

**Dynamische Netzreduktion
zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendelungen
in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen**

von der Fakultät Energietechnik
der Universität Stuttgart zur Erlangung
der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von
Harald Weber
aus Heidenheim/Brenz

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. E. Welfonder
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. K. Feser

Tag der Einreichung: 17. Mai 1990
Tag der mündlichen Prüfung: 14. Februar 1991

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik (IVD) der Universität Stuttgart.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Ernst Welfonder danke ich für die stets wohlwollende Förderung der Arbeit, die vielen hilfreichen Vorschläge und die Übernahme des Hauptberichts.

Herrn Prof. Dr.-Ing. K. Feser danke ich für die Übernahme des Mitberichts und für das meiner Arbeit entgegengebrachte Interesse.

Bei den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Abteilung und allen beteiligten Studenten bedanke ich mich für die Hilfe bei der Durchführung der Arbeit.

Der Deutschen Forschungsgemeinschaft danke ich für die finanzielle Unterstützung.

Stuttgart, im Februar 1991

Harald Wel

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Einleitung	3
1.1 Netzanalyse-Verfahren	4
1.2 Dynamische-Netzreduktions-Verfahren	8
1.3 Aufbau der Arbeit	9
2. Erstellung von linearen Netz-Dynamikmodellen für die Modale Netzreduktion und -analyse	11
2.1 Kraftwerk-Komponenten	15
2.1.1 Die Dampfkraftanlage	16
2.1.2 Die Wasserkraftanlage	20
2.1.3 Der Synchrongenerator	24
2.1.4 Der Primärregler	34
2.1.5 Die Spannungsregelung	36
2.1.6 Das Pendeldämpfungsgerät	39
2.2 Kopplung der Kraftwerk-Komponenten zum linearen Kraftwerk-Dynamikmodell	41
2.3 Frequenz- und spannungsabhängiges Verbraucherteilnetz	42
2.4 Geregelter Blindleistungskompensator	48
2.5 Elektrisches Energieübertragungsnetz	52
2.6 Kopplung der statischen und dynamischen Netzkomponenten zum linearen Netz-Dynamikmodell	55
3. Dynamische Reduktion verbundgekoppelter Teilnetz-Dynamik- modelle	59
3.1 Dynamische Knoten-Reduktion	61
3.2 Modale Ordnungsreduktion auf dominante Eigenbewegungen	63
3.3 Physikalische Zustandsreduktion auf wesentliche Zustands- größen	68
3.4 Schrittweise Reduktion großer Teilnetz-Dynamikmodelle	72
4. Anwendungsfall "Netzpendelungen im norddeutsch-dänischen UCPTE-Teilnetz"	74
4.1 Störfallbedingte Teilnetz-Konfiguration	74
4.2 Schrittweise Reduktion des Teilnetz-Dynamikmodells . .	78

4.2.1	Dominanzmaß-abhängige Eigenwert-Reduktion des Unterteilnetzes I	78
4.2.2	Wesentlichkeitsmaß-abhängige Zustandsreduktion des Unterteilnetzes I	81
4.3	Modale Netzanalyse des reduzierten Teilnetz-Dynamikmodells	82
4.3.1	Bestimmung der dominanten Eigenwerte	82
4.3.2	Bestimmung der wesentlichen Zustandsgrößen	85
4.4	Stabilisierungsmaßnahmen aufgrund der Modalen Netzanalyse	91
5.	Anwendungsfall "Netzpendelungen im griechisch-jugoslawischen UCPTE-Teilnetz"	95
5.1	Schrittweise Reduktion des Teilnetz-Dynamikmodells	97
5.2	Modale Netzanalyse des reduzierten Teilnetz-Dynamikmodells	99
5.3	Stabilisierungsmaßnahmen aufgrund der Modalen Netzanalyse	101
6.	Analyse von Netzininstabilitäten und Regeln zu ihrer Vermeidung	105
6.1	Ein Drei-Kraftwerke-Netzmodell	105
6.2	Lastflußabhängige Wurzelortskurven für unterschiedliche Netzkomponenten und Parameterangaben	107
6.2.1	<u>Fall a:</u> Keine Regeleinrichtungen, Lasten als Impedanzverbraucher	108
6.2.2	<u>Fall b:</u> Berücksichtigung von P-Spannungsreglern	112
6.2.3	<u>Fall c:</u> Berücksichtigung von P-Spannungsreglern mit Stabilisierungseinrichtungen	116
6.2.4	<u>Fall d:</u> Anhebung des Spannungsniveaus und <u>Fall e:</u> Ausbau des Leitungsnetzes	117
6.2.5	<u>Fall f:</u> Berücksichtigung des dynamischen Verbraucherverhaltens	118
6.2.6	<u>Fall g:</u> Berücksichtigung von Drehzahlreglern	119
6.2.7	<u>Fall h:</u> Berücksichtigung von Leistungsreglern	123
6.2.8	<u>Fall i:</u> Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten	125
6.2.9	<u>Fall k:</u> Einsatz geregelter Blindleistungskompensatoren	128

7. Zusammenfassung und Ausblick	134
7.1 Zusammenfassung	134
7.2 Ausblick	136
8. Anhang	139
9. Mathematische Konventionen, Formelzeichen und Indices . .	175
10. Literatur	177

1. Einleitung

In elektrischen Energienetzen sind zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung eine Vielzahl von Regeleinrichtungen im Einsatz. Diese Einrichtungen, welche zumeist dezentral in den Kraftwerken und im Netz angeordnet sind, regeln hauptsächlich die Netzfrequenz und die Netzspannung auf ihre Sollwerte aus, da diese Größen eine ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanz anzeigen.

Für die Frequenzhaltung sorgen dabei im Sekundenbereich die in den Kraftwerken proportional wirkenden Primärregler, welche als

- Drehzahlregler oder als
- frequenzgeführte Leistungsregler

ausgelegt sind [1]. Diesen schnellen Regeleinrichtungen sind z.B. in Dampfkraftwerken noch die langsamen Regeleinrichtungen

- Druckregler und
- Temperaturregler

unterlagert [2].

Den Primärreglern überlagert sind die in den Lastverteilungen im Minutenbereich integral wirkenden Sekundärregler, welche als

- Frequenz-Austauschleistungsregler

für die endgültige Ausregelung der bleibenden Frequenzabweichung sorgen [3].

Zur Spannungsregelung werden in den Kraftwerken die auf die Generator-Erregerwicklung wirkenden

- Spannungsregler [4]

eingesetzt, während im Netz die

- Transformator-Längs- und Querregler [5] sowie die
- geregelten Blindleistungskompensatoren [6]

einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt gewährleisten.

Diese Regeleinrichtungen bestimmen zusammen mit der natürlichen Dynamik der Kraftwerke und Verbraucher das summarische Dynamikverhalten des Energienetzes [7,8].

Die Einstellung der Reglerparameter erfolgt innerhalb der Kraftwerke zumeist ausschließlich nach kraftwerksspezifischen und

innerhalb der Netze vorwiegend nach stationären Gesichtspunkten, die Auswirkung auf die Netzdynamik spielt bislang eine eher untergeordnete Rolle. Das kann aber, insbesondere nach Netzstörungen, z.B. zu ungewollten Netzpendelungen führen, welche dann entweder nur durch Reduktion der zu Übertragenden Austauschleistung [9] oder durch Abschaltung besonders stark pendelnder Kraftwerke beherrscht werden kann [10]. Diese Problematik hat sich in den letzten Jahren noch dadurch verstärkt, daß der Zunahme der Kraftwerksblockgröße oft kein entsprechender Ausbau der Übertragungsleitungen gegenüberstand [11].

Deshalb ist sowohl bei der Netzplanung als auch beim Netzbetrieb der Bedarf an geeigneten Netzanalyse-Verfahren gewachsen, welche präventive Stabilitätsuntersuchungen ausreichend genau ermöglichen, und das auch bei Betrachtung großer Netze [12].

1.1 Netzanalyse-Verfahren

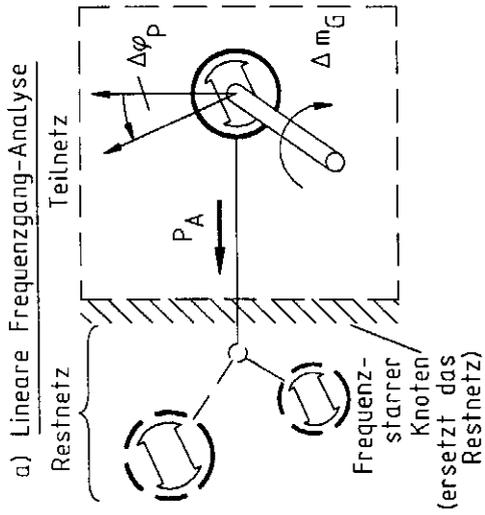
Zur Untersuchung von Netzdynamikvorgängen wie Netzpendelungen können grundsätzlich die drei Verfahren

- lineare Frequenzgang-Analyse [13]
- nichtlineare Netzsimulation [14] und
- lineare Modale Netzanalyse [15]

verwendet werden.

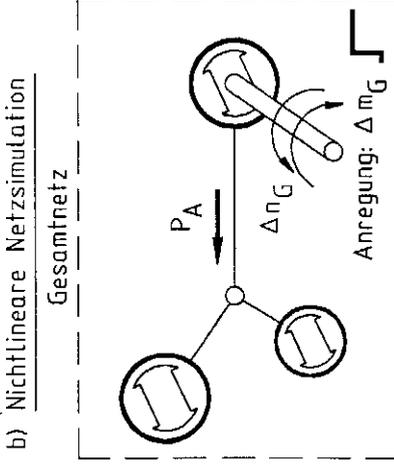
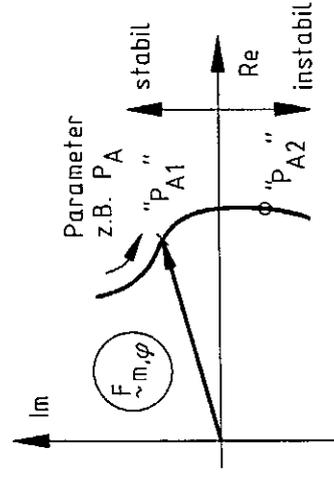
Die Zusammenhänge und Unterschiede dieser Verfahren lassen sich am besten anhand des in Bild 1 dargestellten kleinen Netz-Dynamikmodells erläutern, zu welchem die jeweils mit den einzelnen Verfahren erzielbaren Darstellungsarten der Stabilitäts-Aussage mit angegeben sind.

Beim ersten Verfahren, der in Bild 1.a veranschaulichten linearen Frequenzgang-Analyse, wird für jedes Kraftwerk des Netzes angenommen, daß es über eine Ersatzleitung auf ein starres Netz speisen möge. Die Länge der Ersatzleitung wird dabei so vorgegeben, daß die entstehende Pendelfrequenz des Ersatznetzes mit einer tatsächlich im Netz aufgetretenden Netzpendelung übereinstimmt. Die Linearisierung dieses Ersatzsystems um den Arbeitspunkt führt zum linearen "Heffron-Phillips-Modell [16]", für



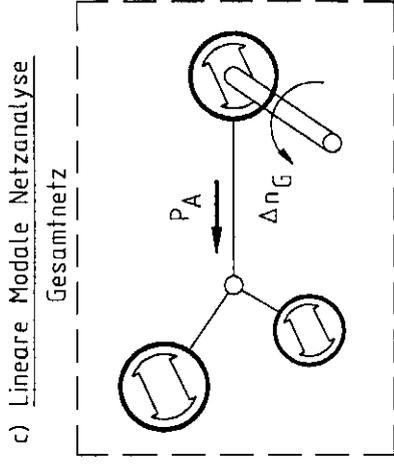
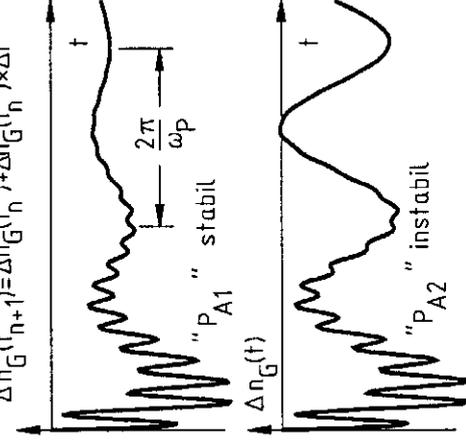
Indirekte Betrachtung einer Eigenbewegung im Frequenzbereich:

$$\Delta \tilde{m}_G(j\omega_p) = F_{\sim m, \varphi}(j\omega_p) \cdot \Delta \varphi_p(j\omega_p)$$



Additive Betrachtung aller Eigenbewegungen im Zeitbereich:

$$\Delta n_G(t_{n+1}) = \Delta n_G(t_n) + \Delta n_G'(t_n) \times \Delta t$$



Separate Betrachtung aller Eigenbewegungen im Laplacebereich:

$$\Delta n_G(t) = k_1 \cdot e^{\lambda_1 t} + k_2 \cdot e^{\lambda_2 t} + k_3 \cdot \text{Re}(e^{\lambda_3 t}) + k_4 \cdot \text{Re}(e^{\lambda_4 t}) + \Delta n_G(\infty)$$

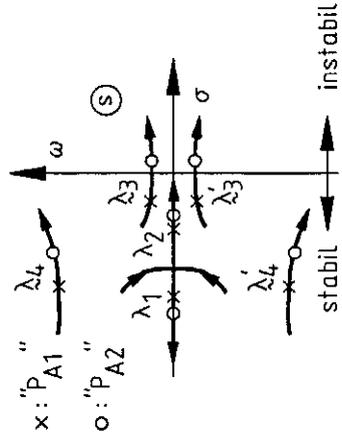


Bild 1: Netzanalyse-Verfahren und zugehörige Darstellungsarten der Stabilitätsaussage

welches die Frequenzgang-Beziehung zwischen Generatorpolradwinkel $\Delta\varphi_p$ und resultierendem Generatormoment Δm_G gemäß

$$\Delta m_G(j\omega_p) = F_{m,\varphi}(j\omega_p) \cdot \Delta\varphi_p(j\omega_p) \quad (1.1)$$

für jede auftretende Pendelkreisfrequenz $\omega_p = 2\pi \cdot f_p$ angegeben werden kann. Eilt das Generatormoment dem Polradwinkel voraus, so ist das Modell stabil, eilt es nach, so ist es instabil [17,18]. Dies ist deswegen der Fall, da ein voreilendes Moment einen zur Generatordrehzahl proportionalen Momentenanteil aufweist, was einer positiven Dämpfung entspricht.

Der Vorteil dieses Verfahrens ist seine

- Anschaulichkeit,
- seine Nachteile sind seine
- begrenzte Aussagekraft, welche auf der Nachbildung des Restnetzes durch einen starren Knoten beruht und seine
 - Aufwendigkeit, da der Frequenzgang $F_{m,\varphi}(j\omega_p)$ für jedes Kraftwerk des Netzes erneut berechnet werden muß.

Bei der in Bild 1.b veranschaulichten nichtlinearen Netzsimulation werden die meist nichtlinearen Differenzgleichungen des Netzes mit einem geeigneten Integrationsverfahren störungsabhängig für jeden Zeitpunkt t_{n+1} prinzipiell gemäß

$$\Delta n_G(t_{n+1}) = \Delta n_G(t_n) + \dot{\Delta n}_G(t_n) \cdot \Delta t \quad (1.2)$$

berechnet [19,20]. Im Gegensatz zur linearen Frequenzgang-Analyse lassen sich mit dieser Methode auch große Energienetze ohne Vereinfachungen analysieren; so wurde damit u.a. das Regelverhalten des gesamten westeuropäischen Verbundnetzes untersucht [21].

Vorteilhaft ist hierbei, daß

- Begrenzungen, Loseerscheinungen und Schutzeinrichtungen berücksichtigt werden können,
- aufgetretene Netzstörungen nachvollziehbar sind und
- Echtzeit-Trainingssimulationen erstellt werden können [22].

Nachteilig ist, daß

- pendelanfachende Kraftwerksblöcke nicht identifizierbar sind,
- keine eindeutige Sensitivitätsaussage zwischen Netzparametern und Netzeigenbewegungen möglich ist [23] und
- die Abbruchfehler der numerischen Integration das Ergebnis verfälschen können.

Die Nachteile dieser beiden Netzanalyse-Verfahren lassen sich mit der in Bild 1.c dargestellten Methode der linearen Modalen Netzanalyse weitgehend vermeiden. Bei diesem Verfahren werden die Eigenwerte und Eigenvektoren des Netzes berechnet; das Netz wird "modal transformiert".

Daraus ergeben sich folgende Vorteile:

- Stabilität und Dämpfungsgrad des gesamten Netzes sind quantitativ durch die Lage der Eigenwerte in der s-Ebene angebbbar,
- das zeitliche Netz-Dynamikverhalten kann aus den Eigenwerten - z.B. für eine sprungförmige Systemanregung - analytisch direkt gemäß

$$\Delta n_G(t) = \sum_{i=1}^n (k_i \cdot e^{\lambda_i \cdot t}) + \Delta n_G(\infty) \quad (1.3)$$

berechnet werden,

- die Sensitivität zwischen Netzparametern und Netzeigenwerten kann ermittelt werden, wodurch eine optimale Reglereinstellung möglich wird [24],
- die Abhängigkeit zwischen Netzeigenbewegungen und Netzparametern kann mittels der Wurzelortskurven des Netzes selbst über große Parameterbereiche veranschaulicht werden,
- aus den Systemmatrizen, den Eigenwerten und den Eigenvektoren des Netzes lassen sich sogenannte modale Maße berechnen, mit welchen destabilisierende Kraftwerke und Regelkreise identifiziert werden können.

Nachteile ergeben sich bei der direkten Anwendung der Modalen Netzanalyse auf große Netze, da dabei

- der Speicherplatzbedarf sowie
 - die Rechenzeit zur Lösung des Eigenwertproblems stark ansteigt,
 - die Rechengenauigkeit aufgrund der Vielzahl nahezu gleicher Eigenwerte abnimmt
- und
- die Interpretation der erzielten Ergebnisse aufgrund der großen Anzahl der Eigenwerte erschwert wird.

Um die Untersuchung großer Netze mittels der Methode der Modalen Netzanalyse ohne diese Nachteile durchführen zu können, wird diesem Verfahren eine dynamische Netzreduktion vorgeschaltet.

Damit lassen sich diejenigen Teilnetze vorab reduzieren, welche nicht in unmittelbarer Nähe des zu untersuchenden Kernnetzes liegen.

1.2 Dynamische-Netzreduktions-Verfahren

Zur Dynamischen Netzreduktion werden bislang hauptsächlich die beiden Verfahren

- kohärenzbasierende Netzreduktion [25,26]
(coherency reduction) und
- zeitbereichsbasierende Netzreduktion [27]
(singular perturbation)

verwendet.

Beim ersten Verfahren werden die nach einer vorgegebenen Störung gleichphasig pendelnden Kraftwerke zu einem Ersatzkraftwerk zusammengefaßt. Aus dieser Vorgehensweise resultiert auch die Schwachstelle dieser Methode: das Verfahren ist störungsabhängig oder eingangsvariant.

Beschränkt man sich jedoch auf die Untersuchung einzelner, vorgegebener Netzstörungen, so lassen sich damit genügend genau Simulationsuntersuchungen auch großer Netze durchführen. In [26] wird über die Anwendung dieses Verfahrens auf das aus 1500 Knoten bestehende westliche und in [28] auf das aus 7800 Knoten bestehende östliche US-Verbundnetz berichtet.

Beim zweiten Verfahren werden die Bewegungen des Netzes entsprechend der Größe der zugehörigen Zeitkonstanten der Differentialgleichungen in langsame und schnelle aufgeteilt. Die schnellen Bewegungen werden dann - in Relation zum betrachteten Netz-Dynamikverhalten - als eingeschungen angesetzt und die zugehörigen Differentialgleichungen algebraisiert, was die Systemdimension reduziert.

In [29] wird über die so durchgeführte Algebraisierung der Leitungs-Differentialgleichungen eines Netzes berichtet. Die Schwachstelle dieses Verfahrens ist jedoch, daß mit der einfachen Algebraisierung der zu den schnellen Bewegungen gehörenden Differentialgleichungen die Lage dominanter Netz-Eigenwerte nicht

garantiert werden kann, was eine sichere Stabilitätsaussage aufgrund der fehlenden Modalinvarianz erschwert [30].

Das Fehlen eines geeigneten eingangs- und modalinvarianten dynamischen Netzreduktions-Verfahrens zur Anwendung der Modalen Netzanalyse auf große Energienetze bildet deshalb die Motivation dieser Arbeit.

Dazu soll die in [31] vorgestellte Methode der modalen Ordnungsreduktion von linearen zeitinvarianten Dynamikmodellen zur Modalen Netzreduktion erweitert und auf große elektrische Teilnetz-Dynamikmodelle angewandt werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

Um die Vorgehensweise bei der Modalen Netzreduktion und -Analyse übersichtlich darstellen zu können, wird in Schritten wie folgt vorgegangen:

- In Kapitel 2 wird die Erstellung von linearen Netz-Dynamikmodellen aus nichtlinearen Netzkomponenten erläutert. Dazu werden die Zeitbereiche angegeben, in welchen diese Modelle Gültigkeit haben. Dann werden die Zustandsgleichungen der dynamischen Netzkomponenten hergeleitet, um ihren Arbeitspunkt linearisiert und schließlich mit den algebraischen Gleichungen des Übertragungsnetzes zum Netz-Dynamikmodell zusammengefügt.
- In Kapitel 3 wird die Anwendung der modalen Ordnungsreduktionsmethode als Modale Netzreduktion auf elektrische Teilnetze dargestellt. Dazu werden die für die Reduktion wichtigen Dominanz- und Wesentlichkeitsmaße vorgestellt, welche für die Auswahl der ins reduzierte Teilnetz-Dynamikmodell zu übernehmenden Eigenwerte und Zustandsgrößen benötigt werden. Anschließend wird dargelegt, wie mit der Modalen Netzreduktionsmethode eingangs- und modalinvariant reduziert werden kann.
- In Kapitel 4 wird als erster praxisbezogener Anwendungsfall eine Netzstörung im nördlichen Teil des UCPTE-Netzes untersucht, bei welcher nach einem störfallbedingtem Ausfall von Übertragungsleitungen starke Netzpendelungen auftraten [32]. Dabei werden die Entstehungsursachen dieser Instabilität herausgearbeitet und mögliche Gegenmaßnahmen vorgeschlagen.

- In Kapitel 5 wird als zweiter praxisbezogener Anwendungsfall das Stabilitätsverhalten des griechisch-jugoslawischen UCPTE-Teilnetzes analysiert. Dabei wird insbesondere untersucht, ob in diesem Teilnetz - bei welchem in der Vergangenheit ebenfalls aufklingende Netzpendelungen auftraten [33] - heute die natürliche Systemdämpfung ausreichen würde, um Betrieb auch ohne künstliche Dämpfungsmaßnahmen zu ermöglichen. Für beide praxisbezogene Anwendungsfälle wird zudem ein Vergleich von Messung und Rechnung durchgeführt.
- In Kapitel 6 werden abschließend qualitativ die Ursachen von Netzininstabilitäten aufgezeigt und Regeln zu ihrer Vermeidung angegeben. Dazu werden für ein exemplarisches Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell lastflußabhängige Wurzelortskurven für eine Vielzahl von Parameter- und Strukturänderungen berechnet. Der so entstehende "Netzdynamik-Katalog" soll einen raschen Überblick über die in Netzen möglichen Instabilitäten sowie ihre Vermeidung ermöglichen.