Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 77 (1986)

Heft: 18

Artikel: Erfahrungen mit einem detaillierten dynamischen Netzmodell für den westeuropäischen Verbundbetrieb

Autor: Asal, Hans Peter / Welfonder, Ernst / Schäfer, Thomas

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904269

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Erfahrungen mit einem detaillierten dynamischen Netzmodell für den westeuropäischen Verbundbetrieb

H.P. Asal, E. Welfonder, Th. Schäfer

Die beschriebene, detaillierte Nachbildung des gesamten westeuropäischen Verbundnetzes erlaubt die Durchführung von Simulationsuntersuchungen des dynamischen Netzverhaltens mit hoher Aussagekraft sowohl für Netzplanung und -betrieb als auch für Anlagenhersteller. Ein Vergleich von Ergebnissen der Simulationsrechnungen mit tatsächlich aufgetretenen Netzstörungen zeigt die Genauigkeit des Modells.

La reconstitution détaillée, décrite ici, de l'ensemble du réseau d'interconnexion européen, permet de réaliser des essais de simulation du comportement dynamique du réseau, essais significatifs aussi bien pour la planification et l'exploitation du réseau que pour les fabricants d'installation. Une comparaison entre les résultats des calculs de simulation et les perturbations effectives du réseau montre la précision du modèle.

1. Einführung

Im westeuropäischen Hochspannungs-Verbundnetz treten neben dem häufigen Zu- und Abschalten von Verbrauchern sowie den kontinuierlichen Regelvorgängen nahezu täglich auch grössere Netzstörungen auf [1].

Während die kontinuierlichen Netzbeeinflussungen zu dem in Figur 1a veranschaulichten Netzfrequenzrauschen von nur 10 mHz führen, ergeben

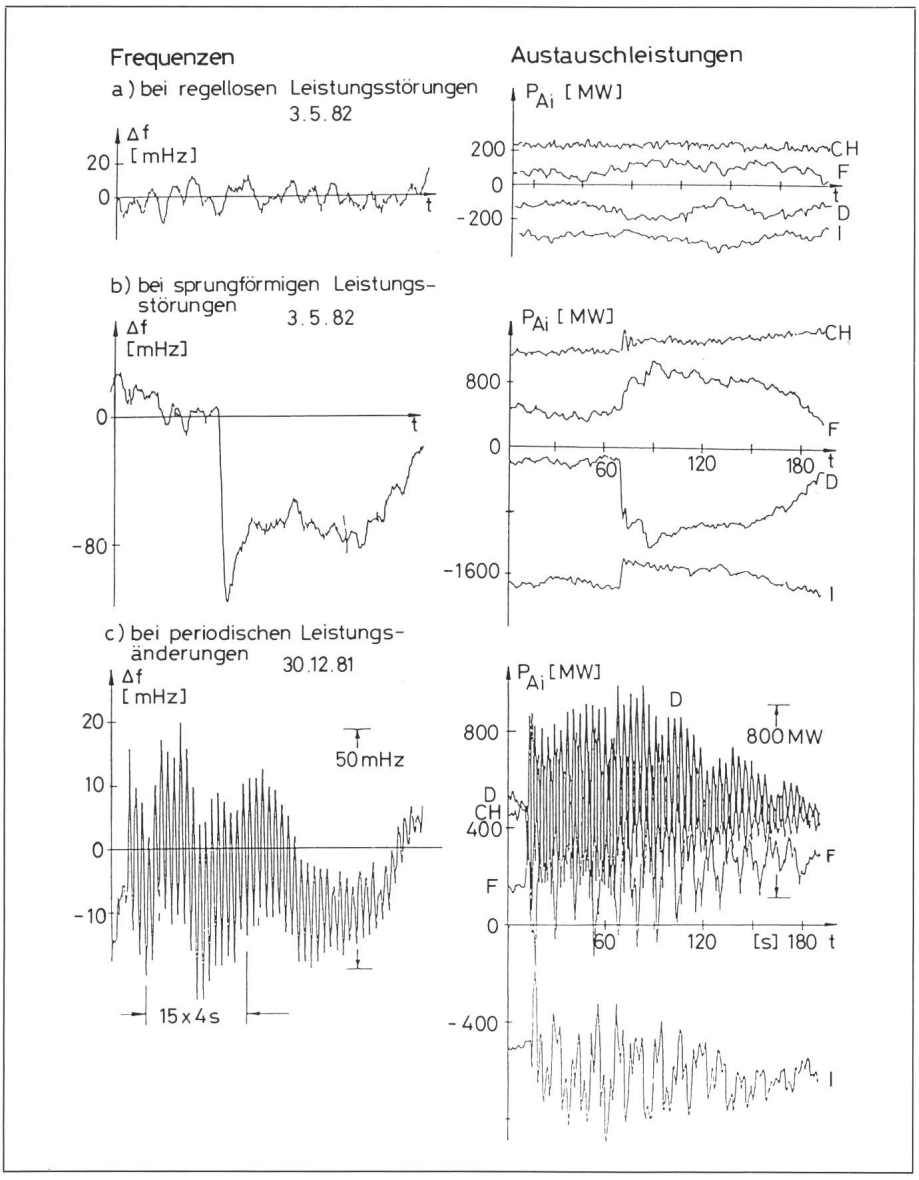

Fig. 1 Bei der EGL gemessene Frequenz- und Austauschleistungsverläufe

i = { CH ≙ Schweiz; D ≙ Westdeutschland und Beneluxländer, Dänemark, Österreich; F ≙ Frankreich und Spanien, Portugal; I ≙ Italien }

Adressen der Autoren
Dr.-Ing. *Hans Peter Asal*,
Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (EGL),
CH-4335 Laufenburg,
Prof. Dr.-Ing. *Ernst Welfonder* und Dipl.-Ing. *Thomas Schäfer*, Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik (IVD) an der Universität Stuttgart, D-7000 Stuttgart

sich im Falle plötzlicher Kraftwerksausfälle von 1000–2000 MW Ausfall-Leistung bereits Frequenzeinbrüche von 75–150 mHz, und zwar abhängig von der jeweiligen Netzlast sowie den am Netz befindlichen Kraftwerksblökken, s. Figur 1b. Ausserdem können bei ungünstigen Lastfluss-Situationen – häufig gekoppelt mit dem Abschalten einzelner Hochspannungs-Übertragungsleitungen – Netzpendelungen auftreten, die zu erheblichen Leistungsschwankungen führen, s. Figur 1c.

Die Auswirkungen derartiger sprungförmiger oder auch periodischer Netzleistungsänderungen lassen sich mit modernen Prozessdatenverarbeitungs-Anlagen erfassen. Dabei wird nach Überschreiten eines eingestellten Frequenz- und Spannungsgradienten das dynamische Verhalten der interessierenden Netzgrössen, wie z. B. Frequenz und Spannung sowie Kuppel- und Austauschleistungen, über einen vorgegebenen Zeitbereich von z. B. $-2\ \text{min} \leqq t \leqq 15\ \text{min}$ automatisch abgespeichert [2].

Das selbsttätige Erfassen und Aufzeichnen einzelner Netzgrössen an nur wenigen Messorten innerhalb des westeuropäischen Verbundnetzes ist jedoch zur Störfallanalyse nicht ausreichend, zumal an der Mehrzahl der Messorte nur die Netzfrequenz automatisch erfasst wird.

Zur Einkreisung einer Störungsursache sowie zur Ermittlung der Störauswirkung an verschiedenen Netzknoten erweisen sich Netzsimulationsuntersuchungen als unumgänglich. Das gleiche gilt auch für die Untersuchung aufgetretener Netzstörungen unter anderen Randbedingungen sowie für die Untersuchung möglicher Grossstörungen.

Zur Durchführung von Netzsimulationsuntersuchungen bedarf es generell eines Netzdynamikmodells sowie eines zugehörigen Programmsystems, welches das physikalische Zusammenwirken von Kraftwerksblöcken, Übertragungsnetz und Verbraucherkonfigurationen ausreichend genau beschreibt. Zudem benötigt man zur Durchführung anwendungsbezogener Netzsimulationen eine Vielzahl statischer und dynamischer Modellparameter bezüglich der einzelnen kraftwerks-, netz- und verbraucherseitigen Modellkomponenten. Denn nur bei richtiger Vorgabe dieser Modellparameter ist eine Nachbildung des realen Netzregelverhaltens mit ausreichender Genauigkeit möglich.

Dabei ist zu beachten, dass bei der Modellbildung aufgrund der grossen Zahl von Kraftwerksblöcken, der Vielzahl von Übertragungsleitungen sowie der nahezu unbegrenzt grossen Zahl von Verbrauchern, die innerhalb eines Verbundnetzes zusammenwirken, stets Vereinfachungen zu treffen sind.

So werden bei einem Teil der ausgeführten Netzdynamik-Untersuchungen nur die generator- und netzseitigen Komponenten berücksichtigt und aufgrund dessen nur die schnellen elektromagnetischen und elektromechanischen Ausgleichsvorgänge nachgebildet [3].

Andere Netzdynamik-Untersuchungen, die das trägere thermo-/hydraulische Regelverhalten der Kraftwerksblöcke mit beinhalten, beschränken sich häufig auf die Betrachtung kleinerer Netzbereiche, innerhalb derer nur wenige Kraftwerksblöcke zusammenwirken [4].

Im Rahmen dieses Beitrages wird über eine detaillierte Nachbildung des gesamten westeuropäischen Verbundnetzes berichtet, bei der alle wesentlichen Übertragungsleitungen und Kraftwerksblöcke individuell nachgebildet werden. Dabei baut die detaillierte Netzdynamik-Untersuchung auf zwei vereinfachten Nachbildungen des westeuropäischen Verbundnetzes auf, die zu früheren Zeitpunkten an der Universität Stuttgart durchgeführt worden sind [5; 6].

2. Topologische Nachbildung des westeuropäischen Verbundnetzes

Um das dynamische Verhalten des westeuropäischen Verbundnetzes unabhängig vom jeweiligen Stör- und Beobachtungsort ausreichend genau simulieren zu können, ist die Topologie des Übertragungsnetzes einschliesslich der an den einzelnen Netzknoten angekoppelten Erzeuger- und Verbrauchereinheiten möglichst detailliert nachzubilden.

Zu diesem Zweck wurden auf der 380-kV-Spannungsebene alle Hochspannungsübertragungsleitungen berücksichtigt. Auf der darunterliegenden 220- bzw. 150-kV-Spannungsebene wurden alle für den Verbundbetrieb wesentlichen Übertragungsleitungen ebenfalls direkt oder zumindest in ihrer Grundstruktur modelliert.

Da die unterlagerten Spannungsebenen im Sinne des Verbundbetriebes keine überregionale Bedeutung aufweisen, konnten die betreffenden Verteilnetze bereits stark vereinfacht betrachtet werden. So wurden die Übertragungsleitungen und Transformatoren zwischen den einzelnen Kraftwerken und 220/380-kV-Einspeisungen zwar separat nachgebildet, das verbleibende Verbraucher-Teilnetz jedoch je Knotenpunkt durch eine entsprechende spannungs- und frequenzabhängige dynamische Verbrauchereinheit ersetzt.

Die Topologie des nachgebildeten westeuropäischen Verbundnetzes ist in Figur 2 veranschaulicht, und zwar der Übersichtlichkeit wegen anhand einer Grobstruktur, die nur die wesentlichen Erzeugerschwerpunkte sowie die dominierenden Leitungsverbindungen enthält. Dabei entsprechen die Flächen der eingezeichneten Erzeugerschwerpunkte den jeweils installierten Erzeugerleistungen.

Während sich die in [6] beschriebene Simulationsuntersuchung auf die Nachbildung dieser Grobstruktur beschränkt, umfasst die jetzige detaillierte Nachbildung des westeuropäischen Verbundnetzes sämtliche synchron über Drehstromleitungen miteinander verbundenen Teilnetze. Die Feinstruktur des realisierten Netzdynamikmodells besteht aus:

- 413 Kraftwerksblöcken
- 689 dynamische Lasten
- 984 Knoten sowie
- 1755 Übertragungsleitungen bzw. Transformatoren

Die Detailliertheit dieser Nachbildung entspricht weitgehend der von der UCPTE seit Jahren für Lastflussberechnungen zugrunde gelegten Netztopologie [7].

Die zugehörigen Leistungsdaten und Netzparameter, die zur quantitativen Nachbildung des Übertragungsnetzes – einschliesslich der an den einzelnen Knoten wirksamen kraftwerksseitigen Einspeisungen und Lasten – benötigt wurden, sind in mühsamer Kleinarbeit vornehmlich den UCPTE-Quartalsberichten und -Netzkarten sowie den Jahresstatistiken der VGB und VDEW entnommen worden. Hinzu kamen Angaben über einzelne Kraftwerksblöcke und Teilnetze, die den Autoren zur Verfügung standen, so

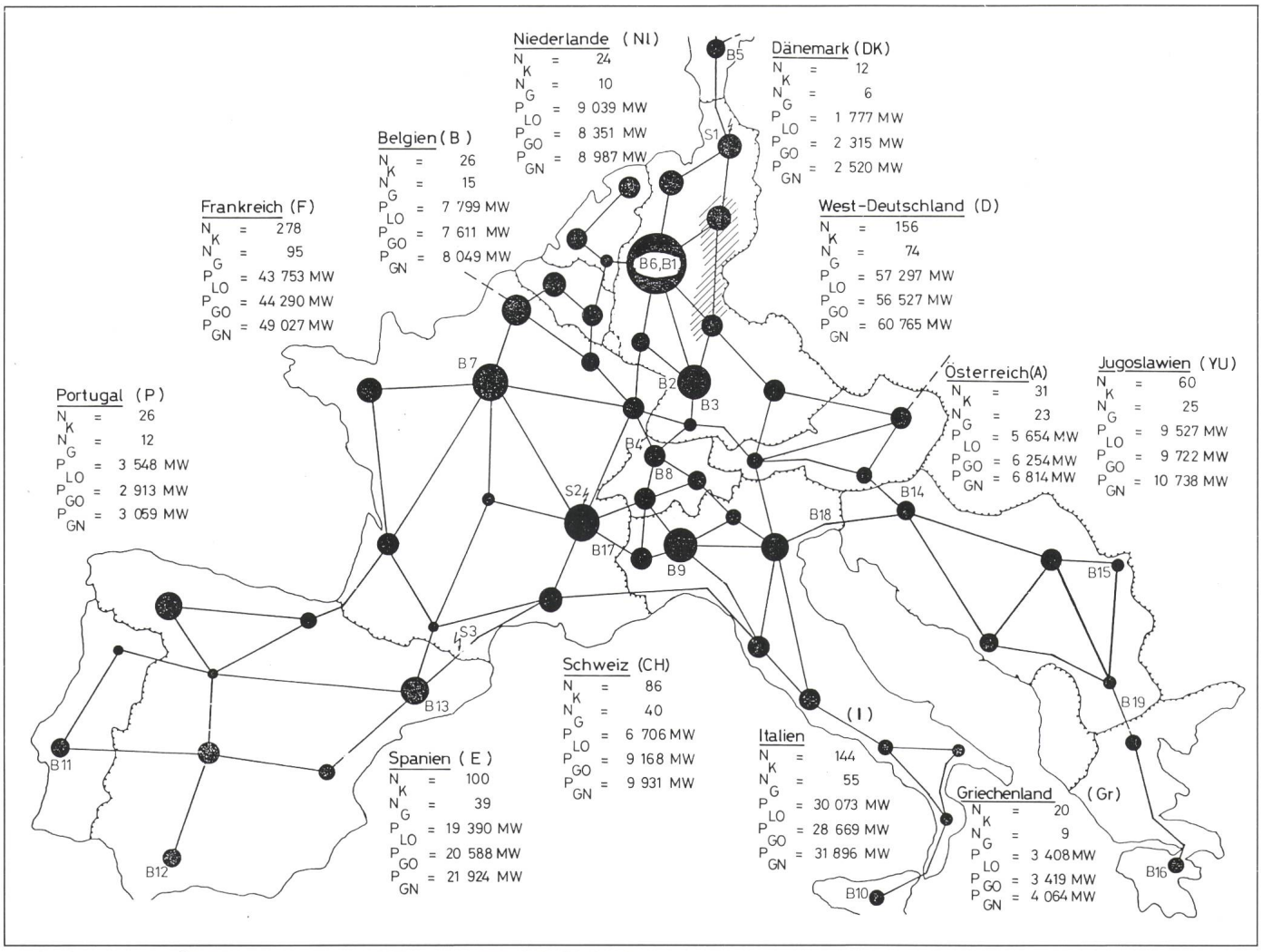

Fig. 2 Schematische Übersicht über das nachgebildete westeuropäische Verbundnetz

Gesamt-Knotenzahl	$N_K = 963$	Gesamt-Last	$P_{LO} = 197\,971$ MW
Gesamtzahl der Kraftwerksblöcke	$N_G = 403$	Gesamt-Erzeugerleistung	$P_{GO} = 199\,827$ MW
		Gesamt-Erzeugernennleistung	$P_{GN} = 217\,774$ MW

B_i ≙ Beobachtungsort «i», S ≙ Störort «j» (siehe Simulationsuntersuchungen Kapitel 3)

auch Einzelangaben, die Fachaufsätzen in den verschiedenen energietechnischen Zeitschriften entnommen werden konnten.

Das auf der Grundlage dieser Leistungdaten und Parameter mit Hilfe des Netzdynamikmodells simulierte stationäre Netzverhalten wurde mit entsprechenden Lastflussrechnungen seitens der EGL verglichen.

Zur Nachbildung der verschiedenen Netzkomponenten wurden detaillierte Dynamikmodelle verwendet, die in [9] genauer beschrieben sind und z. B. bei der Leistungserzeugung den Dampferzeuger, die Druckregelung, die Turbinenstelleinrichtung mit unterlagerter Ventilstellungsregelung sowie die Turbine einschliesslich Zwischenüberhitzer und die dazugehörige Leistungs- und Drehzahlregelung berücksichtigen.

3. Simulationsuntersuchungen

Im folgenden werden die Genauigkeit und die Leistungsfähigkeit der mittels des detaillierten Netzdynamikmodells durchgeführten Verbundnetz-Nachbildung anhand dreier Störfallsimulationen beschrieben:

3.1 Abschaltung eines 1300-MW-Kraftwerkblockes

Dem Vergleich von Messung und Simulationsrechnung wurde die am 3. Februar 1984 um 10.03 Uhr erfolgte Abschaltung des Kernkraftwerkes Krümmel, südöstlich von Hamburg, zugrunde gelegt. Die zugehörige Netzlast betrug zu diesem Zeitpunkt etwa 190 GW [10].

In Figur 3 sind die messtechnisch erfassten sowie die zugehörigen simulierten Frequenz- und Austauschleistungsänderungen einander gegenübergestellt.

Auffallend ist die gute Übereinstimmung der gemessenen und berechneten Frequenzverläufe; dies gilt nicht nur für den mittleren Frequenzverlauf, sondern auch für die überlagerte Pendelung, die ebenfalls bezüglich Amplitude und Periodendauer recht genau nachgebildet wird.

Die gemessenen Austauschleistungsverläufe wurden bei der EGL in Laufenburg (CH) aufgezeichnet. Dabei ist zu beachten, dass die einzelnen Austauschleistungen Summensignale darstellen, die sich jeweils aus einer grösseren Zahl von Kuppelleitungsflüssen zwischen den einzelnen Teil-

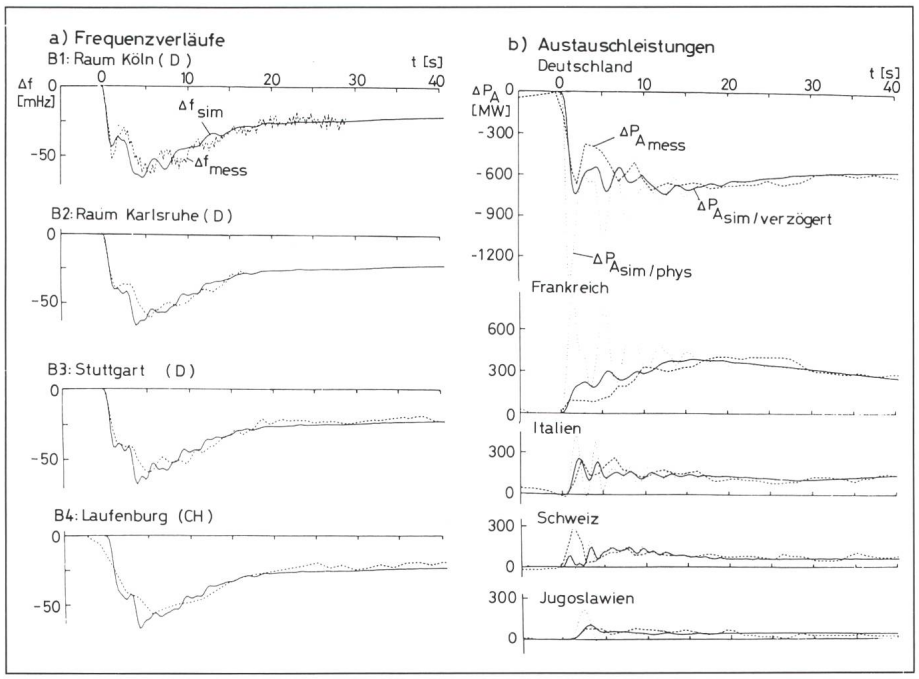

Fig.3 Gegenüberstellung gemessener und simulierter Signalverläufe bei Abschaltung des 1300 MW Kraftwerksblockes «Krümmel», S_1

netzen zusammensetzen. Gemessen werden die einzelnen Kuppelleitungsflüsse teils direkt bei der EGL in Laufenburg, teils aber auch bei den Lastverteilern benachbarter EVU, von wo sie über Fernwirkstrecken zeitdiskret und verzögert nach Laufenburg hin übertragen werden. Aufgrund dessen stimmen die simulierten «physikalischen» Austauschleistungsverläufe $\Delta P/_{A\ phy/sim}$ nicht mit den gemessenen Austauschleistungen überein; dies gilt besonders für die den mittleren Austauschleistungsverläufen überlagerten Pendelungen. Bildet man jedoch die auftretenden Messverzögerungen innerhalb des Netzdynamikmodells in einfacher Form durch Tiefpassfilter 1. Ordnung nach, so zeigen gemessene und «mit Messverzögerung» simulierte Austauschleistungssignalverläufe ebenfalls zufriedenstellende Übereinstimmung.

Bezüglich der erzielten Übereinstimmung von Messung und Rechnung waren die bereits zum früheren Zeitpunkt auf der Grundlage des Oberzier-Störfalls durchgeführten Parameter-Empfindlichkeitsuntersuchungen hilfreich [11]. Zudem konnten anhand der Austauschleistungsverläufe wesentliche Erkenntnisse bezüglich der effektiven Beteiligung der einzelnen Teilnetze an der Primärregelung sowie bezüglich der Wirksamkeit der jeweiligen Sekundärregler erzielt werden.

Zusätzlich zu den in Figur 3a dargestellten Frequenzverläufen, die dem Vergleich von Messung und Rechnung dienten, sind in Figur 4 weitere simulierte Frequenzverläufe markanter Netzknoten innerhalb der verschiedenen Teilnetze veranschaulicht. Die Kurvenverläufe zeigen deutlich das weniger gedämpfte Schwingungsverhalten der Satelliten-Teilnetze, wie z.B. in Dänemark, Spanien und besonders in Jugoslawien/Griechenland.

3.2 Abschalten mehrerer Kraftwerksblöcke

Am 17. Februar 1985 sind in Frankreich mehrere Kraftwerksblöcke nahezu gleichzeitig abgeschaltet worden. Dabei sind die in Figur 5 gestrichelt dargestellten Frequenz- und Austauschleistungsverläufe aufgezeichnet worden.

Geht man von der Annahme einer sprungförmigen Ausfalleistung aus, so ergibt sich auf der Grundlage der in [11] getroffenen Abschätzung – für einen Frequenzeinbruch von $\Delta f/_{max}$ = –380 mHz und eine Netznennleistung von 175 GW – eine Ausfallleistung von 5000 MW.

Anhand der gemessenen Austauschleistungsverläufe erkennt man jedoch, dass die betreffenden Kraftwerksblökke nicht exakt gleichzeitig, sondern zeitlich um wenige Sekunden versetzt abgeschaltet worden sind und dass zudem auch Lastabschaltungen stattgefunden haben.

Wertet man die Austauschleistungsverläufe im Detail aus unter Zuhilfenahme aller verfügbaren Netzinformationen, so ergeben sich per Simulation die in Figur 5 ausgezogen dargestellten Frequenz- und Austauschleistungsverläufe.

Bei dieser Störfalluntersuchung ist wiederum von der in Abschnitt 2 beschriebenen Netztopologie ausgegangen worden, wobei der Kraftwerkseinsatz und damit der Lastfluss an die laut UCPTE-Berichten [12] geschätzte

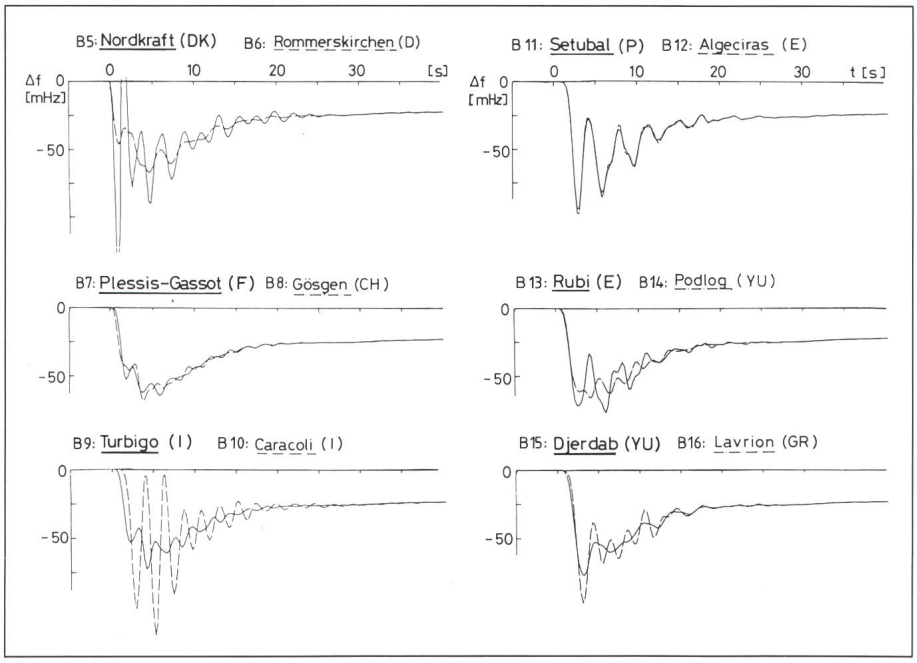

Fig. 4 Weitere simulierte Frequenzverläufe

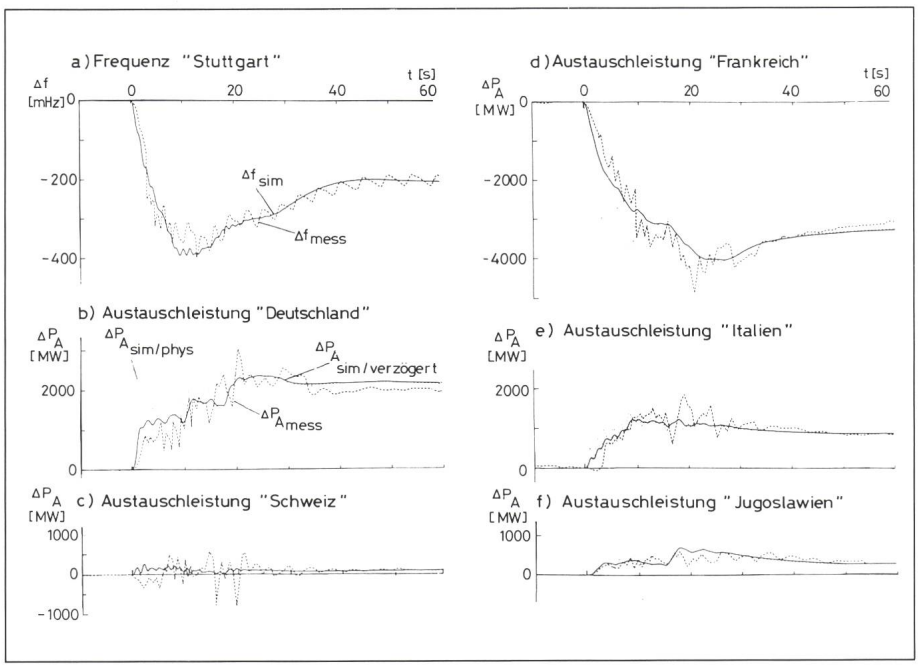

Fig. 5 Gemessene und simulierte Signalverläufe bei Abschaltung mehrerer Kraftwerksblöcke in Frankreich, S_2

Nachtlast von etwa 175 GW angepasst worden sind.

Aufgrund dieser realitätsbezogenen Störfallnachbildung mit Hilfe des beschriebenen detaillierten Netzdynamikmodells können bei Bedarf auch quantitative Aussagen über die Störauswirkung in den einzelnen EVU-Teilnetzen getroffen werden, und zwar durch Ausdrucken der transienten Zeitverläufe der jeweils gewünschten Knotenpunktspannungen und -frequenzen sowie der zugehörigen Generatorleistungen und Kuppelleistungsflüsse.

3.3 Leitungsabschaltung

Als dritter Störfall wird die Abschaltung einer 380-kV-Leitung zwischen La Gaudière (Südfrankreich) und Vich (Nordspanien) betrachtet, und zwar ausgehend vom Basis-Lastfluss laut Abschnitt 2, jedoch bei einem um 700 MW erhöhten Leistungsexport von Spanien nach Frankreich, analog zu [6].

In Figur 6 sind die sich dabei ergebenden Frequenz- und Leistungsverläufe veranschaulicht; diese enthalten eine dominierende Pendelung mit einer Periodendauer von knapp 5 s. Diese ist darauf zurückzuführen, dass sich das Netzdämpfungsverhalten aufgrund der Leistungsabschaltung und der damit verbundenen Vergrösserung der wirksamen Übertragungsimpedanz zwischen Spanien und Frankreich verschlechtert. Dadurch treten besonders in den - auch unter normalen Netzbedingungen weniger stark gedämpften - Satelliten-Teilnetzen ausgeprägte Netzbewegungen auf. Dennoch klingen die hier simulierten Netzpendelungen - im Gegensatz zu der Störfallnachbildung in [6] - schwach gedämpft ab, und zwar aufgrund der genaueren und detaillierteren Netznachbildung unter Berücksichtigung der subtransienten Generator-Reaktanzen sowie des transienten Verbraucherverhaltens.

In Figur 6b sind zudem die auf einigen markanten Kuppelleitungen auftretenden Leistungsflüsse veranschaulicht. Diese weisen aufgrund des Netzpendelverhaltens Schwingungsamplituden von über 100 MW auf, die sich zu Austauschleistungsschwankungen von bis zu 1000 MW überlagern.

4. Weitere Anwendungsmöglichkeiten

Bislang wird bei der Konstruktion kraftwerks- und netzseitiger Komponenten, bei der Netzplanung sowie selbst beim Netzbetrieb nahezu ausschliesslich von stationären Netzberechnungen ausgegangen. Dies äussert sich z. B. darin, dass zwar seit Jahren genaue stationäre Lastfluss- und Kurzschlussrechnungen durchgeführt werden, nicht jedoch entsprechende «dynamische Lastflussrechnungen», wie sie zur Simulation des transienten Netzverhaltens erforderlich sind und mittels des beschriebenen Netzdynamikmodells - störfallabhängig - alle 0,1 bis 1,0 s durchgeführt werden.

Aber gerade durch derartige Netzdynamikvorgänge kann die Sicherheit des Netzbetriebes beim Auftreten grösserer Netzstörungen gefährdet werden [13].

Die Durchführung entsprechender Netzsimulations-Untersuchungen erweist sich daher für eine Vielzahl netzbezogener Anwendungsgebiete als sinnvoll.

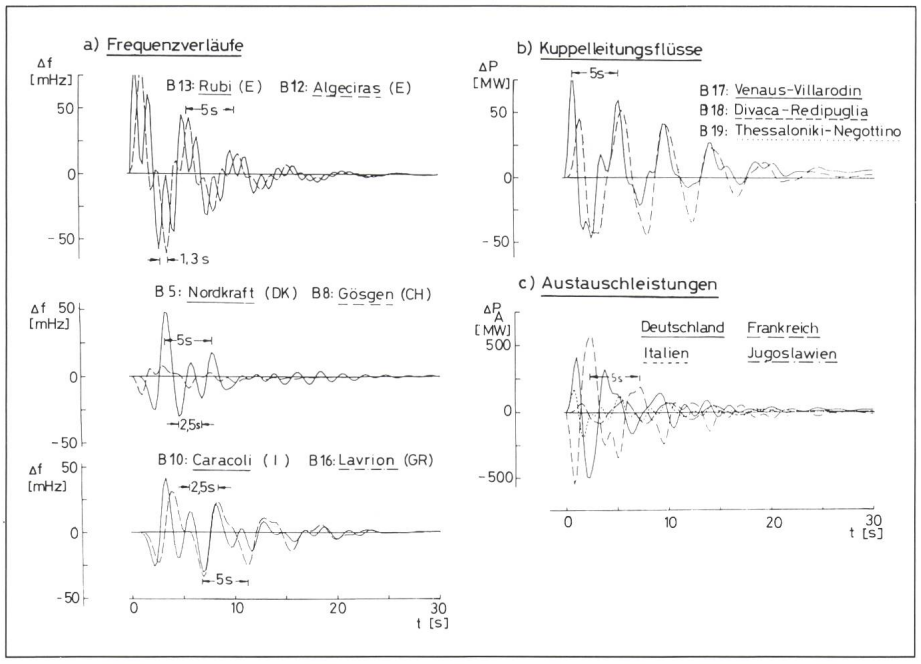

Fig. 6 Simulierte Signalverläufe bei Abschaltung der Leitung in La Gaudière (F) - Vich (E), S_3

Dies gilt *herstellerseits* z. B. für:
- die Auslegung von Netzstabilisatoren
- die Auslegung von Turbinen-/Generatorwellen bezüglich des Auftretens von Stossmomenten und besonders auch für
- die Festlegung der kraftwerksinternen Regelkonzepte, die das Netzregelverhalten massgeblich mitbeeinflussen.

Im Rahmen der *Netzplanung* bieten sich entsprechende Dynamikuntersuchungen an, so u. a. bezüglich:
- der Festlegung der Netztopologie und damit des Netzvermaschungs- und Belastungsgrades, der sich aus dynamischer Sicht als notwendig bzw. zulässig erweist.
- des Einsatzes von Stabilisatoren, *H*ochspannungs-*G*leichstrom-*Ü*bertragungsleitungen oder HGÜ-Koppelstellen im Falle grosser Entfernungen.
- der Festlegung der Regelkonzepte und -parametereinstellungen sowie
- der Festlegung der Schutzkonzepte einschliesslich der zugehörigen Ansprechgrenzen und Ansprechzeiten.

Ganz besondere Bedeutung erlangen derartige dynamische Netzsimulations-Untersuchungen für die vielfältigen Aufgaben des *Netzbetriebes*, wo häufig schnell Entscheidungen zu treffen sind. Dies gilt u. a. für
- die Vorgabe der zu jedem Zeitpunkt erforderlichen Wirkleistungs- und auch Blindleistungs-Sekundenreserve, und zwar unter Beachtung netzstatischer und -dynamischer sowie auch wirtschaftlicher Gesichtspunkte
- das Ergreifen geeigneter Gegenmassnahmen beim plötzlichen Auftreten von Netzpendelungen, wie z. B. das Zuschalten von Übertragungsleitungen sowie geregelter Kompensatoren, Änderung des Kraftwerkseinsatzes sowie gezielter Lastabwurf als auch
- das Ergreifen entsprechender Massnahmen im Falle sich anbahnender Grossstörungen sowie dadurch ausgelöster Folgestörungen. Hierzu zählen auch die Resynchronisation abgetrennter Teilnetze sowie der Wiederaufbau des Verbundbetriebes nach einem Netzzusammenbruch.

Sowohl für die Planung des Netzbetriebes als auch für das Beherrschen plötzlicher Störfälle erweist sich die Detailnachbildung und Analyse aufgetretener Grossstörungen sowie die Vorabsimulation möglicher Worst-Case-Störfälle als hilfreich.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Der Vorteil des beschriebenen Netzdynamikmodells besteht darin, dass es sich nicht auf die Betrachtung einzelner Netzausschnitte beschränkt, sondern eine detaillierte Nachbildung des gesamten westeuropäischen Verbundnetzes erlaubt. Zudem weist das Netzdynamikmodell aufgrund zahlreicher anwendungsbezogener Untersuchungen, die in den vergangenen Jahren mit dem hier verwendeten Programmsystem in verschiedenen Netzen innerhalb und ausserhalb Europas durchgeführt worden sind, eine gute Genauigkeit bezüglich Struktur und Parameter der einzelnen Modellkomponenten auf; dies gilt speziell auch für die kraftwerks- und verbraucherseitigen Komponenten, die einen dominierenden Einfluss auf das Netzregelverhalten ausüben [9].

Das Netzdynamikmodell ist daher – auch aus der Sicht des Anwenders – für die Behandlung der beschriebenen Netzregelungs- und -betriebsaufgaben gut geeignet und sollte als wertvolles Hilfsmittel auch von den UCPTE-Partnern zur Lösung der dort anstehenden gemeinsamen Dynamikprobleme genutzt werden.

Dabei können sich beim weiteren gemeinsam getragenen Modellausbau zusätzlich Verfeinerungen bezüglich der individuellen Nachbildung einzelner Teilnetzkomponenten als sinnvoll und notwendig erweisen. Die Berücksichtigung zusätzlicher EVU-spezifischer Detailkenntnisse ermöglicht dann eine noch genauere Nachbildung des Verbundbetriebes.

Literatur

[1] *H.P. Asal, H.A. Luder, L. Wong* und *K. Goldsmith:* Störungen im westeuropäischen Verbundnetz, Bull. SEV/VSE 71(1980)13, 5. Juli.

[2] *H.P. Asal:* Frequenzhaltung und Stabilität im westeuropäischen Verbundnetz, Elektrizitätsverwertung 7/8/82.

[3] *B. Kulicke:* Programmsysteme zur Berechnung elektromechanischer und -magnetischer Ausgleichsvorgänge, ETZ Archiv Bd. 6(1984), H. 12, S. 439...443.

[4] *E. Grebe, E. Handschin, H.J. Haubrich* und *G. Traeder:* Dynamische Langzeitstabilität von Netzen, Elektrizitätswirtschaft 78(1979), S. 715...731.

[5] *E. Welfonder:* Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb, Elektrizitätswirtschaft 79(1979), H. 20, S. 730...741.

[6] *F. Heilemann:* Stabilitätsprobleme beim Betrieb grosser Verbundnetze – Ursachen und Gegenmassnahmen, Elektrizitätswirtschaft 83(1984), Heft 22, S. 934...939.

[7] Lastflussrechnungen im UCPTE-Netz für den 3. Mittwoch im Januar 1980, 1981, 1982, UCPTE-Bericht 1979–80, S. 55...56.

[8] *E. Welfonder* und *F. Heilemann:* Experimental Determination of the transient frequency and voltage dependency of load networks. 5th IFAC Symposium on Identification and System Parameter Estimation, 24.–28. 9. 1979, Darmstadt.

[9] *E. Welfonder, Th. Schäfer* und *H.P. Asal:* Regelverhalten des westeuropäischen Verbundnetzes, Elektrizitätswirtschaft, September 1986.

[10] UCPTE-Quartalsbericht II/1983, S. 21...23.

[11] *E. Welfonder:* Sensitivity-Study concerning the Control Behaviour of the Interconnected West European Powers System. 8th Power System Computation Conference, 20.–24. 8. 1984.

[12] UCPTE-Quartalsbericht II/1985, S. 37...39.

[13] *E. Welfonder:* Anwendungsfälle. VDI/VDE-Fachtagung «Wirkleistungs- und Blindleistungs-Sekundenreserve», München 1986.