

JAHRESBERICHT 1981

VORWORT

Mit dem vorliegenden Jahresbericht möchte ich Sie über die 1981 am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund durchgeführten Arbeiten informieren. Ich hoffe, mit dem einen oder anderen Thema auf Ihr besonderes Interesse zu stoßen. Die kontinuierliche, wissenschaftliche Bearbeitung einer bestimmten Fragestellung erfordert einen stetigen Informationsaustausch, um Teilergebnisse abzusichern und die weitere Vorgehensweise auf möglichst viele Arbeiten, die außerhalb unseres Lehrstuhls durchgeführt werden, abzustimmen. In diesem Sinn soll der Jahresbericht 1981 erneut als Diskussionsgrundlage für die Weiterführung und Vertiefung bestehender Verbindungen sowie den Aufbau neuer Beziehungen dienen. Gerade in Zeiten der Mittelverknappung ist die effiziente und erfolgreiche Überführung wissenschaftlicher Arbeiten in die technische Anwendung von allergrößter Bedeutung. Dabei ist es wichtig, schon möglichst frühzeitig neue Entwicklungen zu erkennen und im Hinblick auf ihre Auswirkungen in beiden Richtungen von der Forschung zur Anwendung und umgekehrt zu beurteilen. Die Forderung, den Jahresbericht übersichtlich zu gestalten, erlaubt es nicht, die verschiedenen Forschungsprojekte sehr ausführlich vorzustellen. Deshalb ist in Abschnitt 6 darauf hingewiesen, welche ausführlichen Unterlagen vorhanden sind. Diese mit einer EV-Nummer gekennzeichneten Berichte schicken wir Ihnen auf Wunsch gerne zu. Für die vielfältigen Kontakte, von denen wir auch im Berichtsjahr wieder rege Gebrauch machen konnten, sowie für die Aufmerksamkeit, die Sie unseren Arbeiten entgegengebracht haben, möchte ich mich an dieser Stelle ganz herzlich bedanken. Ich würde mich freuen, wenn wir auch im kommenden Jahr auf dieser Basis weiterarbeiten können.

E. Handschin

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	1
2. LEHRBETRIEB	2
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	3
2.3 Praktika	3
2.4 Exkursionen	4
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	5
3.1 Software-Entwicklung für die Netz- automatisierung	5
3.2 Statische und dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungsnetze	16
3.3 On-line Führungs- und Regelalgorithmen für den Netz- und Kraftwerksbetrieb	21
4. VORTRÄGE	34
4.1 Beiträge für das Kolloquium	34
4.2 Externe Vorträge von Lehrstuhl- mitgliedern	34
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	34
6. VERÖFFENTLICHUNGEN	39
6.1 Veröffentlichungen	39
6.2 Forschungsberichte	41
6.3 Diplomarbeiten	42
6.4 Studienarbeiten	42
6.5 Programmbeschreibungen	43

1. PERSONAL

Lehrstuhlinhaber: o.Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Oberingenieur: Dr.-Ing. J. Voß

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. N. Aschöwer
Dipl.-Ing. M. Gacka
Dipl.-Ing. H. Graf
Dipl.-Ing. G. Howe bis 31.1.1981
Dipl.-Ing. Th. Reißing
Dipl.-Ing. E. Ricke bis 31.3.1981
Dipl.-Ing. R. Woltemate

Technische Mitarbeiter: Ing.(grad.) W. Horenkamp
Frau R. Kistner
Dipl.-Ing. H. Maiweg
Frau R. Meier
K.D. Tesch

Student. Hilfskräfte: A. Bücker
N. Capitanios
P. Gröner
V. Hering
A. Kuhlmann
W. Lisakowski
M. Schnurbusch
M. Seitz
R. Stöppler

2. LEHRBETRIEB

2.1 Vorlesungen

Prof. Dr. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS 1980/81)

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

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

Elektrische Energietechnik II (SS 1981)

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

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

Energieübertragungssysteme I (WS 1980/81)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 7. Semester.

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

Energieübertragungssysteme II (SS 1981)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 8. Semester.

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

Dr.-Ing. J Voß

Elektrizitätswirtschaft und Kraftwerke I (WS 1980/81)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 7. Semester.

Inhalt: Einführung in die Prozeßautomatisierung; Entwurf von Abtastregelkreisen; Dynamisches Verhalten von Kraftwerken, Entwurf einer digitalen Regelung für ein Dampfkraftwerk.

Elektrizitätswirtschaft und Kraftwerke II (SS 1981)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 8. Semester.

Inhalt: Wirtschaftliche Bewertung von Übertragungselementen und Kraftwerken; Planspiel "Elektrizitätswirtschaft".

Dr.-Ing. H.Ch. Müller / Dr.-Ing. H.J. Haubrich

Energieversorgung (WS 1981/82)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

2.2 Seminar

Elektrizitätswirtschaft (Prof. Dr. E. Handschin, Dr.-Ing. J. Voß)

Inhalt: Aktuelle Probleme und Fallstudien der Elektrizitätswirtschaft.

2.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Abteilung Elektrotechnik gemeinsam organisierten Grundlagenpraktikums im 3. und 4. Semester werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

a) Schutzeinrichtungen

Behandlung der wichtigsten Schutzmaßnahmen beim Anschluß elektrischer Verbraucher.

b) Messung von Energie und Leistung

Behandlung der verschiedenen Meßverfahren für die ein- und dreiphasige Messung von Energie und Leistung bei symmetrischer und unsymmetrischer Belastung.

c) Untersuchung von Überstromunterbrechern und Erwärmung von Leitungen

Prüfen verschiedener herkömmlicher Sicherungen, Aufnehmen der Schmelzcharakteristika sowie des zeitlichen Verlaufs von Strom und Spannung einer Schmelzsicherung. Untersuchung des Einflusses der Temperatur auf den Widerstand eines elektrischen Leiters.

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten gemeinsam organisierten Fortgeschrittenen-Praktikums für alle Studenten des 5. und 6. Semesters werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

a) Gasdurchschlag bei Wechselspannungsbeanspruchung

Untersuchung der Isoliereigenschaften von Luft unter Wechselspannungsbeanspruchung bei verschiedenen Drücken (Paschen-Gesetz).

b) Prüfung von Isolierstoffen der Hochspannungstechnik entsprechend den VDE-Vorschriften

Untersuchung des Isoliervermögens von Isolatoren sowie von Transformatoröl bei Wechsel- und Stoßspannungsbeanspruchung.

c) Einführung und Grundlagen der speziellen Methoden zur Messung hoher Spannungen, Erzeugung und Messung hoher Gleich- und Stoßspannungen, Vergleich verschiedener Wechselspannungsmethoden.

d) Regelung von Wirk- und Blindleistung

Symmetrische Komponenten in asymmetrischen Netzen, Beeinflussung von Wirk- und Blindleistungsflüssen mit Längs- und Querregeltransformatoren, Messung von Wirk- und Blindleistung an einem Dreiphasennetzmodell bei symmetrischer Belastung.

e) Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

Planung eines Energieversorgungsnetzes bei vorgegebener Lage von Verbrauchern und Kraftwerken unter Einbehaltung umfangreicher Randbedingungen. Überprüfung der gewählten Struktur durch Lastflußberechnung. Simulation einer Einfachstörung.

f) Selektive Netzschutzeinrichtungen

Behandlung der verschiedenen Meßverfahren zur Kurzschlußerfassung in Mittel- und Hochspannungsnetzen insbesondere des Distanzschutzes.

2.4 Exkursionen

24.06. 1981 Pumpspeicherkraftwerk der Elektromark,
Rönkhausen

03.12.1981 750 MW Kohle-Kraftwerk der Steag,
Bergkamen-Heil

3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die im Berichtsjahr 1981 durchgeführten Aufgaben lassen sich den 1978 definierten drei Schwerpunkten zuordnen:

1. Software-Entwicklung für die Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme.
2. Statische und dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme.
3. On-line Führungs- und Regelalgorithmen für den Netz- und Kraftwerksbetrieb.

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, die auf Anfrage gerne zugestellt werden.

3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme

Wie bereits im Vorjahr erwähnt, haben wir die Aktivitäten auf diesem Gebiet auf einzelne, spezielle Schwerpunkte konzentriert. Das Thema der Ausfall-Simulationsrechnung unter Berücksichtigung von Nachbarnetzen wurde durch die Erarbeitung eines leistungsfähigen Äquivalenzierungsverfahrens erheblich erweitert. Dadurch ist die Basis erarbeitet, um die Problemstellung der adaptiven Störungsliste weiterführen zu können. Dieses Projekt wird in engem Zusammenhang mit den bisherigen Arbeiten auf dem Gebiet State Estimation und optimaler Lastfluß gesehen. Darauf aufbauend ist eine Projektbeschreibung zum Thema Trainingssimulator für Schaltungenenieur entstanden. Im Zusammenhang mit den Problemen der Ausfallsimulation und des Trainings-Simulators wird die Notwendigkeit neuer, leistungsfähiger Rechnersysteme gut aufgezeigt. Von den Arbeiten auf dem Gebiet der Parallelprozessoren wird eine erhebliche Rückwirkung auf die Formulierung bisher sequentiell durchgeführter Algorithmen erwartet. Die Untersuchungen der Erdschlußvorgänge in Kabelnetzen des Steinkohlebergbaus sind auf der theoretischen, simulationstechnischen und experimentellen Seite systematisch weitergeführt worden. Für die selektive Überwachung von Parallelkabeln ist ein neues Verfahren entwickelt worden, das sich in ersten Testuntersuchungen gut bewährt hat.

3.1.1 Netzausfallsimulation elektrischer Energieübertragungssysteme unter Berücksichtigung physikalischer Rand- und Nebenbedingungen

Im letzten Jahr wurde über das Finden von Schwachstellen in Energieübertragungssystemen bezüglich der Netzausfallsimulation berichtet, ohne näher auf die räumlichen Gegebenheiten einzugehen. In der Netzausfallsimulation, als eine wesentliche Aufgabe der Netzführung, muß darauf geachtet werden, daß der zu untersuchende Netzbereich derartig eingegrenzt wird, daß

- a) die Ergebnisse möglichst schnell gefunden werden, um den ständig variierenden Leistungs- und Schaltzustand aktuell zu berücksichtigen,
- b) die Ergebnisse den Einfluß der externen Verbindungsnetze beinhalten.

Da der zu untersuchende Netzbereich immer als ein Teilnetz (Eigennetz) eines übergeordneten komplexen Gesamtsystems (Nachbarnetz) gesehen werden kann, muß der Einfluß, den der außerhalb des Eigennetzes liegende Systembereich auf das Eigennetz ausübt, in geeigneter Weise nachgebildet werden. Grundsätzlich kann von folgender Struktur ausgegangen werden:

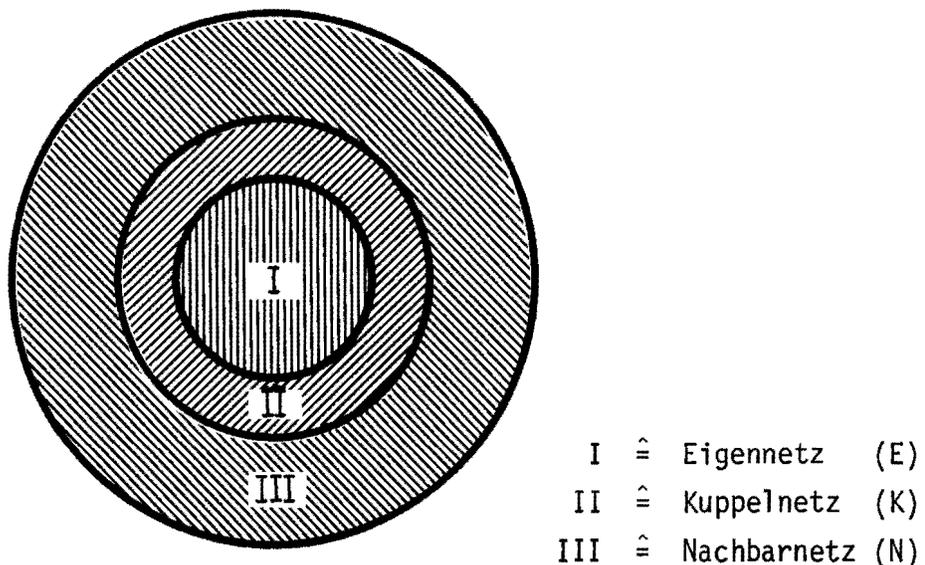


Bild 3.1: Einbindung des Eigennetzes in ein beliebiges Gesamtsystem

Ausgehend von der Grundstruktur (Bild 3.1) kann das Eigennetz prinzipiell in 3 verschiedene Arten von Gesamtsystemen eingebunden werden:

- a) Lokal: d.h. Untersuchung des Einflusses der umgebenden Spannungsebenen auf eine oder mehrere Spannungsebenen innerhalb eines Energieversorgungsunternehmens;
- b) National: d.h. der Einfluß der Verbundpartner auf ein bestimmtes Energieversorgungsunternehmens beispielsweise im Bereich der Höchstspannungsebene eines Landes;
- c) International: d.h. der Einfluß anderer Partnerländer auf das eigene Land im Bereich der Höchstspannungsebene.

Für Berechnungen im Eigennetz ist es nun notwendig, das umgebende Nachbarnetz zu äquivalenzieren. Für diese Berechnungen muß gewährleistet sein, daß die obige Struktur eingehalten wird, d.h. es dürfen keine Zweige zwischen dem Eigen- und dem Nachbarnetz bestehen. Ferner muß die Topologie des Nachbarnetzes und ein Grundlastzustand bekannt sein.

Von dem möglich Verfahren zur Netzreduktion wird hier das erweiterte Ward-Verfahren unter Berücksichtigung der entkoppelten Lastflußberechnung in modifizierter Form vorgestellt. Der Referenzknoten wird immer im Eigennetz angenommen. Bezüglich der aufgezeigten Struktur können die entkoppelten Lastflußgleichungen aufgespalten werden in:

$$\underline{B}' \underline{\Delta\delta} = \underline{\Delta P} = \begin{bmatrix} \underline{B}'_{EE} & \underline{B}'_{EK} & 0 \\ \underline{B}'_{KE} & \underline{B}'_{KK} & \underline{B}'_{KN} \\ 0 & \underline{B}'_{NK} & \underline{B}'_{NK} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta\delta}_E \\ \underline{\Delta\delta}_K \\ \underline{\Delta\delta}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}_E \\ \underline{\Delta P}_K \\ \underline{\Delta P}_N \end{bmatrix} \quad (1)$$

Dabei gilt diese Beziehung für das Wirkmodell. In entsprechender Weise kann eine Beziehung für das Blindmodell aufgestellt werden. An dieser Stelle wird zunächst davon ausgegangen, daß sich Änderungen im Eigennetz nicht auf das Nachbarnetz auswirken sollen. Diese Maßnahme führt dazu, daß $\underline{\Delta P}_N$ resp. $\underline{\Delta Q}_N$ zu Null gesetzt wird.

Daraus werden die formalen Zusammenhänge:

$$\underline{\Delta\delta}_N = - \underline{B}_{NN}^{\prime-1} \underline{B}'_{NK} \underline{\Delta\delta}_K$$

resp.

(2)

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_N = - \underline{B}^{\prime\prime-1} \underline{B}^{\prime\prime}_{NK} \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_K$$

gefunden. Einsetzen von Gl.(2) in Gl.(1) ergibt für das Wirkmodell:

$$\begin{bmatrix} \underline{B}'_{EE} & \underline{B}'_{EK} \\ \underline{B}'_{KE} & \underline{B}'^*_{KK} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta\delta}_E \\ \underline{\Delta\delta}_K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}_E \\ \underline{\Delta P}_K \end{bmatrix} \quad (3)$$

wobei

$$\underline{B}'^*_{KK} = \underline{B}'_{KK} - \underline{B}'_{KN} \underline{B}'_{NN}{}^{-1} \underline{B}'_{NK}$$

ist. Ebenso wird mit dem Blindmodell verfahren.

Die hier benutzte Modifizierung gegenüber den in der Literatur beschriebenen Verfahren besteht darin, daß das Nachbarnetz vollständig, d.h. mit den spannungsgeregelten Knoten (PU-Knoten) auf das Kuppelnetz reduziert wird. Durch diese Maßnahme ist es nicht notwendig, zusätzliche fiktive PU-Knoten an alle Kuppelknoten anzuknüpfen, um das Blindmodell zu korrigieren. Da die Anzahl der realen PU-Knoten im Bereich von 1% - 5% liegt, ist der zusätzliche Rechenaufwand gering. Die für die Iteration erforderlichen Solleistungen für die Kuppelknoten werden aus dem Grundlastzustand und dem reduzierten Modell bestimmt.

Diese Netzreduktion angewendet auf 3 Testnetze ergab sehr gute Ergebnisse. Wie aus Bild 3.2 zu entnehmen ist, sind die Abweichungen der Leistungsflüsse bei Änderung:

- a) der Blindlast _____
- b) der Wirklast -----
- c) der Wirkeinspeisung und Wirklast -.-.-.-.-

in Stufen von 5% zwischen -80% und + 80% um einen festen Betriebspunkt für ein 53-knotiges Gesamtnetz mit 75 Leitungen berechnet worden. Der maximale Fehler beträgt 1.4%. In über 100 Testrechnungen traten bei Anwendung dieses Reduktionsverfahrens keine Ausreißer auf.

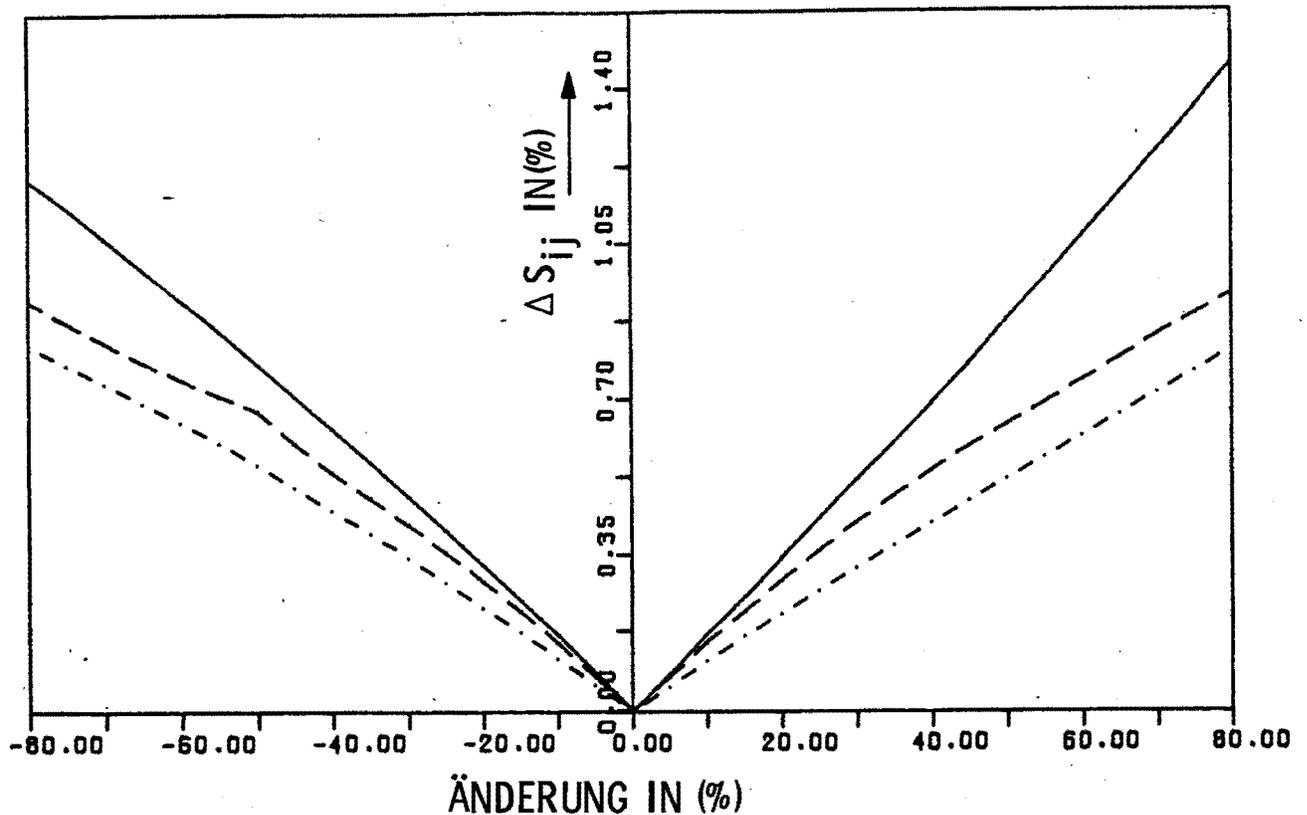


Bild 3.2: Darstellung der Leistungsflußabweichungen ΔS_{ij} als Funktion der

$$\text{Betriebspunktänderung: } \Delta S_{ij} = \left| S_{ij}^{\text{gesamt}} - S_{ij}^{\text{reduziert}} \right|$$

Es ist denkbar, daß das Verfahren für markante Tagesgrundlast- und Topologiesituationen vorab angewendet wird und das gespeicherte reduzierte Modell zum jeweiligen Zeitpunkt zum Einsatz kommt.

Zur Zeit wird untersucht, inwieweit kleinere Topologie- und Laständerungen im Nachbarnetz Auswirkungen auf eine Grundlastreduktion haben.

Parallel zur Netzreduktion wurden Verbesserungen an dem, am Lehrstuhl existierenden schnellen, entkoppelten Lastflußverfahren durchgeführt. Bisher wurde eine Knotentypänderung $PU \leftrightarrow PQ$ -Knoten nicht berücksichtigt.

Dieser Einfluß wird ohne erneute Modellaufbereitung mit einem Sensitivitätsfaktor durchgeführt. Der Sensitivitätsfaktor wird laufend aus den bereits ermittelten Zwischenlösungen im QU-Modell für den Fall bestimmt, daß die Blindleistungsgrenzen überschritten werden. Der gegenseitige Einfluß von mehreren PU-Knoten, die innerhalb eines Iterationsschrittes ihre Blindleistungsgrenzen überschreiten, wird nicht berücksichtigt. Die Folge ist, daß die Anzahl an Iterationen steigt. Ein eingeführter Konvergenzbeschleunigungs-

faktor α , der bei allen 5 untersuchten Testnetzen im Bereich von $\alpha \approx 5$ als günstig ermittelt wurde, hebt den vorher genannten negativen Einfluß wieder auf.

Berichte: EV 8102, EV 8115, EV 8166, EVP 8102

Norbert Aschöwer

3.1.2 Parallelrechner für Netzberechnungen

Aufgrund des sehr großen Rechenaufwandes, der sowohl bei der Planung als auch beim Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze anfällt, werden Überlegungen angestellt, für diese Anwendungen Rechner mit parallelen Prozessorstrukturen einzusetzen, die eine höhere Rechenleistung bieten.

Die derzeit auf dem Markt verfügbaren Parallelrechner lassen sich in zwei grundlegend verschiedene Klassen einteilen.

- Rechner mit mehreren universellen Prozessoren, die zeitlich parallel unterschiedliche Aufgaben durchführen können.
- Rechner mit einem Pipelineprozessor.

Da die programmtechnische Lösung eines Problems von der zum Einsatz kommenden Rechnerklasse abhängt, wurde zunächst ein allgemeiner Vergleich dieser beiden Klassen durchgeführt. Die Steigerung von Rechenleistung durch den Einsatz von Parallelrechnern ist von zwei grundsätzlichen Faktoren abhängig:

1. Von der Möglichkeit zur unbehinderten Zuordnung von Parallelaktivitäten an die einzelnen Rechenelemente.
2. Von der Übereinstimmung zwischen dem theoretisch vorgegebenen Auftragsprofil und dem gegebenen Bearbeitungsprofil des Parallelrechners.

Ein ideales Auftragsprofil ist dadurch gekennzeichnet, daß es vollständig in Parallelarbeit bearbeitet werden kann. Es kann in einem Auftragshöhe-Zeitdiagramm als Rechteck dargestellt werden, dessen Fläche sich als Produkt der Anzahl W der gleichzeitig ausführbaren

Parallelaktivitäten und der Zeitdauer T der Bearbeitung (Bild 3.3). Der Wirkungsgrad η eines Parallelrechners bestimmt sich aus der Art und Anzahl der zur Bearbeitung des Auftrags benötigten "Überstreichungs-vorgänge".

In Bild 3.3: wird ein ideales Auftragsprofil der Höhe $W = 5$ von $M = 4$ Verarbeitungselementen (Prozessoren) überstrichen, einmal nach dem Parallelprozessor und einmal nach dem Pipelineprinzip. Der Auftrag ist in vier zeitliche Abschnitte gegliedert.

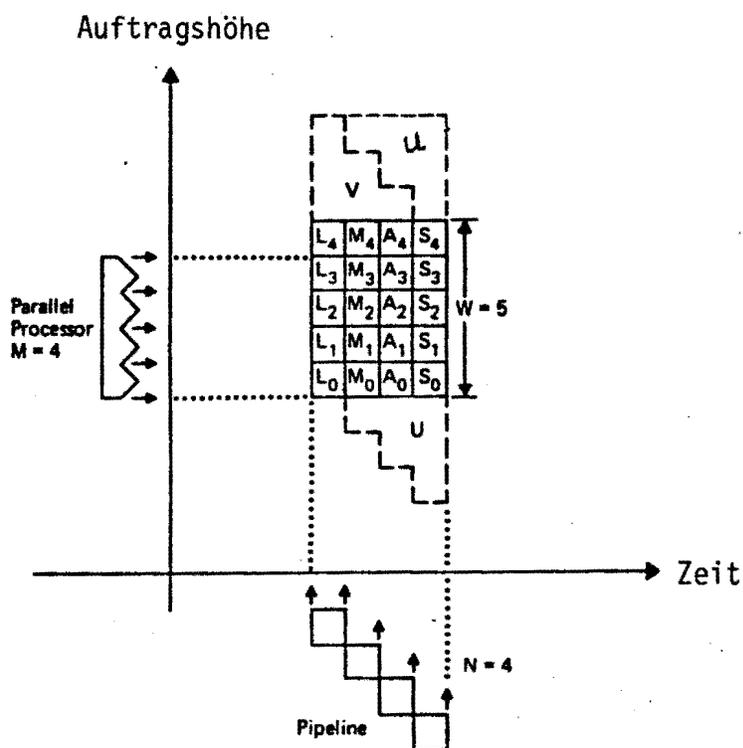


Bild 3.3: Bearbeitung eines Auftragsprofils durch einen Parallelprozessor und durch ein Pipelinesystem

Charakteristisch ist die Kontur der Verarbeitungseinheiten, die beim Parallelprozessorrechner zeitlich parallel, beim Pipelinerechner versetzt angeordnet sind. Der Parallelprozessor benötigt zwei Überstreichungs-

vorgänge, der Pipelineprozessor einen. Die insgesamt überstrichene Fläche ist in diesem Beispiel bei beiden Parallelrechnern gleich, so daß sich auch gleiche Wirkungsgrade ergeben:

$$\eta_{\text{pipe}} = \eta_{\text{para}}$$

Im allgemeinen gilt jedoch bei gleicher Anzahl von Vorarbeitungselementen:

$$\eta_{\text{pipe}} \leq \eta_{\text{para}}$$

d.h., der Wirkungsgrad von Pipelinerechnern erreicht nur in Sonderfällen denjenigen von Rechnern mit parallelen Prozessoren.

Ein weiterer Vorteil des Parallelprozessorrechners gegenüber dem Pipeline-rechner ist seine erhöhte Verfügbarkeit. Ein Pipelinerechner ist nur dann verfügbar, wenn alle Verarbeitungselemente verfügbar sind:

$$V_{\text{pipe}} = V_1 V_2 \dots V_N$$

während die Verfügbarkeit von Parallelprozessoren mit Steuerrechner (Feld-rechner) auch gegeben ist, wenn ein Verarbeitungselement ausfällt.

$$V_{\text{para}} = V_{\text{steuer}} (1 - (1-V_1)(1-V_2)(1-V_3)\dots(1-V_M))$$

Beträgt die Verfügbarkeit eines Elements 95% und werden jeweils 15 Elemente zugrundegelegt, so ist

$$V_{\text{pipe}} = V^{15} = 0.46 \quad ; \quad V_{\text{para}} = V(1-(1-V)^{14}) = 0.9499 \dots$$

Die deutlich höhere Verfügbarkeit des Parallelprozessorrechners stellt ein wesentliches Kriterium bei der Auswahl eines in der Netzführung einzusetzenden Parallelrechners dar.

Diese Arbeit wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft gefördert.

Bericht EV 8120

Ch. Steigner

Th. Reißing

3.1.3 Erdschlußfassung in Mittelspannungsnetzen des Steinkohlenbergbaus

Ein Erdschluß im elektrischen Netz eines Untertagebetriebes im Steinkohlenbergbau stellt wegen der möglichen Auslösung einer Schlagwetterexplosion und der Entzündung eines Grubenbrandes eine große Gefahr für die Belegschaft und eine Beeinträchtigung des geregelten Abbaubetriebes dar.

Aus diesen Gründen wird von den zuständigen Behörden die unverzügliche Abschaltung des fehlerhaften Netzteilens gefordert. In diesem Sinne wurden von mehreren Firmen Erdschlußgeräte entwickelt, die auf die in Deutschland kompensiert betriebenen Untertagenetze zugeschnitten sind. Dabei werden von den Herstellern verschiedene Kriterien zur Erdschlußfassung herangezogen, z.B. Amplitude des Summenstromes, Phasenlage des Restwirkstromes zur Verlagerungsspannung, Auswertung des Einschwingvorganges. Die heute eingesetzten Geräte sind nicht universell für die Erdschlußabschaltung aller möglichen Netzformen geeignet. Insbesondere die von den Betreibern geforderte Selektivität bei zulässiger Abschaltzeit konnte noch nicht vollständig erreicht werden.

Aus diesem Grund wird am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung seit Anfang 1980 ein Forschungsvorhaben durchgeführt, das sich mit der speziellen Problematik der selektiven Erdschlußabschaltung in gelöschten Kabelnetzen, wie sie im deutschen Untertagebergbau vorkommt, beschäftigt.

Die Untersuchungen werden allgemein theoretisch, numerisch mit Hilfe digitaler Berechnungen als auch experimentell an einem Netzmodell durchgeführt. Außerdem sind für Ende 1981 Messungen in einem Untertagenetz vorgesehen.

Nach der Abhandlung der stationären Vorgänge bei einem Erdschluß wurden in diesem Jahr hauptsächlich die transienten Vorgänge theoretisch beschrieben. Insbesondere wurden beliebige Störfälle in Drehstromnetzen mathematisch formuliert. Darüber hinaus ist ein neues Schutzprinzip für

die selektive Abschaltung von erdschlußbehafteten Parallelkabeln entworfen worden und wird zur Zeit numerisch untersucht.

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden Komponenten für ein Fehlerstromprogramm entwickelt, das für die Berechnung allgemeiner unsymmetrischer Fehler in Drehstromnetzen vorgesehen ist. Dabei wurde folgende Problematik bei der Berechnung von Nullströmen deutlich:

1. bei Erdschlüssen in isolierten und gelöschten Netzen treten nur kleine Fehlerströme auf,
2. die Knotenspannungen im Nullsystem weichen nur geringfügig voneinander ab,
3. bei der Berechnung der Leiterströme im Nullsystem ergeben sich numerische Schwierigkeiten.

Aus diesen Gründen ist das übliche π -Ersatzschaltbild wie folgt modifiziert:

- Die Kondensatoren wurden durch Stromquellen ersetzt, dies ist möglich, da die Nullspannungen im Netz annähernd gleich sind.
- Die Knotenspannungen werden um einen festen Betrag reduziert, die Spannung im Fehlerort wird zu Null gesetzt. Da das Netz nunmehr nur noch Stromquellen enthält, wirkt sich dieser Schritt nicht auf die Leiterströme aus.

Man erhält ein lineares Modell zur Berechnung der Nullstromverteilung in einem isolierten oder kompensierten Netz. Zur schnelleren Berechnung ausgedehnter strahlenförmiger Netzteile wurde die Reduktion dieser Teilnetze auf einen Knoten vorgesehen.

Das Konzept für das im Forschungsvorhaben vorgesehene Netzmodell wurde im Laufe dieses Jahres weiterentwickelt, die Beschaffung der erforderlichen Bauteile größtenteils durchgeführt und der Einbau in die vorhandenen Schaltschränke begannen.

Zur Verifikation der theoretischen Erkenntnisse ist gegen Ende des Be-

richtsjahres ein Feldversuch in einem Untertagebergbau vorgesehen.

Ziele der Untersuchungen sollen sein:

- Weitere Erkenntnisse der Einschwingvorgänge bei einem Erdschluß.
- Vergleich der theoretisch berechneten stationären Ströme mit den gemessenen.
- Praktische Überprüfung der selektiven Abschaltung durch vorhandene Schutzeinrichtungen.

Dieses Vorhaben wird durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie unter dem Aktenzeichen ET 2075 A gefördert.

Berichte: EV 8128, EV 8129

Michael Gacka

Harald Maiweg

Rüdiger Woltemate

3.2 Statische und dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme

Die dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme, bestehend aus Kraftwerken, Übertragungsnetzen und Lasten ermöglicht eine systematische Untersuchung des transienten Übergangsverhaltens zwischen zwei Betriebszuständen. Dabei stehen beim Kraftwerksmodell die Fragen nach der Struktur und gesicherten Daten im Mittelpunkt unserer Untersuchungen. Im Hinblick auf die Modellstruktur sind erhebliche Fortschritte erzielt worden, in dem der Gültigkeitsbereich verschiedener Modelle genau abgeteilt worden ist. Dynamische Untersuchungen sind nur vollständig, wenn auch zuverlässige Lastmodelle zur Verfügung stehen. Diese Untersuchungen werden sowohl von der simulationstechnischen wie experimentell-meßtechnischen Seite her durchgeführt.

3.2.1 Dynamisches Verhalten von Kraftwerk und Netz unter Einfluß der Primärregelung

Die Primärregelung prägt das dynamische Verhalten von Kraftwerken eines Inselnetzes in einem Zeitbereich von 1 ... 60 s nach einer Störung des Leistungsgleichgewichts. Wegen der Kopplung über das elektrische Übertragungsnetz können primärgeregelte Kraftwerke auch ungeregelte Kraftwerke beeinflussen, wobei dynamische Vorgänge sowohl im Übertragungsnetz als auch bei unregulierten Kraftwerken auftreten, die sich theoretisch beschreiben lassen. Im Gegensatz zur Primärregelung laufen Vorgänge der Sekundärregelung über einen Zeitbereich mehrerer Minuten ab, in dem für die Leistungsbilanz auf Netz- und Kraftwerksseite ein quasistationärer Zustand angenommen werden kann. Bezüglich der dynamischen Vorgänge von Kraftwerk und Netz unter dem Einfluß der Primärregelung wurden weitere Auswertungen von zwei Netzversuchen vorgenommen, die bereits in früheren Berichten beschrieben wurden.

Anhand der gemessenen Frequenzverläufe nach unterschiedlichen Leistungsausfällen in einem Inselnetz wurde je ein lineares Modell ermittelt, um das dynamische Verhalten von Kraftwerk und Netz nachzubilden. Dabei handelte es sich um Leistungsdefizite von etwa 17 MW bzw. 41 MW bei einer Netzlast von etwa 600 MW. Da die realen physikalischen Beziehungen des

Kraftwerksverhaltens nichtlinearen Charakter haben und auch zeitlich mit Änderung des Betriebspunktes variieren, ergaben sich auch unterschiedliche Modellparameter. Mit Hilfe der Modelle ist es möglich, die zeitlichen Verläufe der mechanischen Turbinenleistung nach den Störungen zu rekonstruieren. Wie in Bild 3.4 zu erkennen ist, weist die Turbinenleistung im Fall b nach Wegschalten von 41 MW Einspeisung eine geringe Dämpfung auf, was zu einer hohen thermischen und mechanischen Beanspruchung der Turbine sowie der Turbineneinlaßventile führen kann. Dies kann durch eine andere Wahl der Primärregelung vermieden werden, die daher unter dem Gesichtspunkt der dynamischen Korrektur des Systemverhaltens neu zu entwerfen ist. Dabei sind Kriterien bezüglich der Einhaltung der maximalen und stationären Frequenzabweichung, der mechanischen Beanspruchung der Turbine und einer einfachen praktischen Realisierbarkeit zu beachten. Außerdem muß die Regelung genügend parameterunempfindlich sein, um bei Einsatz in beiden Modellen befriedigende Ergebnisse zu liefern. Anhand charakteristischer Nenndaten im Frequenzbereich über die dynamischen Eigenschaften wurde ein Primärregler, bestehend aus einer lead-lag Konfiguration, entworfen, der die gestellten Forderungen erfüllt. Der sich einstellende Verlauf der Turbinenleistung weist in beiden Fällen eine wesentlich bessere Dämpfung auf. Besonders hervorzuheben ist, daß nach Abschalten von 41 MW Einspeisung der Maximalwert der Turbinenleistung von 53 MW auf 43 MW reduziert wird. Die Systembeanspruchung kann somit nach einer derartigen Störung verringert werden. Durch die Kopplung über das Netz wurde die elektrische Einspeisung eines unregelmäßigen Kraftwerks beeinflusst, die in Bild 3.5 gezeigt ist. Näherungsweise verläuft die gemessene Einspeisung zunächst sprungförmig und anschließend mit zwei überlagerten gedämpften Schwingungen, die auch im Übertragungsnetz entsprechende Leistungspendelungen zur Folge haben. Die mit höherer Frequenz auftretende Schwingung ist auf Polradpendelungen zurückzuführen und kann mit dem verwendeten Modell nicht nachgebildet werden, da eine einheitliche Systemfrequenz zugrunde gelegt wird. Diese Vereinfachung wird dadurch gerechtfertigt, daß die niedrigere Schwingfrequenz als Mittelwert richtig wiedergegeben wird.

Der hier deutlich werdende Grenzbereich der Gültigkeit zwischen den Modellen, für die Untersuchung der transienten und der dynamischen Stabilität, die auf der Verwendung mehrerer Frequenzen bzw. einer einheitlichen Frequenz basieren,

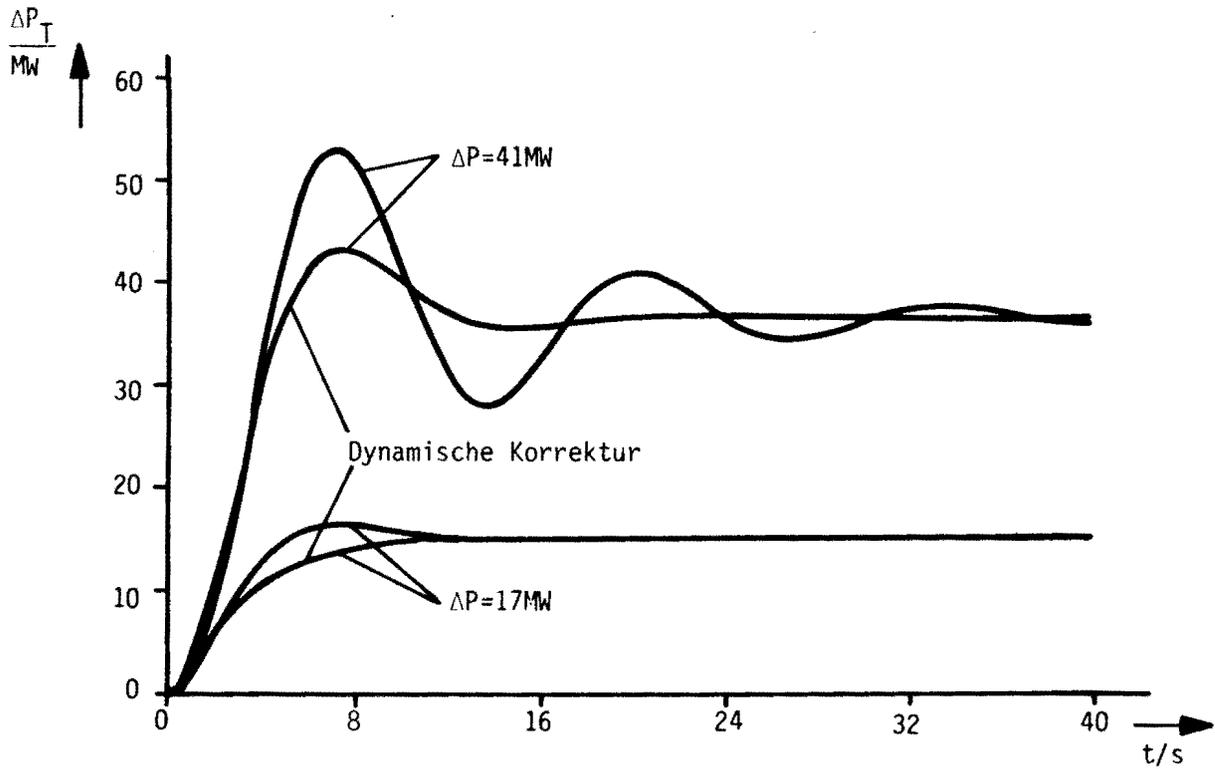


Bild 3.4: Änderung der Turbinenleistung ΔP_T nach einem Leistungsausfall ΔP

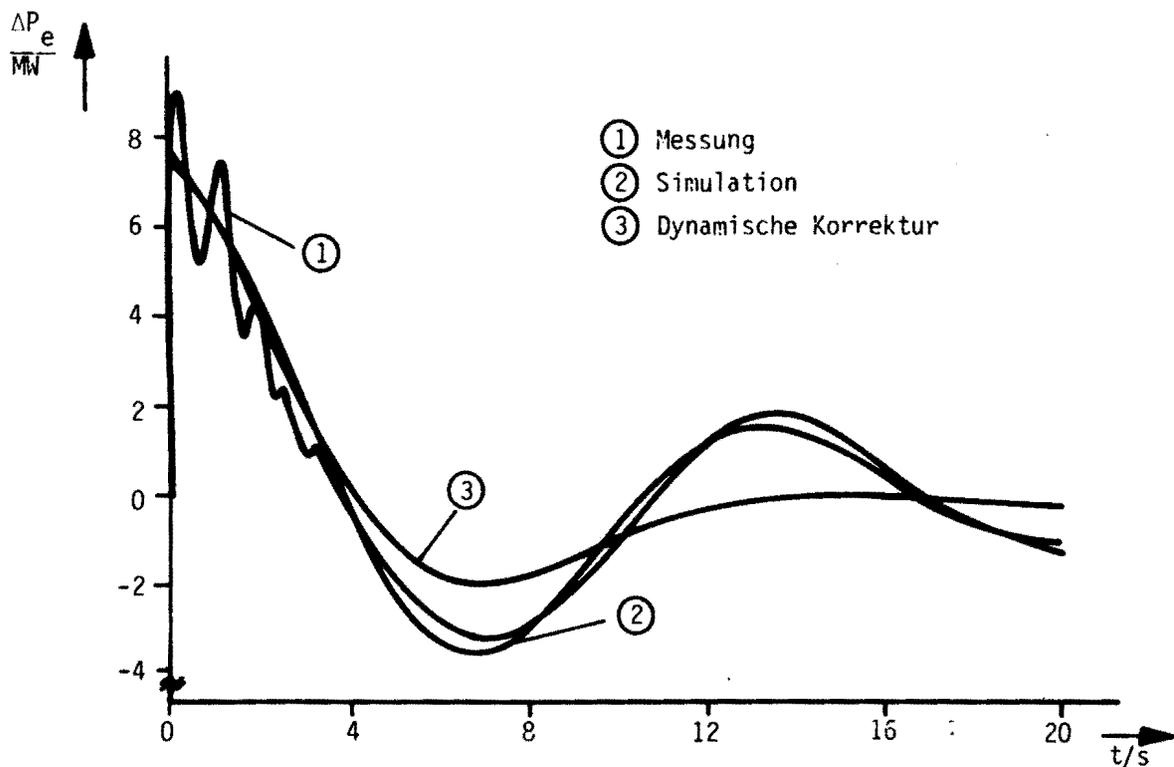


Bild 3.5: Änderung der abgegebenen elektrischen Leistung ΔP_e eines unregulierten Kraftwerks nach Leistungsausfall $\Delta P = 41 \text{ MW}$

wurde anhand einer Eigenwertanalyse unter Verwendung von Netz- und Generatordaten untersucht. Damit kann festgestellt werden, ob für die unterschiedlichen Schwingungen, wie bei der elektrischen Leistung in Bild 3.5, die durch grundsätzlich verschiedene physikalische Zusammenhänge entstehen, eine zeitliche Trennung möglich ist. Somit steht ein Hilfsmittel zur Verfügung, um die Voraussetzung für die Verwendung einer einheitlichen Systemfrequenz zu prüfen.

Der unter Einsatz der neuen Primärregelung resultierende Verlauf der elektrischen Einspeisung des unregulierten Kraftwerks ist ebenfalls in Bild 3.5 dargestellt. Da sich auch hier die bessere Dämpfung des Systemverhaltens auswirkt, hat die Primärregelung auch Einfluß auf die entsprechenden Leistungspendelungen im Übertragungsnetz. Ohne Berücksichtigung der Polradpendelungen geben die vorliegenden Ergebnisse jeweils einen mittleren Verlauf wieder, der in dem betrachteten Zusammenhang die gewünschte Information liefert.

Bericht: EV 8130

E. Grebe

3.2.2 Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Verbrauchergruppen

Die Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der elektrischen Verbraucher, und zwar aufgrund der großen Zahl von Einzelverbrauchern in Verbrauchergruppen, ist insbesondere für regelungstechnische Belange von Interesse. Verbrauchergruppen ergeben sich unmittelbar aus der Struktur der Verteilnetze. Bei der Untersuchung dieser Effekte werden die beiden folgenden Wege beschritten:

1. Rechnersimulation kleiner Verteilnetze mit detaillierten Modellen von Einzelverbrauchern, die aus Messungen gewonnen wurden oder der Literatur entnommen sind.

In systematischen Untersuchungen können die wichtigsten Einflüsse auf die Charakteristik der Verbrauchergruppe ermittelt werden. Außerdem besteht die Möglichkeit, bei ausreichender Rechnerkapazität sukzessive ein Modell für eine höhere Spannungsebene zu

errechnen, wenn eine strukturierte Kenntnis der Lastsituation vorliegt. Für die Untersuchung ist ein Simulationsprogramm erstellt worden.

2. Meßtechnische Ermittlung der Verbrauchercharakteristik durch Anwendung geeigneter Schätzverfahren.

Da sich die Zusammensetzung einer Verbrauchergruppe fortwährend ändert, ist es wünschenswert, aus Messungen deren aktuelle Charakteristik abzuschätzen.

Zu diesem Zweck wurden an der zentralen 10kV-Einspeisung eines Instituts der Universität Dortmund eine Meßeinrichtung installiert, die die ständige Erfassung folgender Größen ermöglichen soll:

- f Netzfrequenz
- U Spannung an der Einspeisung
- P Wirkleistungsaufnahme des Instituts
- Q Blindleistungsaufnahme des Instituts
- I Strom
- ϕ Leistungswinkel

Die ersten Messungen werden voraussichtlich gegen Ende des Jahres durchgeführt.

Bericht: EV 8123

Thomas Reißing

3.3 On-line Führungs- und Regelalgorithmen für den Netz- und Kraftwerksbetrieb

Die robuste Spannungsregelung von Turbogeneratoren ist im Hinblick auf die transiente Stabilität von großer Bedeutung. Die aktuellen Untersuchungen befassen sich mit dem Entwurf robuster Regelungssysteme, um so bei sich ändernder externer Netzreaktanz ein gutes Dämpfungsverhalten zu erzielen. Die bisher vorliegenden Ergebnisse lassen sich sehr gut mit den entsprechenden adaptiven Lösungen vergleichen. Eng verbunden mit dieser Thematik ist die Fragestellung der dezentralen Blindleistungs-Spannungs-Regelung. Hierbei hat die Sensitivitätsanalyse zunächst eine Zuordnung von Reglereingriffsort und geregelter Netzbereich ergeben. Diese Zuordnung ist wichtig, um so gezielt eine Spannungskorrektur in einem bestimmten Netzknoten durchführen zu können. Ferner wird dadurch die Struktur der dezentralen Regelung festgelegt. Gerade in diesem Zusammenhang sei auch auf die Arbeiten hingewiesen, die die Erweiterung des prozeßrechnergeführten Drehstrom-Netzmodells betreffen. Dabei wurde im Berichtsjahr einerseits die Kapazität des Prozeßrechners erheblich vergrößert. Andererseits wurde durch den systematischen Aufbau von Mikrorechnersystemen im Netzmodell selber eine Reihe von Testaufgaben gelöst, die den Einsatz des Drehstrom-Netzmodells wesentlich erleichtert haben. Gerade auf diesem Gebiet hat das Modell erneut gezeigt, daß neue Entwicklungen sehr gut in das Lehr- und Forschungsprogramm aufgenommen und mit Hilfe von Testschaltungen ausführlich geprüft werden können.

3.3.1 Schwingungsdämpfung von Synchrongeneratoren mit Hilfe der Erregerstromregelung

Die Regelung der Klemmenspannung von Synchrongeneratoren mit Hilfe der Erregerstromeinrichtungen bei den üblicherweise eingesetzten Automatisierungseinrichtungen ist immer mit einer Verschlechterung der dynamischen Eigenschaften der Maschine am Netz verbunden, wie Messungen der elektrischen Leistung nach Stufung des Blocktransformators eines 360 MW Generators zeigen (s. Bericht EV 8005). Der Grund dafür ist in der Vernachlässigung der Systemkopplungen zwischen Klemmenspannung, Wirkleistung,

Maschinendrehzahl usw. beim Entwurf der Regler zu suchen. Weiter haben Änderungen von Netzparametern z.B. hervorgerufen durch Topologieänderungen beim Schalten von Leitungen einen großen Einfluß auf das Stabilitätsverhalten der Maschine.

Moderne Erregerstromregelsysteme wie z.B. der Power System Stabilizer berücksichtigen teilweise diese Kopplungen und verbessern so die dynamische Stabilität der Generatoren. Um das Verhalten dieser Regler beurteilen zu können, wurde im Berichtsjahr ein nichtlineares Simulationsmodell entwickelt, mit dem u.a. das dynamische Verhalten der Generatoren bei Topologieänderungen untersucht werden kann. Ein wichtiges Ziel der Untersuchungen ist die Auswahl von Meßgrößen und Regelalgorithmen mit denen eine optimale und gegenüber Parametervariationen robuste Regelung in allen Betriebspunkten des Generators möglich ist.

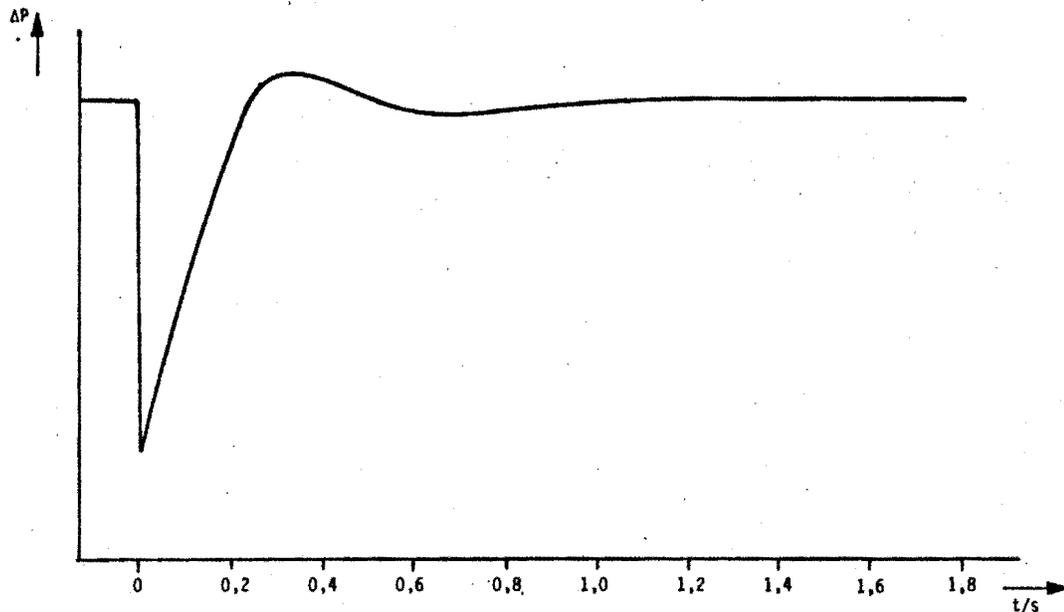


Bild 3.6: Simulation der Wirkleistung nach Abschalten eines Leitungszuges einer Doppelfreileitung

Als Simulationsbeispiel ist in Bild 3.6 die Änderung der elektrischen Leistung eines 1000 MW Generators als Funktion der Zeit nach Abschalten einer Freileitung unter Einsatz eines Zustands-Reglers aufgezeigt, der neben der Klemmenspannung zusätzlich die Drehzahl der Maschine als Eingangsgröße nutzt. Gegenüber der klassischen Methode ist hier ein wesentlich günstigeres Einschwingverhalten zu verzeichnen.

Berichte: EV 8105, EV 8124

H.H. Graf, J. Voß

3.3.2 Einsatz neuer digitaler Regelkonzepte für die zentrale Führung elektrischer Energieversorgungssysteme

Die dynamische Stabilität der Synchronmaschine ist bei eintretenden Netzstörungen, etwa die Änderung der Einspeisereaktanz, in einem entscheidenden Maße vom Betriebspunkt der Synchronmaschine in ihrem Betriebsdiagramm abhängig. Einerseits ist es möglich durch Auslegung der Erregungsregelung an der Maschine das dynamische Verhalten zu verbessern; andererseits ist es aber auch unter gewissen Voraussetzungen durch eine statische Netzregelung möglich, die Betriebspunkte, die besonders kritisch sind, z.B. den untererregten Betrieb einiger Maschinen zu vermeiden.

Nur eine zentrale oder dezentrale Netzregelung für die Spannungs - Blindleistungsverhältnisse im Netz ist in der Lage die Betriebspunkte so festzulegen, daß alle Maschinen in einen möglichst guten Arbeitspunkt im Betriebsdiagramm betrieben werden und gleichzeitig weitere Forderungen für den Netzbetrieb, wie die Einhaltung des Spannungsniveaus erfüllt werden.

Für den Aufbau der Netzregelung ist das Spannungs-Blindleistungsverhalten eines Netzes genau zu analysieren. Dies geschieht durch die Sensitivitätsrechnung, mit der näherungsweise z.B. die Spannungsabhängigkeit der einzelnen Netzknoten von den Blocktransformatorübersetzungen berechnet werden kann.

Mit einem erstellten Analyseprogramm lassen sich die Ergebnisse der Sensitivitätsberechnung ordnen und in übersichtlicher Form die wirksamsten Stellvorrichtungen für die Spannungskorrektur an den einzelnen Knoten angeben.

Ferner wird mit Kenntnis der Sensitivitätsfaktoren möglich, relativ exakt anzugeben, welche Stellgrößen erforderlich sind, um bestimmte Korrekturen am Netzzustand durchzuführen.

In dem Netzausschnitt nach Bild 3.7 ist nicht immer, wie aus Bild 3.8 ersichtlich, eine relativ ausgeprägte Zuordnung zwischen Stellvorrichtung und Knotenspannung gegeben, sondern es stehen oft mehrere nahezu gleichwertige

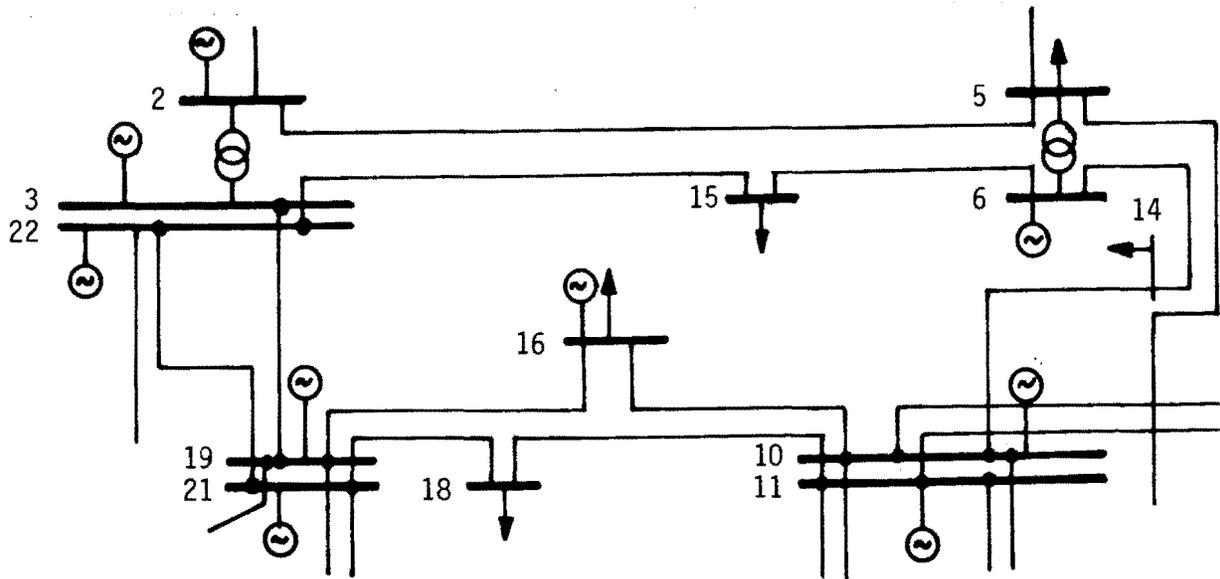


Bild 3.7: Ausschnitt aus dem 380/220 kV Netz eines Energieversorgungsunternehmens (⊗: Generator + Blocktransformator)

Analyse der größten Beeinflussungsmöglichkeiten der Netzspannungen

Knoten 6 Typischer Knoten mit Generatoreinspeisung

Blocktransformatoren an Knoten

6: Änderung um 1 pu bewirkt $\Delta U_6 = 0,7680$ pu

Knoten 18 Typischer Knoten zwischen Kraftwerken

Blocktransformatoren an Knoten

11: Änderung um 1 pu bewirkt	$\Delta U_{18} = 0,3178$ pu
22: Änderung um 1 pu bewirkt	$\Delta U_{18} = 0,2589$ pu
21: Änderung um 1 pu bewirkt	$\Delta U_{18} = 0,2407$ pu
10: Änderung um 1 pu bewirkt	$\Delta U_{18} = 0,1751$ pu
9: Änderung um 1 pu bewirkt	$\Delta U_{18} = 0,1458$ pu
19: Änderung um 1 pu bewirkt	$\Delta U_{18} = 0,1373$ pu

Bild 3.8: Einfluß der Blocktransformatorübersetzungen auf die Spannungen an ausgewählten Netzknoten im Netz zu Bild 3.7; vernachlässigt wurden Einflüsse < 40% gegenüber der größten Beeinflussungsmöglichkeit

Stellvorrichtungen zur Verfügung. So ist die Auswahl der richtigen Stellmaßnahmen nur unter Beachtung der Rückwirkung auf andere Knoten möglich. Auch hier stellt die Sensitivitätsberechnung eine entscheidende Hilfe dar, um Rückwirkungen abzuschätzen und die Netze gleicher Spannungsebenen in getrennte Gebiete einzuteilen. Diese Gebiete können wie unterschiedliche Spannungsebenen dezentral geregelt werden, weil die Wirkung in unmittelbarer Umgebung relativ stark und mit wachsender Entfernung rasch abnimmt.

Werden durch die Vorgabe einer quadratischen Zielfunktion Forderungen an die Spannungs-Blindleistungsregelung gestellt, ist es mit Kenntnis des Systemverhaltens möglich, einfache, zeitdiskrete, lineare Regler zu berechnen, mit denen sich beliebige Sollwerte einstellen und gemäß der Zielfunktion einhalten lassen.

Ein weiterer Gegenstand der durchgeführten Untersuchungen sind die Konsequenzen, die sich aus den Zielfunktionen für den Netzbetrieb ergeben, da der entwickelte Regler sich prinzipiell bei einer Reihe von Zielfunktionen mit quadratischen Termen einsetzen läßt.

Wird nun durch die Zielfunktion

$$J = || (\underline{U}_{\text{soll}} - \underline{U}_{\text{ist}}) ||$$

ein gleichmäßiges Spannungsniveau z.B. $\underline{U}_{\text{soll}} = 1$ p.u. gefordert, zeigt sich in der Simulation des realen Netzes, daß sich die Blindleistungseinspeisungen sehr unterschiedlich auf die Generatoren verteilen. So muß hier bereits ein optimiertes Spannungsprofil zur Einstellung vernünftiger Blindleistungseinspeisungen vorgegeben werden.

Beispielrechnungen haben gezeigt, daß die Blindleistungsflüsse \underline{Q}_F zwischen Kraftwerken größtenteils unterbleiben, wenn die Zielfunktion um einen Term ergänzt wird und die Form

$$J = || (\underline{U}_{\text{soll}} - \underline{U}_{\text{ist}}) || + || \underline{w}_{\text{QF}} \underline{Q}_F ||$$

annimmt. Hierdurch können die Blindleistungseinspeisungen verbessert werden, selbst wenn bei der Spannung nur ein gleichmäßiges Profil gefordert ist. Der beachtliche Aufwand zur Ermittlung der Blindleistungsflüsse macht die

Zielfunktion nicht praxisgerecht für on-line-Aufgaben. Schwierig ist ferner die gute Wahl der Gewichtungsfaktoren in der Matrix \underline{W}_{QF} .

Eine wesentliche Verbesserung bei geringem technischen Realisierungsaufwand wird durch die Zielfunktion der Form

$$J = || (\underline{U}_{soll} - \underline{U}_{ist}) || + || \underline{W}_G \underline{Q}_G ||$$

erwartet, da hier die Einspeisung der Blindleistung \underline{Q}_G ausgeglichen wird und sich streng in Relation zur eingespeisten Wirkleistung setzen läßt, wodurch auch die Größe der Gewichtungsfaktoren in der Gewichtsmatrix \underline{W}_G bestimmt ist.

Diese Forschungsarbeiten wurden vom Minister für Wissenschaft und Forschung des Landes NRW unter dem Aktenzeichen IIB5-FA8240 gefördert.

Bericht: EVP 8104

H.H. Graf

3.3.3 Prozeßrechnergeführtes Drehstrom - Netzmodell

Im Berichtsjahr wurde das prozeßrechnergeführte Drehstrom-Netzmodell (siehe interner Bericht EV 8023) in wesentlichen Teilen ausgebaut. Einerseits machten die verstärkten Aktivitäten auf dem Gebiet - Rechnergeführter Echtzeitbetrieb von Energieversorgungssystemen - eine Erweiterung des PDP 11/40 Prozeßrechners notwendig. Aber auch die autonome Steuerung des Netzmodells mit Hilfe eines Mikrorechnersystems wurde in wesentlichen Teilen ergänzt. Dies ist ein weiterer Schritt, moderne Netz- und Kraftwerksleitetechniken, wie z.B. die hierarchische Strukturierung der Leitsysteme, exakter nachzubilden.

Ausbau des Prozeßrechners

Die schon etwas betagte PDP 11/40 - Anlage wurde durch neue Peripheriegeräte und Arbeitsspeicher in MOS-Technologie auf den neuesten Stand der Technik gebracht. Unter anderem wurden weitere Plattenlaufwerke, Floppy-Disk Stationen

und Terminals installiert. Auch ist jetzt ein Datenverkehr über MODEM mit dem Universitätsrechner möglich, um so Rechenprogramme, die die Grenze eines Prozeßrechners überschreiten, bearbeiten zu können. Meßdaten, die mit einem portablen HP-Kleinrechner gewonnen werden, können nun ebenfalls über eine serielle Schnittstelle auf die peripheren Geräte des Prozeßrechners übertragen werden. Die aktuelle Konfiguration ist in Bild 3.9 dargestellt.

Vollgrafische Darstellung von Netzbildern

Eine wesentliche Bedienungserleichterung wird durch die vollgrafische Darstellung von am Netzmodell geschalteten Netzen auf einem Sichtgerät erreicht. Dazu wurde ein Grafikprozessor entwickelt, dessen Eigenschaften auf die Darstellung elektrischer Energieversorgungsnetze zugeschnitten sind. Standardsymbole für Leitungen, Knoten, Kraftwerke, Lasten, Einspeisungen von Nachbarnetzen, Schalter, Transformatoren usw. sind in Festwertspeichern oder auch auf Floppy-Disk abgelegt und können mit den dazugehörigen Meßwerten auf dem Sichtgerät dargestellt werden.

Synchronisiereinrichtung

Die Zuschaltung eines Kraftwerkes an das Netz ebenso wie die Kopplung zweier Netze erfordert eine zuvor durchzuführende Synchronisierung. Im Schalt Augenblick dürfen die kritischen Größen

- Spannungsbetragsdifferenz
- Frequenzdifferenz
- Phasendifferenz

ein definiertes Toleranzband nicht verlassen, da sonst die Maschinen und Apparate großen Belastungen unterworfen und eventuell beschädigt werden.

Die Realisierung einer Synchronisiereinrichtung mit Mikrorechner bietet folgende Vorteile gegenüber der bisher üblichen analogen Technik mit festverdrahteten Funktionen:

- Digitale Signalverarbeitung verringert Störeinflüsse
- Flexible und komfortable Festlegung der zulässigen Toleranzbänder für Spannung, Frequenz und Phase sowie Eingabe der Schaltverzugszeit des Leistungsschalters

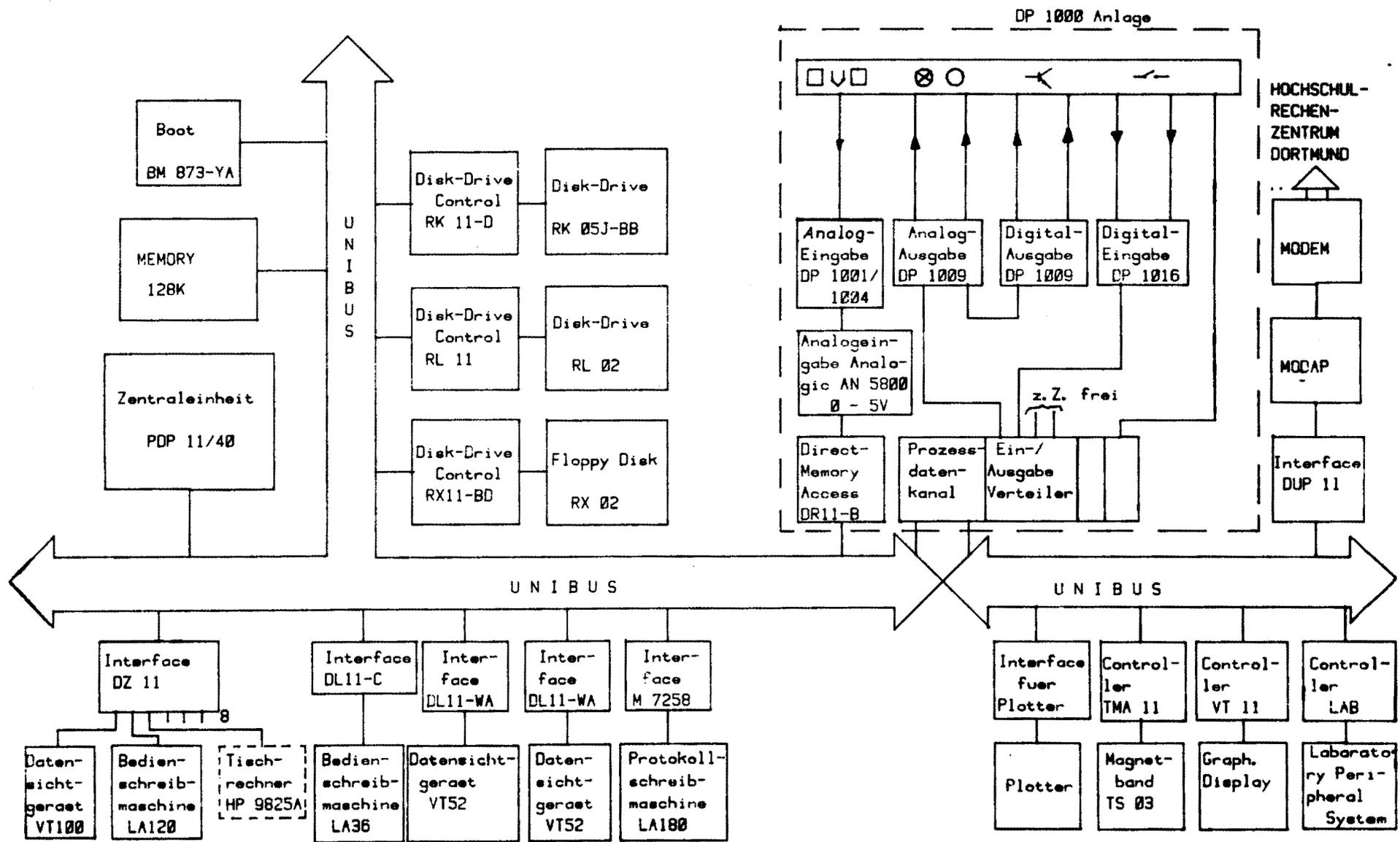


Bild 3.9: Konfiguration des Prozeßrechners

- Relativ preiswert durch Verwendung von Standardbaugruppen der Mikrorechnertechnik.

Die Information zur Herbeiführung der Synchronisierbedingungen und zur Berechnung des Zeitpunktes zur Ausgabe des Schaltbefehls wird durch Abtasten der beiden zusammenschaltenden Spannungen gewonnen. Bild 3.10 zeigt die Ankopplung des Rechners an die Meß- und Regeleinrichtungen eines Kraftwerkes.

Oberwellen der Spannungen werden durch geeignete Bandpaßfilter gedämpft. Folgende Aufgaben werden erfüllt:

1. Beeinflussung des Drehzahlreglers, so daß die Frequenz f_G der Generatorspannung U_G in einem Toleranzband

$$f_{G,\min} \leq f_G \leq f_{G,\max}$$

liegt, wobei $f_{G,\min} > f_N$ Netzfrequenz ist, um Rückspeisung bei der Zuschaltung zu vermeiden.

2. Beeinflussung des Erregungsreglers, so daß die Amplituden von Generatorspannung U_G und Netzspannung U_N in einem Toleranzband

$$|U_N - U_G| \leq \Delta U_{\max}$$

liegen.

3. Abschätzung des Zuschaltzeitpunktes aus der Änderung der Phasendifferenz $\Delta\phi$ von U_N und U_G in einer Schwingungsperiode. Um eine sichere Schätzung zu gewährleisten, wird vorab geprüft, ob die Phasendifferenz in einem Bereich $\Delta\phi_{\text{tot}}$ liegt, der abhängig von dem Toleranzband der Frequenz einzustellen ist.

Das Zuschaltsignal muß um die Schaltverzugszeit T_V des Leistungsschalters früher ausgegeben werden (Bild 3.11).

Die für die Schätzung benötigte Rechenzeit T_r wird berücksichtigt.

Bei der Erprobung der Synchronisierereinrichtung am Netzmodell des Lehrstuhls für elektrische Energieversorgung wurden auch bei beträchtlichen Drehzahlschwankungen des zu synchronisierenden Generators sehr gute Ergebnisse erzielt, wie Oszillogramme der Schalterspannung $U_N - U_G$ zeigten.

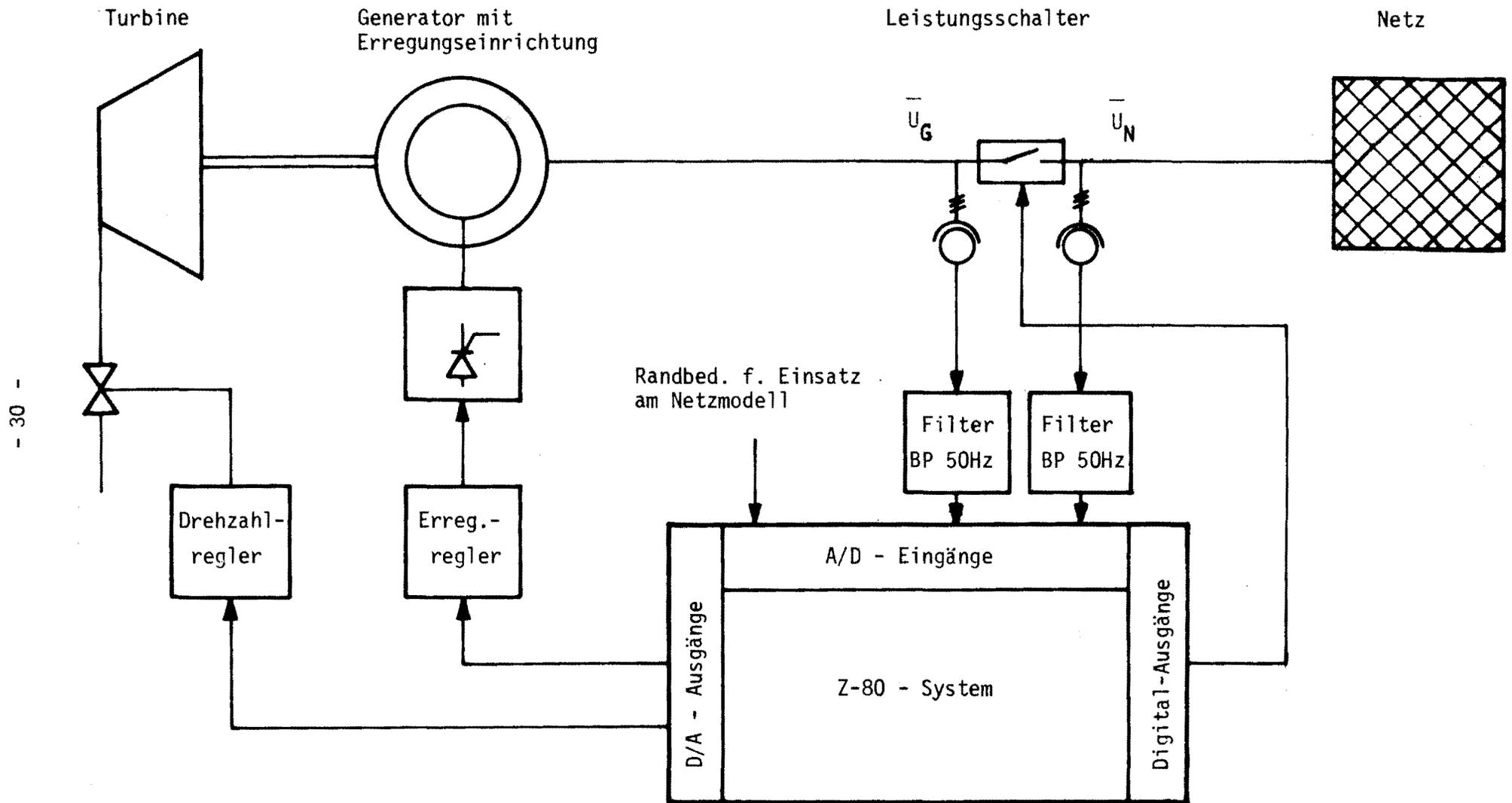


Bild 3.10: Ankopplung der Synchronisierereinrichtung an die Meß- und Regeleinrichtungen des Kraftwerkes

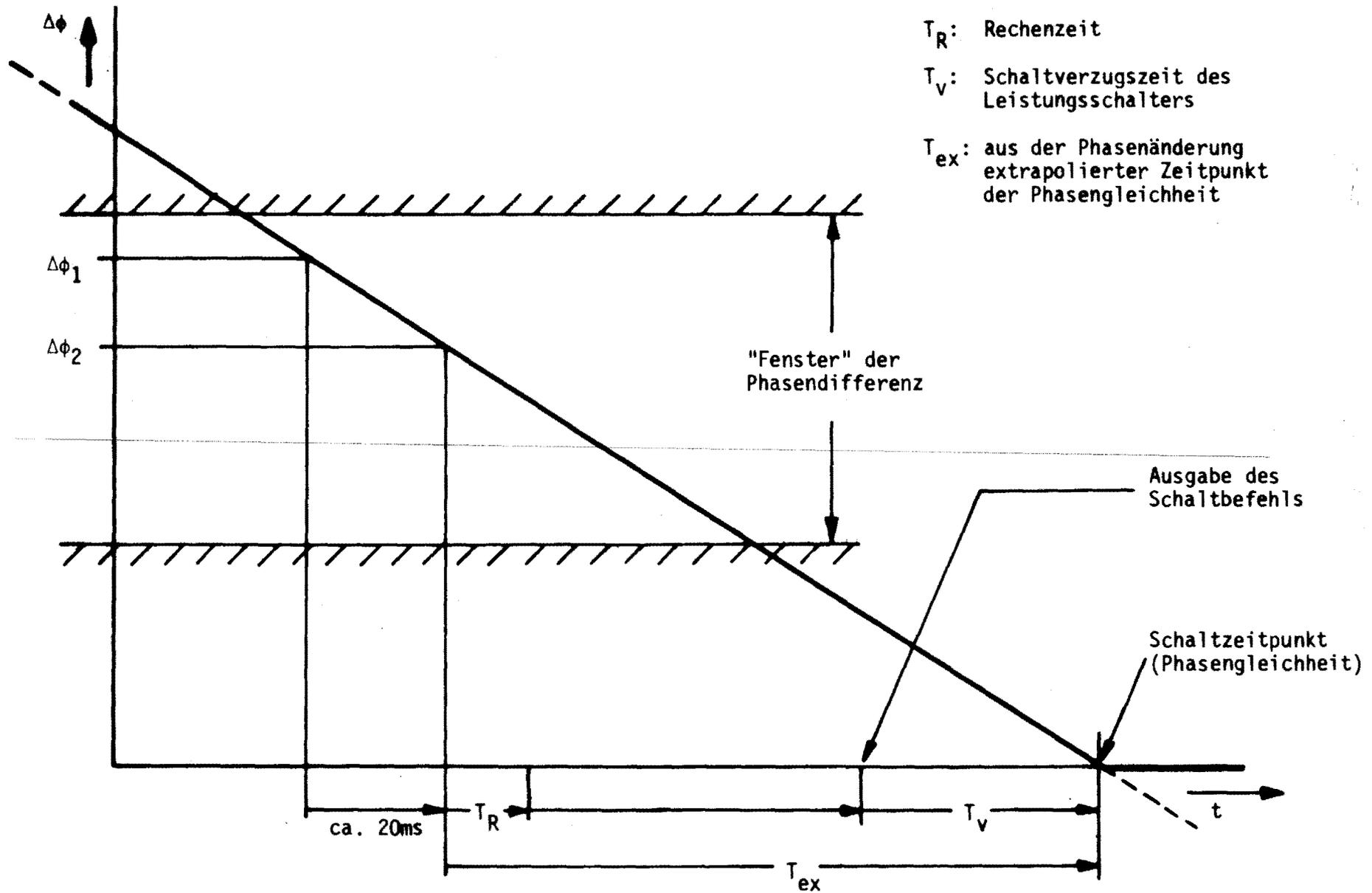


Bild 3.11: Ermittlung des Schaltzeitpunktes aus der Änderung der Phasendifferenz von \bar{U}_G und \bar{U}_N innerhalb einer Periode

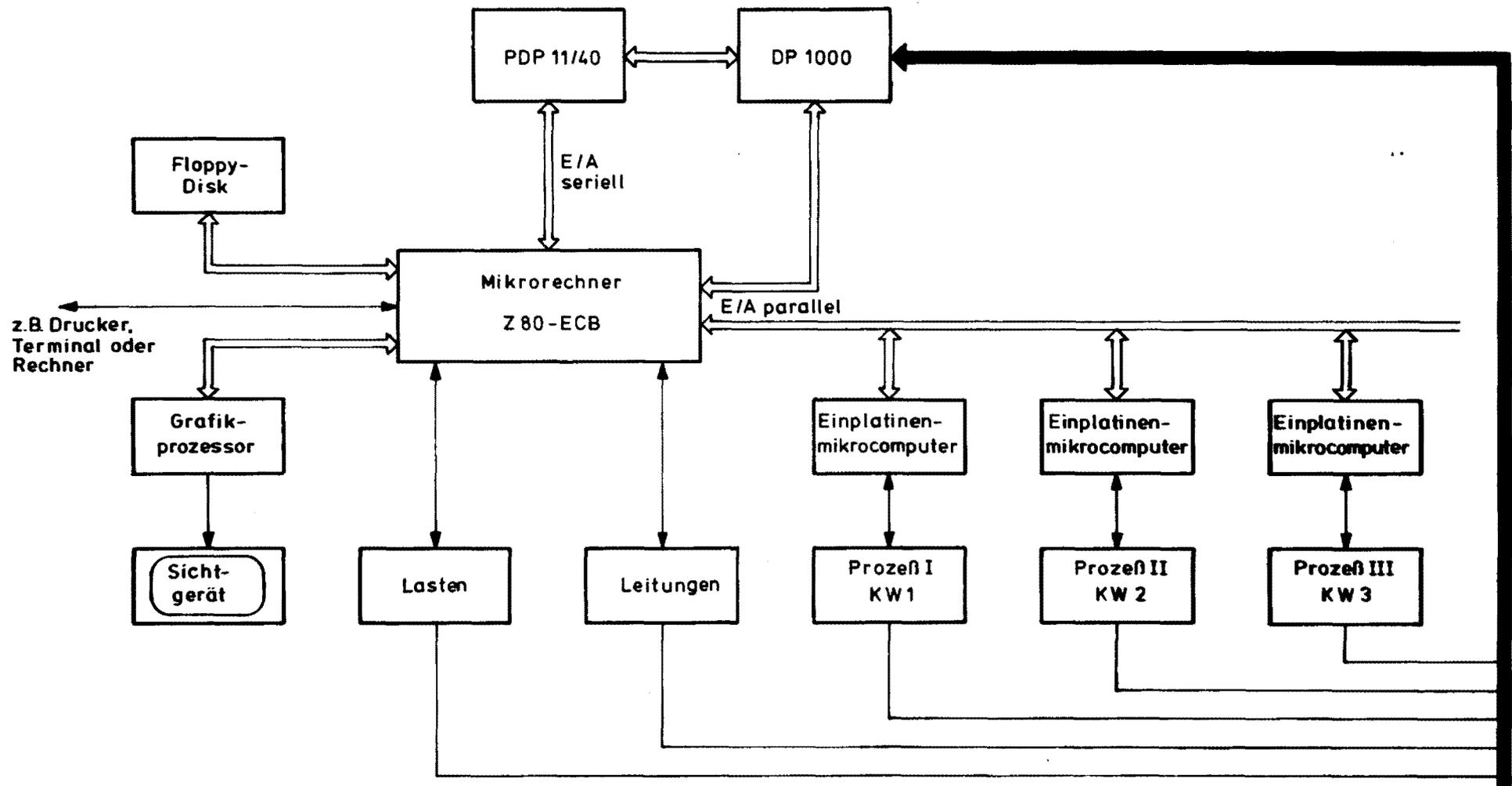


Bild 3.12: Mikrorechnersystem des Netzmodells

In Bild 3.12 ist aktuelle Konfiguration des Mikrorechnersystems eingebunden in das Gesamtsystem dargestellt. Das verwendete Baukastenprinzip auf der Basis von Z80-Mikroprozessoren ermöglicht jederzeit eine Erweiterung durch neue Bausteine. Zur Erstellung der dazu notwendigen Software oder ein Mikrorechner PSY80 zu einem Entwicklungssystem mit EPROM -Programmierer, ROM-Testemulatoren und RAM/ROM-Simulator ausgebaut.

Berichte: EV 8107, EV 8108, EV 8117, EV 8023

W. Horenkamp, Th. Reißing, J. Voß

4. VORTRÄGE

4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 26.06.1981 Prof. Dr. W. Winkler
"Das dynamische Verhalten von Meßwandlern und
Netzschutzeinrichtungen in Kurzschlußverhältnissen"
- 07.07.1981 P. Bonanomi
"Entwicklung eines adaptiven Reglers für die
Generatorerregung"

4.2 Externe Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 11.03.1981 J. Voß
"Prozeßrechner für die Netz- und Kraftwerksregelung",
(Übersichtsvortrag), Fachtagung Prozeßrechner 1981,
München
- 15.07.1981 E. Handschin
PSCC Vortrag, "Identification and Control of the
Mid-term Dynamic Behaviour of Electric Power Systems",
Lausanne

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 02.02.1981 E. Grebe, J. Voß
Besprechung mit den Herren Buntgen und Gebhart über
"Dynamische Vorgänge in Netzen",
RWTH Aachen
- 02.02. - R. Woltemate
06.02.1981 FGH-Tagung "Kurzschlußströme", Mannheim
Besuch bei BBC, Mannheim
- 05.02.1981 E. Handschin
4. Sitzung des GMR/ETG Fachausschusses "Netzregelung",
Frankfurt

- 17.02.1981 E. Handschin
Sitzung des Deutschen Arbeitskreises zum CIGRE-Studienkomitee SC-32, Mannheim
- 19.02.1981 E. Handschin
18. Sitzung des Arbeitskreises "Technisches Rechnen" der FGH, Zürich, Schweiz
- 23.02. - J. Voß
24.02.1981 GMR-Aussprachetag, "Störfestigkeit von Meßsystemen", Frankfurt
- 24.02.1981 E. Handschin
Regelungstechnisches Kolloquium der Fraunhofer-Gesellschaft, Boppard
- 10.03. - J. Voß
11.03.1981 GI/GMR/KfK-Fachtagung "Prozeßrechner 1981", München
- 19.03. - H. Maiweg
20.03.1981 VDE-Tagung, "VDE-Errichtungsbestimmungen", Haus der Technik, Essen
- 30.03. - E. Handschin
02.04.1981 UNIVAC-Seminar über "Computer Applications in Public Utilities", Vance, Frankreich
- 02.04.1981 W. Horenkamp, K.-D. Tesch, H. Maiweg
Besuch der Hannover Messe
- 06.04. - E. Handschin, J. Voß, E. Grebe, M. Gacka, W. Horenkamp
09.04.1981 Durchführung eines FGH-Seminars über "Netzdynamik", Seeheim
- 13.04. - E. Handschin
24.04.1981 Besuch des mexikanischen, elektrotechnischen Forschungsinstitutes (Institute de Investigaciones Electricas, IIE), Mexiko und Guernavaca

- 06.05. - J. Voß
08.05.1981 ETG/GMR-Fachtagung "Leittechnik in Kraftwerken",
Freiburg
- 13.05.1981 E. Handschin
VDE Hochschullehrertreffen, Essen
- 21.05.1981 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Direktor Dr. E. Reuter,
Elektromark, in Garenfeld über aktuelle Probleme
der Energieversorgung
- 04.06.1981 E. Handschin
5. Sitzung des GMR/ETG Fachausschusses "Netzregelung",
Frankfurt
- 12.06.1981 M. Gacka, H. Maiweg, R. Woltemate
Besuch der Bergbau-Messe, Düsseldorf
- 19.06.- Besuch von Herrn Prof. Dr. W. Winkler, Gliwice, Polen
03.07.1981 am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der
Universität Dortmund
- 29.06.1981 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Dr. V. Gerez des IIE, Mexiko
über "Trainings-Simulatoren für Schaltungingenieure"
in Dortmund
- 13.07. - E. Handschin
17.07.1981 7. Power System Computation Conference, Lausanne,
Schweiz
- 12.09. - E. Handschin
25.09.1981 Aufenthalt beim brasilianischen Forschungszentrum
CEPEL in Rio de Janeiro, Brasilien

- 28.09. - J. Voß
30.09.1981 2. Workshop des GMR Fachausschusses "Robuste Regelung",
Interlaken, Schweiz
- 29.09.1981 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Direktor Schmidt, BEWAG, Berlin
über Netzregelungsprobleme im Inselnetz
- 09.10. - E. Handschin
13.10.1981 Besprechung mit Herrn M. Mier des IIE, Mexiko über
"Trainings-Simulatoren für Schaltungeningenieure" in Dortmund
- 26.06.1981 E. Handschin, M. Gacka, H. Maiweg, R. Woltemate
31.07.1981 Besprechung über Erdschlußprobleme und Netzver-
09.09.1981 such auf der Zeche Hugo, Gelsenkirchen-Buer
12.10.1981
- 16.10.1981 W. Horenkamp, K.-D. Tesch, H. Maiweg
Besuch der Elektrotechnik-Messe, Dortmund
- 19.10. - J. Voß
23.10.1981 Studienaufenthalt in Ungarn,
Gespräche mit Prof. Geszti und Mitarbeitern an
der Technischen Universität Budapest.
Besuch des Forschungsinstitutes VEIKI, Besichtigung
des nationalen Lastverteilers in Budapest
- 26.10.1981 Th. Reißing
6. Sitzung des GMR/ETG Fachausschusses "Netzregelung",
Stuttgart
- 29.10.1981 M. Gacka, W. Horenkamp, A. Kuhlmann, H. Maiweg,
R. Woltemate
Besichtigung der elektrotechnischen Einrichtungen
unter Tage, Zeche Hugo, Gelsenkirchen-Buer
- 29.10.1981 R. Woltemate
Besuch des Vortrages "Einfluß von Netzbetriebsgrößen
auf die Kurzschlußberechnung", Prof. Dr. Funk,
RWTH Aachen

- 06.11.1981 E. Handschin
Sitzung des Deutschen Arbeitskreises zum CIGRE
Studienkomitee SC-32 in Aachen
- 09.11. -
20.11.1981 Besuch von Herrn J.L. Marinho, CEPEL, Rio de Janeiro,
am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der
Universität Dortmund
- 13.11.1981 E. Handschin, M. Gacka, H. Maiweg, R. Woltemate
Präsentation des BMFT Forschungsprojektes "Unter-
suchung der elektrischen Vorgänge bei einem Erd-
schluß im Mittelspannungsnetz des Steinkohle-
bergbaus", am Lehrstuhl für elektrische Energie-
versorgung, Dortmund
- 25.11.1981 E. Handschin
19. Sitzung des Arbeitskreises "Technisches Rechnen"
der FGH, Mannheim
- 30.11.1981 E. Handschin
Teilnahme am Darmstädter Kolloquium "Netzausbauplanung"
Technische Hochschule, Darmstadt
- 07.12. -
08.12.1981 J. Voß
PEARL-Tagung 1981, Düsseldorf
- 08.12.1981 E. Handschin
Besichtigung des neuen Lastverteilers in der Hauptver-
waltung der VEW, Dortmund

6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, J. Voß: "Prozeßrechner für die Netz- und Kraftwerksregelung", Informatik Fachberichte, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 1981, EV 8037

Auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung spielt der Prozeßrechner im Rahmen der Netz- und Kraftwerksleittechnik eine ganz zentrale, wichtige Rolle. Wegen der Vielschichtigkeit und Komplexität der Prozesse, d.h. der Wechselwirkung zwischen Kraftwerk, Übertragungsnetz und Lasten ist es notwendig, eine geeignete Unterteilung in zentrale und dezentrale Aufgaben vorzunehmen. Durch die rasche Entwicklung der Rechnertechnologie zeigt die heutige Tendenz in Richtung einer starken Betonung der dezentralen Aufgaben. Der somit notwendige hierarchische Aufbau der modernen Leitsysteme für Kraftwerke und Netze und die Anforderungen an die Betriebsführung und Planung werden aufgezeigt.

C. Bongers, E. Grebe, E. Handschin, H.J. Haubrich: "Identification and Control of the Mid-Term Dynamic Behaviour of Electric Power Systems", Proceedings of the PSCC Conference, Lausanne, July 1981, EV 8130

For power system control the mid-term dynamic behaviour i.e. the time range between one and thirty seconds is of great importance. In the paper some typical contingency situations requiring dynamic studies are described in the first part. Second the problem of identifying power plant model using measured data during emergency situations is addressed. Since such situations are rare, staged tests are necessary to obtain relevant data. Particular emphasis is given to the turbine-speed control model since it affects the mid-term dynamic behaviour of the power system very much. The third part of the paper deals with the improvement of the mid-term dynamic reponse of the power system. Using systematic control design procedures yields a reduction of power plant stress and a better frequency behaviour.

P. Grafoner, J. Weihrauch, E. Handschin: "A training simulator for electric power system monitoring and control", Bericht Nr. 81 TRO1 des CIGRE Studienkomitees 32, EV 8118

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Aufgaben eines Trainings-Simulators für Schaltungingenieure. Dabei ist zu beachten, daß zwei Aspekte zu berücksichtigen sind: Schulung und Basiswissen und Ausbildung des Schaltungingenieurs an seinem Arbeitsplatz, der sich durch den Übergang auf rechnerorientierte Systeme wesentlich verändert hat. Zunächst wird ein ganz allgemein gültiges Simulationskonzept vorgestellt, das sich für den ersten Gesichtspunkt gut eignet. Darauf aufbauend wird dann für den zweiten Aspekt ein Simulator für den Energieverteilungsbereich und ein Simulator für das Energieversorgungs- und Übertragungssystem vorgestellt. Dabei werden die zu trainierenden Aufgaben zusammengestellt und darauf aufbauend ein Simulatorkonzept behandelt, das die technischen Anforderungen an den Trainings-Simulator zu erfüllen vermag.

C. Bongers, E. Ricke, E. Handschin: "Observability for real-time state estimation", Bericht Nr. 81 SC08 des CIGRE Studienkomitees 32, EV 8109

State Estimation zur Abschätzung des aktuellen Betriebszustandes eines elektrischen Energieversorgungssystems ist eine wichtige Voraussetzung für die on-line Netzüberwachung und -führung. Dabei ist jedoch stets die Frage zu klären, ob die vorhandenen Meßgrößen für die Bestimmung des Zustandsvektors ausreichen. Dies wird mit einem Beobachtbarkeitstest durchgeführt, der der Estimation vorgeschaltet ist. Diese Arbeit beschreibt einen Beobachtbarkeitstest, der sich durch geringe Rechenzeit und hohe Zuverlässigkeit auszeichnet.

Y. Wallach, E. Handschin, C. Bongers: "An efficient parallel processing method for power system state estimation", IEEE Trans. PAS - 100, Nr. 11 p. 4402 - 4406, November 1981

The reasons for using "Alternating Sequential/Parallel" ASP-systems, are their higher speed and availability. An algorithm for state estimation is developed based on conditions of "cutting" and "observability". It is then

shown to have an extremely high speedup even if all degradation factors are included. Simulation results prove that the convergence of the algorithm is the same as that normally obtained. The same algorithm may be used in a "deistributed network" of computers.

F. Steiger, E. Handschin, J. Voß: "Management decision simulation for electrical utilities", Electrical Power of Energy Systems, Vol. 3 No.2, p. 97-102, April 1981, EV 8127

Management decisions in electrical utilities have to be taken with a view to both economical and technical constraints. In particular, decisions concerning the operation of existing nuclear power stations and the construction of new ones require the study of very long-range planning problems. A management game is described which takes this aspect into consideration. The model simulates a utility over a period of 16 years. At the beginning of the simulation, the electrical energy requires the construction of new generation and transmission facilities. The discussion of the management game covers the following aspects: the definition of various objectives for the model; the choice of decision areas to be covered; the selection of decisions to be trained; the setup of the tutorial role of a game-monitoring person (teacher); the definition of boundary values for every game parameter; and the model development. The second part of the paper describes the implementation of the management game. The initial conditions and the boundary parameters have to be defined by the teacher at the beginning of the simulation. For every year, a number of financial and technical decisions have to be taken, keeping the a priori specified objective of the simulation in mind. Since the different submodels are heavily interconnected, each decision requires a detailed analysis of the results obtained in the previous year. These results are given annually in a balance sheet and a summary of the electrical economic results. The third part of the paper contains a discussion of typical results which have been obtained from practical applications of the management game. The concluding remarks address the benefits and limits of the simulation approach towards energy management decisions.

6.2 Forschungsberichte

E. Grebe, E. Handschin, J. Voß: "Beiträge zum FGH Seminar "Netzdynamik", Interner Bericht, August 1981, EV 8106

M. Gacka: "Das Querdifferenz-Schutzprinzip für selektive Abschaltung von Erdschlüssen in Parallelkabeln", Interner Bericht, Sept. 1981, EV 8129

Ch. Steigner, Th. Reißing: "Parallelprozessoren: Rechenleistung, Zuverlässigkeit, Anwendungen", Interner Bericht, Nov. 1981, EV 8120

M. Gacka: "Transiente Vorgänge bei Störungen im Drehstromnetz", Interner Bericht, Nov. 1981, EV 8128

6.3 Diplomarbeiten

J. Marquard: "Schaltvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen", Diplomarbeit, März 1981, EV 8104

L. Nennstiel: "Synchronisierung mit Hilfe von Prozeßrechnern", Diplomarbeit, Juni 1982, EV 8107

W. Pötter: "Einfluß der Netzdaten auf die Genauigkeit von Lastfluß- und Kurzschlußberechnung", Diplomarbeit, August 1981, EV 8114

P. Stöber: "Berechnung von Energieübertragungssystemen unter Berücksichtigung äquivalenter Nachbarnetzdarstellungen", Diplomarbeit, Sept. 1981, EV 8116

U. Arens: "Ermittlung von äquivalenten Lastmodellen für stationäre Netzberechnungen", Diplomarbeit, Nov. 1981, EV 8123

H. Vogelpohl: "Einfluß der Erregungsregelung auf die Stabilität von Synchrongeneratoren", Diplomarbeit, Dez. 1981, EV 8124

6.4 Studienarbeiten

U. Arens: "Simulation der analogen Frequenz-Leistungsregelung", Studienarbeit, März 1981, EV 8103

P. Stöber: "Ermittlung eines mathematischen Modells für Generatorausfälle in der Netzausfallsimulation", Studienarbeit, März 1981, EV 8102

H. Vogelpohl: "Entwurf eines robusten Spannungsreglers für spezifizierte Mindestanforderungen", Studienarbeit, April 1981, EV 8105

H. Kusber: "Vollgrafik zur Darstellung von Netzbildern auf Sichtgeräten", Studienarbeit, Juni 1981, EV 8108

W. Lisakowski: "Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Primär- und Sekundärregelung an einem Netzmodell", Studienarbeit, Juli 1981, EV 8112

P. Gröner: "Entkoppelte Lastflußberechnung unter Berücksichtigung physikalischer Randbedingungen, Studienarbeit, August 1981, EV 8115

A. Kuhlmann: "Berechnung der Erdschlußströme in gelöschten Kabelnetzen", Studienarbeit, August 1981, EV 8113

G. Kopp: "Berechnung von Ersatzschaltbildern für die Asynchronmaschine im Fehlerfall", Studienarbeit, September 1981, EV 8119

V. Hering: "Emulation einer intelligenten Datenstation mit dem Kleinrechner HP 9825 A", Studienarbeit, September 1981, EV 8117

6.5 Programmbeschreibungen

J. Marquard: "TRANS, Programm zur Analyse transienter Vorgänge in Energieübertragungsnetzen", März 1981, EVP 8101

P. Stöber: "Berechnung von Energieübertragungssystemen unter Berücksichtigung äquivalenter Nachbarnetzdarstellungen", September 1981, EVP 8102