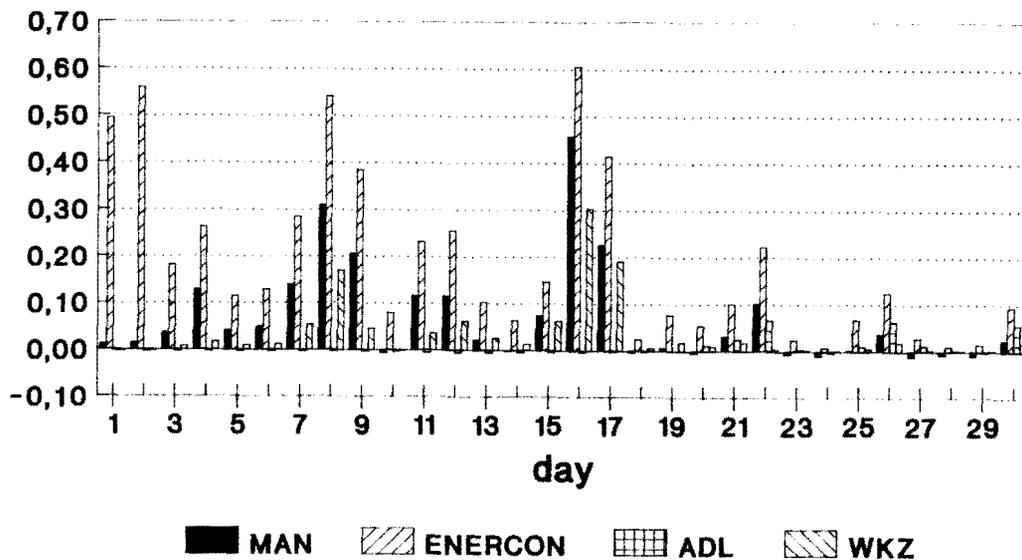


Bild 3.15: Ausnutzungsfaktor, April 1991

3.2.2 Der Einfluß von Windkraftanlagen auf die Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme

Die schwankende Leistungsabgabe von Windkraftanlagen (WKA) im Kurz-, Mittel- und Langzeitbereich stellt hohe Anforderungen an das angeschlossene Energieversorgungssystem. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Einfluß

von WKA auf die Kurzzeitdynamik. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken existieren bei WKA kurzzeitige Leistungsschwankungen schon im ungestörten Betrieb, dem sog. "quasistationären" Zustand. Neben dem unregelmäßigen Windangebot kann sich der sog. "Turmschatteneffekt" negativ auswirken, der jedesmal zu einem kurzfristigen Einbruch des mechanischen Moments führt, wenn ein Rotorblatt die Turmebene kreuzt.

Das dynamische Verhalten der WKA im Kurzzeitbereich wird hauptsächlich durch die Wahl des Generatorsystems und den Netzanschluß (Spannungsebene, Kurzschlußleistung, Netztopologie usw.) bestimmt. Der Einfluß des mechanischen Systems wird dagegen aufgrund seiner langsamen Reaktionszeiten erst im Mittelzeitbereich deutlich und kann für Betrachtungen im Kurzzeitbereich vernachlässigt werden.

Die im folgenden vorgestellten Untersuchungen über den Einfluß von WKA auf die Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme sollen Aufschluß über die Realisierbarkeit größerer Windenergieanteile an der gesamten Energieversorgung geben. Dazu werden beispielhaft erste Simulationsrechnungen mit einem am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelten Kurzzeitsimulator durchgeführt. Hierbei wird angenommen, daß 1/8 der gesamten installierten Leistung aus Windkraft gewonnen wird. Dieser Anteil an Windenergie wird von den Niederlanden angestrebt, die durch ihre exponierte Küstenlage ein großes Windangebot zur Verfügung haben.

Bei den Simulationen werden drei Generatorsysteme und ihre Auswirkungen auf die Kurzzeitdynamik miteinander verglichen:

- Synchrongenerator (SG)
- Synchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis (SGDC)
- Asynchrongenerator (AG)

Das für die Simulation verwendete Netzmodell besteht aus einem thermischen Kraftwerk, drei Lasten und einem starren Netzanschluß. Die WKA ist im Mittelspannungsnetz direkt mit einem der Verbraucher verbunden, der somit stark durch das Kurzzeitverhalten der WKA beeinflusst wird.

In den Bildern 3.16 und 3.17 sind die Reaktionen der drei Generatorsysteme auf das schwankende Windangebot und die aus dem Turmschatteneffekt resultierenden Momenteneinbrüche dargestellt.

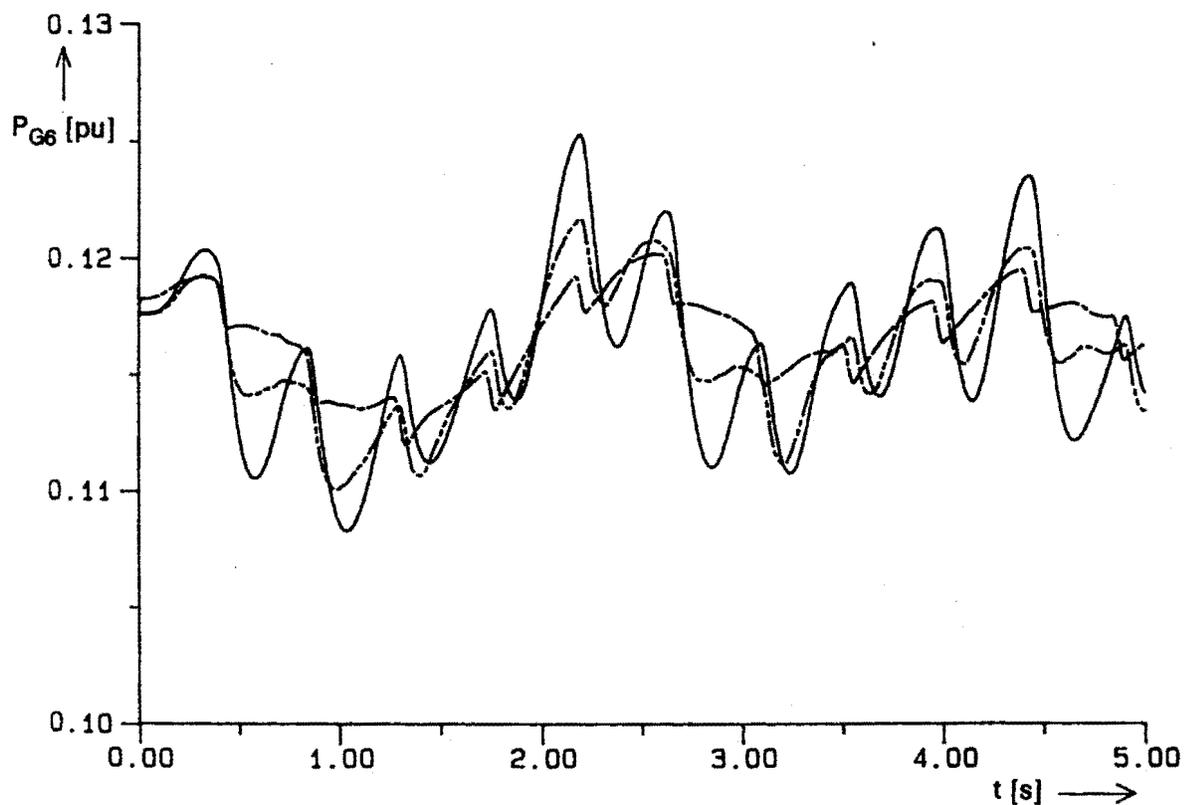


Bild 3.16: Wirkleistungsabgabe der WKA (— SG, - - - SGDC, - · - AG)

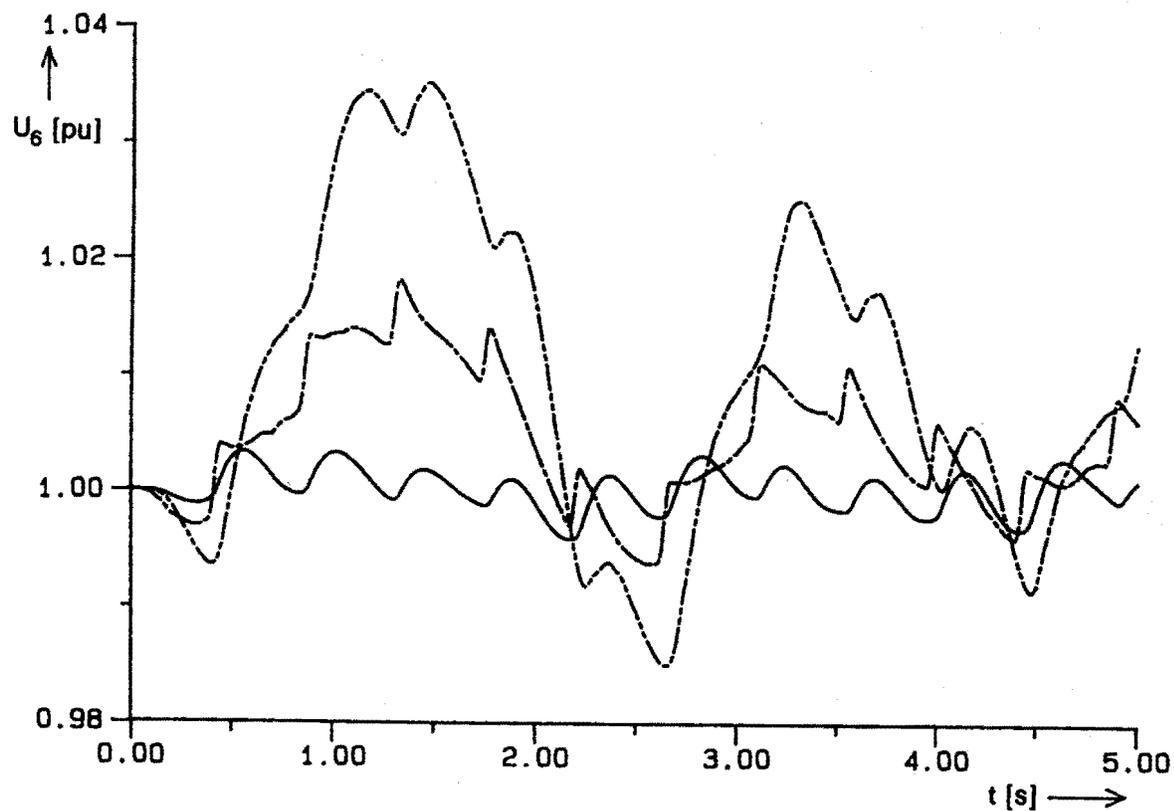


Bild 3.17: Klemmenspannung der WKA (— SG, - - - SGDC, - · - AG)

Die Leistungsschwankungen des Asynchrongenerators sind geringer als die der anderen beiden Generatorsysteme. Hierin zeigt sich, daß der Asynchrongenerator auch ohne zusätzliche Umrichter eine gewisse Drehzahlelastizität aufweist. Die durch den Turmschatteneffekt hervorgerufene negative Beschleunigungsleistung führt bei diesem System zu einer Abnahme der Rotorfrequenz und einer Transformation kinetischer Energie in elektrische Energie. Aufgrund der rotierenden Massen ist eine gleichmäßige Leistungsabgabe möglich.

Auffallend sind die beträchtlichen Spannungsschwankungen des Synchrongenerators mit Gleichstromzwischenkreis, die in etwa proportional zur Windgeschwindigkeit sind. Im Gegensatz hierzu ergeben sich beim Synchrongenerator nur sehr kleine Spannungseinbrüche, da dieser über eine Spannungsregelung verfügt. Der Asynchrongenerator stellt bezüglich der erreichten Spannungsqualität einen Kompromiß zwischen diesen beiden Generatorsystemen dar.

Für die Untersuchungen des Einflusses des Netzanschlusses auf das Stabilitätsverhalten wird das in dieser Hinsicht kritischste Generatorsystem, der Synchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis, herangezogen. Ein charakteristischer Parameter für die Stärke eines Netzanschlusses ist die Höhe der Kurzschlußleistung. Um die Auswirkungen der Kurzschlußleistung auf die transiente Stabilität zu verdeutlichen, wird der Polradwinkel des thermischen Kraftwerks für die ursprüngliche Kurzschlußleistung einem fünffach höheren Wert gegenübergestellt. Die Simulationsergebnisse belegen, daß die Polradpendelungen für die unveränderte Kurzschlußleistung stark vom schwankenden Windangebot abhängig sind. Die erhöhte Kurzschlußleistung führt zu einer deutlichen Reduzierung der Oszillationen und somit zu einer Erhöhung der transienten Stabilitätsgrenze.

Die vorgestellten Untersuchungen zeigen, daß selbst für hohe Windenergieanteile von 12,5% das leistungsfähige Hochspannungsnetz durch den Einsatz von WKA kaum beeinflußt wird. Insbesondere ist die transiente Stabilität durch keines der untersuchten Generatorsysteme gefährdet. Andererseits kann für Verbraucher im Mittelspannungsnetz in der Nähe von WKA eine erhebliche Belastung durch Leistungs- und Spannungsschwankungen entstehen. Um einen ungestörten Netzbetrieb sicherzustellen, müssen daher abhängig von der Netztopologie gewisse Mindestanforderungen an das Generatorsystem und den WKA-Betrieb gestellt werden. In weiteren Untersuchungen ist zu prüfen, inwieweit die Kombination von WKA und Energiespeichern, insbesondere

den sich wegen der schnellen Wirk- und Blindleistungsbereitstellung besonders eignenden supraleitenden magnetischen Energiespeichern, und deren koordinierte Regelung die Leistungsabgabe glätten und somit den Netzbetrieb entlasten kann.

Th. Fabian, Th. Stephanblome

EV 9107, EV 9113, EV 9114

3.2.3 Koordination des Betriebes supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) mit der Netzregelung

Die direkte Speicherung elektrischer Energie in dem magnetischen Feld einer supraleitenden Spule eröffnet folgende Anwendungsmöglichkeiten für SMES mit einer Kapazität im Bereich einiger 100 kWh:

- Verbesserung der Spannungsqualität durch die dauerhaft mögliche Blindleistungskompensation,
- Verbesserung der Stabilität durch eine quasi verzögerungsfreie, zeitlich begrenzte Bereitstellung synchronisierender bzw. pendeldämpfender Leistung in unmittelbarer Generatornähe,
- Verlängerung der Lebensdauer der Komponenten des Primärregelkreises durch Entlastung dieses Regelkreises.

An dieser Stelle wurde bereits in den Vorjahren der stabilisierende Einfluß eines SMES auf die Kurz- und Mittelzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme dargestellt. Hierbei stellte die Frequenz das Eingangssignal der SMES-Wirkleistungsregelung dar, während als Eingangssignal der SMES-Blindleistungsregelung die Knotenspannung verwendet wurde. Während jedoch die Knotenspannungen sehr schnell auf eine Systemanregung reagieren, muß die Reaktion der Generatorfrequenzen als vergleichsweise träge charakterisiert werden. Aufgrund dieser unterschiedlichen Dynamik der Eingangssignale der SMES-Regelung wird die Aktivierung von Sekundenreserve seitens der spannungsabhängigen Lasten durch die schnelle Spannungsstabilisierung des SMES verringert, noch ehe eine hinreichende Wirkleistungsbereitstellung durch den SMES erfolgen kann. Andererseits führt eine über einen längeren Zeitraum anstehende Frequenzabweichung aufgrund der begrenzten Kapazität des SMES zu einer voll-

ständigen Auf- bzw. Entladung des SMES. Nachdem sich der SMES auf- bzw. entladen hat, kann er den durch den Regler geforderten Leistungswert nicht mehr einhalten. Der Ausgleichsvorgang wird also lediglich um die Zeit der vollständigen Auf- bzw. Entladung des SMES verzögert.

Im Hinblick auf eine Entlastung des Primärregelkreises kann eine direkte Kopplung von SMES-Wirkleistungsregelung und Primärregelung die vollständige Auf- bzw. Entladung des SMES und die bloße Verzögerung eines Ausgleichvorganges verhindern. Werden an den SMES verschiedene Anforderungen gestellt, die er simultan erfüllen soll, so müssen allgemeine Entwurfs- und Parametrierungsverfahren gewählt werden, die dieses schon im Ansatz berücksichtigen. Die in der Energietechnik oft angewendeten Verfahren zur Auslegung von Regelkreisen beruhen auf einer Entkopplung von Spannungs-Blindleistungsvorgängen einerseits und Frequenz-Wirkleistungsvorgängen andererseits. Diese Annahme ist jedoch im Hinblick auf bestimmte Betriebszustände elektrischer Energieversorgungssysteme bzw. durch den Einsatz bestimmter Regleinrichtungen wie schnelle Turbinenregelung, Pendeldämpfungsgeräte und SMES nicht immer gerechtfertigt. Laufende Untersuchungen am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung haben deshalb die Entwicklung eines Zustandsreglers (ZSR) zur Koordination von SMES und Netzregelung zum Gegenstand. Ausgehend von einer linearisierten Systembeschreibung stellt der Reglerentwurf nach Riccati hierbei einen ersten Ansatz dar. Dieser Reglerentwurf nach Riccati basiert auf der Minimierung eines quadratischen Güteindex

$$J = \int_0^{\infty} (\mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x} + \mathbf{u}^T \mathbf{R} \mathbf{u}) dt \quad ,$$

wobei \mathbf{x} den Vektor der Zustandsgrößen und \mathbf{u} den Vektor der Steuergrößen darstellen. Die Dynamik des zu regelnden Systems hängt nun noch in entscheidendem Maße von der Wahl der Gewichtsmatrizen \mathbf{Q} und \mathbf{R} ab. Die lineare zeitinvariante Zustandsrückführung

$$\mathbf{u} = -\mathbf{K} \cdot \mathbf{x}$$

ergibt sich aus der Minimierung des oben dargestellten quadratischen Güteindex und der anschließenden Berechnung der nichtlinearen Riccati-Gleichung.

Erste anschauliche Ergebnisse können anhand des im Bild 3.18 dargestellten Zweimaschinensystems erzielt werden. Die beiden Lasten werden durch zwei gleich große

Kraftwerke versorgt. Der SMES kann in Zusammenhang mit Kraftwerk 2 untersucht werden. Als Eingangsgrößen für den ZSR dienen alle Zustandsgrößen des Zwei-Maschinen-Systems. Der ZSR generiert nun 4 Ausgangsgrößen (u_1, u_2, u_3, u_4). Das Signal u_1 wird der Primärregelung des Kraftwerkes 2, das Signal u_2 der Spannungsregelung des Kraftwerkes 2 aufgeschaltet. Das Signal u_3 und die Frequenz f_2 bilden die Eingangssignale des SMES-Wirkleistungsregelkreises, während das Signal u_4 und die Generatorklemmenspannung U_2 die Eingangssignale des SMES-Blindleistungsregelkreises darstellen.

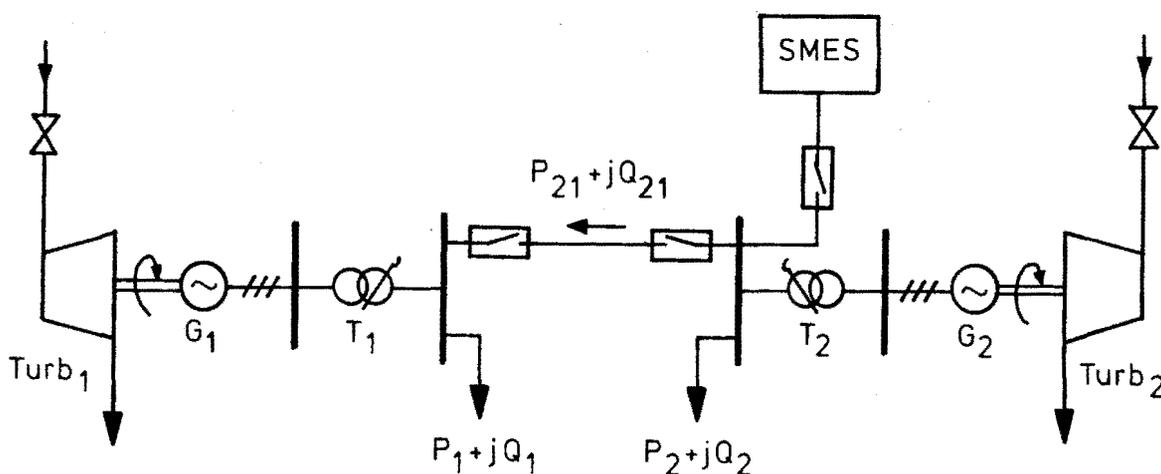


Bild 3.18: Zweimaschinensystem

Das Systemverhalten soll nun hinsichtlich der Turbinenbelastung, des Frequenzverlaufes und des Spannungsverlaufes optimiert werden. Die Systemanregung erfolgt durch einen Wirklastsprung ($\Delta P_2 = 0,1 \text{ pu}$) im Netzknoten 2. Aufgrund des betrachteten Inselnetzes und des rein proportional wirkenden Primärreglers stellt sich eine stationäre Frequenzabweichung ein. Im Bild 3.19 ist der Verlauf der Frequenz f_2 beispielhaft für das dynamische Systemverhalten unter Berücksichtigung von vier verschiedenen Regelstrategien dargestellt.

Ohne den Einsatz von SMES und ZSR wird der Lastsprung durch eine Erhöhung der Turbinenleistung und durch eine Bereitstellung von Momentanreserve seitens der spannungsabhängigen Lasten gedeckt. Durch die Aufschaltung von Zusatzsignalen, die mit Hilfe des ZSR erzeugt werden, sinken Spannung und Frequenz nicht so stark ab wie ohne den Einsatz eines ZSR. Diese Verbesserungen gehen jedoch zu Lasten einer größeren Beanspruchung von Turbinenwelle und Kessel. Eine Entlastung kann hier durch den Einsatz eines SMES erzielt werden. Aufgrund der oben erwähnten unterschiedlichen Dynamik von Frequenz und Spannung ist durch den Einsatz von SMES ohne ZSR nur eine begrenzte Entlastung der Turbine möglich (s.o.). Es zeigt

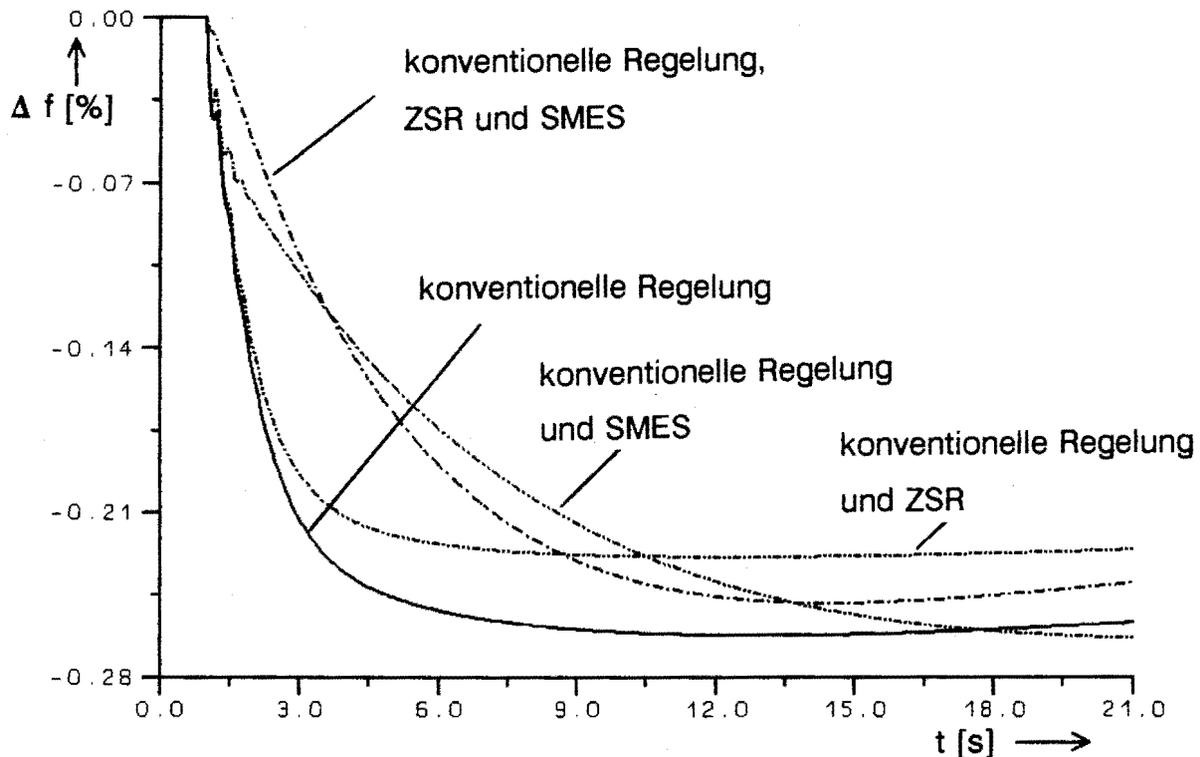


Bild 3.19: Frequenzabweichungen

sich, daß die besten Resultate durch die Koordination von SMES und Netzregelung mit Hilfe eines ZSR erzielt werden können. Bei einer gleichzeitigen Verbesserung von Spannung und Frequenz liegt der Wert des ZSR hierbei vor allem in der koordinierten Bereitstellung von Wirkleistungsreserve durch den SMES einerseits und die Turbine und die spannungsabhängigen Lasten andererseits. Die unmittelbare Folge ist der flache Frequenzverlauf unmittelbar nach der Lastschaltung. Die Turbine wird sehr schonend in ihren neuen Arbeitspunkt überführt.

Gegenstand laufender Arbeiten ist zum einen ein Vergleich verschiedener Entwurfsverfahren für den Reglerentwurf im Zustandsraum. Zum anderen ist hinsichtlich einer Validierung der mit Hilfe linearisierter Systemmodelle optimierten ZSR eine Simulation größerer Systemanregungen erforderlich. Um umfassende Aussagen hinsichtlich des Einsatzes von SMES in elektrischen Energieversorgungssystemen machen zu können, ist schließlich eine Optimierung des Einsatzortes von SMES im Netz sowie die energetische Auslegung von SMES vorzunehmen.

Th. Stephanblome, Th. Fabian

Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

3.2.4 Untersuchung des transienten Netzverhaltens nach Schaltmaßnahmen

Schaltmaßnahmen und externe Störeinflüsse lösen in elektrischen Netzen transiente Vorgänge aus, deren zeitliches Verhalten durch die Netzparameter bestimmt werden. Während dieser transienten Ausgleichsphase können z.B. Überspannungen entstehen, die die einzelnen Betriebsmittel stark beanspruchen. Zur Untersuchung derartiger Vorgänge wurde das Simulationsprogramm TRANSIM entwickelt. Dieses Programm ermittelt den zeitlichen Verlauf der Momentanwerte der Spannungen und Ströme, wobei durch Einbeziehung des Verhaltens von Leistungsschaltern im Simulationsmodell der für diesen Zeitbereich besonders markante Effekt "Schalterrückzündung" bei der Ergebnisfindung berücksichtigt wird.

Das Programm TRANSIM dient ausschließlich zur Untersuchung von symmetrischen Betriebszuständen und geht daher von einer einphasigen Netzdarstellung aus. Elektrische Betriebsmittel wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren werden durch konzentrierte Elemente (ohmsche Widerstände, Induktivitäten und Kapazitäten) nachgebildet. Die Modellierung der Betriebsmittel ist nicht an gewisse Ersatzschaltbilder gebunden, sondern liegt frei in der Hand des Benutzers. Dies erlaubt z.B. bei langen Freileitungen durch eine Kettenleiterdarstellung oder bei Transformatoren durch Eingabe der Wicklungskapazitäten eine größere Modellgenauigkeit zu erreichen. Leistungsschalter werden durch eine ohmsche Impedanz nachgebildet, dessen zeitliches Verhalten beim Öffnen bzw. Schließen durch eine rampenförmige oder sprungförmige Kennlinie nachgebildet werden kann. Rückzündungen werden durch einen sprungförmigen Abfall der Schalterimpedanz nachgebildet. Wird während einer Rückzündung die Durchschlagsspannung unterschritten, so steigt die Schalterimpedanz gemäß der Öffnungskennlinie.

Auf der Basis einer elementbezogenen Netzbeschreibung wird mit Hilfe der Graphentheorie ein linear unabhängiges Zustandsgrößenmodell der Form

$$\dot{x} = A \cdot x + b \cdot u$$

$$y = C \cdot x$$

erzeugt. Basierend auf dem Zustandsgrößenmodell wird dann die Simulation durchgeführt. Zur Lösung des Differentialgleichungssystems wird ein numerisches Integrationsverfahren verwendet.

Das Programm TRANSIM besitzt eine integrierte Benutzeroberfläche, über die die beiden wesentlichen Funktionen Netzdatenerfassung und Simulation angewählt werden können. Basis für die Netzdatenerfassung ist ein graphisches Abbild des zu simulierenden Netzausschnittes. Darauf aufbauend erfolgt die Netzdatenerfassung in den drei Schritten

- Knotennummerierung,
- Struktur und Elementbeschreibung,
- Auswahl der Leistungschalterkennlinien.

Jedes Element (Spannungsquelle, ohmscher Widerstand, Induktivität, Kapazität und Leistungsschalter) wird als Zweig betrachtet und an den Zweigenden mit einer eindeutigen Knotennummer versehen, wobei miteinander verbundene Zweigenden mit einer einzigen eindeutigen Knotennummer versehen werden. Ausgehend von dem so erweiterten graphischen Abbild des Netzausschnittes erfolgt die Element- und Strukturbeschreibung. Dabei wird zu jedem Element ein Kennbuchstabe, die Nummer des Anfangs- und Endknotens und eine Größenbeschreibung eingegeben. Diese Größenbeschreibung gibt den Wert eines Elements (Spannungsquelle, ohmscher Widerstand, Induktivität, Kapazität) an oder beschreibt in codierter Form das Schaltverhalten und die Anfangsstellung eines Leistungsschalters. Weiterhin wird vom Simulator eine Beschreibung der interessierenden Ausgangsgrößen benötigt, die für eine spätere Auswertung gesichert werden sollen.

Bild 3.20 zeigt ein Ersatzschaltbild, das oft zur Bestimmung des transienten Verhaltens beim Ausschalten von kapazitiven Strömen verwendet wird.

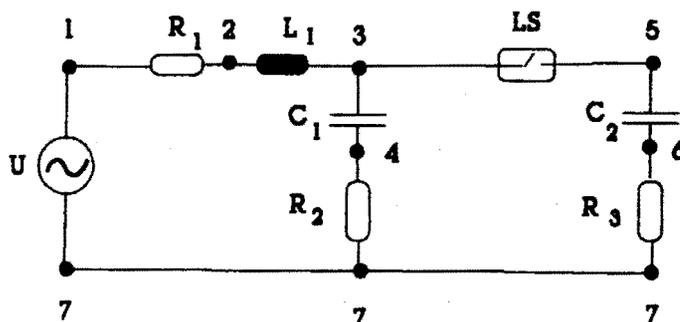


Bild 3.20: Ersatzschaltbild für das Schalten von kapazitiven Strömen

Tabelle 3.1 zeigt die von TRANSIM für die Simulation eines Abschaltvorgangs benötigte Netzbeschreibung. Die Größenbeschreibung (Wert) des Schalters gibt dabei an, daß der Schalter geschlossen ist und beschreibt die Zeit nach der der Schalter nach Simulationsbeginn geöffnet werden soll.

Tabelle 3.1 Eingabedatei für den Netzausschnitt in Bild 1

Nummer	Element	Anfangsknoten	Endknoten	Wert
1	U	1	7	10
2	C	3	4	5.E-7
3	C	5	6	2.E-5
4	S	3	5	4.0
5	R	4	7	8.4
6	R	1	2	0.23
7	L	2	3	1.E-2
8	R	6	7	2.5

Im Bild 3.21 ist die am Leistungsschalter auftretende Spannung U_{35} dargestellt. Ca. 25 ms nach Simulationsbeginn soll durch Öffnen des Leistungsschalters der kapazitive Strom I_{35} abgeschaltet werden. Da nach dem Abschaltvorgang die Spannung auf der Kabelseite U_{57} auf dem Scheitelwert aufgeladen bleibt, kommt es bei der hier angenommenen Durchschlagsfestigkeit von 20 kV zur Schalterrückzündung. Durch die darauf folgende Löschung des Lichtbogens wird das Kabel dann abgeschaltet.

U. Schlücking

EV 9110, EVP 9102

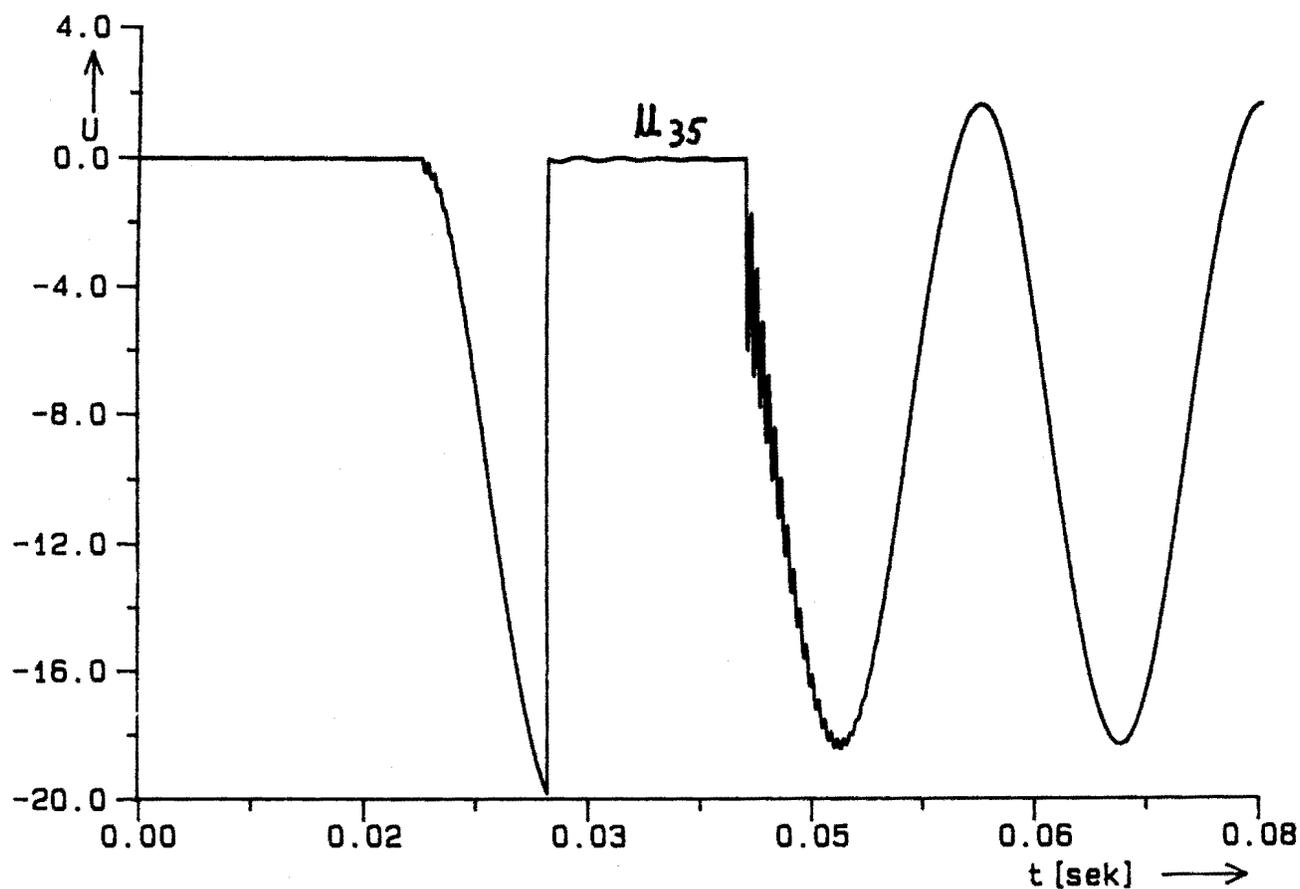


Bild 3.21: Spannungsverlauf am Leistungsschalter

3.2.5 Steuerung der Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens von Energieversorgungssystemen

Im Rahmen des Projektes "Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme" wurden in den letzten Jahren unterschiedliche numerische Verfahren hinsichtlich ihrer Effektivität bei Einsatz von Parallelrechnern untersucht. Die dort gewonnenen Erkenntnisse wurden dabei durch Nachbildung der parallelen Berechnung auf einem konventionellen Einprozessorrechner erzielt. Im Berichtsjahr wurde damit begonnen, den erstellten Simulator auf einem Parallelrechner auf Transputerbasis zu implementieren, um die erzielten Ergebnisse zu validieren. Weiterhin wurde mit der Entwicklung eines Steuerungsprogramms begonnen, das den Simulationsablauf und den erforderlichen Benutzerdialog kontrollieren soll.

Der prinzipielle Lösungsablauf bei der Simulation des Kurzzeitverhaltens ist durch eine alternierende Lösung eines Differentialgleichungssystems und eines nichtlinearen algebraischen Gleichungssystems gekennzeichnet. Das Differentialgleichungssystem beschreibt dabei das zeitliche Verhalten der Maschinen und der zugehörigen Regelanrichtungen, das algebraische Gleichungssystem das Verhalten des elektrischen Netzes und der Lasten. Zur Lösung dieser Gleichungssysteme mit Hilfe eines Transputersystems wurden aus der Literatur bekannte, parallel arbeitende Verfahren verwendet bzw. so weiterentwickelt, daß sie bei Einsatz mehrerer Transputer die Rechenzeit effektiv verkürzen. Dabei wird zur Lösung des algebraischen Gleichungssystems ein Diakopticsverfahren und zur Lösung des Differentialgleichungssystems ein die Zustandsgrößen auf numerischem Weg entkoppelndes Relaxationsverfahren verwendet, das speziell auf die technischen Randbedingungen des Transputereinsatzes angepaßt ist.

Dynamische Ausgleichsvorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen werden im wesentlichen durch Schaltmaßnahmen hervorgerufen. Schaltmaßnahmen sind dabei sowohl vom Netzleiteningieur durchgeführte, gewollte Systemänderungen als auch Änderungen, die durch Schutzgeräte angeregt werden. Schaltmaßnahmen führen ausgehend von der Änderung der Knotenadmittanzmatrix zur Modifikation der zur Simulation genutzten mathematischen Systembeschreibung, die ihrerseits von dem verwendeten Lösungsalgorithmus abhängig ist. Parallelrechneraugliche Diakopticsverfahren orientieren sich bei der Aufteilung des Lösungsalgorithmus auf die an der Berechnung beteiligten Prozessoren an der Topologie des elektrischen Netzes, wobei durch Netzwerkteilung parallel berechenbare Teilnetze gebildet werden. Schaltmaßnahmen können nun dazu führen, daß die parallele Berechenbarkeit nicht mehr gegeben ist. Weiterhin können Schaltmaßnahmen auch zu Teilnetzbildung führen, die dann einer gesonderten algorithmischen Behandlung bedürfen. Im Bild 3.22 ist der Programmablauf des auf dem Transputersystem implementierten Simulators dargestellt, wobei durch einen angepaßten Steuerungsteil Schaltmaßnahmen sowohl funktions- als auch zeitgerecht verarbeitet werden können.

Die Ausgangsdatenbasis enthält eine stationäre Netzbeschreibung, die Modellbeschreibung der Maschinen und Regeleinrichtungen und die Schutzgerätekonfiguration. Ausgehend von der stationären Netzbeschreibung wird zunächst eine Lastflußberechnung durchgeführt, deren Ergebnisse es dann erlauben, die Anfangswerte der dynamischen Zustandsgrößen zu bestimmen. Davon ausgehend erfolgt die eigentliche

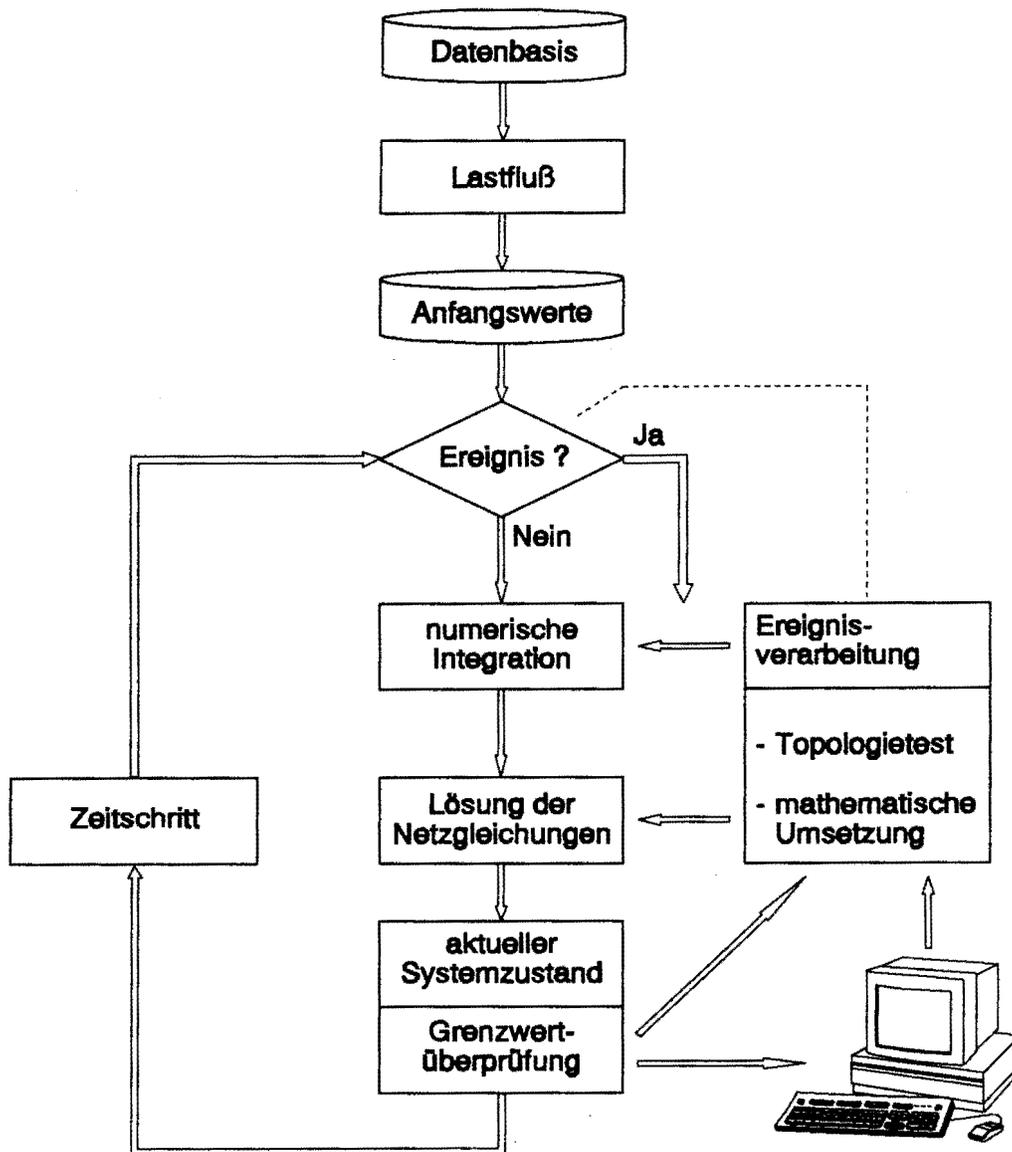


Bild 3.22: Steuerung des Simulationsablaufs

Simulation, wobei alternierend die Maschinen- und die Netzgleichungen mit Hilfe von mehreren Transputern gelöst werden.

Nach der Berechnung der Netzgleichungen wird in jedem Zeitschritt anhand von geeigneten Schutzmodellen der Systemzustand überprüft. Tritt während der Simulation eine Grenzwertüberschreitung auf, die zu einer Schutzauslösung führt oder wird vom Bediener eine Schaltmaßnahme durchgeführt, so wird ein Rechenprozeß angeregt, der die Schaltmaßnahme umsetzt. Dieser Rechenprozeß stellt keine Unterbrechung des Simulationsablaufes dar, sondern wird parallel auf separaten Prozessoren durchgeführt. Die Aufgabe dieses Rechenprozesses besteht darin, die Schaltmaßnahmen hinsichtlich ihrer topologischen Auswirkungen zu überprüfen und in geeigneter Weise in die mathe-

matische Systembeschreibung umzusetzen. Nachdem dies erfolgt ist, werden die an der Simulation beteiligten Prozessoren durch Setzen des Ereignisflags aufgefordert, die durch den Rechenprozeß vorverarbeitete Schaltmaßnahme in ihr individuelles Systemmodell zu übernehmen und die Berechnung fortzusetzen.

Diese Vorgehensweise bei der Verarbeitung von Schaltmaßnahmen bedeutet, daß eine bestimmte Zeit für die Umsetzung verstreicht, bis die Schaltmaßnahme bei der Simulation berücksichtigt wird. Doch ist dies im Hinblick auf die Einhaltung der Echtzeitbedingung durchaus gerechtfertigt, da in der Realität aufgrund der vorhandenen Fernwirksysteme und den benötigten Schaltzeiten der Leistungsschalter eine Zeitspanne zwischen Schaltaufforderung und Schaltungsdurchführung liegt.

Neben einer geeigneten Umsetzung der Benutzereingaben, besteht eine weitere Aufgabe des Steuerungsprogramms darin, die Simulationsergebnisse dem Benutzer zur Verfügung zu stellen und die im Netz auftretenden Ereignisse zu protokollieren.

In der nächsten Projektphase ist es geplant, diesen Simulator an ein geeignetes leittechnisches Umfeld anzubinden. Dabei soll die Datenhaltung und der gesamte Benutzerdialog über eine vorhandene leittechnische Peripherie erfolgen, während mit dem Transputersystem die rechenintensive Simulation und die Simulationssteuerung durchgeführt werden soll.

U. Schlücking

EV 9141, EV 9142

Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

3.2.6 Parameteridentifikation an elektrischen Betriebsmitteln

Für die rechnergestützte Untersuchung des statischen und dynamischen Verhaltens von Systemen werden oft komplexe mathematische Modelle der einzelnen Systemkomponenten eingesetzt. Entscheidend für die Qualität der Untersuchungsergebnisse ist neben der Auswahl geeigneter Modelle auch die Genauigkeit der entsprechenden

Modellparameter. Hier muß oft ein Kompromiß zwischen der Modellgenauigkeit und den verfügbaren Modellparametern getroffen werden.

Mittels eines Parameter-Estimators können Modellparameter unter bestimmten Voraussetzungen ermittelt werden. Das Prinzip der Parameterestimation basiert auf dem Vergleich von gemessenen und simulierten Zustandsgrößenverläufen. Die Modellparameter sind solange in geeigneter Weise zu verändern, bis die optimale Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erreicht ist. Der Vergleich von simulierten und gemessenen Zustandsgrößen führt die Parameterestimation auf eine Optimierungsaufgabe zurück. Da deterministische Optimierungsalgorithmen bei Modellen mit vielen Parametern und verrauschten Signalen oft schlecht konvergieren, wurde für das Programm "ESTIMATE" ein stochastisches Optimierungsverfahren gewählt (Methode nach Matyas). Ein wesentlicher Vorteil stochastischer Optimierungsverfahren liegt darin, daß Restriktionen bezüglich der zu optimierenden Gütefunktion relativ einfach eingearbeitet werden können. Bei diesen Restriktionen handelt es sich aber immer um spezielle Beziehungen und Randbedingungen für einzelne Parameter oder deren Beziehungen untereinander, die für jede Aufgabenstellung neu zu erstellen sind. Die Einarbeitung der Restriktionen ist somit immer an eine Änderung des Programmquelltextes gekoppelt.

Die Struktur des Parameter-Estimators ist im Bild 3.23 dargestellt. Die Berechnung der Zustandsgrößenverläufe kann sowohl mit einem linearen Zustandsmodell als auch mit speziellen Simulationsprogrammen durchgeführt werden. Der Vergleich von Messung und Rechnung bildet in Form der Fehlerquadratsumme die Gütefunktion der Optimierung.

Der Parameter-Estimator wurde bisher zur Regleroptimierung und zur Untersuchung der Modelle von Windkraftanlagen eingesetzt. Ein wichtiger Modellparameter für die dynamische Simulation des Verhaltens von Windkraftanlagen ist die Anlaufzeitkonstante. Ziel der Parameterestimation ist die Bestimmung der Anlaufzeitkonstanten aus der Messung von Spannung, Strom und Windgeschwindigkeit an einer Windturbine. Für diese Untersuchung wurde ein Modell gemäß Bild 3.24 gewählt.

Für die meßtechnische Erfassung von Zustandsgrößen an Betriebsmitteln in elektrischen Netzen steht neben dem programmierbaren-Meßdaten-Erfassungssystem (PME) auch das Netzurückwirkungsmeßsystem (NRM) zur Verfügung. Die programmier-

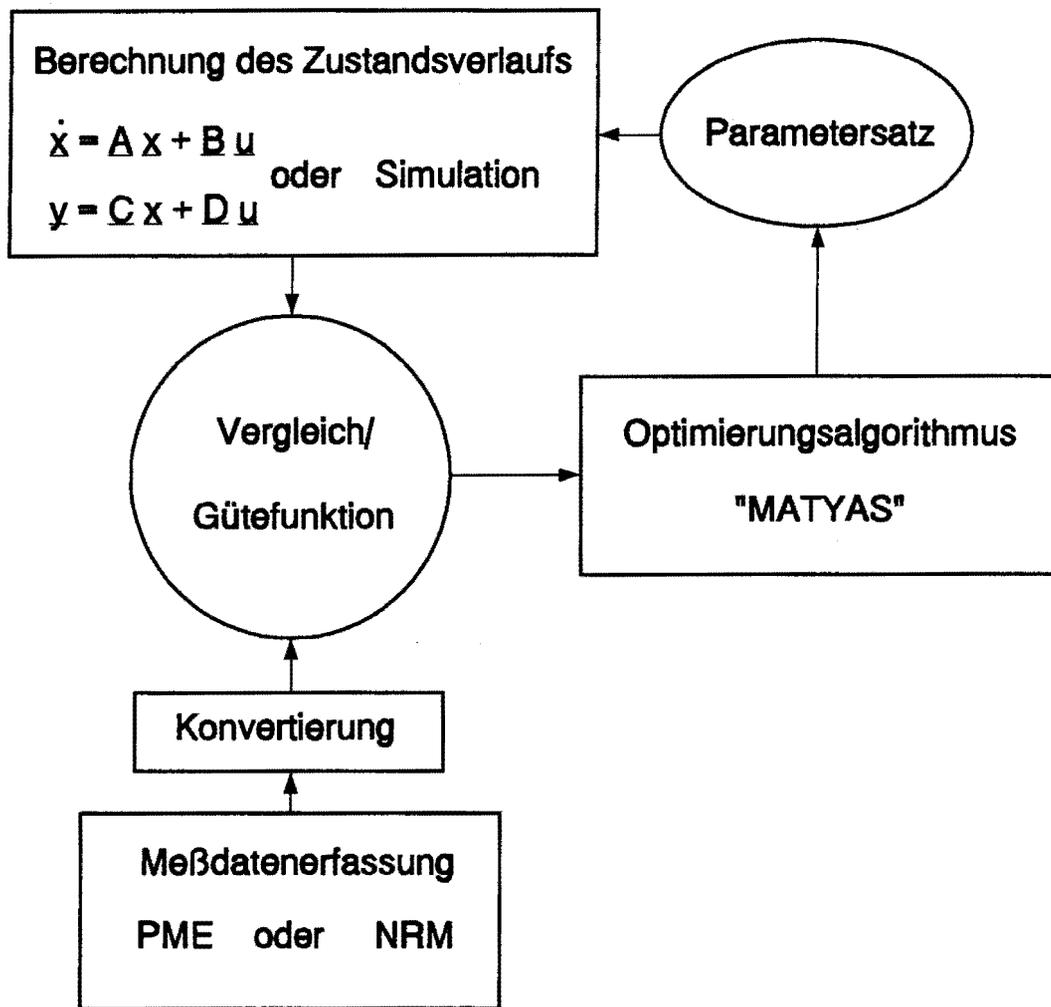


Bild 3.23: Struktur des Parameter-Estimators

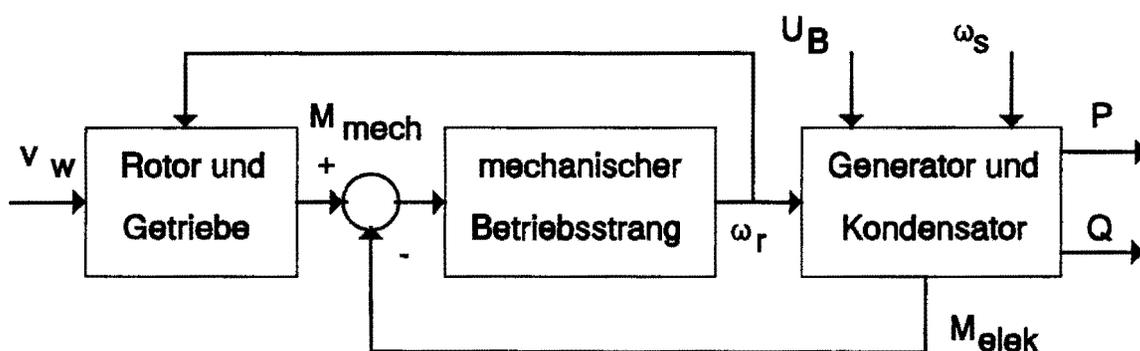


Bild 3.24: Modell einer stallgeregelten Windturbine

bare Meßdatenerfassung erlaubt die Aufzeichnung von maximal 32 analogen Meßkanälen bei einer Abtastfrequenz von 1,5 kHz. Zusätzlich können bis zu 32 binäre Eingangssignale aufgezeichnet werden. Mit dem Netzurückwirkungsmeßsystem können

bis zu 6 Kanäle simultan aufgezeichnet werden, allerdings ist die Abtastfrequenz bei diesem System zwischen 1 Hz und 10,8 kHz frei programmierbar.

D. Blume, M. Langer

EV 9139

3.2.7 Lastmodellierung in Bahnstromnetzen

Netze der Bahnstromversorgung weisen eine stark schwankende Belastung der verwendeten Betriebsmittel auf. Da sowohl der Ausbau des Übertragungsnetzes als auch die Steigerung der Kraftwerksleistung zunehmend schwieriger werden, ist es gerade in Netzen mit stark schwankender Belastung erforderlich eine optimale Nutzung vorhandener Betriebsmittel anzustreben. Eine Möglichkeit stellt in diesem Zusammenhang z.B. der Einsatz von Energiespeichern dar.

Grundlage für die Planung des zukünftigen Betriebes von Bahnstromnetzen sind Kenntnisse über das Bahnstromnetz, die aus Messungen und Simulationsrechnungen gewonnen werden können. Der am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung zur Verfügung stehende Netzsimulator SIMPOW (ABB) ermöglicht eine Nachbildung des Hochspannungsnetzwerkes der Bahnstromversorgung sowie eine Modellierung der einspeisenden Kraftwerke. Im Hinblick auf eine aussagekräftige Simulation des Netzbetriebes ist die Modellierung der Belastung in den Bahnnetzunterwerken, in denen aus dem Hochspannungsnetz in den Fahrdrabt eingespeist wird, erforderlich.

Hierzu wurde am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ein Bahnnetz-Unterwerkssimulator entwickelt. Dabei wird für den Bereich eines Unterwerkes aus

- der Kenntnis der Streckenparameter, d.h. Krümmung, Neigung und Spurweite der Strecke; zulässige Fahrgeschwindigkeit; Streckenzustand
- Angaben des für diesen Streckenabschnitt geltenden Fahrplans und Angaben über Signalstops
- Angaben über die auf diesem Streckenabschnitt verkehrenden Züge, d.h. Lokcharakteristiken; Wagentypen und -anzahl; zulässige Höchstgeschwindigkeiten

die Einspeisung aus dem bahneigenen Hochspannungsverbundnetz über Unterwerke in den Fahrdraht berechnet.

Für den im Bild 3.25 dargestellten Versorgungsbereich eines Unterwerkes wird nachfolgend beispielhaft diese Einspeiseleistung berechnet. Hier ist ein in mehrere Einspeiseabschnitte unterteiltes Streckennetz mit den dazugehörigen Versorgungseinrichtungen schematisiert wiedergegeben.

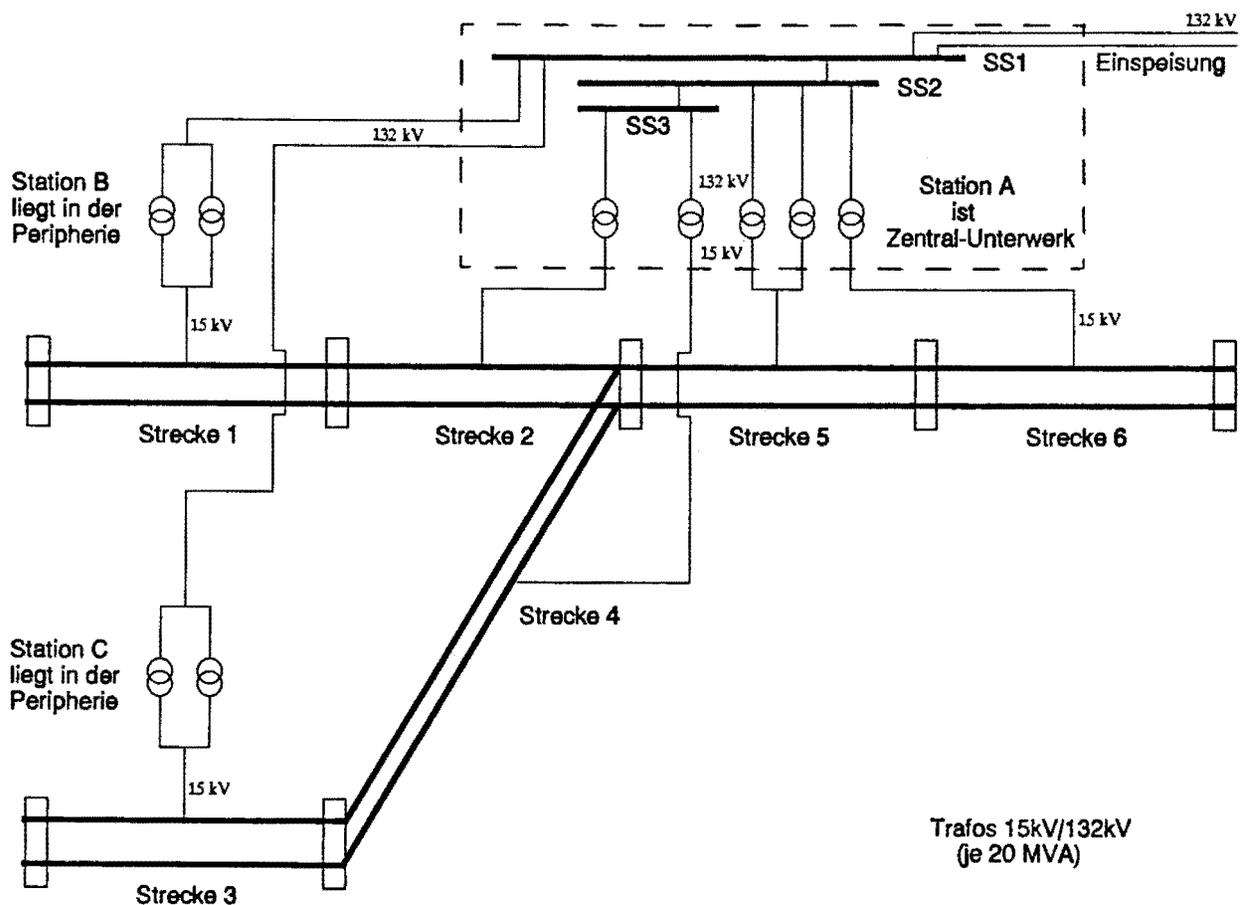


Bild 3.25: Streckenabschnitt und Unterwerk

Ausgehend von Daten über den Bahnbetrieb auf dem zu betrachtenden Streckenabschnitt wird die Wirkleistungseinspeisung aus dem Hochspannungsnetz für einen Zugverkehr von 9 Zügen berechnet. Das Ergebnis dieser Berechnung ist in Bild 3.26 dargestellt.

Um nun die Belastungssituation im Bahnstromnetz realitätsnah zu beschreiben, ist es nicht ausreichend, einzelne Unterwerke isoliert zu betrachten. Deshalb soll in einer weiteren Studie die Korrelation der Zugbewegungen auf Streckenabschnitten, die

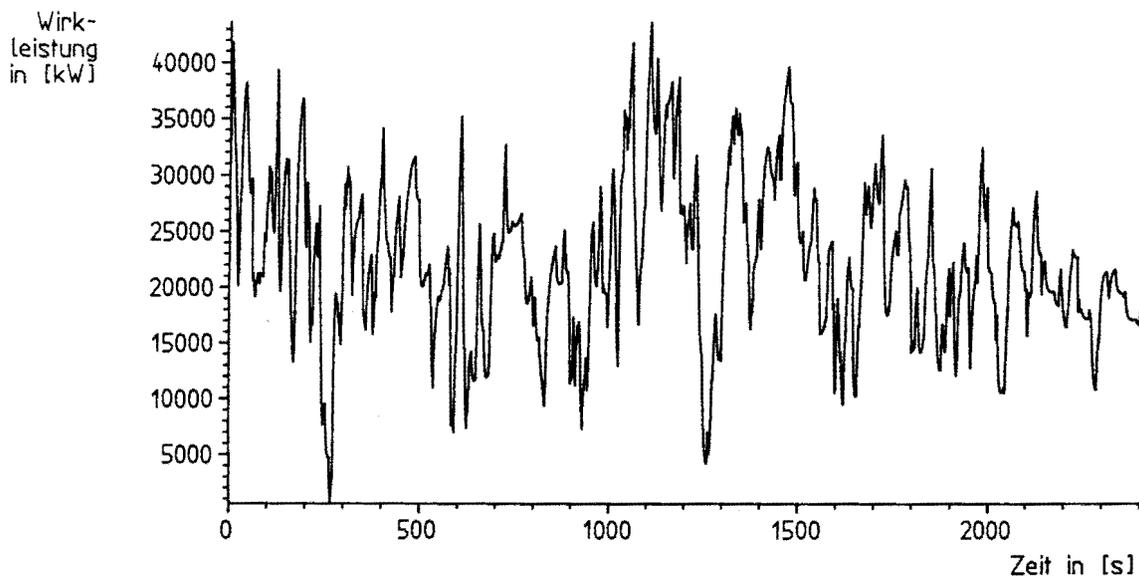


Bild 3.26: Einspeiseleistung aus dem Hochspannungsnetz

verschiedenen Unterwerken zuzuordnen sind, untersucht werden. Eine entscheidende Rolle kommt damit in bezug auf eine möglichst realitätsnahe Simulationsrechnung der Modellierung

- der Lastsituation in den Unterwerken
- des Aufbaus der Unterwerke
- des Hochspannungsnetzes
- der in das Hochspannungsnetz einspeisenden Kraftwerke

zu. Im Hinblick auf eine statistische Validierung der Belastungssimulationen stehen Messungen zur Verfügung, die vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung in mehreren Knotenpunkten eines Bahnstromnetzes durchgeführt wurden.

Mit Hilfe dieses Simulators kann dann unter Berücksichtigung verschiedener Betriebszustände von Bahnstromnetzen die Effektivität von Maßnahmen zur optimalen Auslastung der in einem Bahnstromnetz zur Verwendung kommenden Betriebsmittel untersucht werden.

Th. Stephanblome

EV 9131

3.3 Schutz- und Leittechnik

3.3.1 Entwicklung eines Störwetterfassungssystems

Der Einsatz von Störwetterfassungsgeräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen ermöglicht gesicherte Aussagen über das Netzverhalten und die Analyse von Störungen. In ausgewählten Stationen werden signifikante Netzgrößen wie Ströme, Spannungen und Binärinformationen in Form von Schutzmeldungen und Schalterstellungen zu definierten Fehlerzuständen aufgezeichnet. Die Einbindung der Störwetterfassungsgeräte in ein Störwetterfassungssystem ermöglicht eine zentrale Unterstützung der Installation der Erfassungsgeräte (Parametrierung) und der Auswertung der Meßdaten an einer zentralen Stelle auf der Basis von Netzinformationen (Topologie, Netzparameter).

Für das Energieversorgungsnetz eines Industrieunternehmens wurde das Konzept eines Störwetterfassungssystems entwickelt, das in die Software-Umgebung des Unternehmens integriert ist (Bild 3.27). Das Störwetterfassungssystem umfaßt eine UNIX-Workstation (SWE-Zentrale) zur zentralen Parametrierung und Auswertung, die Störwetterfassungsgeräte und Kommunikationseinrichtungen. Ein Erfasser (Erfasser-Zentrale) dient als Bindeglied zwischen der SWE-Zentrale und den einzelnen Störwetterfassungsgeräten. Die Verbindung der SWE-Zentrale und der Erfasser-Zentrale erfolgt mittels Ethernet. Über diese Verbindung werden einerseits die Daten, Befehle und Statusmeldungen zur Parametrierung der einzelnen Erfasser-Stationen übertragen, andererseits werden die aufgezeichneten Meßdaten von der Erfasser-Zentrale zur Zentrale übermittelt. Zwischen der Erfasser-Zentrale und den einzelnen Erfassern wird ein sternförmiges Kommunikationsnetz eingerichtet. Die Kommunikationswege dienen zum Austausch der Meßdaten und der Parametrierungsdaten zwischen den Erfassern und der Erfasser-Zentrale. Auf diesem Wege werden Statusmeldungen der Erfasser, die Aufschluß über den jeweiligen Betriebszustand liefern, sowie weitere Steuerinformationen übertragen.

In der SWE-Zentrale wird die Erfassung der Netzdaten, die Parametrierung der Störwetterfassungsgeräte und die Auswertung der Meßwerte durch ein Programmpaket unterstützt. Um den Anwender zu entlasten und Fehler zu vermeiden wird eine weitestgehende Automatisierung dieser Aufgaben angestrebt. Eine erhöhte Transparenz wird durch den Einsatz eines Graphiksystems als Benutzeroberfläche und zur Visualisierung der Ergebnisse der Parametrierung und der Störungsanalyse erreicht.

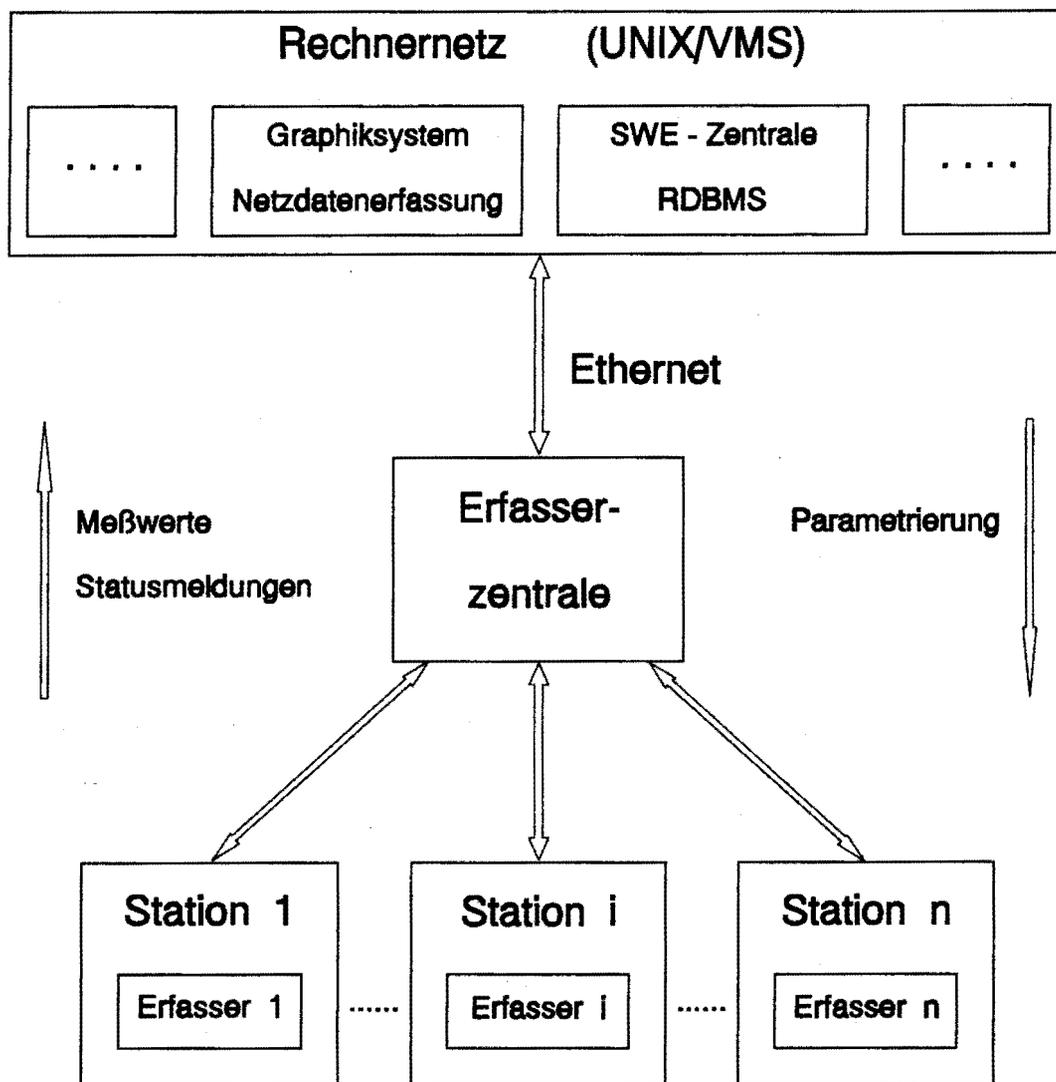


Bild 3.27: Struktur des Störwerterfassungssystems

Der Datenaustausch zwischen den Modulen erfolgt über ein gemeinsames relationales Datenbanksystem (RDBMS). Das allgemeine Datenformat der Datenbank ermöglicht die Ankopplung unterschiedlicher Erfassungsgeräte des Systems und eine gerätetyp-unabhängige Auslegung der Programme zur Parametrierung und Auswertung. Die Anpassung der Inhalte der Datenbank zur Parametrierung und des Datenformats der Störwerterfassungsgeräte wird über den Austausch von ASCII-Dateien realisiert.

Die Meßwertdateien werden vor ihrer Umsetzung auf das Datenbankformat nach bestimmten Kriterien klassiert, um den Umfang der Daten zu reduzieren und die Daten übersichtlich zu ordnen. Grundlage der Reduktion ist die Eigenschaft, daß die Meßwerte Zustände unterschiedlichen Informationsgehalts einnehmen können. Für die analogen Meßwerte lassen sich der stationäre Betriebsfall und der transiente Betriebsfall

unterscheiden. Der stationäre Zustand läßt sich algorithmisch nachbilden und ist durch die Kenngrößen Amplitude, Phasenlage und Frequenz eindeutig bestimmt. Zur Beschreibung der transienten Zustände ist die Speicherung sämtlicher Meßwerte erforderlich. Die Binärinformationen können die Zustände "Ein" und "Aus" beschreiben. Die Information dieser Meßwerte läßt sich durch die Angabe der Zustände und der Zeitbereiche ihrer Gültigkeit erfassen. Mit Hilfe der Zustandseinteilung der Meßreihen werden sämtliche Änderungen des Netzzustandes erfaßt. Es wird somit eine Übersicht über den Störungsverlauf (Störungsprotokoll) erstellt.

Da die graphische Dateneingabe transparenter und damit fehlerfreier als die sprachorientierte Eingabe ist, werden die Topologieinformationen und die Netzdaten über eine graphische Netzdarstellung erfaßt. Zur Erhöhung der Akzeptanz wird zu diesem Zweck ein aus der EDV-Umgebung des Industrieunternehmens bekanntes Graphiksystem verwendet. Die Umsetzung der Netzdaten aus der Graphik in die Datenbank erfolgt rechnergestützt. Die Möglichkeit einer solchen Konvertierung ist durch den objektorientierten Aufbau des Graphiksystems gegeben. Zur Darstellung der Betriebsmittel in den Stationsbildern werden Objekte definiert, die sich rechnergestützt identifizieren lassen. Die Netzdaten werden über Textattribute erfaßt, die den Objekten zugeordnet sind. Die Verknüpfung der Betriebsmittel wird durch Konventionen in der Graphik abgebildet. Die Erstellung und Änderung von Graphiken zur Erfassung von Netzinformationen erfolgt auf einer Graphik-Workstation im Rechnernetz des Industrieunternehmens. Die Netzinformationen werden zunächst auf ein Zwischenformat umgesetzt, zur SWE-Zentrale übertragen und dort in das Datenbanksystem importiert.

D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer

EV 9136, EV 9146

3.3.2 Frequenzmessung

In einem elektrischen Energieversorgungsnetz führen Störungen des Lastgleichgewichts zu einer Änderung der Netzfrequenz. Große Störungen entstehen insbesondere durch den Ausfall von Kraftwerksblöcken oder Verbundkupplungen. Die Messung der Frequenz erlaubt es, Ereignisse zu erkennen, auch wenn diese räumlich weit entfernt

vom Standort der Meßeinrichtung eintreten. Hierzu ist ein Meßsystem entwickelt worden, das an Hand des Frequenzgradienten Störungen des Leistungsgleichgewichts erkennt. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Frequenz aufzuzeichnen und auszuwerten.

Das Meßgerät basiert auf dem Verfahren der Frequenzbestimmung aus der Periodendauer. Die Struktur des Gerätes ist im Bild 3.28 dargestellt.

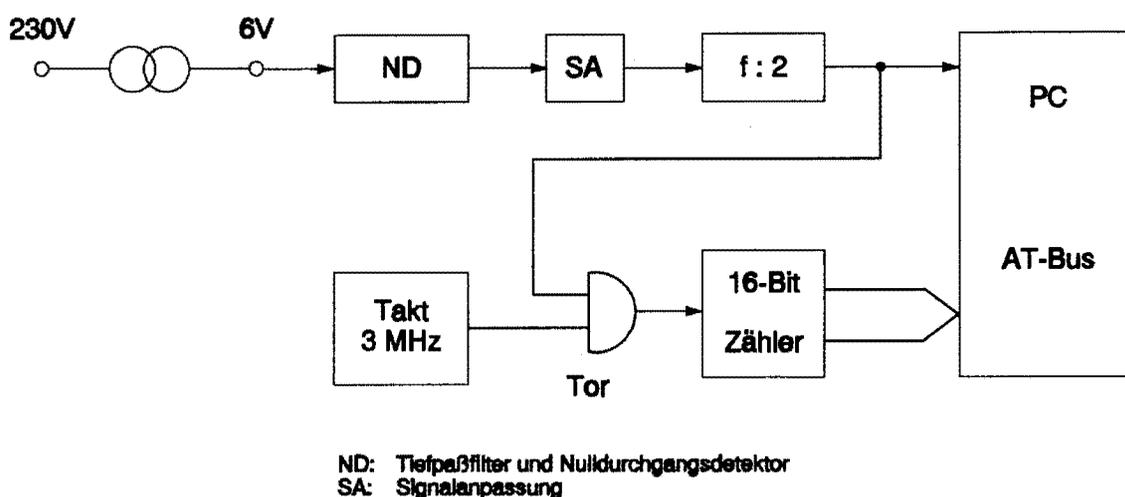


Bild 3.28: Struktur des Meßgeräts

Das Eingangssignal (230 Volt) wird mittels eines Spannungswandlers auf 6 Volt transformiert. Diese Eingangsspannung wird bandpaßgefiltert. Das bandbegrenzte Signal wird mittels eines Nulldurchgangsdetektors in ein Rechtecksignal umgesetzt, dessen Frequenz gleich der Frequenz des Eingangssignals ist. Dieses bipolare Ausgangssignal wird dann durch die Signalanpassung in ein unipolares Signal umgesetzt. Durch einen flankengesteuerten Frequenzteiler wird dieses Signal in eine Rechteckschwingung mit der halben Eingangsfrequenz umgesetzt. Die positiven Halbschwingungen bilden das Torsignal für eine Zählschaltung, die mit einer Taktfrequenz von 3 MHz betrieben wird. Die negative Flanke dieses Signals dient als Steuer- und Synchronisationssignal für den angeschlossenen Rechner (Personal-Computer), der für die Steuerung des Zählers zuständig ist. Dieser Rechner wird auch zur Auswertung bzw. zur Speicherung der Meßdaten benutzt. Durch diese Art der Steuerung ergibt sich die Meßfrequenz zur halben Netzfrequenz. Bedingt durch den Zähltakt von 3 MHz beträgt die theoretische Grenzauflösung 0,833 mHz bei einer Eingangsfrequenz von 50 Hz.

Die Detektion von Störungen des Leistungsgleichgewichts erfolgt mittels der Trigger-Software. Aus den tiefpaßgefilterten Meßwerten wird der Frequenzgradient gebildet. Ein Ereignis wird erkannt, wenn der Frequenzgradient für eine vorgegebene Lebensdauer größer als ein Schwellwert ist.

Störungen des Leistungsgleichgewichts führen zu Frequenzgradienten in einer Größenordnung um 50 mHz/s. Messungen im UCPTTE-Netz zeigen, daß die Frequenz stark verrauscht ist. Im Normalbetrieb kommen Frequenzgradienten von bis zu 200 mHz/s vor. Diese Frequenzgradienten entstehen durch das Differenzieren des verrauschten Frequenzsignals. Sie haben eine Lebensdauer von 40 bis 80 ms. Es ist deshalb nicht möglich, direkt aus dem Frequenzgradienten auf Störungen zu schließen. Solche Störungen haben eine Lebensdauer zwischen 0,5 und 1 Sekunde. Bei einer Tiefpaßfilterung zur vollständigen Unterdrückung des Rauschen würde die benötigte Laufzeit im Verhältnis zur Lebensdauer zu groß. Deshalb wird zur Triggerung eine Kombination aus gefilterter Frequenz und Lebensdauer benutzt. Für einen Schwellwert von 40 mHz/s und einer minimalen Lebensdauer von 320 ms lassen sich auch kleine Störungen des Leistungsgleichgewichts erkennen und eindeutig vom Rauschen unterscheiden.

Bild 3.29 zeigt den Frequenzverlauf für eine typische Triggerung bei einer Messung im UCPTTE-Netz. Die relative Häufigkeit der Frequenzgradienten für eine Messung über 36 Stunden ist im Bild 3.30 dargestellt.

D. Blume, W. Horenkamp, M. Langer

EV 9137

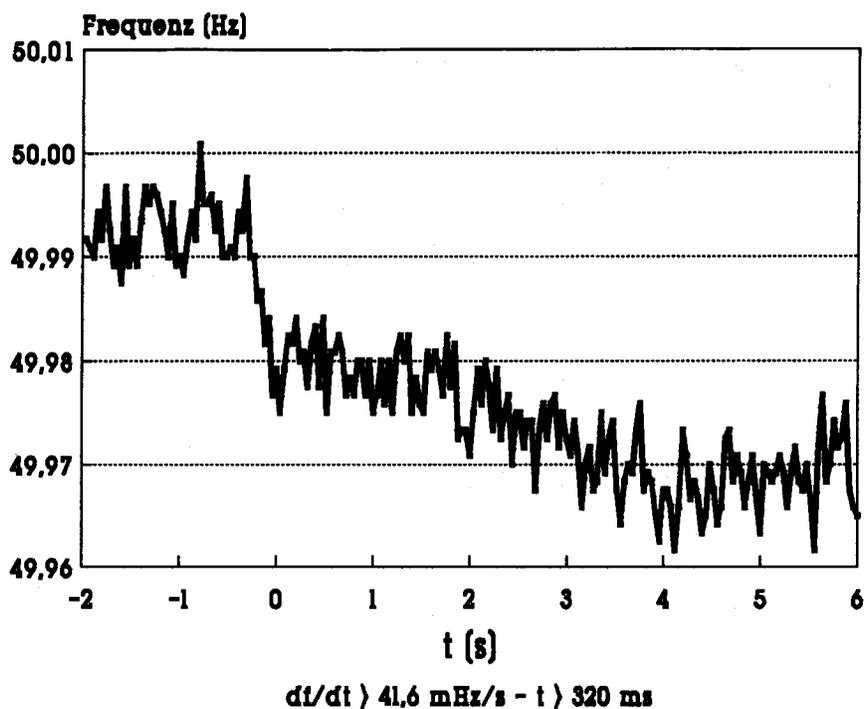


Bild 3.29: Frequenzmessung im UCPTE-Netz, Sonntag 24.11.91 20:24

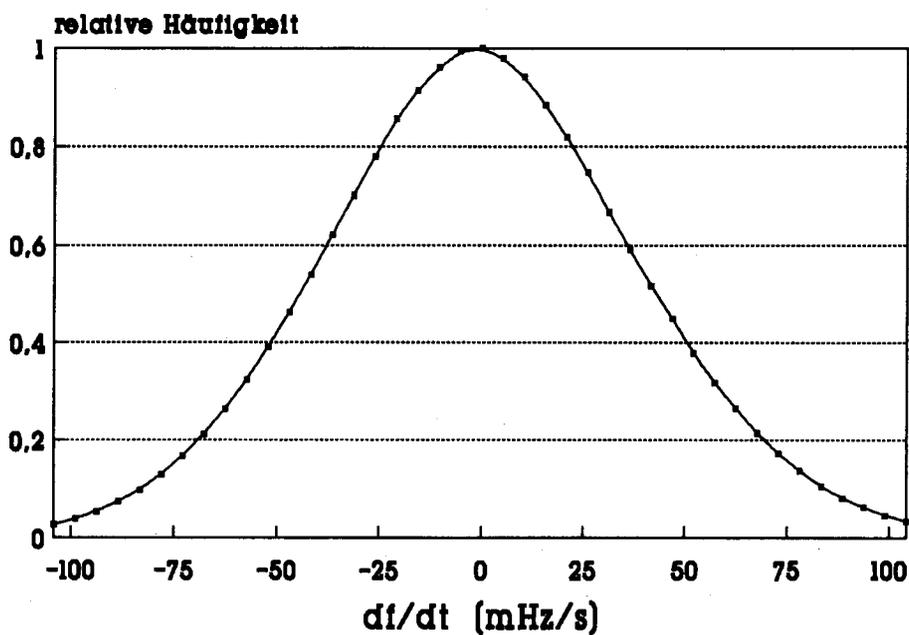


Bild 3.30: Frequenzgradienten
UCPTE-Netz, 19.11.91 17:00 - 21.11.91 5:00

3.3.3 Netzurückwirkungsmeßsystem (NRM)

Neben der Kenntnis der Betriebsmittelauslastung wird zunehmend auch die Untersuchung der in einem Netz vorhandenen Rückwirkungen notwendig. Die Belastung der Netzspannung durch Oberschwingungen beispielsweise führt zunehmend zu störenden Rückwirkungen auf die Betriebsmittel. Die Ursache liegt zum einen in dem wachsenden Anteil nichtlinearer Verbraucher an der Gesamtlast, zum anderen aber in erheblichem Maße an der relativ geringen Störfestigkeit elektronischer Geräte. Neben den Oberschwingungen sind im Rahmen der Betrachtungen zum Thema Netzurückwirkungen auch Zwischenharmonische, Flicker und Unsymmetrien zu nennen. Eine vollständige Beurteilung der Versorgungsqualität ist nur unter gleichzeitiger Beachtung dieser Größen möglich. Dabei muß das Meßsystem sowohl zur Stichprobenmessung, als auch zur Langzeituntersuchung der Versorgungsqualität einsetzbar sein. Gerade der rechnergestützten Langzeituntersuchung kommt hier eine besondere Bedeutung zu, wenn aufgrund des komplexen Zusammenhangs mehrerer Quellen von Rückwirkungen eine Beurteilung nur auf der Basis statistischer Auswertungen möglich ist. Ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal zu anderen Geräten ist durch die Anzahl der Meßkanäle gegeben. Mit den vorhandenen sechs Kanälen (3xU, 3xI) ist das System in der Lage, ein Drehstromsystem vollständig zu erfassen. Empfehlungen für die Beurteilung von Netzurückwirkungen sowie die zugehörigen IEC- bzw. VDE-Normen bilden die Basis für die Berechnungsalgorithmen und die Bewertungskriterien des Meßsystems.

Durch eine Spektralanalyse werden die Oberschwingungsspannungen in bezug auf eine Überschreitung der Verträglichkeitspegel untersucht. Bei Verletzung eines Verträglichkeitspegels werden die aktuell ermittelten Werte sowie Datum und Uhrzeit aufgezeichnet. Darüber hinaus kann eine Rohdatensicherung ausgelöst werden.

Mit Bezug zu einem festen Zeitintervall (1 s sowie 1, 5, 10 und 15 min) werden die Anteile der Oberschwingungsspannungen und -ströme der drei Leiter mit Mittel-, Minimal- und Maximalwert für alle Ordnungszahlen v gespeichert. In einem eingeschränkten Bereich ($v=2, \dots, 25$) werden für U_v und I_v die Amplitudenverteilungen in 100 Klassen über einen wählbaren Aussteuerbereich für jedes Meßintervall protokolliert.

Zur Validierung der Algorithmen und der Funktionalität des Meßsystems wurden erste Messungen im Netz durchgeführt. Für die Oberschwingungsuntersuchungen werden anhand folgender Beispiele die Möglichkeiten des Netzurückwirkungsmeßsystems dar-

gestellt. Bild 3.31 zeigt die Oberschwingungsanteile der Spannung und des Stroms für den Leiter L1 an der Einspeisung einer Windkraftanlage. Es sind neben der Grundschwingung Anteile bis zur 23. Harmonischen vorhanden, wobei die Größe der 11. und 13. Oberschwingung über dem geforderten Verträglichkeitspegel liegt.

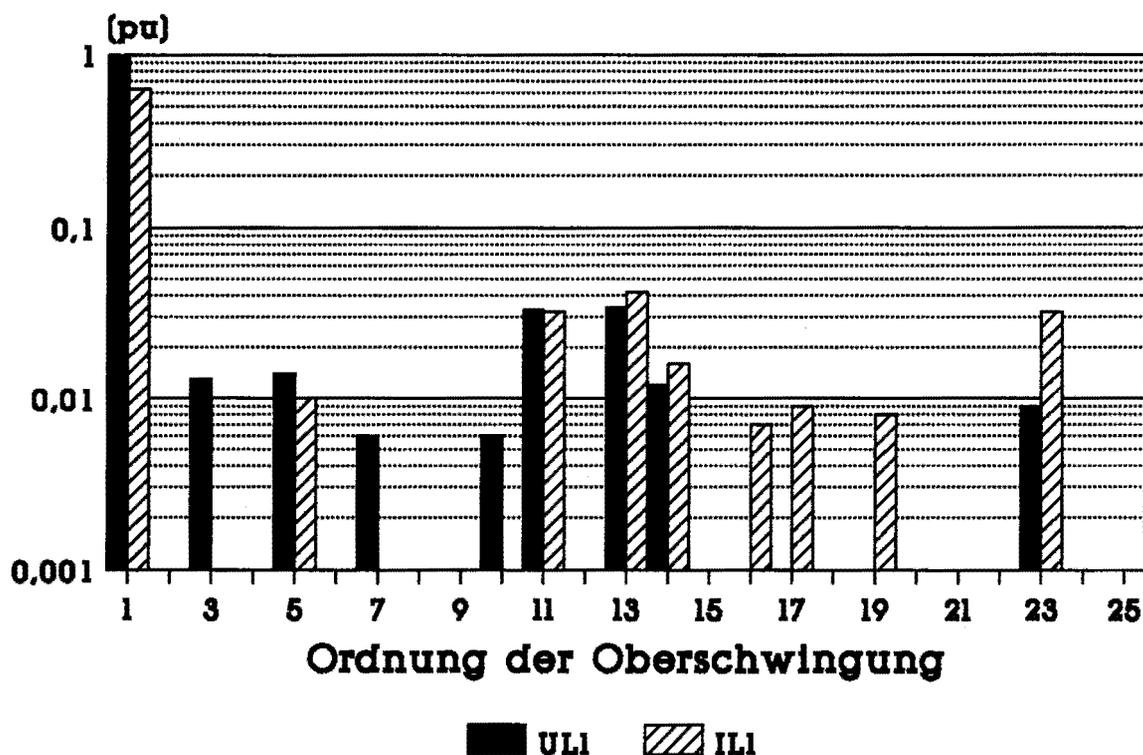


Bild 3.31: Oberschwingungsspektrum

Bild 3.32 zeigt die 1-Minuten-Mittelwerte der 11. Oberschwingung über eine Viertelstunde für die Spannung aller drei Leiter. Neben der unterschiedlichen Höhe des Oberschwingungsanteils in den Leitern zeigt die Messung, daß die im Bild 3.31 gezeigten Spektren nicht nur über kurze Zeiträume in dieser Größenordnung nachzuweisen sind.

D. Blume, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp

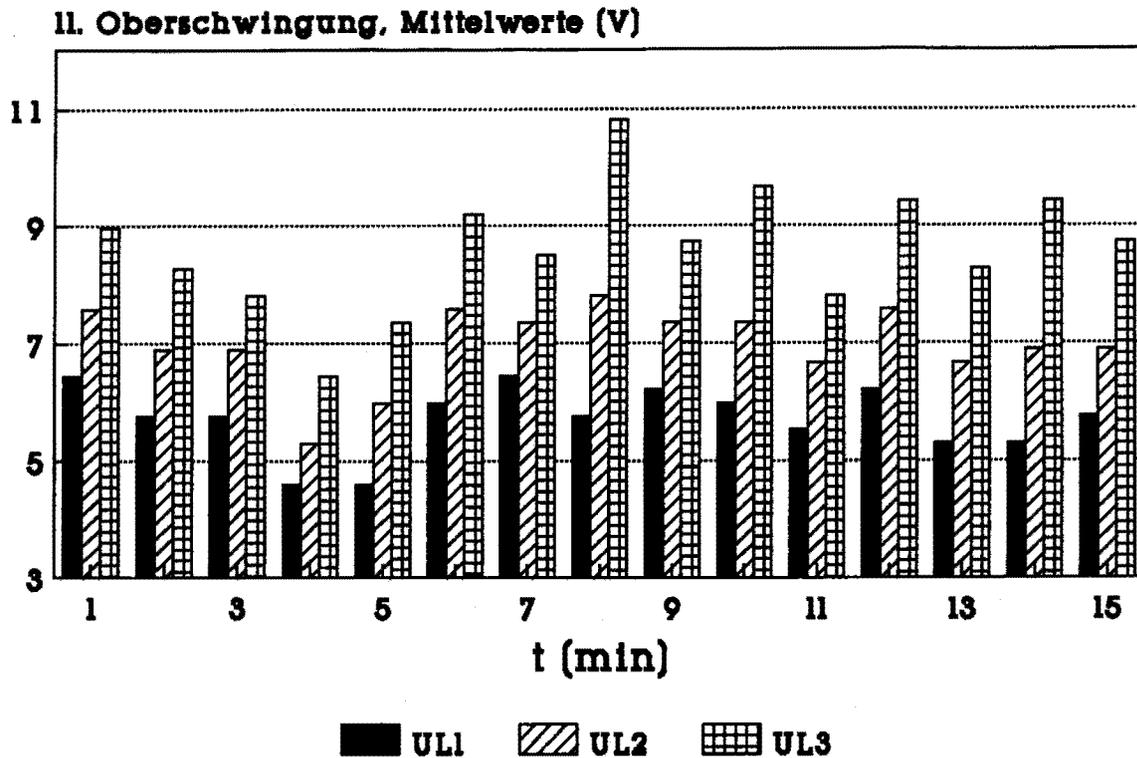


Bild 3.32: Oberschwingungsspannung der 11. Harmonischen

3.3.4 Langzeitmeßeinrichtung (LM24)

Für unterbrechungsfreie Langzeitmessungen über mehrere Monate bis zu einem Jahr wurde die Langzeitmeßeinrichtung LM24 entwickelt. Das Meßsystem verfügt über 24 analoge Eingangskanäle mit einer Auflösung von 12 Bit und 8 Binäreingänge. Das Meßprinzip entspricht der im Jahresbericht 1988 vorgestellten Meßeinrichtung "CMOS32". Gespeichert werden die Meßdaten über ein vorgegebenes Mittelungsintervall (1 Sekunde bis 1 Stunde) einschließlich der Minimal- und Maximalwerte innerhalb der Mittelungsintervalle (Sekundenwerte). Die aufgenommenen Meßwerte werden auf einer Festplatte abgelegt. Dabei werden die Meßdaten unter einem vorgegebenen Namen oder als Tagessatzdateien, mit dem Datum als Dateinamen abgelegt.

Die Einstellung der Meßkonfiguration wird mit Hilfe einer Parameterdatei vorgenommen. In dieser Parameterdatei sind Informationen zum Meßort, Startdatum und Startzeit, das Mittelungsintervall für die Speicherung sowie die Kanalnamen (z.B. Wirkleistung Abgang xxx) mit den dazugehörigen minimalen und maximalen Meßbereichsgrenzen anzu-

geben. Die Erstellung dieser Parameterdatei kann auf dem Meßsystem direkt oder auf einem PC durchgeführt werden.

Zur Installation der Meßeinrichtung wird die Diskette mit der entsprechenden Parameterdatei gelesen und das System über einen Schalter "Messung" gestartet. Die Meßwerte werden zur Kontrolle auf dem Bildschirm in physikalischen Größen entsprechend den in der Parameterdatei vorgegebenen Meßbereichsgrenzen angezeigt. Nach Beendigung der Messung werden die Daten auf Diskette übertragen oder über eine serielle Schnittstelle ausgelesen. Für die Weiterverarbeitung der Messungen (graphische Darstellung, Statistik) stehen Konvertierungsprogramme zur Verfügung. Durch Übernahme der in der Parameterdatei vorhandenen Informationen wird die Archivierung und Verwaltung der Meßdaten erheblich vereinfacht. Dies ist im Hinblick auf die anfallenden Datenmengen (z.B. 1 Jahr 10- Minuten-Meßintervall bei 24 Kanälen ca. 8 MB) ein wesentlicher Gesichtspunkt.

D. Blume, W. Horenkamp

3.3.5 Adaptive Echtzeitschutzkoordination in elektrischen Energieübertragungssystemen

Die Aufgabe des Schutzsystems in einem Energieübertragungssystem besteht darin, Fehler auf Leitungen oder auf Unterstationen so schnell wie möglich zu erfassen und zu isolieren. Die übliche Schutzpraxis ist, einen schnellen primären Schutz mit einem langsameren Reserveschutz zu versehen, der nur gestartet wird, wenn der Hauptschutz versagt. Deswegen erfordert die Koordinierung der Relais in einem Übertragungsnetz, daß die Einstellung des Hauptrelais einer Leitung mit den Einstellungen aller Reserverelais der angrenzenden Leitungen verglichen wird. Die traditionellen Verfahren zur Relaiskoordinierung sind für off-line Anwendungen entwickelt worden. Diese Verfahren bestehen grundsätzlich aus zwei Schritten:

- Berechnung des Einstellungsbereichs für verschiedene Netzzustände und Bestimmung der anfänglichen Relaiseinstellungen vor dem Koordinierungsprozeß. Dies wird normalerweise vom Schutzingenieur auf Grund seiner Erfahrung und seines Wissens durchgeführt.

- Iterativer Koordinierungsprozeß, bei dem alle möglichen Konstellationen von Reserve- und Hauptrelais des Netzes koordiniert werden. Bei Überstromzeitrelais wird die Auslösecharakteristik, bei Distanzrelais die Impedanzen für die unterschiedlichen Entfernungszonen bestimmt.

Mit diesen off-line Verfahren ist es nicht möglich, alle Betriebszustände eines Übertragungsnetzes zu berücksichtigen. Daher kann nicht sichergestellt werden, daß sich die Relaiseinstellungen an alle Betriebsbedingungen anpassen lassen. Um das Konzept zu illustrieren, wird beispielweise die Einstellung bei verzögerter Reaktion eines Überstromzeitrelais betrachtet. Die Grenze des Laststromes durch das Relais kann auf den maximalen Laststrom der Leitung festgesetzt werden. Wenn der aktuelle Laststrom diesen Grenzwert kurzzeitig übersteigt, ist diese Einstellung ungeeignet und kann eine Fehlauflösung während Hochlastzeiten oder bei Änderungen der Netztopologie zur Folge haben. Dagegen kann das Relais in Schwachlastzeiten für entfernte Fehler mit geringen Kurzschlußströmen nicht hinreichend empfindlich sein.

Die auf Mikroprozessoren basierenden Schutzeinrichtungen gestatten durch ihre Programmierbarkeit und Meldungsfähigkeit, daß mehrere verschiedene Schutzfunktionen durch geeignete Algorithmen in Echtzeit kontrolliert werden können. Die Relaisfunktionen werden durch die Betriebssoftware bestimmt. Die Meldungsfähigkeit kann benutzt werden, um die durch die Überwachungssoftware einer höheren Hierarchie gesteuerte Betriebssoftware zu verändern. Die Möglichkeit, derartige Relais aus entfernten Netzleitzentralen zu parametrieren, hat den neuen Forschungsbereich der adaptiven Schutztechnik eröffnet. Hinsichtlich dieser Technik können zwei Definitionen gegeben werden:

- Adaptiver Schutz: "on-line Tätigkeit, die die Antwort des Schutzsystems in Abhängigkeit einer Netzzustandsänderung modifiziert."
- Adaptives Relais: "ein Relais, das sowohl seine Einstellungen, Charakteristika, als auch Schaltfunktionen on-line durch äußere Signale oder Regelverhalten verändern kann."

Diese Leistungsfähigkeit der Relais kann in Energieübertragungssystemen zur Überprüfung der Relaiskoordinierung angewandt werden. Das Ziel dieser Arbeit ist die Festlegung möglicher Anwendungen und die Entwicklung eines on-line Verfahrens, das auf Grund des aktuellen Netzzustands periodisch die Relaiskoordinierung überprüft und mitteilt, wenn ungeeignete Einstellungen oder übermäßige Auslösezeiten vorliegen. Nach dieser Überprüfung können geeignete Maßnahmen bestimmt und adaptive

Einstellungsänderungen von der Netzleitzentrale gestartet werden. Das vorgeschlagene Verfahren besteht aus folgenden Hauptaufgaben:

- Revision der bestehenden Relaiseinstellungen für aktuelle und geplante Netzzustände,
- Neuberechnung der Relaiseinstellungen bei Ausfällen und
- Neuberechnung der Relaiseinstellungen, um langsame Veränderungen der Netzzustände zu verfolgen.

Dazu wird das im Bild 3.33 dargestellte Verfahren zur schnellen Berechnung der Einstellungen der mit Richtungsanzeigern ausgerüsteten adaptiven Überstromzeit- und Distanzrelais entwickelt.

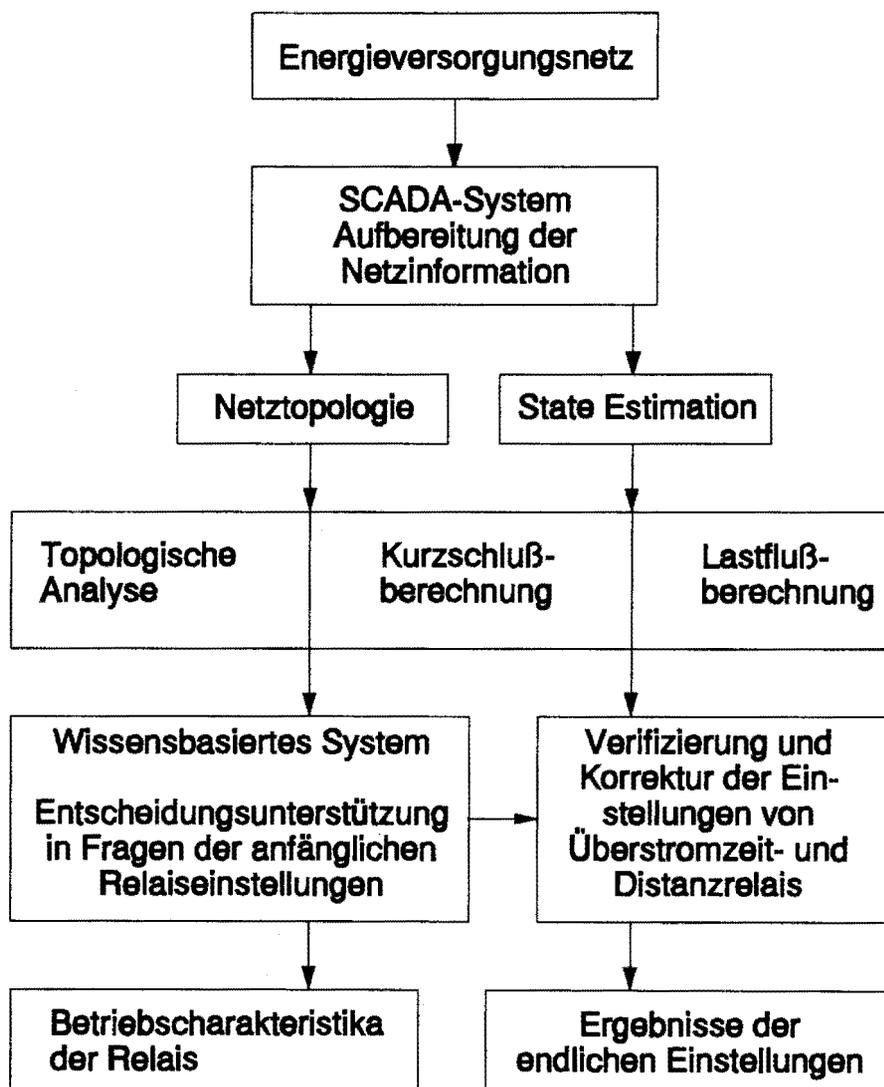


Bild 3.33: Verfahren zur Verifizierung und schnellen Berechnung der Relaiseinstellungen

Der allgemeine Betrieb des Verfahrens ist wie folgt vorgesehen:

- Daten von der Netztopologie werden von einer topologischen Analyse verarbeitet. Alle möglichen Paare von Relais mit Reserve- und Hauptfunktionen müssen bestimmt werden. Es ist möglich, eine optimale Sequenz der Relais zu determinieren, damit der Koordinierungsprozeß schnell durchgeführt wird. Dazu wird untersucht, ob die Anwendung eines Expertensystems oder neuronalen Netzes möglich ist, um geeignete on-line Rechenzeiten zu erzielen.

- Die Kurzschluß- und Lastflußberechnungen beruhen auf den Ergebnissen aus der Analyse der Netztopologie und der State Estimation. Die Ergebnisse sind Ströme und Spannungen an den Relais für normale Betriebszustände und für verschiedene Fehlerarten. Durch diese Werte werden die Relaisparameter eingestellt.

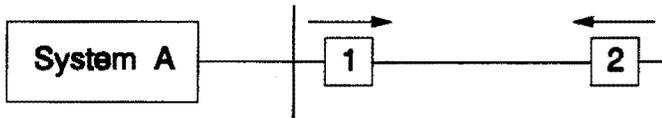
- In Abhängigkeit der Netzzustände verifiziert ein wissenbasiertes System, ob Fehlkoordinierungen bestehen. Falls ja, schlägt es auf Grund der Betriebscharakteristika der Relais und der durch Regeln erfassten Erfahrung eine neue Berechnung der Relaiskoordinierung vor.

- Ausgehend von den anfänglichen Einstellungen wird die Auslösecharakteristik jedes Überstromzeitrelais durch einen iterativen Prozeß mit den aus der topologischen Analyse ermittelten Kombination von Reserve- und Hauptrelais bestimmt. Daher können alle Relais mit Reservefunktionen für alle Fehlerarten mit einer Auslösezeit kleiner gleich einem bestimmten Koordinierungsintervall wie ein Relais mit Hauptfunktionen wirken. Bei Distanzrelais wird verifiziert, ob es Überlagerungen der Impedanzeinstellungen von benachbarten Entfernungszonen der Relais mit Reserve- und Hauptfunktionen gibt. Bei Überlagerungen werden die Auslösezeiten der Relais mit Reservefunktionen erhöht.

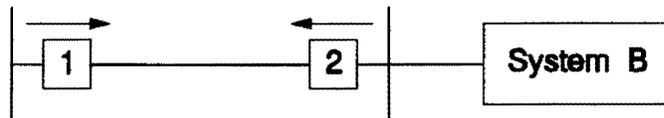
Im Hinblick auf eine Echtzeitschutzkoordinierung kann dieses Problem durch Parallelrechnereinsatz gelöst werden. Das Konzept ist im Bild 3.34 dargestellt. Zwei Untersysteme A und B sind durch eine Leitung verbunden. Das Relais 1 gilt als Reserverelais für die Relais in B. Deshalb sind seine Einstellungen abhängig von den Einstellungen der Relais in B. Auf der anderen Seite werden die Einstellungen der Relais in A von der Einstellung des Relais 1 beeinflusst. Für Relais 2 gilt das entsprechende.



(a) Systeme A und B verbunden durch eine Übertragungsleitung



(b) Die Einstellungen des Relais 2 werden durch seine Hauptrelais in A bestimmt



(c) Die Einstellungen des Relais 1 werden durch seine Hauptrelais in B bestimmt

Bild 3.34: Konzept des Parallelprozesses

Mit dem Ziel, das Gesamtsystem zu lösen, wird jedes Untersystem gleichzeitig auf verschiedenen Prozessoren durch den o.g. Iterationsprozeß gelöst. Die Prozessoren tauschen am Ende der Iteration die Einstellungen der Grenzrelais 1 und 2 aus. Wenn sich die Einstellungen der Grenzrelais nicht mehr ändern, kann der gesamte Prozeß beendet werden.

E. Orduña

4. VORTRÄGE

4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 23.01.1991 Dr.-Ing. M. Häusler, ABB, Baden/Schweiz
"Beanspruchung von Netzthyristoren in Thyristorventilen zur Blindleistungssteuerung von Drosseln und Kondensatoren in statischen Kompensatoren"
- 05.06.1991 Dipl.-Ing. F. Eickhoff, Universität Dortmund
"Konzeption eines Leitsystems für die Energieversorgung im Bergbau unter den Aspekten Sicherheit und Wirtschaftlichkeit"

4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 15.01.1991 W. Hoffmann
"Expertensystem für die Fehlerortung in Mittelspannungsnetzen", Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Bennigsen-Foerder-Stiftung an der Universität Münster
- 13.02.1991 D. Blume
"Vorstellung der Zielsetzung für ein Netzurückwirkungsmeßsystem" Vortrag bei den Vereinigten Elektrizitätswerken AG (VEW), Bezirksdirektion Arnsberg
- 20.02.1991 W. Hoffmann
Demonstration des Expertensystems zur Alarmverarbeitung im Rahmen des Workshops der Dortmunder Expertensystemtage an der Universität Dortmund
- 18.04.1991 D. König
"Programmiersprachen", Vortrag im Rahmen des AK-TR-Seminars "Arbeitsplatzrechner" in Deidesheim
- 24.04.1991 E. Handschin
"Demand-side modelling and control for a secure and economic electric power system operation", Vortrag beim ABB Workshop on "Demand-Side Load Management" in Sydney, Australien
- 09.05.1991 E. Handschin
"Knowledge based alarm handling and fault location in distribution networks", Vortrag bei der PICA'91 in Baltimore, USA

- 04.09.1991 E. Handschin
"Dynamisches Netzverhalten", Vortrag im Rahmen der VDE-Jubiläumsveranstaltung in Frankfurt
- 12.09.1991 D. Blume
"Vorstellung eines Netzurückwirkungsmeßsystems", Vortrag bei der BASF AG, Ludwigshafen, Abt. Energieversorgung
- 30.09.1991 E. Handschin
"Automatisierung in Verteilungsnetzen", Vortrag im Rahmen des Dresden-Kolloquiums über Automatisierungstechnik, Zentralinstitut für Kybernetik und Informationsverarbeitung (ZKI) der Technischen Universität in Dresden
- 04.11.1991 D. König
"Programmiersprachen", Vortrag im Rahmen des AK-TR-Seminars "Arbeitsplatzrechner" in Deidesheim
- 13.11.1991 E. Handschin
"Integration der Diagnose in die Instandhaltungsplanung mit Hilfe eines wissensbasierten Systems", Vortrag im Rahmen der FGH-Jahrestagung "70 Jahre FGH" in Mannheim
- 26.11.1991 Th. Fabian
"Wind predictability - Effects on energy credit", Vortrag im Rahmen des Contractors Meeting der "European Wind Power Integration Study" in Brüssel
- 27.11.1991 Th. Fabian
"Effects of wind energy converting systems (WECS) on system stability", Vortrag im Rahmen des Contractors Meeting der "European Wind Power Integration Study" in Brüssel
- 13.12.1991 W. Hoffmann
Vortrag an der Universität Madrid, "Expert System Applications in Security Assessment"

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 10.01.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Steiner, SAT Wien am Lehrstuhl EV
- 10.01. - E. Handschin und Mitarbeiter
30.01.1991 Besuch von Prof. Voropai, Dr. Kucherov, Dr. Grishin, Wissenschaftler der Academy of Sciences, USSR, Irkutsk, am Lehrstuhl EV
- 11.01.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Elstermann, Consulectra, über das Joule Projekt "Windenergie" am Lehrstuhl EV
- 14.01.1991 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des IEEE Executive Committee German Chapter in Frankfurt
- 17.01.1991 W. Horenkamp
Besprechung mit Herrn Elstermann, Consulectra, H. Pape, Schleswig über Langzeitmessungen im Windpark Westküste
- 21.01. - E. Handschin, W. Hoffmann, U. Schlücking
22.01.1991 Teilnahme am DFG-Kolloquium "Neuer leit- und schutztechnische Verfahren in der elektrischen Energieversorgung" in Duisburg
- 22.01.1991 E. Handschin, D. König
Referententreffen zum FGH-Seminar "Arbeitsplatzrechner" am Lehrstuhl EV
- 25.01.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung über den Einsatz eines Meßsystems zur Bestimmung von Netzurückwirkungen bei der Fa. Miebach in Dortmund
- 29.01. - E. Handschin
02.02.1991 Teilnahme an der Sitzung des Technischen Komitee der PICA in Schenectady, USA

- 13.02.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Präsentation des Meßsystems zur Erfassung von Netzurückwirkungen in der VEW Bezirksdirektion Arnberg
- 14.02.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Dr. Brandes, VEW AG über Blindleistungsanforderungen im Mittelspannungsnetz
- 19.02. - W. Hoffmann
20.02.1991 Teilnahme an den Dortmunder Expertensystemtagen
- 21.02.1991 F. Eickhoff, W. Hoffmann
Abstimmung der Aktivitäten auf dem Gebiet der Fehlerortung in Bergbaunetzen mit Herrn Steudel (DMT) am Lehrstuhl EV
- 25.02.- U. Schlücking
27.02.1991 Teilnahme am Seminar "HELIOS ein verteiltes, paralleles Betriebssystem", Fa. Parsytec Aachen
- 26.02. - Ch. Dörnemann
28.02.1991 Teilnahme an der Tagung "Planung und Betrieb von Netzleitstellen", Technische Akademie Wuppertal
- 01.03.1991 D. Blume, U. Schlücking
Gespräch mit den Herren Feld und Schröter, Gesellschaft für Transputertechnik Dortmund, über gemeinsame Arbeiten auf dem Gebiet der Transputertechnologie
- 01.03.1991 W. Hoffmann
Besuch von Herrn Dr. Styczynski, Universität Breslau, am Lehrstuhl EV zur Definition eines gemeinsamen TEMPUS-Projektes auf dem Gebiet der Expertensystemtechnik
- 04.03. - Ch. Dörnemann
05.03.1991 Abschlußgespräch mit Herrn Dr. Freund, TWS Stuttgart, über das Projekt der betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung

- 12.03.1991 Th. Stephanblome
Teilnahme an der ETG-Tagung über "Regenerative Energien" in Kassel
- 15.03.1991 E. Handschin
Besprechung bei der Consulectra, Hamburg über das Joule Projekt "Windenergie"
- 19.03.1991 D. Blume, W. Horenkamp, Th. Stephanblome
Einbau einer Langzeitmeßeinrichtung im Windpark Westküste
- 26.03.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit den Herren Dr. Reißing und Niemand, VEW Arnberg, über Netzurückwirkungen
- 01.04. - W. Hoffmann
05.04.1991 Teilnahme am "3rd Symposium on Expert System Applications in Power Systems - ESAP'91" in Tokio
- 03.04. - Th. Stephanblome
05.04.1991 Teilnahme an der IEA-Konferenz "Advanced Technologies for Electric Demand-Side Management" in Sorrent, Italien
- 09.04. - E. Handschin
10.04.91 Leitung der CIGRE Arbeitsgruppe SC-39/WG 39.06 über Netztrainings-Simulatoren in Zug/Schweiz
- 11.04. - E. Handschin
12.04.1991 Sitzung des FGH-Forschungsbeirats in Mannheim
- 16.04.1991 E. Handschin
Leitung der Sitzung des Arbeitskreises "Technisches Rechnen" der FGH in München
- 18.04.1991 E. Handschin , W. Hoffmann
Prof. Perez-Coyto zu Besuch am Lehrstuhl EV im Rahmen der durch die DAAD geförderte deutsch-spanische Zusammenarbeit

- 18.04. - D. König
19.04.1991 Teilnahme am Seminar "Arbeitsplatzrechner" in Deidesheim
- 06.05.1991 D. Blume, F. Reyer, W. Horenkamp
Besuch bei der Fa. Patschke und Rasph mit Vorführung eines Pro-
zeßvisualisierungsprogrammes
- 06.05. - E. Handschin
10.05.1991 Teilnahme und Vortrag an der PICA-Konferenz in Baltimore, USA
- 10.05.1991 U. Schlücking
Besprechung mit Herrn Prof. Dr. Wallach, University Syracuse, über
den Einsatz von Parallelrechnern für die Berechnung von Energie-
versorgungssystemen am Lehrstuhl EV
- 22.05. - E. Handschin
24.05.1991 Sitzung der Joule Arbeitsgruppe "European Wind-Power Integration
Study", Risø in Dänemark
- 28.05.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Gespräch mit den Herren Dr. Reißing, Enning und Niemand, VEW,
über die Realisierung eines Netzurückwirkungsmeßsystems
- 29.05.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Dr. Schwarz, ABB Mannheim, über die
Durchführung eines Feldversuches mit einem nichtkonventionellen
Stromwandler
- 05.06. - Th. Stephanblome
07.06.1991 Diskussion und Demonstration des Simulationsprogrammes SIM-
POW bei ABB in Västerås /Schweden
- 18.06. - E. Handschin
21.06.1991 Teilnahme am IFAC-Workshop "Electric Power System Control
Centers" in Alpach/Österreich
- 19.06. - Th. Stephanblome
21.06.1991 Teilnahme am "First International SMES-Workshop" in Karlsruhe

- 21.06.1991 D. König, M. Heine
Besprechung mit den Herren Dr. Graf und Sörgel, Krupp Atlas Elektronik, Bremen, zur Entwicklung netzleittechnischer Software
- 25.06.1991 E. Handschin, W. Hoffmann
- 27.06.1991 Gespräch mit Herrn Dr. Bretthauer, ZKI Dresden, am Lehrstuhl EV, über die Einsatzmöglichkeiten wissensbasierter Systeme für die zustandsbezogene Wartungsplanung
- 25.06. - W. Hoffmann
27.06.1991 Besuch von Herrn Dr. Styczynski, Universität Breslau, am Lehrstuhl EV zum Thema realisierte Expertensystem-Lösungen
- 28.06.1991 Ch. Dörnemann
Besprechung mit den Herren Dr. Reuter und Mucke, Elektromark Hagen über das Thema einer Diplomarbeit im Bereich Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen
- 02.07. - Th. Stephanblome
03.07.1991 Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Supraleitung in Forschung und Praxis", Enschede, Niederlande
- 03.07.1991 E. Handschin, Ch. Dörnemann
Besprechung mit den Herren Hormann und Labohm, VEW Dortmund, zum Projekt der Lastmodellierung in Niederspannungsnetzen
- 04.07.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Dr. Pestka, RWE Energie AG, zum Thema Erfassung von Oberschwingungen /Netzurückwirkungen
- 05.07.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über Störwert-
erfassung
- 15.07.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Elstermann, Consulectra über die Arbeit der
"European Wind Power Integration Study"

- 18.07.1991 E. Handschin, W. Hoffmann
Gespräche mit den Herren Dennersmann und Waldhelm, VEW Dortmund, über die gemeinsame Realisierung eines Expertensystems für die Fehlerortbestimmung in Systemen des kathodischen Korrosionsschutzes
- 18.07.1991 E. Handschin, D. König, M. Heine
Besprechung mit den Herren Dr. Graf und Sörgel, Krupp Atlas Elektronik, Bremen
- 24.07.1991 E. Handschin, Th. Stephanblome
Gespräch mit Herrn Dr. Halder, Dr. Häusler und Dr. Güth über den Einsatz von SMES in Bahnstromnetzen, bei ABB in Baden, Schweiz
- 07.08.1991 W. Hoffmann
Gespräch mit Herrn Küssel, ABB Ladenburg, über den Abschluß der Implementierung des Expertensystems für die Ausfallbewertung
- 13.08.1991 W. Hoffmann
Gespräch mit den Herren Dennersmann und Waldhelm, VEW Dortmund, am Lehrstuhl EV, Demonstration der Expertensystem-Entwicklungsumgebung XPS-EV
- 24.08.1991 D. König, M. Heine
Besprechung mit den Herren Dr. Graf und Sörgel, Krupp Atlas Elektronik, Bremen
- 28.08.1991 D. Blume, U. Schlücking
Gespräch mit Herrn Dr. Heiß, EAM Kassel, über Simulation und Meßtechnik in der Energieversorgung
- 03.09. - E. Handschin
05.09.1991 Teilnahme an der ETG-Fachtagung "100 Jahre Drehstrom" in Frankfurt
- 05.09.1991 Th. Stephanblome
Gespräch mit Herrn Dr. Hassenzahl über den Stand des ETM-Projektes in Berkeley, Kalifornien

- 05.09.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit den Herren Dr. Reißing und Niemand, VEW Arn-
berg, zum Projekt "Messung von Netzurückwirkungen"
- 06.09.1991 E. Handschin, Th. Fabian
Besprechung mit Herrn Elstermann, Consulectra über "European
Wind Power Integration Study"
- 08.09. - E. Handschin
13.09.1991 Teilnahme am CIGRE-Symposium in Montreal "Power System Ope-
ration and Control"
Besuch der Philadelphia Electric Company in Philadelphia
- 12.09.1991 D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer, Ch. Dörnemann
Besprechung des Netzurückwirkungsmeßsystems mit den Herren
Neunstöcklin und Speck, BASF
- 18.09.1991 E. Handschin, Ch. Dörnemann
Besprechung mit den Herren Hormann, Labohm, VEW Dortmund,
zum Projekt der Lastmodellierung in Niederspannungsnetzen
- 25.09.1991 E. Handschin, U. Schlücking
Besprechung mit den Herren Dubbel und Beck, Hoesch Stahl AG,
über die gemeinsame Entwicklung eines Programmpaketes zur
Planung und Prognose des Leistungsbedarfs
- 26.09.1991 D. Blume, W. Horenkamp
Besprechung mit Herrn Dr. Schwarz, ABB Mannheim, über die Meß-
einrichtungen für die Durchführung eines Feldversuchs mit opti-
schen Stromwandlern
- 30.09.1991 E. Handschin
Vorbereitung des gemeinsamen Forschungsvorhabens "Zu-
standsbezogene Instandhaltungsplanung in elektrischen Energie-
versorgungssystemen" Herrn Dr. Bretthauer an der TU Dresden

- 09.10.1991 E. Handschin, W. Hoffmann
Teilnahme am ATWV-Vortrag über Fragen der europäischen Energieversorgung von Dipl.-Ing. Riemer, Mitglied des Vorstands der VEW
- 16.10.1991 D. König, M. Heine
Besprechung mit den Herren Dr. Graf und Sörgel, Atlas Elektronik, Bremen
- 18.10.1991 Th. Fabian, Th. Stephanblome
Besprechung mit Herrn Elstermann, Consulectra über den Abschlußbericht der "European Wind Power Integration Study"
- 28.10.1991 E. Handschin
Teilnahme an dem IEEE Executive Committee Meeting in Frankfurt
- 04.11. - D. Blume, W. Horenkap, F. Reyer
05.11.1991 Durchführung von Oberschwingungsmessungen im Windpark Westküste
- 05.11.1991 E. Handschin, W. Hoffmann
Gespräch mit Herrn Dr. Reuter, Elektromark, am LS-EV, über die Beiträge zur FGH-Tagung
- 06.11.- E. Handschin
7.11.1991 Teilnahme an der Sitzung des DAK zum CIGRE SC 39 in Wendlingen
- 08.11.1991 E. Handschin und Mitarbeiter
Besuch und Vortrag von Herrn Dr. Halder, ABB Baden/Schweiz zum Thema "Einsatz vom SMES in Bahnstromnetzen" am Lehrstuhl EV
- 11.11. - E. Handschin
13.11.1991 Teilnahme an der Jahrestagung der FGH "70 Jahre Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V." in Mannheim

- 26.11. - Th. Fabian
27.11.1991 Teilnahme und Vorträge am Contractors Meeting der "European Wind Power Integration Study" in Brüssel
- 27.11. - E. Handschin
28.11.1991 Leitung der 39. Sitzung des Arbeitskreises "Technisches Rechnen" bei der VEW in Dortmund
- 28.11.1991 Ch. Dörnemann, W. Horenkamp
Teilnahme an der VDI-Tagung "Einsatzmöglichkeiten des PC in der Energietechnik" in Nürnberg
- 29.11.1991 Th. Fabian
Teilnahme am Informationstag der EG-Kommission "Nichtnukleare Energie" in Essen
- 04.12.1991 E. Handschin
38. Sitzung des Forschungsbeirates der FGH in Mannheim
- 12.12.1991 E. Handschin, W. Hoffmann
- 14.12.1991 Besuch an der Universität Madrid zur Koordination mit den spanischen Partnern im gemeinsamen Projekt "Wissensbasierte Methoden in der Netzsicherheitsüberwachung"

6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, A. Petroianu: "Energy Management Systems - Operation and Control of Electric Energy Transmission Systems", Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1991

The network control is a young discipline and yet there are already a considerable number of textbooks published on this topic. The present lecture notes represent a unified approach to Energy Management Systems (EMS) from the hardware, software and human operator viewpoint. The book provides a framework within which EMS are to be realised, considering the state-of-the-art and the future developments taking place in this multidisciplinary field. A great emphasize has been put onto the systematic description of the different operational planning aspects. The content of this book is restricted to network control of electrical transmission systems.

E. Handschin, W. Hoffmann: "Die Bedeutung von Expertensystemen für den Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme", Technischer Bericht 1 - 274 der FGH, Mannheim, AK-TR Forum "Expertensysteme in der Netzbetriebsführung", März 1991

Darstellung des Prinzips von Expertensystemen und Erläuterung der Grundbegriffe der Wissensrepräsentation in technischen Systemen. Potentielle Anwendungsbereiche von Expertensystemen in der elektrischen Energieversorgung werden aufgezeigt. Die Möglichkeiten, die Grenzen und der Entwicklungsbedarf von Expertensystemen werden kritisch beleuchtet.

E. Handschin, W. Hoffmann, R. Haider, R. Küssel: "Entscheidungsunterstützendes System für die Netzsicherheitsüberwachung", Technischer Bericht 1 - 274 der FGH, Mannheim, AK-TR Forum "Expertensysteme in der Netzbetriebsführung", März 1991

Expertensysteme haben sich eine Vielzahl von Anwendungsgebieten erschlossen. Ihre Vorzüge liegen vor allen Dingen in der Eigenschaft, an bestimmte Problemstellungen nur durch Erweiterung oder Modifikation einer Regelbasis adaptiert werden zu können, ohne das Programm zu ändern. Auch in der Netzbetriebsführung elektrischer Netze

ergeben sich eine Vielzahl interessanter Ansätze für den Einsatz von Expertensystemen. Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund wurde in den vergangenen Jahren ein Konzept zur wissensbasierten Programmierung in der elektrischen Energieversorgung entwickelt und zur Realisierung von Expertensystem-Prototypen für verschiedene Anwendungen eingesetzt. Ein in Dortmund entwickeltes Expertensystem für die Ausfallistenerstellung wird in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken München (SWM) und der ABB Netzleittechnik GmbH in zwei Stufen an das Netzleitsystem der SWM angebunden und praktisch erprobt.

E. Handschin, W. Hoffmann: "Integration of an Expert System for Security Assessment into an Energy Management System", Proc. of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems, p. 364-369, April 1 - 5, 1991, Tokyo-Kobe, Japan

An expert system for the effective use of currently available energy management software is proposed. The implementation of an expert system for contingency evaluation and its demands with respect to the knowledge representation are discussed. Experiences with the integration of the powerful expert system for contingency evaluation in an existing EMS are presented.

E. Handschin, P. Dondi, W. Kaufmann, G. Schaffer, N. Singh: "Requirements for Future Control Systems for the Operation of Distribution Networks", 11th International Conference on Electricity Distribution (CIRED'91), April 22 - 26, 1991, Liège, Belgium

Computerized power system control for distribution systems has been rather neglected in the past in comparison to transmission systems because pre-requisites for power system control in distribution systems were almost non-existent. With increased loading and intensive extension of distribution systems, control has become more and more difficult. This paper reviews the presently available Distribution Control Centre (DCC), the impact of new information technology on the DCC and the main future developments towards application functions. The purpose of the paper is the definition of the basic requirements for monitoring and control of the distribution system.

E. Handschin, F. Eickhoff, W. Hoffmann: "Knowledge Based Alarm Handling and Fault Location in Distribution Networks", IEEE-Proc. of PICA '91, p. 358-364, Baltimore, May 1991

In this paper a knowledge based system for fault analysis in the area of medium voltage distribution networks is described. It is based on an expert system shell especially developed for applications in the field of power supply. Applications like contingency analysis or corrective switching have been recently realised. The solution for fault analysis attaches great importance to portability, simple integration in different telemetry and control systems, integration of different protection relay types, and capability of working with small information about the electrical network and the triggering of the protection devices.

E. Handschin: "Dynamisches Netzverhalten", Tagungsband der VDE-Jubiläumsveranstaltung "100 Jahre Drehstrom", Sept. 1991, Frankfurt

Der stationäre Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems entspricht dem Gleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung innerhalb eines vorgegebenen Spannungs- und Frequenzbandes. Zusätzliche Voraussetzung ist der stabile Betriebszustand aller Regelkreise der Netz- und Kraftwerksregelung. Störungen des Gleichgewichtszustandes verursachen dynamische Vorgänge, die Anlagen gefährden und den unterbrechungsfreien Betrieb stören können, wenn durch die Reglerwirkungen kein neuer stabiler Betriebspunkt erreicht werden kann. Alle dynamischen Vorgänge im elektrischen Energieversorgungssystem werden als Netzdynamik bezeichnet. Sie beruht auf den zahlreichen und vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den magnetischen, elektrischen und mechanischen Speichern. Ein Ausgleichsvorgang muß als zeitlicher Vorgang berechnet werden, da im Übergangsverhalten zwischen zwei Betriebszuständen Grenzwertverletzungen auftreten können, die durch Schutzmaßnahmen abgesichert sind. Ausgehend von dieser Berechnung der Ausgleichsvorgänge können dann Maßnahmen untersucht werden, um sich den ändernden Randbedingungen, mit denen die elektrische Energieversorgung in Zukunft konfrontiert wird, technisch und wirtschaftlich anpassen zu können.

6.2 Forschungsberichte

E. Handschin/W. Ebbinghaus/F. Eickhoff/M.Jaspert: "Entwicklung eines integrierten, modernen Schutzsystems für die Stromversorgung in Untertagenetzen des deutschen Steinkohlenbergbaus", EV 9104

D. König: "Programmiersprachen - Ihre Konzeptionierung und Geschichte", EV 9108

E. Handschin: "Untersuchung von Verfahren zur Viertelstunden-Höchstlastprognose", EV 9120

E. Handschin: "Demand-Side Modelling and Control for a Secure and Economic Electric Power System Operation", EV 9123

Th. Fabian: "Mathematische Beschreibung eines linearisierten Mehrmaschinenmodells", EV 9125

F. Eickhoff: "Die Fehleranalyse als Unterstützung in Ausnahmesituationen", EV 9129

6.3 Diplomarbeiten

J. Garitz: "Transiente Stabilitätsuntersuchungen in elektrischen Energieübertragungsnetzen", EV 9101

U. Vogel: "Realisierung eines digitalen Flickermeter für ein Prototypmeßsystem", EV 9112

B. Korte: "Einwirkungen von Windkraftanlagen auf den Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme", EV 9113

R. Brüggemann: "Dynamische Simulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Netze unter Berücksichtigung einer integrierten Schutzauswertung", EV 9121

K. Herrmann: "Aufbau und Prüfung eines Schutzrelais", EV 9122

Th. Fabian: "Synthese von SMES-Systemen mit Hilfe der Systemtheorie", EV 9124

A. Hanke: "Netzsicherheitsüberwachung mit einem verteilten Expertensystem", EV 9126

Th. Seelig: "Wissensbasierte Alarmverarbeitung im Fall unvollständiger Meldungen", EV 9127

K.-D. Schaum: "Der Einfluß eines in einem Bahnnetzknotten eingesetzten SMES auf Spannungs- und Frequenzstabilität", EV 9131

M. Brasse: "Kraftwerkseinsatzplanerstellung unter Berücksichtigung von Energiebedingungen mit Hilfe der linearen Optimierung und heuristischer Ranglistenverfahren", EV 9138

M. Langer: "Entwicklung eines Parameter-Estimators für die programmierbare Meßdatenerfassung", EV 9139

H. Flaczek: "Zustandsregelung elektrischer Energieversorgungssysteme unter besonderer Berücksichtigung von SMES", EV 9140

S. Müller: "Parallelrechnergestützte Lösung der Netzgleichungen bei der Kurzzeitsimulation", EV 9141

Th. Hartmann: "Entwicklung und Realisierung eines Steuerungsprogramms für einen Echtzeitsimulator der Kurzzeitdynamik auf Parallelrechnerbasis", EV 9142

A. Ryß: "Integration der betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung in die Niederspannungsnetzberechnung", EV 9143

6.4 Studienarbeiten

H. Flaczek: "Analyse der SMES-Regelung anhand eines linearen Zweimaschinenmodells", EV 9102

M. Brasse: "Langfristige Energieeinsatzplanung unter besonderer Berücksichtigung gezonter Strombezugsverträge", EV 9103

M. Bartkowiak: "Untersuchung von Verfahren zur Viertelstunden-Höchstlastprognose", EV 9109

Th. Hartmann: "Untersuchung des transienten Netzverhaltens nach Schaltmaßnahmen", EV 9110

S. Müller: "Untersuchung der Einsatzfähigkeit der Sparse-Matrix-Technik bei der Simulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Netze", EV 9111

M. Held: "Untersuchung der Netzregelung und Systemstabilität unter besonderer Berücksichtigung von Windkraftanlagen", EV 9114

A. Ryß: "Auswertung von Wirk- und Blindleistungsaufzeichnungen für eine verbraucherorientierte Lastmodellierung", EV 9118

F. Haffner: "Konzeption der Benutzeroberfläche für ein Netzurückwirkungsmeßsystem", EV 9128

V. Korell: "Entwicklung eines interaktiven Systems für die maskengesteuerte Ein-/Ausgabe von Netzdaten", EV 9130

Ch. Lohoff: "Auswertung von Langzeitmessungen im Windpark Westküste", EV 9132

C. Damschen: "Untersuchung der koordinierten Frequenz- und Spannungsregelung nach Riccati unter Berücksichtigung eines SMES", EV 9133

P. Gottbehüt: "Realisierung einer PC-Ankopplung für das Oberschwingungsmeßgerät NOWA-1", EV 9134

B. Brüggenthies: "Entwicklung einer graphisch-interaktiven Benutzeroberfläche für die Ein-/Ausgabe von Netzdaten", EV 9135

J. Piepenbrink: "Analyse der Fehlerausprägung in elektrischen Energieversorgungsnetzen", EV 9136

M. Fabinger: "Entwicklung einer Frequenzmeßeinheit", EV 9137

6.5 Programmbeschreibungen

M. Bartkowiak: "Erstellung von Prognosen für Viertelstunden-Höchstlast-Optimierung", EVP 9101

Th. Hartmann: "Untersuchung des transienten Netzverhaltens nach Schaltmaßnahmen", EVP 9102

S. Müller: "Untersuchung der Einsatzfähigkeit der Sparse-Matrix-Technik bei der Simulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Netze", EVP 9103

A. Ryß: "KMEANS C Clusteranalyse", EVP 9104

R. Brüggemann: "Dynamische Simulation des Kurzzeitbereichs elektrischer Netze unter Berücksichtigung einer integrierten Schutzauswertung", EVP 9105

Th. Fabian: "DYSLIN - Linearisiertes Mehrmaschinenmodell", EVP 9106

A. Hinke: "Netzsicherheitsüberwachung mit einem verteilten Expertensystem - Programm XPSHAUPT", EVP 9107

Th. Seelig: "Wissensbasierte Alarmverarbeitung im Fall unvollständiger Meldungen - Programm FEHLER", EVP 9108

Th. Seelig: "Wissensbasierte Alarmverarbeitung im Fall unvollständiger Meldungen - Programm TOPO", EVP 9109

Th. Seelig: "Wissensbasierte Alarmverarbeitung im Fall unvollständiger Meldungen - Programm FMS und F_GRAPH", EVP 9110

K.-D. Schaum: "Lastsimulation im Bahnnetz und Dimensionierung von SMES zum "load-leveling" in der Nähe unruhiger Verbraucher mit dem Programmpaket SIM", EVP 9114

Ch. Lohoff: "Auswertung von Langzeitmessungen im Windpark Westküste", EVP 9115

F. Eickhoff: "Entwurf der Software zur Kommunikation innerhalb eines Leitsystemes im Bergbaubereich", EVP 9117

P. Gottbehüt: "PC-Ankopplung für NOWA-1", EVP 9118

Th. Hartmann: "Steuerung der Kurzzeitsimulation bei Parallelrechnereinsatz",
EVP 9119

S. Müller: "Parallelrechnergestützte Lösung der Netzgleichungen bei der Kurzzeitsimulation", EVP 9120

U. Vogel: "Realisierung eines digitalen Flickermeter für ein Prototypenmeßsystem",
EVP 9121

7. Promotionen

Eickhoff, Franz: "Konzeption eines Leitsystems für die Energieversorgung im Bergbau unter den Aspekten Sicherheit und Wirtschaftlichkeit."

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. W. Winkler

Tag der mündlichen Prüfung: 07. Juni 1991

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Konzept für ein integriertes Leit- und Schutzsystem für die elektrische Energieversorgung im Bergbau entwickelt und ein erster Prototyp des Gesamtsystems realisiert. Die elektrische Energieversorgung im Bergbau unterscheidet sich erheblich von der Energieversorgung in anderen Bereichen. Um die Vorteile einer digitalen Leit- und Schutztechnik auch für diesen Bereich zu erschließen, wird deshalb ein dezentrales hierarchisches Leitsystem entworfen. Die Entwicklungsschwerpunkte sind eine ausreichende Erfassung des ungestörten und gestörten Netzbetriebes (Betriebsdatenmessungen, Fehleraufzeichnungen), die Verwendung von Schutz- und Systemkonzepten, die der spezifischen Problematik angepaßt sind, sowie die Kompatibilität zu bisheriger untertägiger Anlagentechnik. Für die Auswertung der erfaßten Meßdaten werden Verfahren vorgestellt, die zur Sicherung und Optimierung sowohl des ungestörten Netzbetriebes (Höchstlastoptimierung, Netzplanung, Energieverbrauchsoptimierung mit ersten Beispielen aus dem Probetrieb) als auch des gestörten Netzbetriebes dienen. Einen weiteren Schwerpunkt bildet dabei ein wissensbasiertes System zur Fehleranalyse in Mittelspannungsnetzen, das die besonderen Voraussetzungen wie beispielsweise unvollständige fernwirktechnische Erfassung oder einfache amplitudenmessende Schutzfunktionen berücksichtigt.