

**Dynamische Netzreduktion  
zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungsschwingungen  
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-Netzdynamikmodell . . . . .	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 Blindleistungskomponenten . . . . .	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

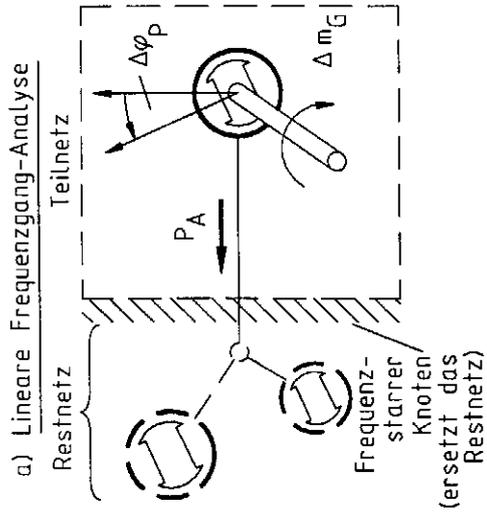
Zur Untersuchung von Netzdynamikvorgängen wie Netzpendelungen können grundsätzlich die drei Verfahren

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

verwendet werden.

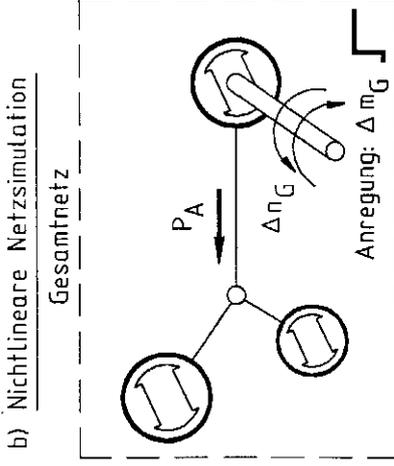
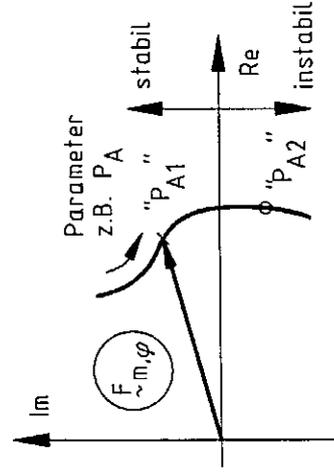
Die Zusammenhänge und Unterschiede dieser Verfahren lassen sich am besten anhand des in Bild 1 dargestellten kleinen Netz-Dynamikmodells erläutern, zu welchem die jeweils mit den einzelnen Verfahren erzielbaren Darstellungsarten der Stabilitäts-Aussage mit angegeben sind.

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

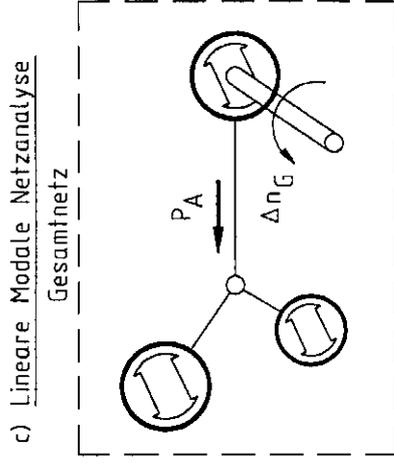
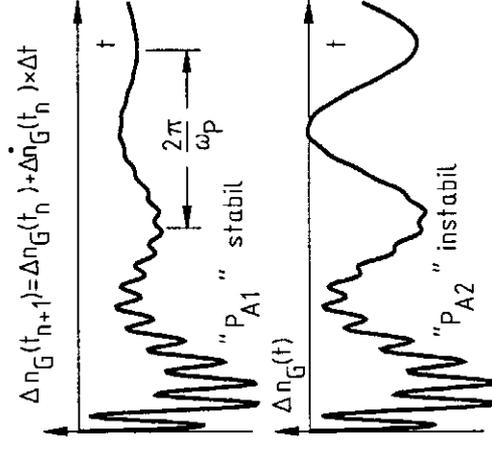


Indirekte Betrachtung einer Eigenbewegung im Frequenzbereich:

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



Additive Betrachtung aller Eigenbewegungen im Zeitbereich:



Separate Betrachtung aller Eigenbewegungen im Laplacebereich:

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

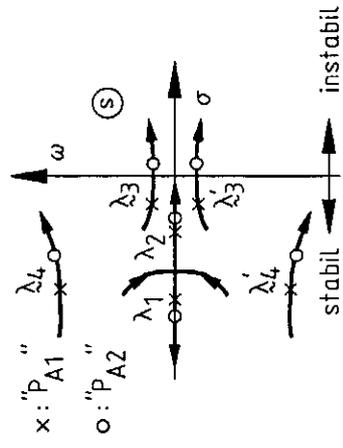


Bild 1: Netzanalyse-Verfahren und zugehörige Darstellungsarten der Stabilitätsaussage

welches die Frequenzgang-Beziehung zwischen Generatorpolradwinkel  $\Delta\varphi_P$  und resultierendem Generatormoment  $\Delta m_G$  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

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

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 angebbar,
- 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-Netz dynamikmodell 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.

## 2. Erstellung von linearen Netz-Dynamikmodellen für die Modale Netzreduktion und -analyse

Elektrische Verbundnetze bestehen aus einer Vielzahl von meist nichtlinear wirkenden Einzelkomponenten, welche die Netzdynamik auf unterschiedliche Weise und in unterschiedlichen Zeitbereichen beeinflussen. Vor dem Aufbau eines Netz-Dynamikmodells muß man sich deshalb immer Klarheit darüber verschaffen, welche Netzmodell-Einzelkomponenten zur Untersuchung der interessierenden Dynamikvorgänge in das Gesamtmodell übernommen werden müssen und mit welcher Detailliertheit sie nachzubilden sind. Da hier Fragen der statischen Netzstabilität im Vordergrund stehen, bei welcher die zugehörigen Dynamikvorgänge im Sekundenbereich ablaufen, sind sicherlich sowohl die im Mikrosekundenbereich angesiedelten Wanderwellenvorgänge auf Leitungen als auch die im Minutenbereich erfolgenden Eingriffe der Sekundärregelungen zu vernachlässigen.

In Bild 2.1 sind die von verschiedenen Autoren angegebenen Dynamikbereiche der für Netzdynamikuntersuchungen wichtigen Netzmodell-Einzelkomponenten in logarithmischer Darstellung zusammengestellt [13,34,35,36,37,38]. Zusätzlich ist auch noch der Zeitbereich angegeben, in welchem statische Instabilität in Form von Netzpendelungen auftreten kann [39,40].

Bei der Untersuchung der statischen Netzstabilität brauchen nun nur diejenigen Netzmodell-Einzelkomponenten detailliert modelliert zu werden, deren Dynamikverhalten im Zeitbereich von  $20 \text{ ms} \leq T \leq 20 \text{ s}$  liegt. Bei den außerhalb dieses Bereiches liegenden Netzmodell-Einzelkomponenten kann dagegen wie folgt vorgegangen werden:

- Liegt der Dynamikbereich oberhalb von  $T_{\text{max}} = 20 \text{ s}$ , so werden sowohl die Zustandsgrößen der entsprechenden Einzelkomponenten als auch ihre auf das Netz einwirkenden Ausgangsgrößen konstant gehalten. So kann z.B. mit der langsamen Sekundärregelung verfahren werden, welche hier nur eine konstante Kraftwerk-Zielleistung bereitstellen soll.
- Liegt der Dynamikbereich dagegen unterhalb von  $T_{\text{min}} = 20 \text{ ms}$ , so werden - ähnlich wie bei der Methode der "Singular Perturbation"

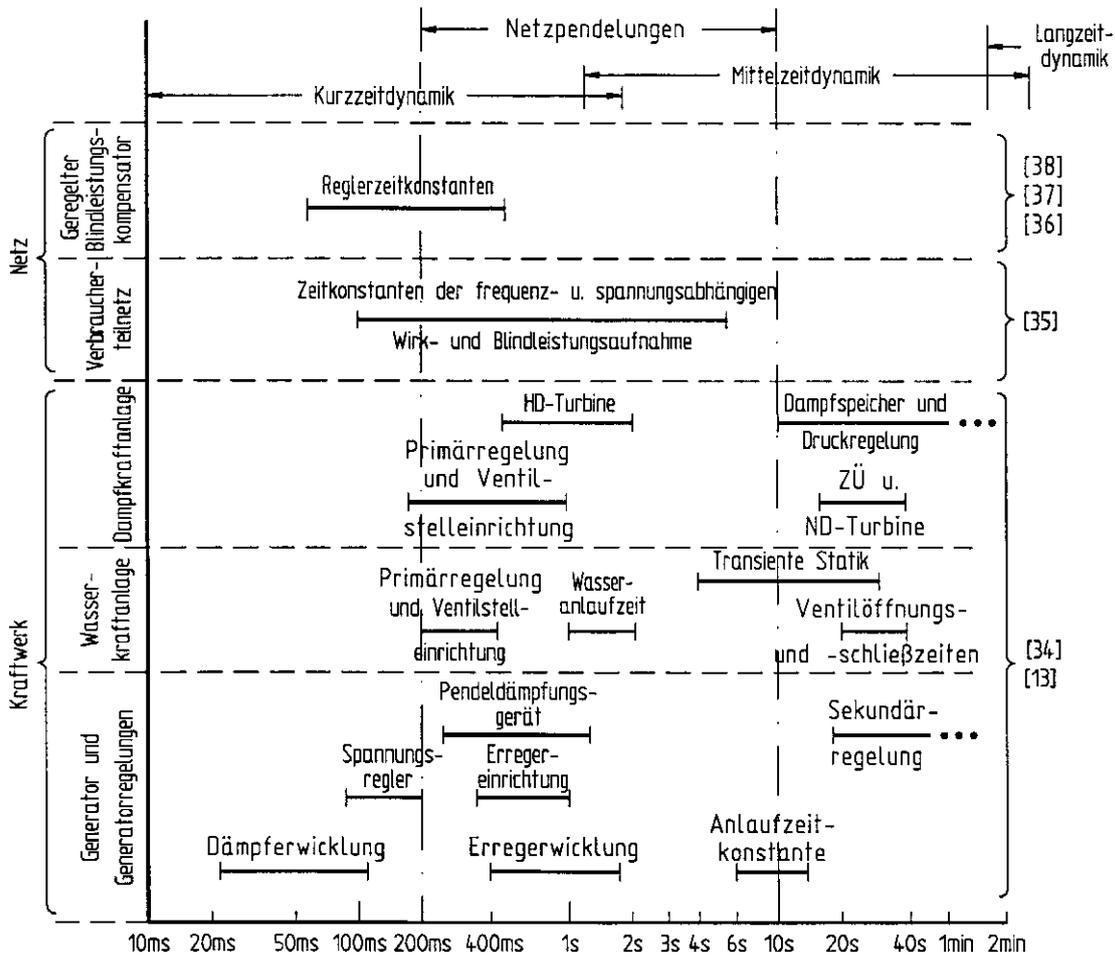


Bild 2.1: Dynamikbereiche der bei der Modalen Netzanalyse und -reduktion zu berücksichtigenden Netzmodell-Einzelkomponenten

- die Zustandsgrößen der Einzelkomponenten als eingeschwungen angesehen und ihre Differentialgleichungen in algebraische Gleichungen umgewandelt. Dieses Vorgehen kann u.a. zur Algebraisierung der Leitungs-Differentialgleichungen verwendet werden. Auch die elektromagnetischen Vorgänge in den Ständerwicklungen der Synchrongeneratoren können auf diese Weise behandelt werden.

Unter diesen Voraussetzungen ist der Aufbau von Netz-Dynamikmodellen zur ausreichend genauen Untersuchung der statischen Stabilität von Energienetzen möglich.

In Bild 2.2 ist exemplarisch ein solches Netz-Dynamikmodell darge-

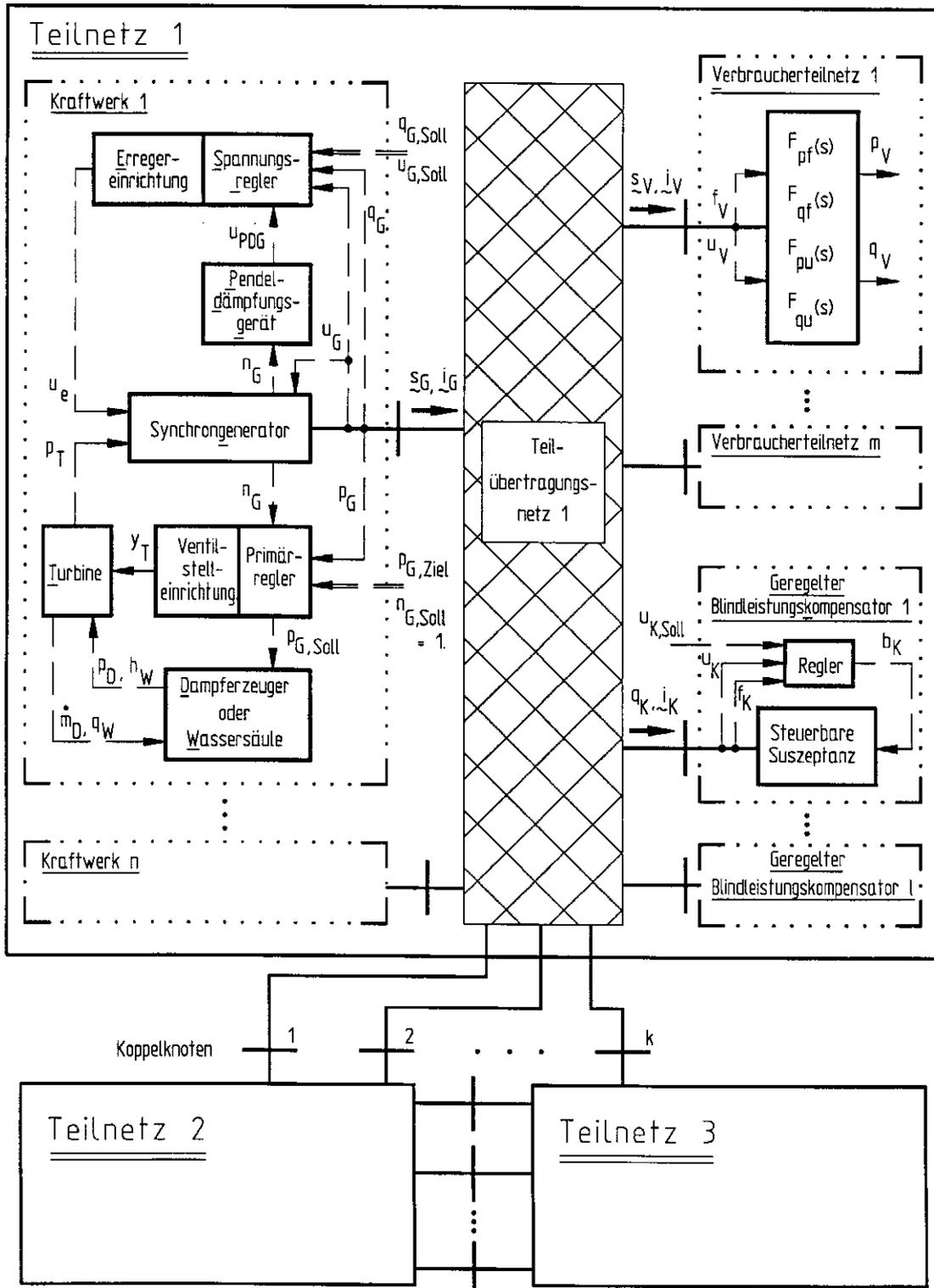


Bild 2.2: Exemplarische Darstellung der in einem Verbundnetz zusammenwirkenden Teilnetze und Netzkomponenten

stellt, welches aus drei Teilnetzen bestehen möge.

In das Teilnetz 1 sind dabei alle gemäß Bild 2.1 zu berücksichtigenden dynamischen Netzmodell-Einzelkomponenten sowie das Energieübertragungsnetz unter Angabe der bezogenen Ein-/ und Ausgangsgrößen eingezeichnet.

Bei der Untersuchung der statischen Stabilität mittels Modaler Netzanalyse müßten nun - ohne Vorab-Durchführung einer geeigneten Netzreduktion - alle Eigenwerte und Eigenvektoren eines solchen Netz-Dynamikmodells berechnet werden, was - wie schon in der Einleitung erläutert - bei großen Netzen problematisch sein kann.

Aufgabe der in dieser Arbeit entwickelten Methode der Modalen Netzreduktion ist es deshalb, für derartige Teilnetze dynamische Ersatzmodelle geringerer Ordnung zu entwickeln, welche die Durchführung der Modalen Netzanalyse auch bei großen Netzen erlauben. Dabei sollen die das Ein-/Ausgangsverhalten dominant beeinflussenden Eigenbewegungen der Teilnetz-Dynamikmodelle beibehalten werden, da diese in der Regel den interessierenden langsamen Netzpendelungen zugeordnet sind - das Ersatzmodell soll eingangs- und modalinvariant sein.

In den folgenden Abschnitten wird zuerst die Erstellung von linearen Netz-Dynamikmodellen als Ausgangspunkt für die Modale Netzanalyse und -reduktion durchgeführt, wobei mit den in Bild 2.2 dargestellten Kraftwerk-Komponenten begonnen werden soll. Die dabei entwickelten Dynamikmodelle sind nur als eine exemplarische Auswahl aus der Vielzahl der möglichen Netzmodell-Einzelkomponenten zu verstehen. Sie sollen jedoch so aufgebaut werden, daß mit ihnen durch geeignete Parametereinstellung auch das Dynamikverhalten vieler nicht modellierter Netzmodell-Einzelkomponenten näherungsweise nachgebildet werden kann. Selbstverständlich kann die vorgestellte Modellpalette beliebig erweitert werden.

Zuvor soll hier jedoch noch auf einige Vereinbarungen hingewiesen werden, welche bei der nachfolgenden Beschreibung der Netzmodell-Einzelkomponenten durchgängig verwendet werden. Es gelte:

- Alle physikalischen Größen sind, soweit nichts anderes gesagt wird, bezogene Größen und werden klein geschrieben. Als Bezugs-

werte können Nennwerte, Arbeitspunktwerte oder Leerlaufwerte verwendet werden.

- Die linearisierten Zustandsgleichungen beschreiben immer die Abweichungen dieser physikalischen Größen von ihrem Arbeitspunkt.
- Diese Abweichungen sind durch den Vorsatz " $\Delta$ " gekennzeichnet, der Index "0" zur Kennzeichnung der Arbeitspunktwerte wird in den linearisierten Gleichungen der Einfachheit halber weggelassen. Wird er aus Eindeutigkeitsgründen dennoch benötigt, so wird er gemäß  $x(0)$  verwendet.

## 2.1 Kraftwerk-Komponenten

Im Verbundnetz der UCPTÉ<sup>1)</sup> wird elektrische Leistung hauptsächlich mit fossil oder nuklear beheizten Dampfkraftwerken erzeugt. Die Erzeugung aus Lauf- oder Speicherwasserkraftwerken spielt eine eher untergeordnete Rolle. Beispielhaft dazu ist in Bild 2.3 die Aufteilung der im Winter 1986/87 vorhandenen installierten Kraftwerksleistung auf die einzelnen Kraftwerkstypen einmal für die Bundesrepublik Deutschland und einmal für den gesamten Versorgungsbereich der UCPTÉ dargestellt. Wie man der Abbildung entnimmt, betrug der Anteil der Wasserkraft innerhalb der UCPTÉ 26,4% und innerhalb der Bundesrepublik Deutschland nur 7,3% [41,42].

Da die Speicherwasserkraftwerke Leistungsänderungen über große Lastbereiche mit weit größeren Änderungsgeschwindigkeiten als fossil beheizte Dampfkraftwerke zulassen, werden sie im Verbundbetrieb bevorzugt zur Sekundärregelung eingesetzt [43,44] und beeinflussen deshalb in diesem Fall die Netzstabilität nur wenig.

Bei Inselbetrieb und beim Betrieb auf lange Übertragungsleitungen können sie jedoch aufgrund ihres nichtminimalen Phasenverhaltens (Allpaß-Verhalten) zusammen mit der unterlagerten Primärregelung die statische Stabilität der Netzinsel erheblich gefährden [45],

---

1) Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie)

weshalb sie hier detailliert nachgebildet werden sollen.

Die nuklear beheizten Dampfkraftwerke und die Laufwasserkraftwerke arbeiten im Grundlastbereich; bei ihrer Nachbildung genügt die Annahme einer konstanten Turbinenleistung  $p_T$ .

Im folgenden werden daher nur die fossil beheizten Dampfkraftwerke und die Speicherwasserkraftwerke in die Modellbildung mit einbezogen; abkürzend wird dabei von Dampfkraftwerken und Wasserkraftwerken gesprochen.

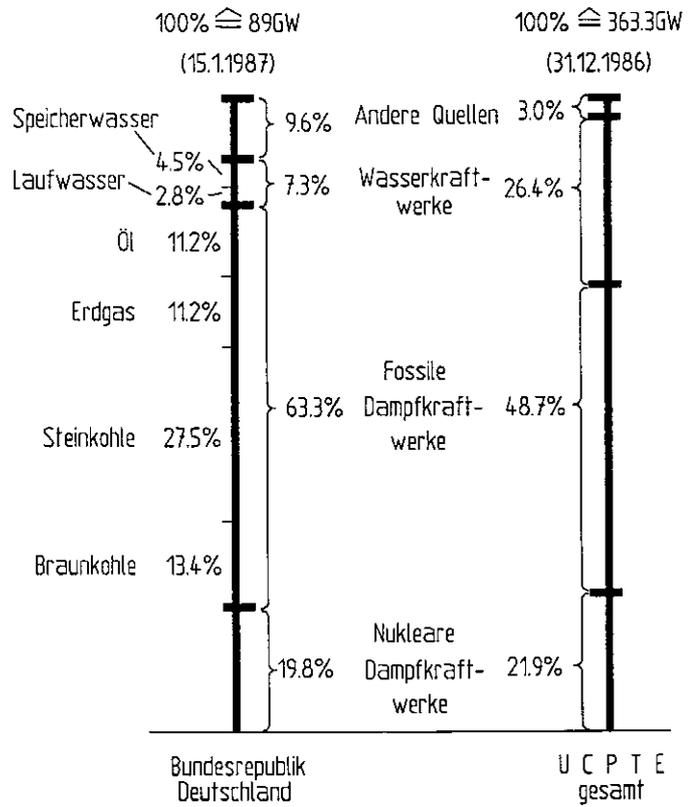


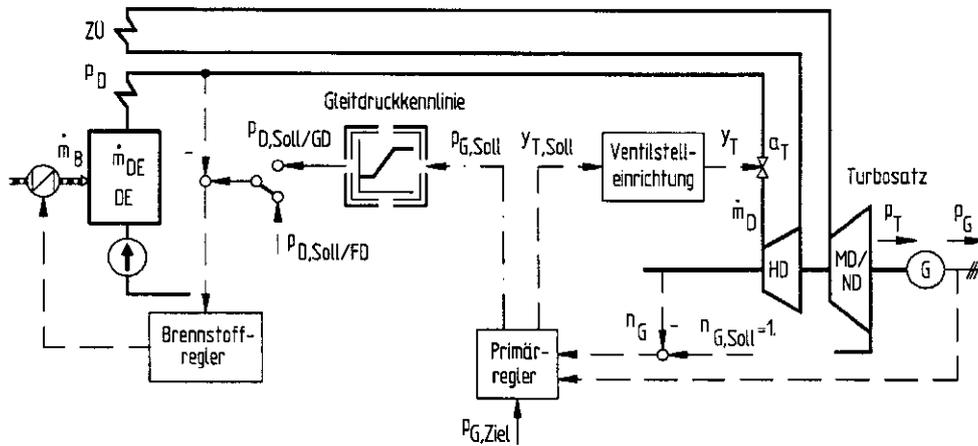
Bild 2.3: Aufteilung der installierten Kraftwerksleistung auf die einzelnen Kraftwerksarten innerhalb der UCPTE und der BRD, Stand Winter 86/87

### 2.1.1 Die Dampfkraftanlage

In Bild 2.4 ist das Blockschaltbild eines primär geregelten Dampfkraftwerkes dargestellt, welches im Festdruckbetrieb beziehungsweise im natürlichen oder angedrosselten Gleitdruckbetrieb betrieben werden kann. Unter Kraftwerk wird hier die gesamte leistungserzeugende Anlage einschließlich des Generators und aller Regeleinrichtungen verstanden; unter "Dampfkraftanlage" dagegen nur die beiden Anlagenteile "Dampferzeuger" und "Turbine".

Als Eingangsgrößen wirken die Generatorklemmenspannung  $u_G$ , die vom Sekundärregler/Lastverteiler vorgegebene Zielleistung  $p_{G,Ziel}$  und die Solldrehzahl  $n_{G,Soll}$  auf das Kraftwerk ein; als Ausgangsgrößen ergeben sich daraus die Drehzahl  $n_G$  und die Wirk- und Blindleistungen  $p_G, q_G$ . Die Solldrehzahl ist dabei immer  $n_{G,Soll} = 1$  pu.

a) Anlagenschema



b) Blockschaltbild

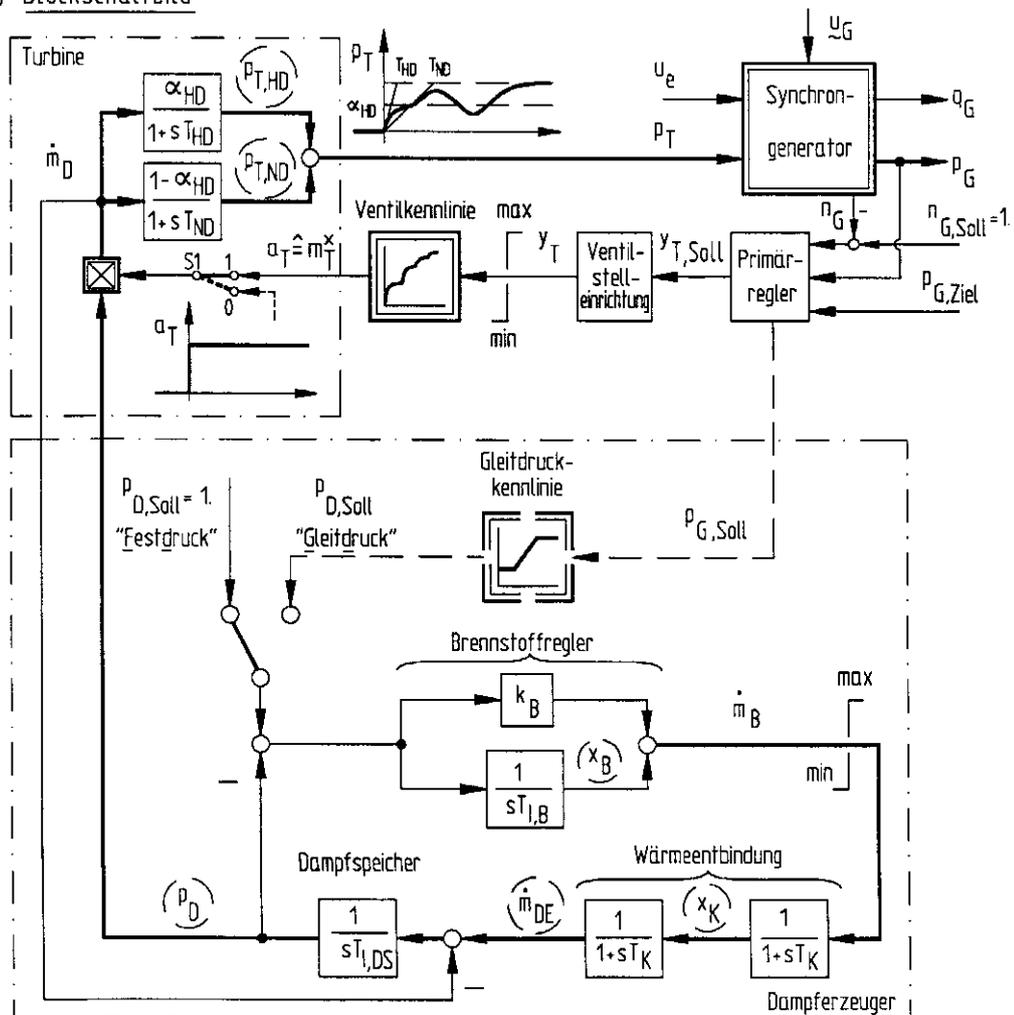


Bild 2.4: Anlagenschema und Blockschaltbild eines Dampfkraftwerkes

Die Zielleistung  $p_{G,Ziel}$  wird ebenfalls als konstant bleibend angenommen, da die träge Sekundärregelung - wie schon gesagt - auf das Netzpendelverhalten keinen Einfluß hat. Somit verbleibt als wirksame Kraftwerks-Eingangsgröße nur die komplexe Generatorklemmenspannung  $\underline{u}_G$ .

Die Wirkleistung  $p_G$  und die Drehzahl  $n_G$  wirken auf den kraftwerksinternen Primärregler ein, welcher die Ventilstellung  $y_T$  und - im Falle des modifizierten Gleitdruckbetriebes - auch die Solleistung  $p_{G,Soll}$  vorgibt.

Die in Bild 2.4.b eingezeichnete Gleitdruckeinrichtung ist hier lediglich der Vollständigkeit halber dargestellt, sie wird im weiteren nicht berücksichtigt.

Auf die Dampfkraftanlage selbst wirkt somit als Eingangsgröße nur der Ventilöffnungsquerschnitt  $a_T$  ein, die Ausgangsgröße ist die mechanische Turbinenleistung  $p_T$ .

#### - Wirkungsweise

Im folgenden soll das Übertragungsverhalten der Dampfkraftanlage anhand einer sprungförmigen Erhöhung des Ventilöffnungsquerschnittes  $a_T$  kurz veranschaulicht werden, vgl. Bild 2.4, bei  $S_1=0$ :

Vergrößert man  $a_T$  sprungförmig, so erhöht sich - bei anfänglich konstantem Dampfdruck  $p_D$  - der in die Turbine einströmende Frischdampfmassenstrom  $\dot{m}_D$  ebenfalls sprungförmig. Daraus ergibt sich ein erster, nur über die Hochdruckturbinen mit der kleinen Zeitkonstanten  $T_{HD}$  verzögerter Anstieg der Turbinenleistung um

$$\Delta p_{T,HD} = \alpha_{HD} \cdot \Delta \dot{m}_D.$$

Die Frischdampfenthalpie  $h_D$  wird bei diesem Vorgang als konstant bleibend vorausgesetzt, da davon ausgegangen werden kann, daß die unterlagerten Temperaturregelkreise in der Lage sind, die Frischdampf Temperatur auf ihrem Nennwert zu halten.

Nach dieser ersten Leistungserhöhung durchströmt der Dampfstrom den Zwischenüberhitzer und erreicht deshalb verzögert die Niederdruckturbinen. Dort führt die Dampfentspannung zu einem zweiten,

mit der Zeitkonstanten  $T_{ND}$  verzögerten Leistungsanstieg um  
 $\Delta p_{T,ND} = (1 - \alpha_{HD}) \cdot \Delta \dot{m}_D$ .

Das Anwachsen des Frischdampfmassenstroms  $\dot{m}_D$  führt dabei im Dampfspeicher zu einer integralen Abnahme des Dampfdruckes  $p_D$ . Die Zeitkonstante  $T_{I,DS}$  des Dampfspeichers kann zwischen 40 s bei Durchlaufdamperzeugern und 250 s bei Trommelkessel-Dampferzeugern liegen [46].

Durch die Druckabnahme sinkt der Massenstrom  $\dot{m}_D$  - und damit die Turbinenleistung  $p_T$  - wieder ab; die gewünschte Leistungssteigerung kann so nicht aufrecht erhalten werden. Die Druckabnahme muß deshalb über den Brennstoffregelkreis eine Zunahme des Brennstoffmassenstroms  $\dot{m}_B$  bewirken, woraus über die träge Wärmeentbindung des Dampferzeugers und die unterlagerte Speisewasserregelung eine Erhöhung des virtuellen, in den Dampfspeicher einströmenden Massenstroms  $\dot{m}_{DE}$  resultiert. Über den I-Anteil des Brennstoffregelkreises ist stationär ein gleichbleibender Frischdampfdruck  $p_D = p_{D,Soll} = 1$  pu gewährleistet; die bleibende Erhöhung der Turbinenleistung  $p_T$  wird somit nur durch den erhöhten Frischdampfmassestrom  $\dot{m}_D$  erzielt.

Obwohl der Brennstoffregelkreis mit seiner Dynamik außerhalb des in Bild 2.1 dargestellten Zeitbereiches liegt, wird er bei der Bildung der linearen Teilnetz-Dynamikmodelle berücksichtigt. Dies ist nötig, da sonst - insbesondere bei Durchlauf-Dampferzeugern mit kleinen Speicherzeitkonstanten - keine bleibende Leistungserhöhung möglich wäre, was bei der Simulation mit reduzierten Teilnetz-Dynamikmodellen zu stationären Abweichungen führen würde.

#### - Zustandsraumdarstellung

Bei vorgegebener Turbinenleistung  $p_T$  gilt für die in Bild 2.4 mit Kreisen kenntlich gemachten Zustandsgrößen der Festdruck-Dampfkraftanlage am Arbeitspunkt

$$p_{T,HD} = \alpha_{HD} \cdot p_T, \quad (2.1.a)$$

$$p_{T,ND} = (1 - \alpha_{HD}) \cdot p_T, \quad (2.1.b)$$

$$p_D = 1, \quad (2.1.c)$$

$$\dot{m}_{DE} = p_T, \quad (2.1.d)$$

$$x_K = p_T, \quad (2.1.e)$$

$$x_B = p_T. \quad (2.1.f)$$

$$T_W = \frac{1}{g \cdot A} \cdot \frac{Q_N}{H_N} \quad (2.3.e)$$

die Anlaufzeitkonstante der Wassersäule,

$$T_L^* = \frac{2 \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot T_L \quad (2.3.f)$$

die korrigierte Schalllaufzeit im Druckrohr und

$$R_R = \frac{1}{2} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_N}{D \cdot A} \cdot T_W \quad (2.3.g)$$

die Rohrreibungskonstante für turbulente Strömung.

Mit den vier Grundgleichungen (2.3 a-d) kann das dynamische Verhalten der Wasserkraftanlage für netzbezogene Dynamikuntersuchungen mit guter Näherung nachgebildet werden, wobei die Wanderwellenvorgänge im Druckrohr durch ihre Grundschiwingung ersetzt werden. Das zugehörige, in Bild 2.5.b dargestellte Blockschaltbild ist dabei in Analogie zur Dampfkraftanlage gemäß Bild 2.4.b darstellbar. Die Rohrdynamik der Wassersäule entspricht dem Speichervermögen des Dampferzeugers und das Anlaufen der Wassermassen der Rückwirkung des Drucks über den Brennstoffregler.

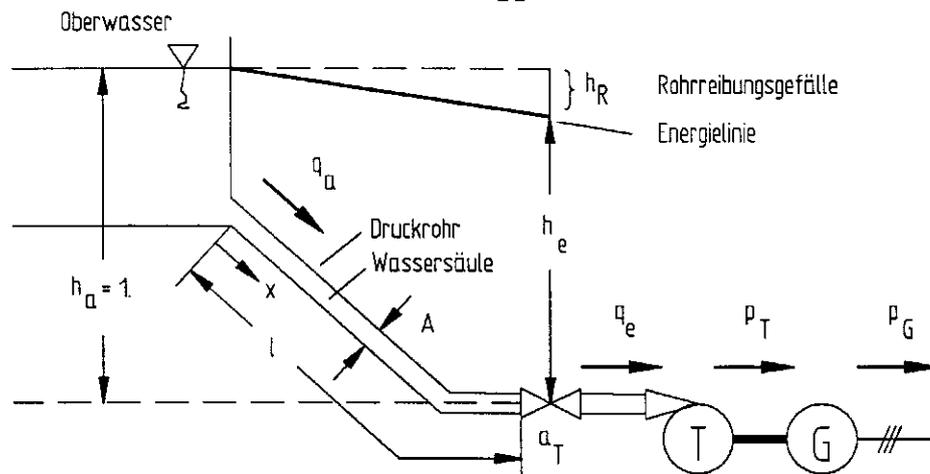
#### - Wirkungsweise

Das Übergangsverhalten der Wasserkraftanlage wird im folgenden - wie schon bei der Dampfkraftanlage - anhand einer sprungförmigen Vergrößerung des Ventilquerschnitts  $a_T$  erläutert, vgl. Bild 2.5,  $S_1 = 0$ ; der Einfachheit halber wird dabei Reibungsfreiheit vorausgesetzt:

Vergrößert man  $a_T$  sprungförmig, so erhöht sich der Durchfluß  $q_e$  - bei vorerst konstanter Druckhöhe  $h_e$  - ebenfalls sprungförmig, was zu einer unverzögerten Erhöhung der Turbinenleistung  $p_T$  führt. Dieser Leistungsanstieg ist in praxi so nicht vorhanden, er entsteht bei der hier durchgeführten Modellbildung durch die Vernachlässigung der Rohroberschwingungen<sup>2)</sup>. Wegen des erhöhten Durchflusses  $q_e$  entspannt sich die Wassersäule, wodurch die Druckhöhe  $h_e$  mit der Zeitkonstante  $T = T_L^{*2} / 2 \cdot T_W$  absinkt, was - in Analogie zum Druckverlust bei einer Festdruck-Dampfkraftanlage - zu einem

---

2) Dieser Effekt spielt bei den nachfolgenden Untersuchungen keine nennenswerte Rolle, da durch Vorsehung entsprechender Geschwindigkeitsbegrenzungen der Ventilquerschnitt  $a_T$  zur Vermeidung von Druckstößen relativ langsam verändert wird.



b) Blockschaftbild

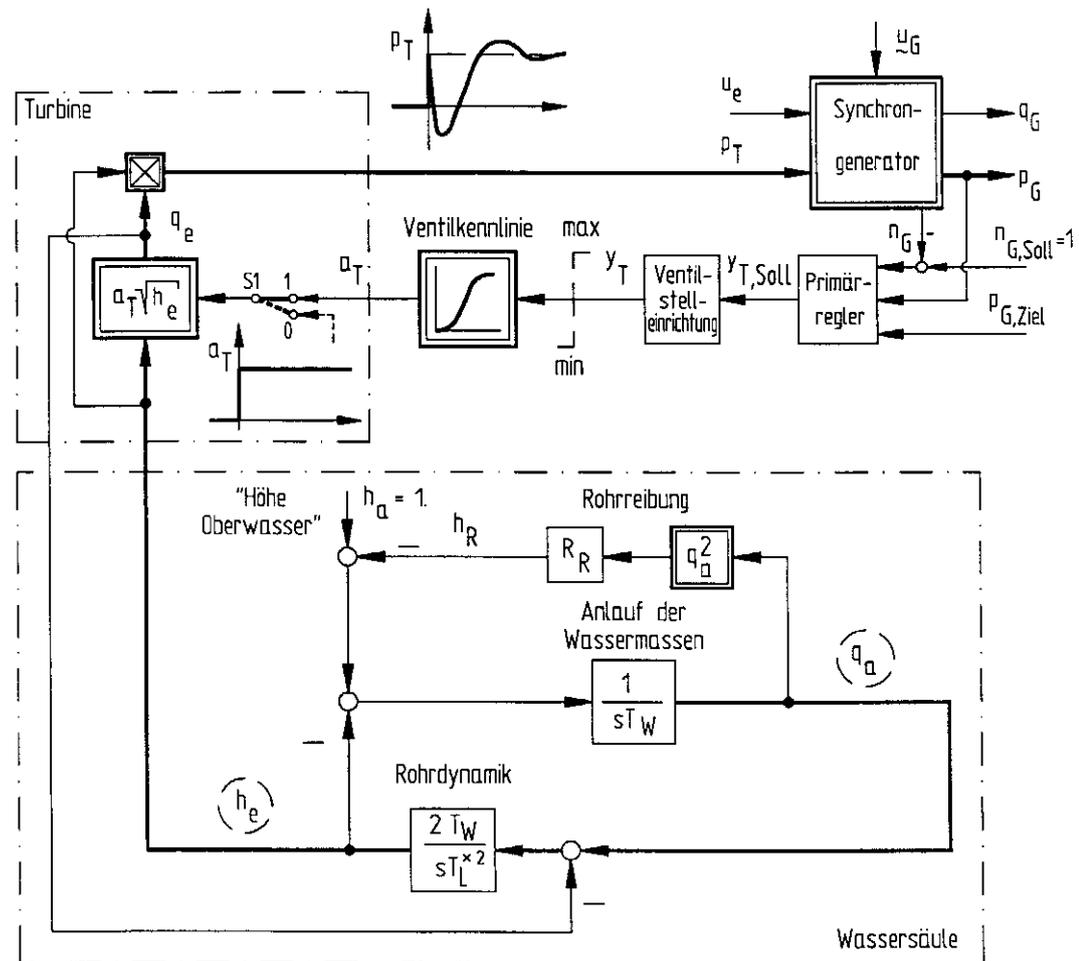


Bild 2.5: Anlagenschema und Blockschaftbild eines Speicherwasserkraftwerkes

Die um diesen Arbeitspunkt linearisierte Zustandsgleichung läßt sich dann in der Form

$$\Delta \dot{\underline{x}}_D = \Delta \begin{bmatrix} p_{T,HD} \\ p_{T,ND} \\ p_D \\ \dot{m}_{DE} \\ x_K \\ x_B \end{bmatrix} = \underline{A}_D \cdot \Delta \underline{x}_D + \underline{b}_{D,PR} \cdot \Delta y_T, \quad (2.2.a)$$

$$\Delta y_D = \Delta p_T = \underline{c}_D \cdot \Delta \underline{x}_D \quad (2.2.b)$$

angeben, ihre Herleitung ist unter Angabe der zugehörigen Systemmatrizen im Anhang A.1 durchgeführt.

### 2.1.2 Die Wasserkraftanlage

In Bild 2.5.a ist das Anlagenschema eines Wasserkraftwerkes dargestellt. Aus dem Oberwasserbehälter strömt Wasser über das Druckrohr zur Turbine; der Durchfluß am Rohrende  $q_e$  wird durch das Turbinenventil reguliert. Die beiden Anlagenteile Druckrohr (Wassersäule) und Turbine werden im folgenden zusammenfassend als Wasserkraftanlage bezeichnet. Aus dem Anlagenschema läßt sich gemäß Anhang A.2 das in Bild 2.5.b dargestellte, nichtlineare Blockschaltbild ableiten, wobei die dieser Darstellung zugrunde liegenden Differentialgleichungen in bezogener Schreibweise lauten [47]:

- Zuflußgleichung

$$\dot{q}_a = \frac{1}{T_W} ( (h_a - R_R \cdot q_a^2) - h_e ), \quad (2.3.a)$$

- Druckhöhengleichung

$$\dot{h}_e = \frac{2 \cdot T_W}{T_L \cdot 2} (q_a - q_e), \quad (2.3.b)$$

- Ventilgleichung

$$q_e = a_T \cdot \sqrt{h_e} \quad \text{und} \quad (2.3.c)$$

- Leistungsgleichung

$$p_T = q_e \cdot h_e. \quad (2.3.d)$$

Dabei ist

raschen Rückgang der Turbinenleistung  $p_T$  führt.

Durch die so entstandene Druckdifferenz zwischen Rohranfang und Rohrende wird die gesamte Wassersäule mit der Wasseranlauf-Zeitkonstanten  $T_W$  beschleunigt, was - in Analogie zum Brennstoffregelkreis der Dampfkraftanlage - der Druckabnahme entgegen wirkt. Bei großer Anlaufzeitkonstanten  $T_W$  und kleiner Rohrlaufzeit  $T_L^*$  erfolgt die Beschleunigung der Wassersäule jedoch so langsam, daß der Druckverlust nicht rasch genug ausgeglichen werden kann. Dadurch sinkt die Druckhöhe  $h_e$  so stark ab, daß die Turbinenleistung  $p_T$  unter ihren Anfangswert zurückfällt. Dieser als "Gegenwirkung" bekannte Effekt tritt ab

$$p_T \cdot T_W \geq T_L^* \quad (2.4)$$

auf [48].

Mit zunehmender Beschleunigung der Wassersäule wächst die Druckhöhe  $h_e$  wieder an. Dabei erfolgt der Übergang auf den stationären Endwert für

$$p_T \cdot T_W \leq 2 \cdot \sqrt{2} \cdot T_L^* \quad (2.5)$$

schwingend, siehe Anhang A.2. Im eingeschwungenen Zustand ist schließlich  $h_e = h_a = 1$  und  $q_e = q_a = a_T = p_T$ , die Leistungserhöhung wird allein durch den erhöhten Wasserstrom  $q_a = q_e$  bereitgestellt.

#### - Zustandsraumdarstellung

Stationär läßt sich bei gegebener Turbinenleistung  $p_T$  und Druckhöhe am Rohranfang  $h_a$  mit Hilfe von Gl. (2.3) die Druckhöhe am Rohrende  $h_e$  aus der kubischen Beziehung

$$h_e^3 - h_a \cdot h_e^2 + R_R \cdot p_T^2 = 0 \quad (2.6.a)$$

berechnen.

Daraus ergibt sich der Durchfluß am Rohranfang  $q_a$  zu

$$q_a = q_e = \frac{p_T}{h_e} \quad (2.6.b)$$

Die Linearisierung von Gl. (2.3) um diesen Arbeitspunkt führt dann auf die im Anhang A.2 hergeleitete Zustandsgleichung der Wasserkraftanlage

$$\Delta \dot{\underline{x}}_W = \Delta \begin{bmatrix} q_a \\ h_e \end{bmatrix} = \underline{A}_W \cdot \Delta \underline{x}_W + \underline{b}_{W,PR} \cdot \Delta y_T \quad (2.7.a)$$

$$\Delta y_W = \Delta p_T = \underline{c}_W \cdot \Delta \underline{x}_W + \underline{d}_{W,PR} \cdot \Delta y_T \quad (2.7.b)$$

### 2.1.3 Der Synchrongenerator

Die Synchrongeneratoren wandeln die mechanische Turbinenleistung  $p_T$  in elektrische Leistung  $p_e$  um und stellen damit zum einen das Bindeglied zwischen den Kraftanlagen und dem Energieübertragungsnetz dar.

Zum anderen sind die einzelnen Generatoren gemäß Bild 2.2 über das Übertragungsnetz auch untereinander verbunden und stellen somit ein schwingungsfähiges Dynamik-System dar.

Dabei üben speziell die Generatorordämpfer- und -erregewicklungen im Falle von Netzpendelungen einen stabilisierenden Einfluß aus, da sie die in diesem Fall zwischen den einzelnen Generatoren hin und her pendelnden Energien zumindest teilweise in Wärme umwandeln und so dem Netz entziehen. Um die stabilisierende Wirkung dieser Wicklungen bei der Modalen Netzanalyse richtig wiedergeben zu können, bedarf es einer detaillierten Generatornachbildung.

#### - Transformation des dreiachsigen Statorsystems in das zweiachsige Läufer-system

Dazu werden ausgehend von der in [49] angegebenen Generator-darstellung die drei Statorwicklungen R, S und T mittels der Park'schen Transformationsmethode durch zwei rotor-feste, in der elektrischen Längs- und Querachse des Generators angeordnete d- und q-Wicklungen (direct axis, quadrature axis) gemäß Bild 2.6 ersetzt, welche das gleiche Drehfeld erzeugen wie die drei Statorwicklungen selbst. Diese Transformation hat den Vorteil, daß die Flußverkettungen der d- und q-Achse aufgrund ihrer rechtwinkligen Anordnung magnetisch vollständig voneinander entkoppelt sind, was die getrennte Behandlung der dynamischen Vorgänge in diesen beiden Achsen ermöglicht.

Für die Darstellung der Generatorspannungen, -ströme und -flußver-

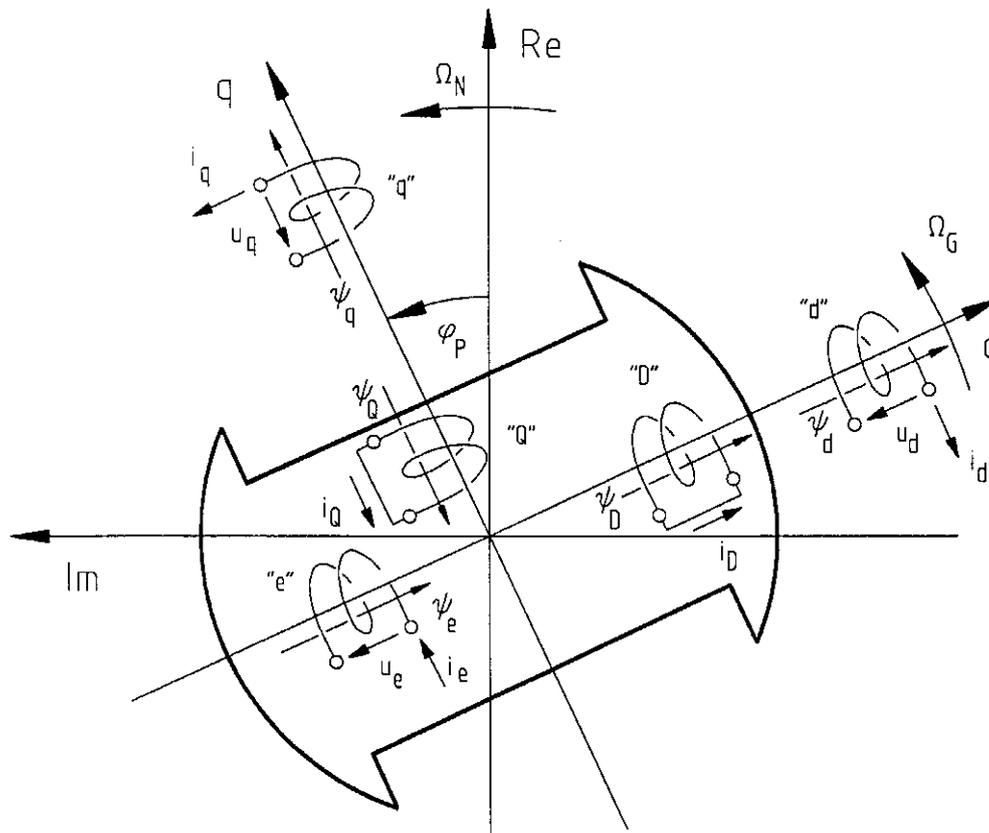


Bild 2.6: Synchronmaschinenmodell in Park'schen d-q-Koordinaten

kettungen wird hier nur das Mitsystem verwendet, Abweichungen vom symmetrischen Belastungszustand, welche die zusätzliche Einführung des Gegen- und Nullsystems nötig machen würden, werden vernachlässigt. Diese Vereinfachungen sind gerechtfertigt, da die meisten Generatoren über - Unsymmetrien ausgleichende - Yd5-Blocktransformatoren auf das Netz geschaltet werden und der Generatorsternpunkt in der Mehrzahl der Fälle offen betrieben wird.

Die Pfeilung der Statorgrößen erfolgt gemäß Bild 2.6 im Erzeugerzählpeilsystem, die Pfeilung der Rotorgrößen wird dagegen so vorgenommen, daß sie bei Generatornennbetrieb positiv sind und mit der Lage ihrer zugehörigen Raumzeiger übereinstimmen. Damit ist stets eine übersichtliche Darstellung der elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge des Generators gewährleistet.

Die Transformation der Generator-Raumzeiger vom mit  $\Omega_N = 2\pi \cdot 50\text{Hz}$

rotierenden R-I-Referenzkoordinatensystem in das mit  $\Omega_G = 2\pi \cdot n_G$  umlaufende, rotorfeste d-q-Koordinatensystem erfolgt mittels der Transformationsbeziehung

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\varphi_p & -\cos\varphi_p \\ \cos\varphi_p & \sin\varphi_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_R \\ X_I \end{bmatrix}, \quad (2.8)$$

wobei  $\varphi_p$  den Lagewinkel des Generatorpolrades im R-I-Referenzkoordinatensystem, d.h den Polradwinkel beschreibt, s. Bild 2.6.

Die im d-q-System notierten el. Generatorgleichungen können direkt aus [49] entnommen werden. Dabei sind noch folgende Vereinfachungen einzuführen:

Vernachlässigt werden

- die Eisensättigung und -hysterese,
- die Statorwiderstände,
- die Eisenverluste und
- die transformatorisch induzierten Statorspannungen.

- Nichtlineare Modellgleichungen

Mit den im Anhang A.3.1 angegebenen Bezugsgrößen ergeben sich die el. Generatorgleichungen zu:

- Spannungsgleichungen:

$$\text{d-Wicklung : } u_d = - \frac{\Omega_G}{\Omega_N} \cdot \dot{\Psi}_q = - \omega_G \cdot \Psi_q, \quad (2.9.a)$$

$$\text{q-Wicklung : } u_q = \omega_G \cdot \Psi_d, \quad (2.9.b)$$

$$\text{e-Wicklung : } u_e = i_e + T_e \cdot \dot{\Psi}_e, \quad (2.9.c)$$

$$\text{D-Wicklung : } 0 = i_D + T_D \cdot \dot{\Psi}_D \quad \text{und} \quad (2.9.d)$$

$$\text{Q-Wicklung : } 0 = i_Q + T_Q \cdot \dot{\Psi}_Q. \quad (2.9.e)$$

- Flußverkettungsgleichungen:

$$\text{d-Wicklung : } \Psi_d = i_D + i_e - x_d \cdot i_d, \quad (2.10.a)$$

$$\text{q-Wicklung : } \Psi_q = -i_Q - x_q \cdot i_q, \quad (2.10.b)$$

$$\text{e-Wicklung : } \Psi_e = i_e - (1-\sigma_e) \cdot x_d \cdot i_d + \mu_e \cdot i_D, \quad (2.10.c)$$

$$\text{D-Wicklung : } \Psi_D = i_D - (1-\sigma_D) \cdot x_d \cdot i_d + \mu_D \cdot i_e \quad (2.10.d)$$

und

$$Q\text{-Wicklung : } \psi_Q = i_Q + (1-\sigma_Q) \cdot x_q \cdot i_q. \quad (2.10.e)$$

Die Parameter dieser Gleichungen lassen sich aus den Wicklungswiderständen und -induktivitäten des Generators berechnen, s. Anhang A.3.1.

Durch Elimination der Rotorströme  $i_e$ ,  $i_D$  und  $i_Q$  lassen sich diese Gleichungen auf die Normalform

$$\dot{\psi}_e = -\frac{1}{T_d'} \cdot (\psi_e - \frac{x_d - x_d'}{x_d} \cdot \frac{u_q}{\omega_G} - \frac{x_d'}{x_d} \cdot u_e), \quad (2.11.a)$$

$$\dot{\psi}_D = -\frac{1}{T_d''} \cdot (\psi_D - \frac{x_d}{x^2} \cdot (x_d' - x_d'') \cdot \frac{u_q}{\omega_G}) \quad \text{und} \quad (2.11.b)$$

$$\dot{\psi}_Q = -\frac{1}{T_q''} \cdot (\psi_Q - \frac{x_q - x_q''}{x_q} \cdot \frac{u_d}{\omega_G}) \quad (2.11.c)$$

sowie

$$i_d = \frac{1}{x_d''} \cdot (-\frac{u_q}{\omega_G} + \frac{x_d''}{x_d'} \cdot \psi_e + \frac{x^2}{x_d \cdot x_d'} \cdot \psi_D) \quad \text{und} \quad (2.12.a)$$

$$i_q = \frac{1}{x_q''} \cdot (\frac{u_d}{\omega_G} - \psi_Q) \quad (2.12.b)$$

mit

$$x^2 = x_d' \cdot x_d'' + x_d \cdot (x_d' - x_d'') \quad (2.12.c)$$

bringen, wobei die etwas unübersichtlichen Parameter aus Gl. (2.9,10) durch die gebräuchlicheren Synchronmaschinenparameter

- $x_d$  := Synchronreaktanzenz der d-Achse,
- $x_d'$  := Transientreaktanzenz der d-Achse,
- $x_d''$  := Subtransientreaktanzenz der d-Achse,
- $x_q$  := Synchronreaktanzenz der q-Achse,
- $x_q''$  := Subtransientreaktanzenz der q-Achse,
- $T_d'$  := Transiente Zeitkonstante der d-Achse,
- $T_d''$  := Subtransiente Zeitkonstante der d-Achse und
- $T_q''$  := Subtransiente Zeitkonstante der q-Achse

ersetzt wurden, Herleitung siehe Anhang A.3.1.

Mit diesem Gleichungssatz lassen sich die drei Generatorzustände

- subtransienter,
- transienter und
- stationärer Zustand

beschreiben, was im folgenden anhand des Generatorzeigerdiagramms kurz verdeutlicht werden soll.

a) Subtransientes Generatorverhalten

Führt man in Gl. (2.12.a,b)  $\underline{u}_P'' = (u_{Pd}'' + j \cdot u_{Pq}'')$  mit

$$u_{Pq}'' = \left( \frac{x_d''}{x_d'} \cdot \omega_G \cdot \Psi_e + \frac{x''}{x_d' \cdot x_d'} \cdot \omega_G \cdot \Psi_D \right), \quad (2.13.a)$$

$$u_{Pd}'' = \omega_G \cdot \Psi_Q \quad (2.13.b)$$

als "Spannung hinter der Subtransientreaktanz" ein, so ergibt sich die allgemeine komplexe Generatorgleichung zu

$$\underline{u}_P''(\Psi_e, \Psi_D, \Psi_Q, t) = \underline{u}_G + j \cdot \omega_G \cdot x_d'' \cdot i_d - \omega_G \cdot x_q'' \cdot i_q, \quad (2.14)$$

welche das elektromagnetische Generatorverhalten für alle Zeitbereiche allgemein beschreibt, s. Zeigerdiagramm in Bild 2.7.

a) Betrachtung im rotorbezogenen d-q-Koordinatensystem

b) Betrachtung im netzbezogenen R-l-Koordinatensystem

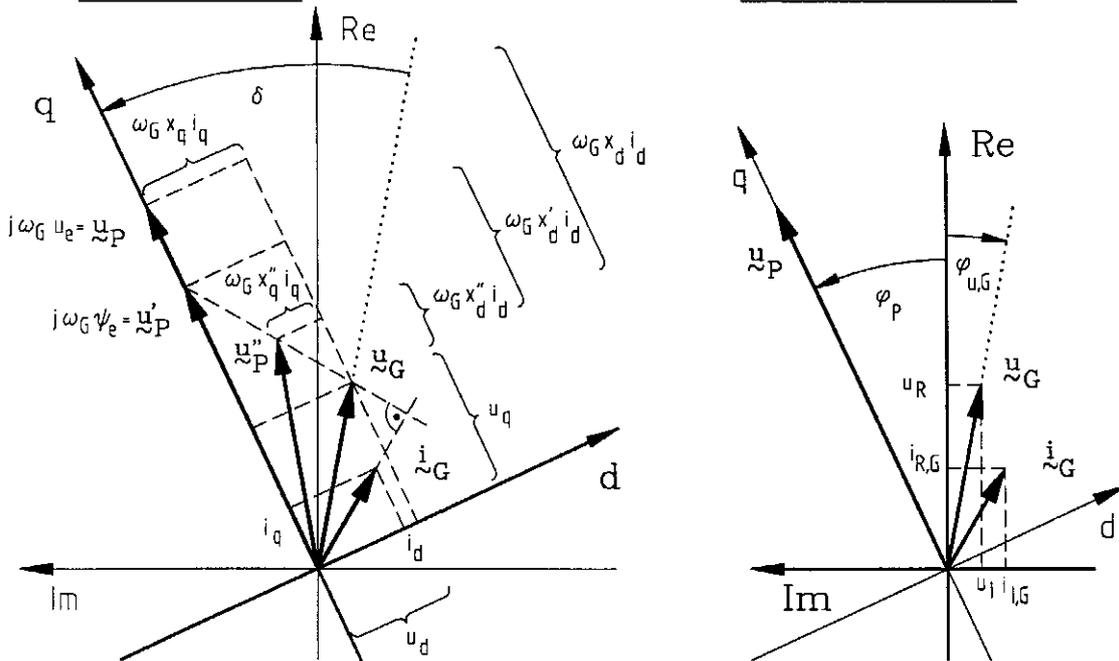


Bild 2.7: Subtransientes, transientes und stationäres Zeigerdiagramm der Synchronmaschine

Für Untersuchungen nur im subtransienten Zeitbereich kann diese Beziehung mit  $u_P''(t) = \text{const.}$  vereinfacht werden, da dann vorausgesetzt werden kann, daß alle Rotorflußverkettungen unverändert bleiben. Damit läßt sich z.B. der bei dreipoligem Kurzschluß

auf tretende Anfangs-Kurzschlußwechselstrom berechnen.

b) Transientes Generatorverhalten

Der Übergang vom subtransienten zum transienten Betriebszustand zeichnet sich dadurch aus, daß die in den windungsarmen Dämpferwicklungen auftretenden Flußverkettungen  $\psi_D$  und  $\psi_Q$  mit  $\dot{\psi}_D = \dot{\psi}_Q = 0$  ihren eingeschwungenen Zustand gemäß

$$\psi_D = \frac{x_d}{x^2} \cdot (x_d' - x_d'') \cdot \frac{u_G}{\omega_G} \quad (2.15.a)$$

und

$$\psi_Q = \frac{1}{x_q} \cdot (x_q - x_q'') \cdot \frac{u_G}{\omega_G} \quad (2.15.b)$$

erreichen.

Setzt man diese Flußverkettungen in Gl. (2.12.a,b) ein, so ergibt sich die im transienten Zeitbereich gültige Generatorgleichung zu

$$\underline{u}_p'(\psi_e, t) = j \cdot \omega_G \cdot \psi_e = \underline{u}_G + j \cdot \omega_G \cdot x_d' \cdot i_d - \omega_G \cdot x_q \cdot i_q. \quad (2.16)$$

Mit  $\underline{u}_p'(t)$  wurde dabei die ebenfalls in Bild 2.7 dargestellte "Spannung hinter der Transientreaktanz oder Hauptfeldspannung" nach [50] eingeführt.

c) Stationäres Generatorverhalten

Im stationären Betriebszustand ist mit  $\dot{\psi}_e = 0$  auch die Flußverkettung der Erregerwicklung eingeschwungen; sie errechnet sich aus Gl. (2.11.a) zu

$$\psi_e = \frac{1}{x_d} \cdot (x_d - x_d') \cdot \frac{u_G}{\omega_G} + \frac{x_d'}{x_d} \cdot u_e. \quad (2.17)$$

Setzt man diese Beziehung in Gl. (2.16) ein, so ergibt sich die stationäre Generatorgleichung zu

$$\underline{u}_p(t) = j \cdot \omega_G \cdot u_e = \underline{u}_G + j \cdot \omega_G \cdot x_d \cdot i_d - \omega_G \cdot x_q \cdot i_q, \quad (2.18)$$

wobei hier  $\underline{u}_p$  als "Spannung hinter der Synchronreaktanz oder Polradspannung" eingeführt wurde, s. Bild 2.7.

Damit ist gezeigt, daß mit dem gewählten Generatormodell alle für die Untersuchung von Netzpendelungen wichtigen Zeitbereiche abgedeckt werden können, wodurch insbesondere der Dämpfungseinfluß der Rotorwicklungen ausreichend genau berücksichtigt wird. Weitere Vereinfachungen der elektrischen Generatorgleichungen sind nicht

sinnvoll.

d) Mechanisches Generatorverhalten und nichtlineares Blockschaltbild

Das el. Generatormoment  $m_e$  berechnet sich aus dem Generatorstrom  $\underline{i}_G$  und der Rotorflußverkettung  $\underline{\psi}_G$  gemäß

$$m_e = |\underline{i}_G \times \underline{\psi}_G| = (\psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d). \quad (2.19)$$

Dabei wurde die obige Momentengleichung auf das Nennscheinmoment  $M_{GN} = S_{GN}/\Omega_N$  gemäß Anhang A.3.1 bezogen. Aus dem Turbinenmoment  $m_T = p_T/\omega_G$  und dem jetzt auf das Nennwirkmoment bezogenen el. Moment  $m_{eT} = m_e/\cos\phi_N$  ergibt sich die Generatorbewegungsgleichung zu

$$\dot{\omega}_G = \frac{1}{T_A} \cdot (m_T - m_{eT}). \quad (2.20)$$

$T_A$  steht dabei für die Nennanlaufzeitkonstante des gesamten, aus Rotor und Turbinenläufer bestehenden Bewegungsteiles.

Eine Änderung der Generator Drehzahl  $\omega_G$  führt mit

$$\dot{\phi}_P = \Omega_N \cdot (\omega_G - \omega_{G,Soll}) = \Omega_N \cdot \Delta\omega_G \quad (2.21)$$

integral zu einer Rotorlageänderung im R-I-Referenzkoordinatensystem, s. Bild 2.6.

Transformiert man die Differentialgleichungen (2.11.a-c), (2.20) und (2.21) mittels des Laplaceoperator  $s \hat{=} d/dt$  in den Bildbereich, so läßt sich das in Bild 2.8 dargestellte vollständige Generator-Blockschaltbild aufstellen.

Hier wirken die in Polarkoordinaten angegebene Generatorklemmenspannung  $\underline{u}_G = u_G \cdot e^{j \cdot \phi} u_{,G}$ , die Generatorerregerspannung  $u_e$  und die Turbinenleistung  $p_T$  als Eingangsgrößen auf den Generator ein, was dort zur Anregung der mit Kreisen umrandeten Generatorzustandsgrößen  $\phi_P$ ,  $\omega_G$ ,  $\psi_e$ ,  $\psi_D$  und  $\psi_Q$  führt und den im R-I-Referenzkoordinatensystem notierten Generatorklemmenstrom  $\underline{i}_G = i_{RG} + j \cdot i_{IG}$  hervorruft.

Dieses nichtlineare Generatormodell ist für Netzsimulationsuntersuchungen selbst über große Laständerungsbereiche geeignet. Für die Modale Netzanalyse muß es jedoch um den stationären Arbeits-

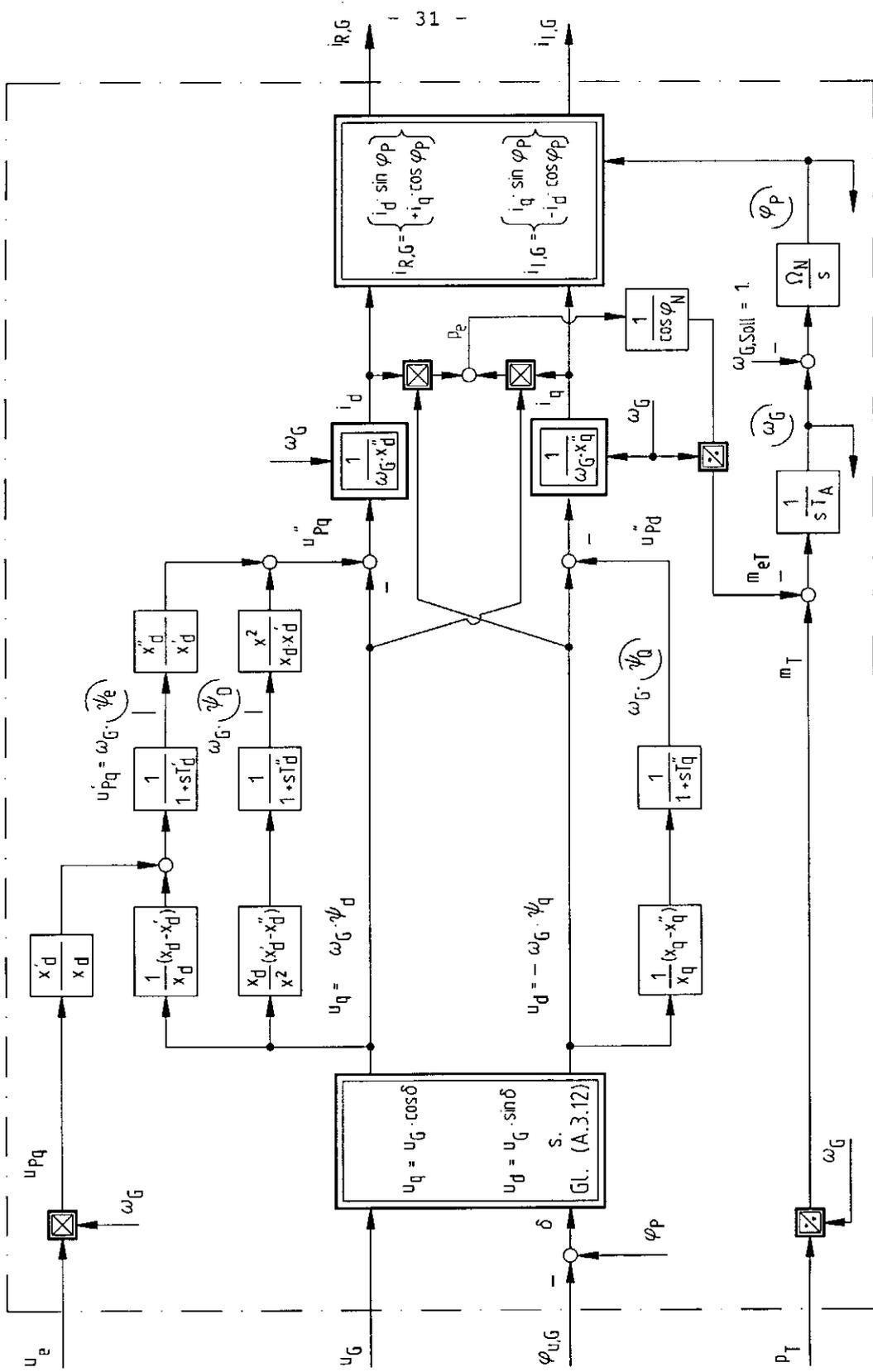


Bild 2.8: Vollständiges nichtlineares Generatormodell 5. Ordnung

punkt linearisiert werden.

- Zustandsraumdarstellung

Der Arbeitspunkt der Generators ist durch die Klemmenspannung  $\underline{u}_G = u_G \cdot e^{j \cdot \varphi_u}$  und die abzugebende Scheinleistung  $\underline{s}_G = p_G + j \cdot q_G$  festgelegt. Gemäß Anhang A.3.2 berechnen sich daraus stationär die einzelnen Generatorgrößen zu:

- Eingangsgrößen

-- Turbinenleistung  $p_T$ :

$$p_T = p_G, \quad (2.22.a)$$

-- Belastungswinkel  $\delta$ :

$$\delta = \arctan \frac{p_G}{\frac{u_G^2}{x_q} + q_G}, \quad (2.22.b)$$

-- Erregerspannung  $u_e$ :

$$u_e = \frac{p_G}{u_G \cdot \sin \delta} \cdot x_d - u_G \cdot \left( \frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot x_d \cdot \cos \delta, \quad (2.22.c)$$

- Zustandsgrößen

-- Polradwinkel  $\varphi_p$ :

$$\varphi_p = \delta + \varphi_{u,G}, \quad (2.23.a)$$

-- Winkelgeschwindigkeit  $\omega_G$ :

$$\omega_G = 1. , \quad (2.23.b)$$

-- Flußverkettung  $\psi_e$ :

$$\psi_e = \frac{1}{x_d} \cdot (x_d - x_d') \cdot u_G \cdot \cos \delta + \frac{x_d'}{x_d} \cdot u_e, \quad (2.23.c)$$

-- Flußverkettung  $\psi_D$ :

$$\psi_D = \frac{x_d}{x^2} \cdot (x_d' - x_d'') \cdot u_G \cdot \cos \delta, \quad (2.23.d)$$

-- Flußverkettung  $\psi_Q$ :

$$\psi_Q = \frac{1}{x_q} \cdot (x_q - x_q'') \cdot u_G \cdot \sin \delta, \quad (2.23.e)$$

- Ausgangsgrößen

-- Ströme  $i_{R,G}$ ,  $i_{I,G}$ :

$$i_{R,G} = \frac{p_G \cdot \cos\varphi_{u,G} + q_G \cdot \sin\varphi_{u,G}}{u_G} \quad \text{und} \quad (2.24.a)$$

$$i_{I,G} = \frac{p_G \cdot \sin\varphi_{u,G} - q_G \cdot \cos\varphi_{u,G}}{u_G} . \quad (2.24.b)$$

Linearisiert man die Gleichungen des Blockschaltbildes 2.8 um diesen Arbeitspunkt, so ergibt sich die Zustandsgleichung des Generators gemäß Anhang A.3.2 zu

$$\Delta \dot{\underline{x}}_G = \Delta \begin{bmatrix} \varphi_P \\ \omega_G \\ \psi_e \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \underline{A}_G \cdot \Delta \underline{x}_G + \underline{b}_{G,T} \cdot \Delta p_T + \underline{b}_{G,SR} \cdot \Delta u_e + \underline{B}_{G,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G , \quad (2.25.a)$$

$$\Delta \underline{y}_G = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_G = \underline{C}_G \cdot \Delta \underline{x}_G + \underline{D}_{G,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G . \quad (2.25.b)$$

Die Elemente der Generatormatrizen hängen dabei von den Generatorparametern und vom Generatorarbeitspunkt ab.

Aus dieser Zustandsgleichung lassen sich durch Betrachtung des homogenen und des inhomogenen Differentialgleichungsanteils schon folgende Aussagen bezüglich des Generator-Dynamikverhaltens ableiten:

- homogener Differentialgleichungsanteil

Die Eigenwerte der Systemmatrix  $\underline{A}_G$  spiegeln das Schwingungsverhalten einer unregelmäßigten Synchronmaschine am frequenzstarreren Knoten wieder, da in diesem Fall in Gl. (2.25.a) sowohl  $\Delta p_T = \Delta u_e = 0$  (keine Stelleingriffe) als auch  $\Delta(u; \varphi_u)_G^T = \underline{0}$  (frequenzstarrer Knoten) gesetzt werden kann.

- inhomogener Differentialgleichungsanteil

Über die Steuerungsmatrizen  $\underline{b}_{G,T}$  und  $\underline{b}_{G,SR}$  beeinflussen auch die Primärregelung der Kraftanlagen und die Spannungsregelung das Generatordynamikverhalten. Deshalb werden im folgenden -

nach den leistungserzeugenden und übertragenden Kraftwerks-Komponenten - diese Regeleinrichtungen behandelt.

### 2.1.4 Der Primärregler

Als Primärregler wird ein Drehzahlregler sowie ein frequenz-/drehzahlgeführter Leistungsregler mit unterlagerter Drehzahl-Regelung modelliert. Die Ventilstelleinrichtung wird in beiden Fällen durch ein  $PT_1$ -Glied nachgebildet, s. Bild 2.9.

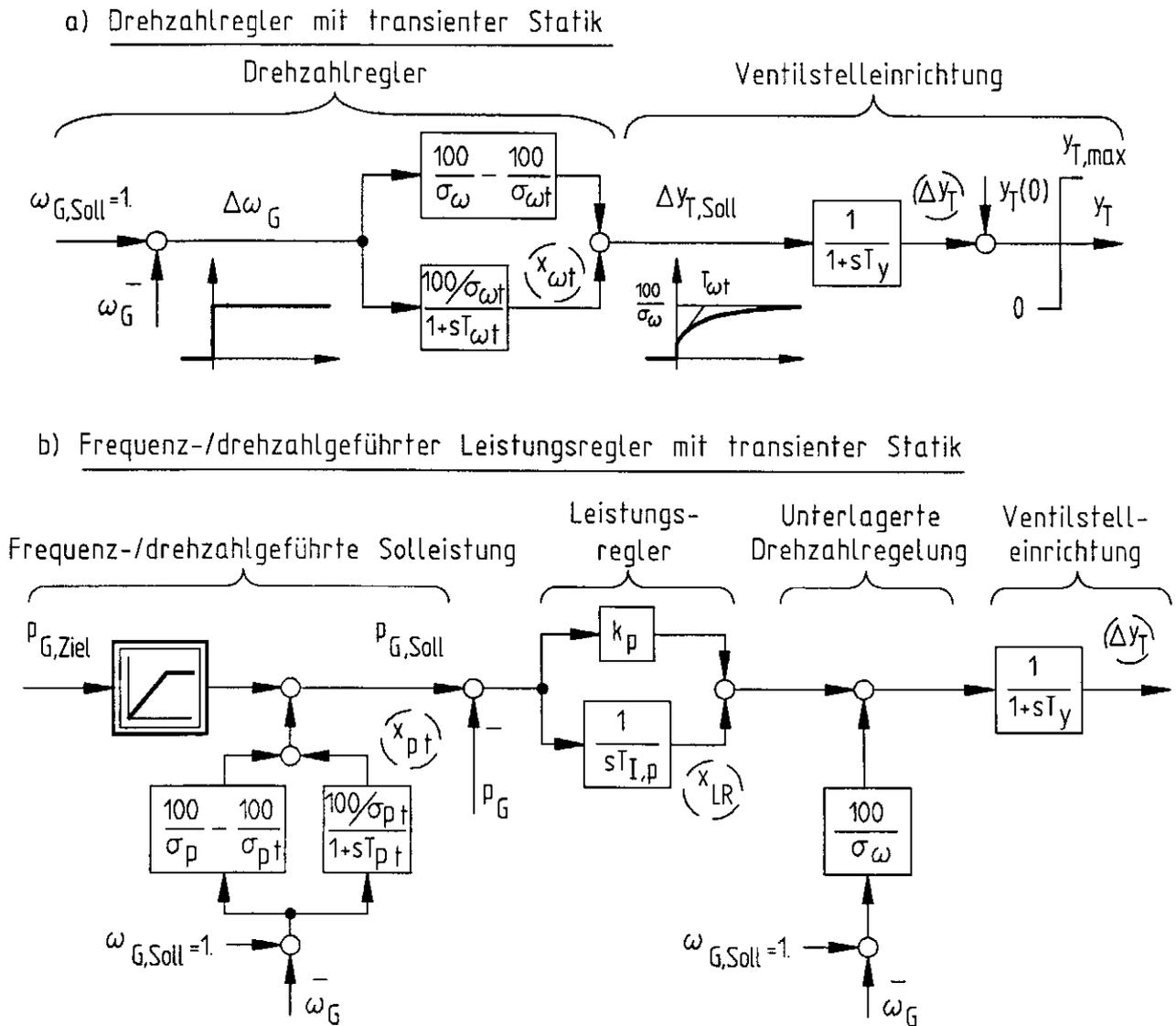


Bild 2.9: Primärregler für Dampf- und Wasserkraftwerke

Um beide Reglertypen sowohl in Dampf- als auch in Wasserkraftwerken einsetzen zu können, werden ihre Drehzahleingänge mit Verzögerungsgliedern ausgerüstet. Dadurch wird bei Wasserkraftwerken eine Begrenzung der Ventil-Stellgeschwindigkeit erreicht, was eine Reduzierung der auftretenden Druckschwankungen ermöglicht. Zudem kann damit der Effekt der Leistungsgegenwirkung vermindert werden, was den destabilisierenden Einfluß der Wasserkraftwerke auf die Netzdynamik reduziert [51].

Da die im Leistungsregler vorhandene unterlagerte Drehzahl-Regelung nur bei Dampfkraftwerken verwendet werden soll, kann dort auf eine solche Verzögerungseinrichtung verzichtet werden.

- Zustandsraumdarstellung

Am Arbeitspunkt gilt stationär mit  $\omega_G = \omega_{G,Soll} = 1$  und  $p_G = p_{G,Soll}$  für die Zustandsgrößen der Primärreglers:

- Drehzahlregler:

$$\Delta y_T = 0, \quad (2.26.a)$$

$$x_{wt} = 0, \quad (2.26.b)$$

- Leistungsregler:

$$\Delta y_T = 0, \quad (2.26.c)$$

$$x_{LR} = 0, \quad (2.26.d)$$

und  $x_{pt} = 0. \quad (2.26.e)$

Gemäß Anhang A.4 ergibt sich damit die Zustandsgleichung für

- den Drehzahlregler zu

$$\Delta \dot{x}_{DR} = \Delta \begin{bmatrix} y_T \\ x_{wt} \end{bmatrix} = \underline{A}_{DR} \cdot \Delta x_{DR} + \underline{B}_{DR,G} \cdot \Delta x_G, \quad (2.27.a)$$

$$\Delta y_{DR} = \Delta y_T = \underline{C}_{DR} \cdot \Delta x_{DR} \quad (2.27.b)$$

und

- den Leistungsregler zu

$$\Delta \dot{x}_{LR} = \Delta \begin{bmatrix} y_T \\ x_{LR} \\ x_{pt} \end{bmatrix} = \underline{A}_{LR} \cdot \Delta x_{LR} + \underline{B}_{LR,G} \cdot \Delta x_G + \underline{B}_{LR,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_G, \quad (2.28.a)$$

$$\Delta y_{LR} = \Delta y_T = \underline{C}_{LR} \cdot \Delta x_{LR}. \quad (2.28.b)$$

### 2.1.5 Die Spannungsregelung

Die Generatorspannungsregelung erfüllt in der elektrischen Energieversorgung eine Reihe wichtiger Aufgaben:

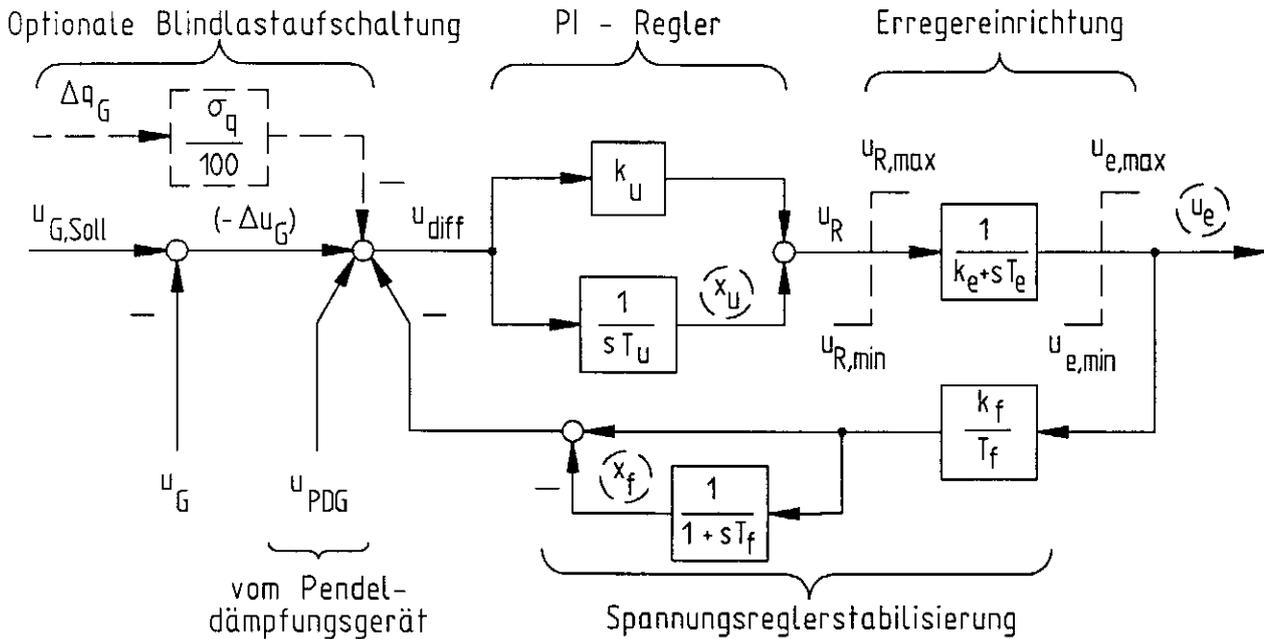
- sie stellt mit ihrer Erregereinrichtung die zur Erzeugung des Generatorhauptfeldes nötige Energie zur Verfügung,
- sie regelt sowohl im Insel- als auch im Verbundbetrieb die Generatorklemmenspannung auf ihren Sollwert aus,
- sie gewährleistet eine vorgebbare Blindleistungs-Spannungskennlinie, was besonders beim Betrieb mehrerer Generatoren auf eine Sammelschiene wichtig ist,
- sie verhindert Überspannungen nach Verbraucherabschaltungen,
- sie erhöht die transiente Stabilität der Generatoren insbesondere nach generatornahen Kurzschlüssen und
- sie unterdrückt die langsame Selbsterregung der Generatoren beim Betrieb auf unbelastete, kapazitive Kabel und Leitungen.

Diese unterschiedlichen und oft gegenläufigen Anforderungen haben in der Praxis zu einer großen Anzahl von Regler-Konzepten geführt, was bei der Modellierung der Spannungsregelung eine einheitliche Darstellung erschwert.

Deshalb wird hier aus der Vielzahl der in der Literatur angegebenen Reglermodelle [52,53] ein Basis-Spannungsregler gemäß Bild 2.10 extrahiert, welcher zwar einfach strukturiert ist, aber dennoch alle für Netzdynamikuntersuchungen wichtigen Einzelkomponenten enthält.

#### - Wirkungsweise

Das Reglermodell besteht aus einem PI-Regler [54], welcher aus der Regelabweichung ( $-\Delta u_G$ ) über die Erregereinrichtung (Gleichstrommaschine, rotierende Gleichrichter oder Thyristoren [4] die Erregerspannung  $u_e$  erzeugt. Diese Erregerspannung wird über eine  $DT_1$ -Rückführung auf den Reglereingang zurückgekoppelt, wodurch sowohl eine Erhöhung der Stabilität des Spannungsregelkreises bei Inselbetrieb [55, Anhang A.5.1] als auch eine Reduktion der pen-



**Bild 2.10:** Einfaches, für Netzdynamikuntersuchungen geeignetes Spannungsreglermodell 3. Ordnung

delanfachenden Wirkung des Spannungsreglers bei Verbundbetrieb erreicht wird [56].

Zusätzlich können auf den Reglereingang noch die Blindleistungsabweichung  $\Delta q_G$  und ein aus dem Pendeldämpfungsgerät kommendes Zusatzsignal  $u_{PDG}$  aufgeschaltet werden.

Die mit der Blindleistungsstatik  $\sigma_q$  gewichtete Blindleistungsabweichung  $\Delta q_G$  gewährleistet zusammen mit dem I-Anteil des Reglers im eingeschwungenen Zustand eine lineare  $q_G$ - $u_G$ -Kennlinie gemäß

$$u_{diff} = 0 = - \frac{\sigma_q}{100} \cdot \Delta q_G - \Delta u_G \quad (2.29.a)$$

oder

$$\Delta q_G = - \frac{100}{\sigma_q} \cdot \Delta u_G. \quad (2.29.b)$$

Da diese jedoch für die statische Netzstabilität nur eine untergeordnete Rolle spielt, kann sie bei der - der modalen Betrachtung zugrundeliegenden - linearen Modellbildung vernachlässigt werden. Bei nichtlinearen Netzsimulationsuntersuchungen muß sie jedoch berücksichtigt werden, da sie großen Einfluß auf das Spannungsprofil des Netzes hat.

In Bild 2.11 ist die Wirkungsweise der  $DT_1$ -Rückführung bezüglich der Reduktion der pendelanfachenden Wirkung von schnellen Spannungsregelungen veranschaulicht. Prinzipiell wird dies dadurch erreicht, daß im Frequenzbereich der Netzpendelungen die Reglerverstärkung  $k_U$  durch geeignete Wahl von  $k_f, T_f$  zu  $k_U^* = T_f / (T_f + k_U \cdot k_f) \cdot k_U$  reduziert wird.

- Zustandsraumdarstellung

Da das Spannungsreglermodell in Bild 2.10 linear ist, lassen sich Arbeitspunkt und Zustandsgleichungen direkt aus ihm ablesen. Bei vorgegebener Erregerspannung  $u_e$  gilt:

$$x_u = u_e, \tag{2.30.a}$$

$$x_f = \frac{k_f}{T_f} \cdot u_e. \tag{2.30.b}$$

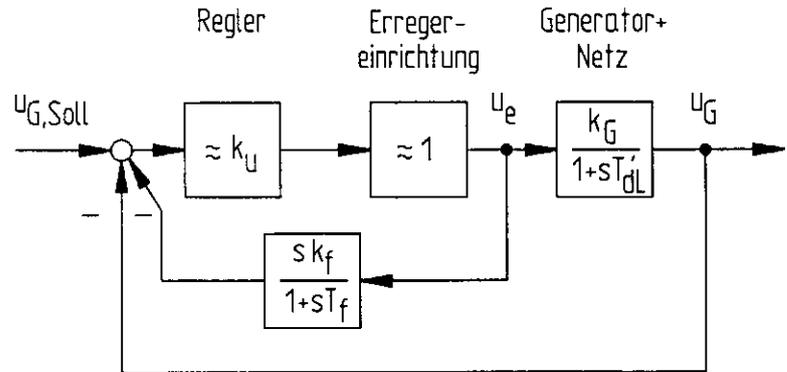
Daraus folgt dann die Zustandsgleichung

$$\Delta \dot{x}_{SR} = \Delta \begin{bmatrix} u_e \\ x_u \\ x_f \end{bmatrix} = \underline{A}_{SR} \cdot \Delta x_{SR} + \underline{b}_{SR,PDG} \cdot \Delta u_{PDG} + \underline{B}_{SR,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G, \tag{2.31.a}$$

$$\Delta y_{SR} = \Delta u_e = \underline{c}_{SR} \cdot \Delta x_{SR}, \tag{2.31.b}$$

ihre Herleitung ist unter Angabe der zugehörigen Systemmatrizen im Anhang A.5 durchgeführt.

a) Schneller Spannungsregelkreis mit  $DT_1$ -Rückführung



b) Zusammenfassung von Rückführung und Regler zu einem  $PDT_1$ -Glied

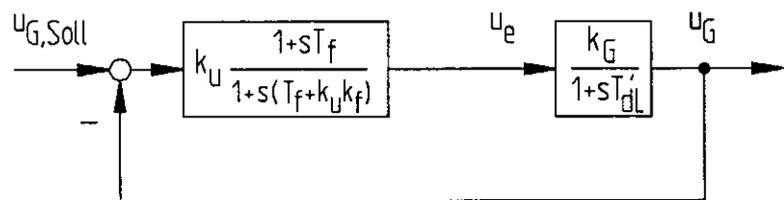
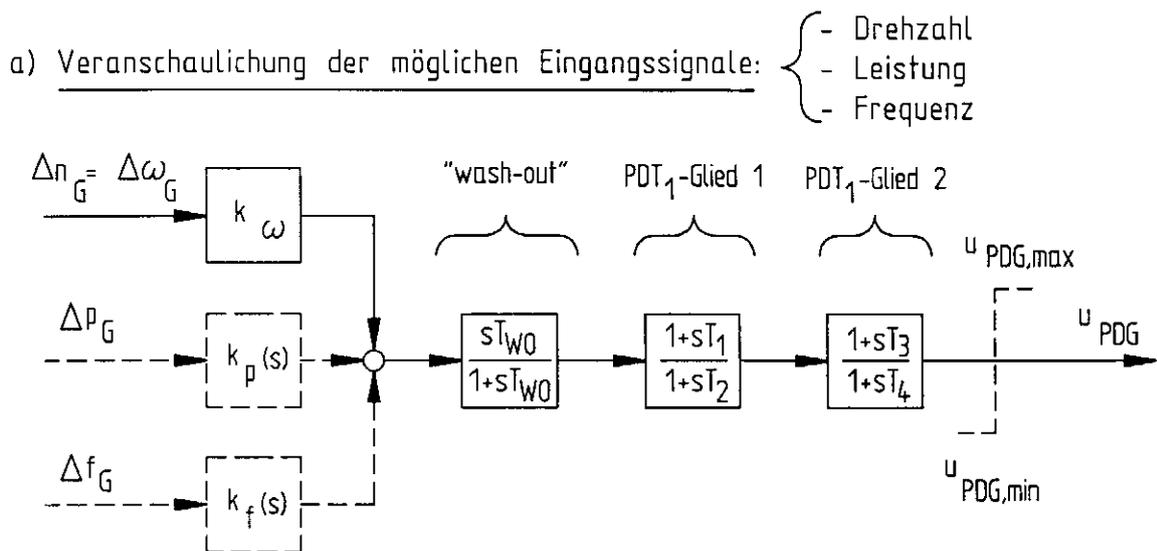


Bild 2.11: Darstellung der verzögerten Wirkung einer  $DT_1$ -Rückführung in einem schnellen Spannungsregelkreis

### 2.1.6 Das Pendeldämpfungsgerät

Pendeldämpfungsgeräte - englisch "power system stabilizer" genannt - werden heute weltweit in vielen Kraftwerken zur Erhöhung der statischen Netzstabilität eingesetzt [23,33,57,58,59]. Obwohl es bei diesen Geräten viele Ausführungsformen gibt, beruht ihre stabilisierende Wirkung immer auf demselben Effekt: der Einführung eines drehzahlproportionalen dämpfend wirkenden Generatormoments [60]. Als Eingangssignale in das Pendeldämpfungsgerät werden die Größen Drehzahl, Generatorleistung oder Frequenz verwendet [60,61,62], s. Bild 2.12.a. Das Ausgangssignal des Pendeldämpfungsgerätes wird auf den Eingang des Spannungsreglers geschaltet, s. Bild 2.10.



b) Zustandsgrößen-Darstellung für Drehzahleingang

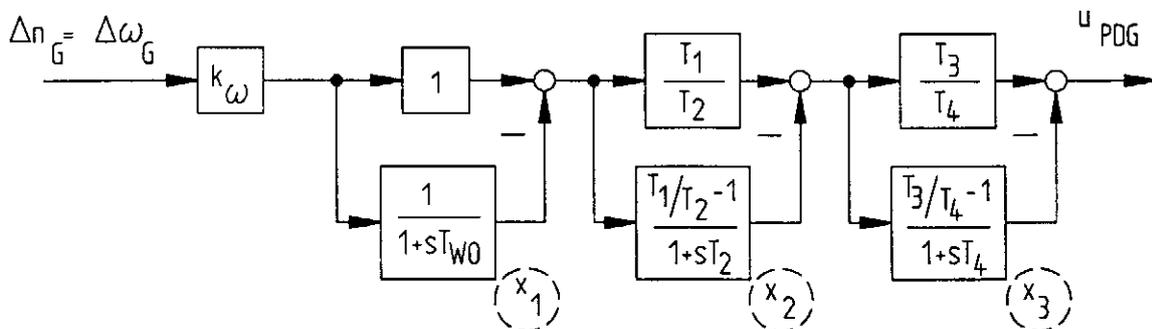


Bild 2.12: Am häufigsten zur Netzstabilisierung eingesetztes Pendeldämpfungsgerät 3. Ordnung

Die Aufschaltung der Drehzahl ist bei den in Dampfkraftwerken verwendeten langgestreckten Turbosätzen oft problematisch, da es dort aufgrund der bei hohen Frequenzen auftretenden großen Verstärkung dieses Pendeldämpfungsgerätes zu gefährlichen Torsionsschwingungen im Turbine-Generator-Massesystem kommen kann [56]. Dieser Schwierigkeit wird in praxi durch den Einsatz von Filtern oder durch die Verwendung der Netzfrequenz oder der Generatorleistung als Eingangssignal begegnet, da diese beiden Signale derart hochfrequente Anteile kaum enthalten [63].

Bei der Modellbildung bezüglich der hier im Vordergrund stehenden statischen Netzstabilität ist das in Bild 2.12.b explizit dargestellte Pendeldämpfungsgerät mit Drehzahleingang jedoch ohne Einschränkungen anwendbar, da zum einen das Turbine-Generator-Massesystem als starre Einheit nachgebildet wird und zum anderen die gleiche Dämpfungswirkung wie mit den beiden Eingangssignalen Frequenz und Leistung auch durch die Drehzahl erzielt werden kann.

#### - Wirkungsweise

Die beiden  $PDT_1$ -Glieder kompensieren die zwischen dem Spannungsreglereingang und dem el. Generatormoment vorhandene Phasenverschiebung, womit die zur Dämpfung erforderliche Proportionalität zwischen Generatorleistung und Drehmoment erreicht werden kann. Zur Einstellung der  $PDT_1$ -Gliederparameter sind in der jüngeren Vergangenheit eine Vielzahl von Methoden entwickelt worden [60,64,65,66,67]. Das Grundproblem hierbei ist, daß das zu kompensierende Übertragungsverhalten zwischen Spannungsreglereingang und el. Generatormoment nur schwer bestimmt werden kann, da es sowohl von der Generatorbelastung als auch vom jeweiligen Netzzustand abhängt. Für den einfachen Fall des Generators am starren Netz läßt sich diese Abhängigkeit allerdings angeben; manche Einstellverfahren versuchen deshalb, das reale Übertragungsverhalten durch ein solches Ersatzsystem nachzubilden [68]. Doch auch die direkte Messung des Amplituden- und Phasenganges zwischen dem Spannungsreglereingang und der Generatorleistung ist eine übliche Methode [69].

Das in Bild 2.12.a als "wash-out" gekennzeichnete  $DT_1$ -Glieder dient

zur Unterdrückung eines bleibenden Eingangssignals, da sonst im stationären Zustand eine Falschregelung der Generatorspannung erfolgen würde.

- Zustandsraumdarstellung

Ausgehend vom linearen Blockschaltbild 2.12.b läßt sich der Arbeitspunkt des Pendeldämpfungsgeräts mit Drehzahleingang direkt zu

$$x_{1,PDG} = k_{\omega} \cdot \omega_{G,Soll} \quad (2.32.a)$$

$$x_{2,PDG} = 0, \quad (2.32.b)$$

$$x_{3,PDG} = 0 \quad (2.32.c)$$

angeben; die Zustandsgleichung ergibt sich entsprechend Anhang A.6 zu

$$\Delta \dot{\underline{x}}_{PDG} = \Delta \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \underline{A}_{PDG} \cdot \Delta \underline{x}_{PDG} + \underline{B}_{PDG,G} \cdot \Delta \underline{x}_G \quad (2.33.a)$$

$$\Delta y_{PDG} = \Delta u_{PDG} = \underline{C}_{PDG} \cdot \Delta \underline{x}_{PDG} + \underline{d}_{PDG,G} \cdot \Delta \underline{x}_G \quad (2.33.b)$$

2.2 Kopplung der Kraftwerk-Komponenten zum linearen Kraftwerk-Dynamikmodell

Der Zustandsvektor eines vollständigen Kraftwerks soll aus den Zustandsvektoren der Kraftwerk-Komponenten in der Reihenfolge

$$\Delta \underline{x}_{KW} = \Delta \begin{bmatrix} \underline{x}_{\text{Generator}} \\ \underline{x}_{\text{Kraftanlage}} \\ \underline{x}_{\text{primärregler}} \\ \underline{x}_{\text{Spannungsregler}} \\ \underline{x}_{\text{Pendeldämpfungsgerät}} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

gebildet werden.

Geht man von der in Bild 2.2 vorgegebenen Koppelstruktur eines Kraftwerkes aus, so können für die gemäß

$$\Delta \underline{\dot{x}}_{KW} = \Delta \begin{bmatrix} \underline{x}_G \\ \underline{x}_{KA} \\ \underline{x}_{PR} \\ \underline{x}_{SR} \\ \underline{x}_{PDG} \end{bmatrix} = \underline{A}_{KW} \cdot \Delta \underline{x}_{KW} + \underline{B}_{KW,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G, \quad (2.35.a)$$

$$\Delta \underline{y}_{KW} = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_G = \underline{C}_{KW} \cdot \Delta \underline{x}_{KW} + \underline{D}_{KW,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad (2.35.b)$$

benötigte Gesamt-Zustandsgleichung die einzelnen Systemmatrizen - ausgehend von den Zustandsgleichungen der Einzelkomponenten sowie der Koppelstruktur - zu

$$\underline{A}_{KW} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \underline{A}_G & \underline{b}_{G,KA} \cdot \underline{c}_{KA} & \underline{b}_{G,KA} \cdot \underline{d}_{KA,PR} \cdot \underline{c}_{PR} & \underline{b}_{G,SR} \cdot \underline{c}_{SR} & \underline{0} \\ \hline \underline{0} & \underline{A}_{KA} & \underline{b}_{KA,PR} \cdot \underline{c}_{PR} & \underline{0} & \underline{0} \\ \hline \underline{B}_{PR,G} & \underline{0} & \underline{A}_{PR} & \underline{0} & \underline{0} \\ \hline \underline{b}_{SR,PDG} \cdot \underline{d}_{PDG,G} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{A}_{SR} & \underline{b}_{SR,PDG} \cdot \underline{c}_{PDG} \\ \hline \underline{B}_{PDG,G} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{A}_{PDG} \\ \hline \end{array}$$

$$\underline{B}_{KW,N} = \begin{array}{|c|} \hline \underline{B}_{G,N} \\ \hline \underline{0} \\ \hline \underline{B}_{PR,N} \\ \hline \underline{B}_{SR,N} \\ \hline \underline{0} \\ \hline \end{array} \quad \underline{C}_{KW} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \underline{C}_G & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} \\ \hline \end{array} \quad \text{und} \quad \underline{D}_{KW,N} = \underline{D}_{G,N} \quad (2.36)$$

angegeben werden.

Dieses Aufbauschema ist für alle Kraftwerke gleich, lediglich Belegung und Dimension unterscheiden sich für die einzelnen Kraftwerksarten. Die Ausgangsgleichung (2.35.b) ist mit der Generatorausgangsgleichung (2.25.b) identisch, da innerhalb eines Kraftwerkes nur der Generator direkt auf das Netz zurückwirken kann.

### 2.3 Frequenz- und spannungsabhängiges Verbraucherteilnetz

Verbraucherteilnetze bestehen aus einer Vielzahl von Einzelverbrauchern, welche in ihrer frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme ein sowohl statisch als auch dynamisch stark

$$\Delta \underline{\dot{x}}_{KW} = \Delta \begin{bmatrix} \underline{x}_G \\ \underline{x}_{KA} \\ \underline{x}_{PR} \\ \underline{x}_{SR} \\ \underline{x}_{PDG} \end{bmatrix} = \underline{A}_{KW} \cdot \Delta \underline{x}_{KW} + \underline{B}_{KW,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G, \quad (2.35.a)$$

$$\Delta \underline{y}_{KW} = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_G = \underline{C}_{KW} \cdot \Delta \underline{x}_{KW} + \underline{D}_{KW,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad (2.35.b)$$

benötigte Gesamt-Zustandsgleichung die einzelnen Systemmatrizen  
 - ausgehend von den Zustandsgleichungen der Einzelkomponenten  
 sowie der Koppelstruktur - zu

$$\underline{A}_{KW} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \underline{A}_G & \underline{b}_{G,KA} \cdot \underline{c}_{KA} & \underline{b}_{G,KA} \cdot \underline{d}_{KA,PR} \cdot \underline{c}_{PR} & \underline{b}_{G,SR} \cdot \underline{c}_{SR} & \underline{0} \\ \hline \underline{0} & \underline{A}_{KA} & \underline{b}_{KA,PR} \cdot \underline{c}_{PR} & \underline{0} & \underline{0} \\ \hline \underline{B}_{PR,G} & \underline{0} & \underline{A}_{PR} & \underline{0} & \underline{0} \\ \hline \underline{b}_{SR,PDG} \cdot \underline{d}_{PDG,G} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{A}_{SR} & \underline{b}_{SR,PDG} \cdot \underline{c}_{PDG} \\ \hline \underline{B}_{PDG,G} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{A}_{PDG} \\ \hline \end{array}$$

$$\underline{B}_{KW,N} = \begin{array}{|c|} \hline \underline{B}_{G,N} \\ \hline \underline{0} \\ \hline \underline{B}_{PR,N} \\ \hline \underline{B}_{SR,N} \\ \hline \underline{0} \\ \hline \end{array} \quad \underline{C}_{KW} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \underline{C}_G & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} \\ \hline \end{array} \quad \text{und} \quad \underline{D}_{KW,N} = \underline{D}_{G,N} \quad (2.36)$$

angegeben werden.

Dieses Aufbauschema ist für alle Kraftwerke gleich, lediglich Belegung und Dimension unterscheiden sich für die einzelnen Kraftwerksarten. Die Ausgangsgleichung (2.35.b) ist mit der Generatorausgangsgleichung (2.25.b) identisch, da innerhalb eines Kraftwerkes nur der Generator direkt auf das Netz zurückwirken kann.

### 2.3 Frequenz- und spannungsabhängiges Verbraucherteilnetz

Verbraucherteilnetze bestehen aus einer Vielzahl von Einzelverbrauchern, welche in ihrer frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme ein sowohl statisch als auch dynamisch stark

unterschiedliches Verhalten aufweisen. Diese Einzelverbraucher bestimmen zusammen mit dem Niederspannungs-Verteilungsnetz das summarische Wirk- und Blindleistungsverhalten des Verbraucherteilnetzes. Sie lassen sich näherungsweise in die drei Hauptgruppen

- ohmsche Verbraucher (Glühlampen, Öfen, Herde),
  - induktive, kapazitive Verbraucher (Kompensationseinrichtungen, Kabel, Leitungen) und
  - motorische Verbraucher (Asynchronmotoren mit Arbeitsmaschinen)
- unterteilen.

Da bei Netzdynamikuntersuchungen mittels Netzsimulation oder Modaler Netzanalyse die Nachbildung aller Einzelverbraucher nicht möglich ist, wird das in Bild 2.13.b dargestellte P-kanonische Ersatzmodell verwendet, welches das summarische Lastverhalten eines Verbraucherteilnetzes im Bereich kleiner Frequenz- und Spannungsänderungen ausreichend genau wiedergeben kann [70,71].

- Wirkungsweise:

Der Struktur dieses Ersatzmodells liegen folgende Überlegungen zugrunde:

Das Verbraucherteilnetz möge vereinfacht nur aus ohmschen, induktiven, kapazitiven und motorischen Verbrauchern bestehen, welche gemeinsam von einem Anschlußpunkt aus mit Leistung versorgt werden, s. Bild 2.13.a. Für die einzelnen Verbraucherleistungen und ihre linearisierten Abweichungen vom Arbeitspunkt gilt dann in normierter Schreibweise:

- ohmscher Anteil

$$p_R = \frac{u_V^2}{r} , \quad (2.37.a)$$

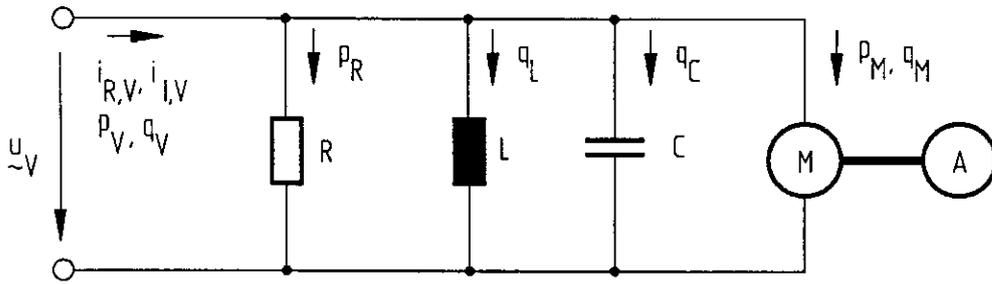
$$\text{--> } \Delta p_R = p_R \cdot 2 \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V} , \quad (2.37.b)$$

- induktiver Anteil

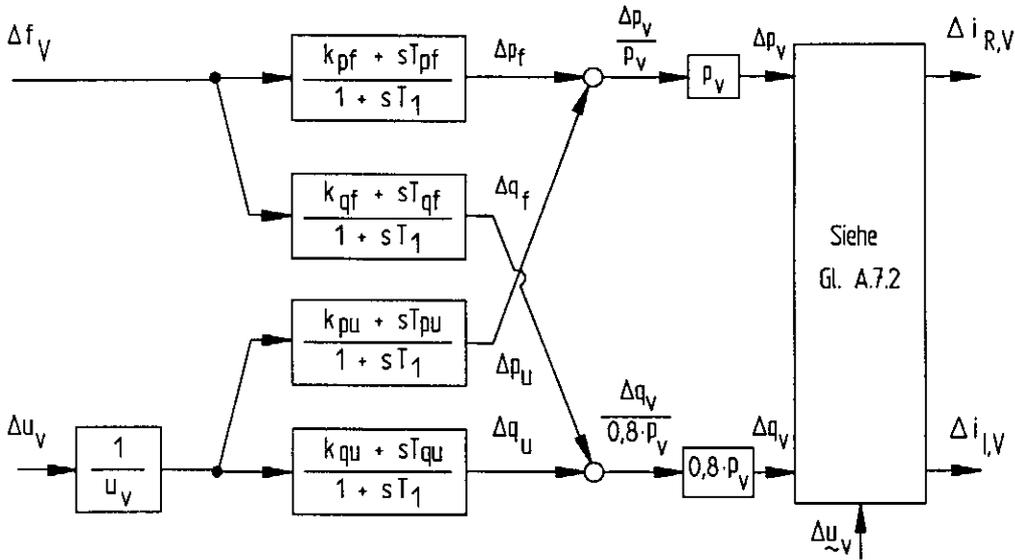
$$q_L = \frac{u_V^2}{I \cdot f_V} , \quad (2.38.a)$$

$$\text{--> } \Delta q_L = q_L \cdot \left( -\Delta f_V + 2 \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V} \right) , \quad (2.38.b)$$

a) Einphasiges Ersatzschaltbild



b) Allgemeines Blockschaltbild



c) Zustandsraumdarstellung

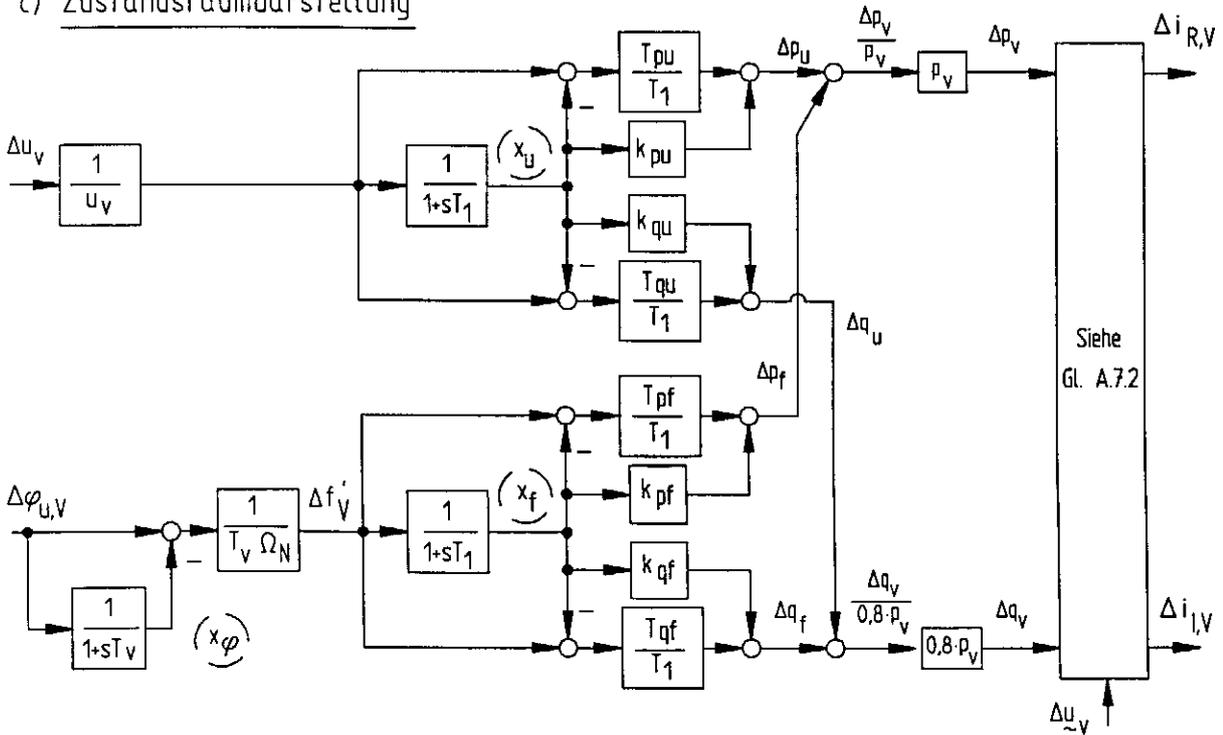


Bild 2.13: Mögliche Darstellungsarten eines frequenz- und spannungsabhängigen Verbraucherteilnetzes

- kapazitiver Anteil

$$q_C = - u_V^2 \cdot c \cdot f_V, \quad (2.39.a)$$

$$\rightarrow \Delta q_C = q_C \cdot \left( \Delta f_V + 2 \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V} \right), \quad (2.39.b)$$

- motorischer Anteil

$$p_M = \frac{u_M^2}{x_S \cdot f_V} \cdot \frac{1 - \lambda}{\lambda} \cdot \frac{1}{\frac{\sigma}{\sigma_K} + \frac{\sigma_K}{\sigma}}, \quad (2.40.a)$$

$$q_M = \frac{u_M^2}{x_S \cdot f_V} \cdot \frac{1}{\lambda} \cdot \frac{\frac{\sigma}{\sigma_K} + \lambda \cdot \frac{\sigma_K}{\sigma}}{\frac{\sigma}{\sigma_K} + \frac{\sigma_K}{\sigma}}, \quad (2.40.b)$$

mit

$x_S$  := bezogene Statorreaktanz,

$\lambda = \left( 1 - \frac{x_h^2}{x_R \cdot x_S} \right)$  := Streuung,

$x_R$  := bezogene Rotorreaktanz,

$\sigma$  := Istschlupf,

$\sigma_K := \frac{r_R}{x_R \cdot \lambda}$  := Kippschlupf,

$r_R$  := bezogener Rotorwiderstand.

Mit der

-- Bewegungsgleichung von Motor und Arbeitsmaschine

$$T_M \cdot \Delta \dot{n}_M = \Delta m_M - \Delta m_A \quad (2.40.c)$$

und der

-- Drehzahl-Drehmomenten-Charakteristik der Arbeitsmaschine

$$\Delta m_A = 1 + b \cdot \Delta n_M \quad (2.40.d)$$

folgt für den motorischen Anteil:

$$\Delta p_M = p_M \cdot \left( \frac{(1 + b) + s \cdot T_M}{1 + s \cdot T_1} \cdot \Delta f_V + \frac{2 \cdot \sigma \cdot b + s \cdot 2 \cdot T_1}{1 + s \cdot T_1} \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V} \right), \quad (2.40.e)$$

$$\Delta q_M = q_M \cdot \left( \frac{k_{Mqf} + s \cdot T_{Mqf}}{1 + s \cdot T_1} \cdot \Delta f_V + \frac{k_{Mqu} + s \cdot 2 \cdot T_1}{1 + s \cdot T_1} \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V} \right) \quad (2.40.f)$$

mit

$$k_{Mqf} = \frac{\alpha^2 \cdot (3 + 2 \cdot b) - \lambda}{\alpha^2 + \lambda}, \quad T_{Mqf} = \frac{2 \cdot \alpha - \lambda \cdot \sigma_0}{\alpha^2 + \lambda} \cdot T_M,$$

$$k_{Mqu} = \frac{\alpha^2 \cdot (\sigma_0 \cdot b - 1) + \lambda}{\alpha^2 + \lambda} \cdot 2, \quad T_1 = \sigma_0 \cdot T_M, \quad \alpha = \frac{\sigma_0}{\sigma_K}. \quad (2.40.g)$$

Summiert man die einzelnen Leistungsanteile auf, so ergeben sich die Summen-Übertragungsfunktionen des Misch-Verbrauchermodells zu:

$$\frac{\Delta p_V}{p_V} = \frac{\overbrace{(1+b) \cdot \frac{p_M}{p_V} + s \cdot T_M \cdot \frac{p_M}{p_V}}^{k_{pf}} + \overbrace{s \cdot T_M \cdot \frac{p_M}{p_V}}^{T_{pf}} \cdot \Delta f_V + \frac{\overbrace{2 \cdot \frac{p_R + b \cdot \sigma_N \cdot p_M}{p_V}}^{k_{pu}} + \overbrace{s \cdot 2 \cdot T_1}^{T_{pu}}}{1 + s \cdot T_1} \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V}}{1 + s \cdot T_1}}{1 + s \cdot T_1} \quad (2.41.a)$$

und

$$\frac{\Delta q_V}{0,8 \cdot p_V} = \frac{\overbrace{\frac{q_C - q_L + k_{Mqf} \cdot q_M}{0,8 \cdot p_V}}^{k_{qf}} + \overbrace{s \cdot \frac{T_1 \cdot (q_C - q_L) + T_{Mqf} \cdot q_M}{0,8 \cdot p_V}}^{T_{qf}}}{1 + s \cdot T_1} \cdot \Delta f_V + \frac{\overbrace{\frac{2 \cdot q_L + 2 \cdot q_C + k_{Mqu} \cdot q_M}{0,8 \cdot p_V}}^{k_{qu}} + \overbrace{s \cdot \frac{q_V}{0,8 \cdot p_V} \cdot 2 \cdot T_1}^{T_{qu}}}{1 + s \cdot T_1} \cdot \frac{\Delta u_V}{u_V}, \quad (2.41.b)$$

woraus das Blockschaltbild 2.13.b resultiert.

Durch diese Überlegung ist zwar die Struktur des Verbraucherteilnetz-Modells festgelegt, seine Parameter müssen jedoch für jedes einzelnen Teilnetz auf experimentellem Wege getrennt ermittelt werden. Dazu wird das Ein-/Ausgangsverhalten der Verbraucherteilnetze mit einer automatischen Meßwerterfassungsanlage gemessen und anschließend die Parameter mit einer geeigneten Identifikationsmethode identifiziert [35,72]. Bedingt durch das immer vorhandene regellose Verbraucherleistungsrauschen sind dazu jedoch mehrere Messungen nötig, damit der Störpegel in den Meßsignalen durch Ensemblemittelung reduziert werden kann.

#### - Zustandsraumdarstellung

Das Blockschaltbild 2.13.b kann unter der Voraussetzung gleicher Nennerzeitkonstanten  $T_1$  zu der in Bild 2.13.c dargestellten Form

umgestellt werden, in welcher alle Zustandsgrößen des Verbraucher-Teilnetz-Dynamikmodells direkt sichtbar sind. Dabei muß allerdings auf zwei Dinge noch besonders hingewiesen werden:

- Als Eingangsgröße des Dynamikmodells steht - wie auch beim Kraftwerk - nur die komplexe Spannungsänderung  $\Delta \underline{u}_V = \Delta(u; \varphi_u)_V^T$  nach Betrag und Winkel zur Verfügung. Da die Leistungsaufnahme der motorischen Verbraucher jedoch spannungs- und frequenzabhängig ist, muß aus der Spannungswinkeländerung  $\Delta \varphi_{u,V}$  die Frequenzänderung durch Differentiation gemäß der Beziehung

$$\Delta f_V = s \cdot \frac{\Delta \varphi_{u,V}}{\Omega_N} \approx \frac{s}{1 + s \cdot T_V} \cdot \frac{\Delta \varphi_{u,V}}{\Omega_N} = \Delta f_V' \quad (2.42)$$

gebildet werden. Dabei erweist sich diese angenäherte Differentiation für kleine Werte  $T_V \leq 0,1$  s im interessierenden Dynamikbereich von 0 - 2 Hz als ausreichend genau. Mit der daraus resultierenden, in Blockschaltbild 2.13.c eingezeichneten Hilfszustandsgröße  $x_\varphi$  ergibt sich eine Modelldimension von drei.

- Bei der Ermittlung der Parameter des Blindleistungszweiges kann als Bezugsgröße nicht die momentane Blindlast des Verbraucherteilnetzes verwendet werden, da diese bei gut kompensierten Netzen zu Null werden kann. Deshalb wird hier - einem Vorschlag in [73] folgend - als Bezugsgröße  $q'_0 = 0,8 \cdot p_0$  gewählt, da die aufgenommene Wirkleistung eines Verbraucherteilnetzes nicht Null werden kann. Damit ist gewährleistet, daß die Blindleistungsparameter keine beliebig großen Werte annehmen und daß sie in ihrer Größe mit denen des Wirkleistungszweiges vergleichbar sind.

Aus dem Blockschaltbild 2.13.c läßt sich unter Verwendung der linearisierten Transformationsbeziehung (A.7.2) die Zustandsgleichung des Verbraucherteilnetzes um den Arbeitspunkt

$$x_f = 0, \quad (2.43.a)$$

$$x_u = 0, \quad (2.43.b)$$

$$x_\varphi = 0 \quad (2.43.c)$$

zu

$$\Delta \dot{\underline{x}}_V = \Delta \begin{bmatrix} x_f \\ x_u \\ x_\phi \end{bmatrix} = \underline{A}_V \cdot \Delta \underline{x}_V + \underline{B}_{V,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V, \quad (2.44.a)$$

$$\Delta \underline{y}_V = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_V = \underline{C}_V \cdot \Delta \underline{x}_V + \underline{D}_{V,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V \quad (2.44.b)$$

angeben, ihre Herleitung ist unter Angabe der zugehörigen Systemmatrizen in Anhang A.7 durchgeführt.

#### 2.4 Geregelter Blindleistungskompensator

Geregelte Blindleistungskompensatoren, englisch "Static VAR Compensators" (SVC) genannt, werden weltweit in gering vermaschten, ausgedehnten Energieübertragungsnetzen zur

- Spannungshaltung [74],
- Kompensation von Kabelblindleistung [75],
- Erhöhung der statischen Stabilität [76],
- Erhöhung der transienten Stabilität [77]

und

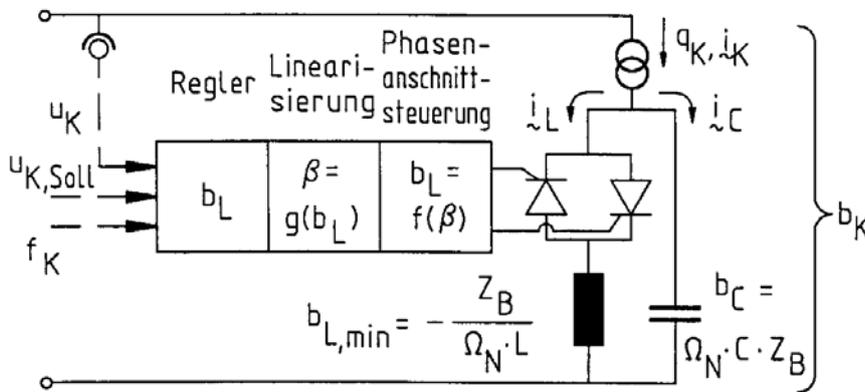
- Erhöhung der Übertragungskapazität von Hochspannungsleitungen [78]

eingesetzt.

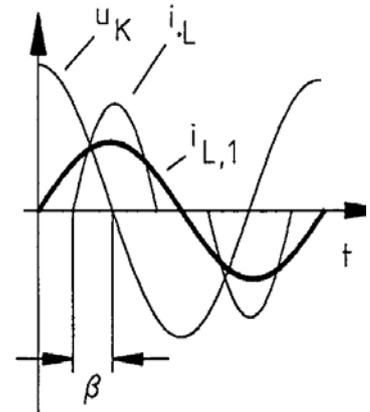
Sie bestehen entweder aus schaltbaren Kondensatorbatterien mit fester Kompensationsspule (engl.: thyristor switched capacitors, TSC) oder aus thyristorgesteuerten Kompensationsspulen mit fester Kondensatorbatterie (engl.: thyristor controlled reactors, TCR) [79]. Da mit beiden Bauarten die gleiche Wirkung erzielt wird, genügt hier die Behandlung nur eines Typs: der thyristorgesteuerten Kompensationsspule mit fester Kondensatorbatterie. In Bild 2.14.a ist das einphasige Ersatzschaltbild einer solchen Anlage dargestellt, in Bild 2.14.b der zeitliche Verlauf des mit dem Zündwinkel  $\beta$  gesteuerten Spulenstroms  $i_L$  sowie die daraus resultierende erste Stromgrundwelle  $i_{L,1}$  und in Bild 2.14.c das regelungstechnische Blockschaltbild von Regler und Strecke.

Die in Bild 2.14.a eingezeichnete Linearisierungseinrichtung wird

a) Einphasiges Ersatzschaltbild



b) Spulenstrom  $i_L$  mit Grundwelle  $i_{L,1}$



c) Blockschaltbild von Regler und Strecke

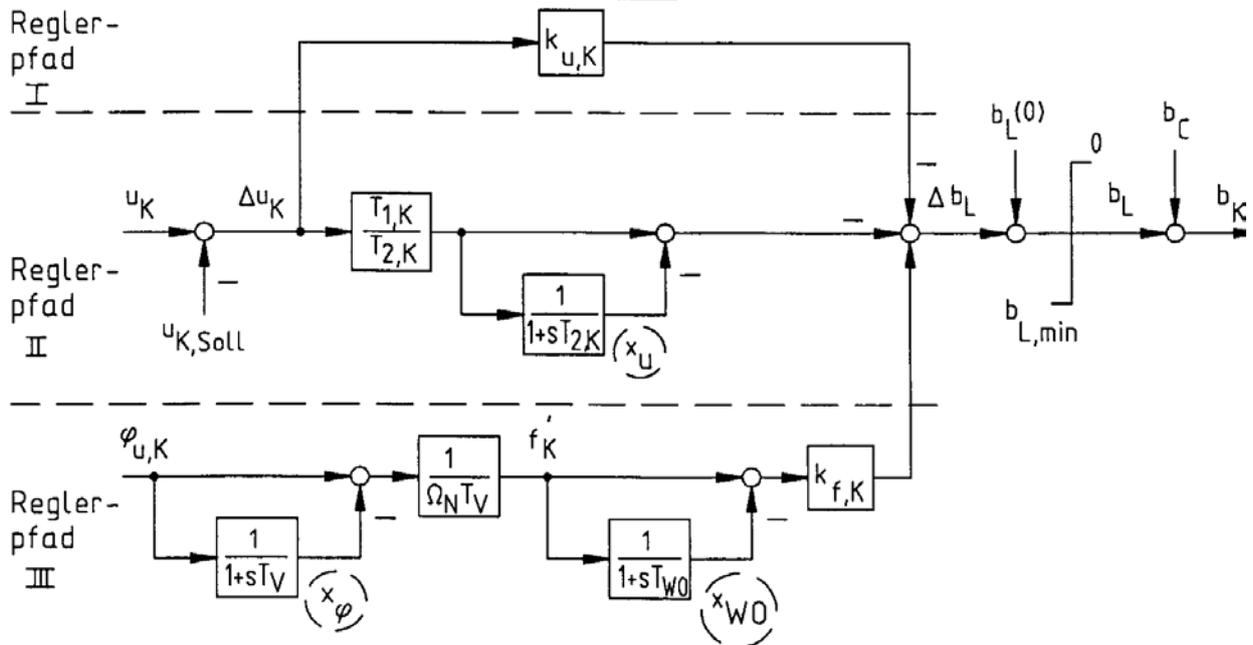


Bild 2.14: Geregelter Blindleistungskompensator

zur Kompensation der durch die Phasenanschnittsteuerung hervorgerufenen Nichtlinearität benötigt. Nach [80] gilt für die aus der Grundwelle des Spulenstroms  $i_{L,1}$  resultierende Suszeptanz  $b_L$  im Ansteuerbereich  $0 \leq \beta \leq \pi/2$ :

$$b_L = f(\beta) = -\frac{Z_B}{\Omega_N \cdot L} \cdot \frac{\beta - \frac{1}{2} \sin 2\beta}{\frac{\pi}{2}} \quad (2.45.a)$$

Daraus errechnet sich die Umkehrfunktion der Linearisierungseinrichtung zu

$$\beta = g(b_L) = f^{-1}(f(\beta)) \quad (2.45.b)$$

Die in Bild 2.14.c dargestellte Regeleinrichtung besteht aus drei unterschiedlichen Reglerpfaden, welche die für die Netzstabilität wichtigen Regelaufgaben

- I: Spannungshaltung [81],
  - II: Stabilisierung durch Spannungsmodulation auf Leitungen [82],
  - III: Stabilisierung durch Spannungsmodulation an Verbraucherschwerpunkten [83]
- wahrnehmen.

- Wirkungsweise

Für die Regelaufgabe I Spannungsregelung genügt das einfache Regelgesetz

$$b_K = b_C + [b_L(0) - k_{u,K} \cdot \Delta u_K], \quad (2.46)$$

welches den Kompensator bei hoher Spannung induktiver und bei niedriger Spannung kapazitiver werden läßt.

Dieses Regelgesetz ist in Netzen immer dann interessant, wenn Leistung über große Entfernung übertragen werden muß und deshalb im Zuge einer Leitung eine Spannungsstützung notwendig wird.

Für die Regelaufgabe II Stabilisierung durch Spannungsmodulation auf Leitungen benötigt man dagegen einen differenzierenden  $DT_1$ -Regler gemäß

$$b_K = b_C + [b_L(0) - \frac{s \cdot T_{1,K}}{1 + s \cdot T_{2,K}} \cdot \Delta u_K]. \quad (2.47)$$

Dieser Regler ruft durch Modulation der Übertragungsleistung in den am Leitungsanfang und -ende befindlichen Generatoren zusätzliche Dämpfungsmomente hervor, s. Anhang A.8.

Das Regelgesetz der Regelaufgabe III Stabilisierung durch Spannungsmodulation an Verbraucherschwerpunkten kann aus der Literatur entnommen werden, da diese Methode - wenn auch mit gesteuerten Phasenschiebern - seit 1975 in den beiden australischen Städten Sydney und Melbourne mit Erfolg zur Netzstabilisierung eingesetzt wird [83].

Das Regelgesetz lautet:

$$b_K = b_C + [b_L(0) + k_{f,K} \cdot \frac{s \cdot T_{W0}}{1 + s \cdot T_{W0}} \cdot \Delta f_K]. \quad (2.48.a)$$

Bei diesem Regelgesetz wird mit zunehmender Netzfrequenz der Blindleistungskompensator kapazitiver, wodurch über die dann ebenfalls zunehmende Kompensatorspannung  $u_K$  eine Verbraucherwirkleistungserhöhung erzielt wird. Da diese Leistungsaufnahme proportional zur Netzfrequenz ist, wird eine zusätzliche Dämpfungswirkung im Netz erzielt. Das in Gl. (2.48.a) mit angegebene  $DT_1$ - "wash-out"-Glied wird dabei - in Analogie zum Pendeldämpfungsgerät - zur Vermeidung einer bleibender Regelabweichung benötigt. Die Netzfrequenz  $\Delta f_K$  wird hier - in Analogie zum Vorgehen beim Verbraucherteilnetz - wieder aus dem Spannungswinkel  $\Delta\varphi_{u,K}$  näherungsweise zu

$$\Delta f_K' = \frac{1}{T_V \cdot \Omega_N} \cdot \left(1 - \frac{1}{1 + s \cdot T_V}\right) \cdot \Delta\varphi_{u,K} \quad (2.48.b)$$

berechnet.

#### - Zustandsraumdarstellung

Am Arbeitspunkt  $b_K = b_C + b_L(0)$  gilt für die Zustandsgrößen

$$x_u = 0, \quad (2.49.a)$$

$$x_{w0} = 0, \quad (2.49.b)$$

$$x_\varphi = \varphi_{u,K}; \quad (2.49.c)$$

die Zustandsgleichung ergibt sich gemäß Anhang A.8 zu:

$$\Delta \dot{x}_K = \Delta \begin{bmatrix} x_u \\ x_{w0} \\ x_\varphi \end{bmatrix}' = \underline{A}_K \cdot \Delta x_K + \underline{B}_{K,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_K, \quad (2.50.a)$$

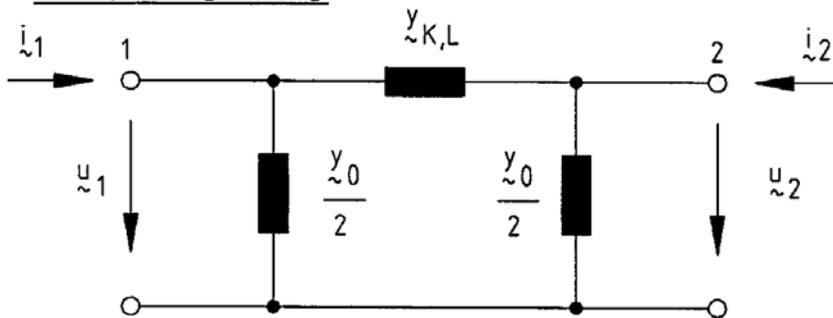
$$\Delta y_K = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_K = \underline{C}_K \cdot \Delta x_K + \underline{D}_{K,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_K. \quad (2.50.b)$$

Mit dem geregelten Blindleistungskompensator sind für alle im Übersichtsbild 2.2 dargestellten dynamischen Netzmodell-Einzelkomponenten die linearisierten Zustandsgleichungen vorhanden. Als letzte Netzmodell-Einzelkomponente wird im folgenden die statische Netzmodell-Einzelkomponente "Übertragungsnetz" behandelt.

## 2.5 Elektrisches Energieübertragungsnetz

Das elektrische Energieübertragungsnetz besteht aus Hochspannungsleitungen und Transformatoren. Setzt man einen symmetrischen Aufbau und Betriebszustand voraus, so reicht eine Nachbildung

### a) Hochspannungsleitung



### b) Stufentransformator

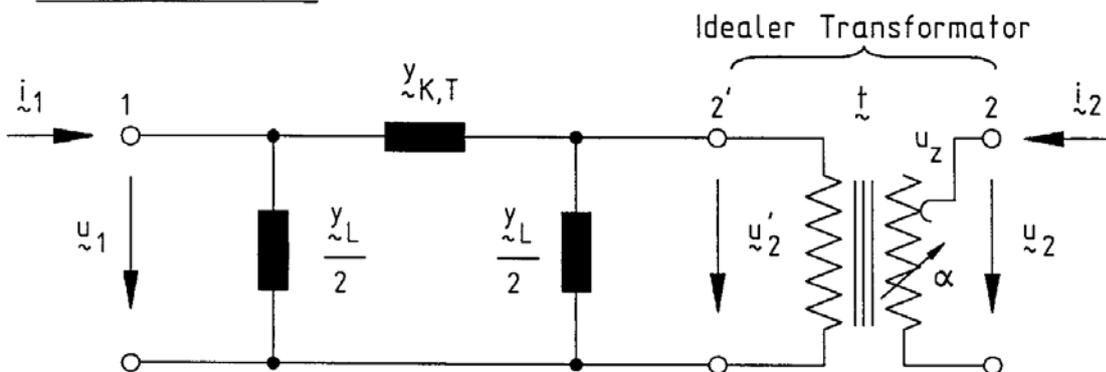


Bild 2.15:  $\pi$ -Ersatzschaltbilder der Netzübertragungselemente "Hochspannungsleitung" und "Transformator"

dieser Netzübertragungselemente als einphasige  $\pi$ -Ersatzschaltbilder im Mitsystem aus, s. Bild 2.15 [84].

Diesen Ersatzschaltbildern liegen die nachfolgenden bezogenen Vierpolgleichungen zugrunde, deren Herleitung u.a. in [85] durchgeführt ist:

- Leitungen ( $l_L \leq 500$  km)

$$\begin{bmatrix} \tilde{i}_1 \\ \tilde{i}_2 \end{bmatrix}_L = \begin{bmatrix} (\underline{y}_{K,L} + \frac{\underline{y}_0}{2}) & - \underline{y}_{K,L} \\ - \underline{y}_{K,L} & (\underline{y}_{K,L} + \frac{\underline{y}_0}{2}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \tilde{u}_1 \\ \tilde{u}_2 \end{bmatrix}_L, \quad (2.51.a)$$

- Transformatoren

$$\begin{bmatrix} \tilde{i}_1 \\ \tilde{i}_2 \end{bmatrix}_T = \begin{bmatrix} (\underline{y}_{K,T} + \frac{\underline{y}_L}{2}) & - \underline{t} \cdot \underline{y}_{K,T} \\ - \underline{t}^* \cdot \underline{y}_{K,T} & |\underline{t}|^2 \cdot (\underline{y}_{K,T} + \frac{\underline{y}_L}{2}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \tilde{u}_1 \\ \tilde{u}_2 \end{bmatrix}_T. \quad (2.51.b)$$

Die Elemente der sogenannten Admittanzmatrizen berechnen sich aus den Leitungs- und Transformator-Nennwerten sowie den unterschiedlichen Leitungslängen  $l_L$  gemäß:

- Leitung

-- Längsadmittanz

$$\underline{y}_{K,L} = \frac{1}{(R' + j\omega L') \cdot l_L} \cdot \frac{U_B^2}{S_B}, \quad (2.52.a)$$

-- Queradmittanz

$$\underline{y}_0 = (G' + j\omega B') \cdot l_L \cdot \frac{U_B^2}{S_B}. \quad (2.52.b)$$

- Transformator

-- Kurzschlußadmittanz

$$\underline{y}_{K,T} = \frac{S_{TN}}{S_B} \cdot \left(\frac{U_{B1}}{U_{N1}}\right)^2 \cdot \frac{\frac{V_{Cu}}{S_{TN}} - j \cdot \sqrt{u_{kN}^2 - \left(\frac{V_{Cu}}{S_{TN}}\right)^2}}{u_{kN}^2}, \quad (2.52.c)$$

-- Leerlaufadmittanz

$$\underline{y}_L = \frac{S_{TN}}{S_B} \cdot \left(\frac{U_{B1}}{U_{N1}}\right)^2 \cdot \left(\frac{V_{Fe}}{S_{TN}} - j \cdot \sqrt{i_L^2 - \left(\frac{V_{Fe}}{S_{TN}}\right)^2}\right), \quad (2.52.d)$$

-- komplexes Übersetzungsverhältnis

$$\underline{t} = \frac{u_{N1}}{u_{N2}} \cdot \frac{u_{B2}}{u_{B1}} \cdot \frac{1}{1 + u_z \cdot e^{j\alpha}} \cdot \frac{1}{1 + \frac{\underline{y}_L}{2 \cdot \underline{y}_{K,T}}}. \quad (2.52.e)$$

Werden diese Einzelemente zu einem aus  $n$  Knoten bestehenden Netz zusammengeschaltet, so ergibt sich die Netzgleichung entsprechend dem Ohmschen Gesetz zu:

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ \vdots \\ i_n \end{bmatrix}_N = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ \vdots & \cdot & \cdot & \vdots \\ Y_{n1} & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_1 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix}_N \quad (2.53.a)$$

$$\underline{i}_N = \underline{Y}_N \cdot \underline{u}_N$$

Dabei berechnen sich die Elemente der Knotenpunktsadmittanzmatrix  $\underline{Y}_N$  wie folgt aus den Parametern der einzelnen Übertragungsglieder:

- Diagonalelemente

$$Y_{ii} = \Sigma (Y_{K,L,T} + \frac{Y_0}{2} + \frac{Y_L}{2}) \Big|_i \quad (2.53.b)$$

- Nebenelemente

$$Y_{ik} = - Y_{K,L,T} \Big|_{i,k} \quad (2.53.c)$$

Da die dynamischen Netzkomponenten über das Übertragungsnetz miteinander zusammenwirken, muß die Netzgleichung (2.53.a) denselben Aufbau haben wie die Ausgangsgleichungen der Netzkomponenten. Deswegen muß sie so umgeformt werden, daß der Netzstrom nach Real- und Imaginärteil und die Knotenspannung nach Betrag und Phase vorliegt. Teilt man dazu Gleichung (2.53.a) in Real- und Imaginärteil auf, so ergibt sich für kleine Abweichungen vom Arbeitspunkt die reellwertige Beziehung

$$\Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \\ \vdots \\ i_R \\ i_I \end{bmatrix}_N = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_R & -Y_I \\ Y_I & Y_R \end{bmatrix}_{1,1} & \cdot & \cdot & \begin{bmatrix} Y_R & -Y_I \\ Y_I & Y_R \end{bmatrix}_{1,n} \\ \vdots & \cdot & \cdot & \vdots \\ \begin{bmatrix} Y_R & -Y_I \\ Y_I & Y_R \end{bmatrix}_{n,1} & \cdot & \cdot & \begin{bmatrix} Y_R & -Y_I \\ Y_I & Y_R \end{bmatrix}_{n,n} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_R \\ u_I \\ \vdots \\ u_R \\ u_I \end{bmatrix}_N \quad (2.54.a)$$

welche sich mit der Spannungstransformation (A.3.25) abschließend auf die gewünschte Form

$$\Delta \begin{bmatrix} i_1 \\ \vdots \\ i_n \end{bmatrix}_N = \begin{bmatrix} D_{11} & \cdot & \cdot & D_{1n} \\ \vdots & \cdot & \cdot & \vdots \\ D_{n1} & \cdot & \cdot & D_{nn} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_1 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix}_N \quad (2.54.b)$$

$$\Delta \underline{i}_N = \underline{D}_N \cdot \Delta \underline{u}_N$$

mit

$$\underline{D}_{ik} = \begin{bmatrix} (Y_{R_{ik}} \cdot \cos\varphi_{u_k} - Y_{I_{ik}} \cdot \sin\varphi_{u_k}) & (-Y_{R_{ik}} \cdot u_{I_k} - Y_{I_{ik}} \cdot u_{R_k}) \\ (Y_{I_{ik}} \cdot \cos\varphi_{u_k} + Y_{R_{ik}} \cdot \sin\varphi_{u_k}) & (-Y_{I_{ik}} \cdot u_{I_k} + Y_{R_{ik}} \cdot u_{R_k}) \end{bmatrix} \quad (2.54.c)$$

bringen läßt.

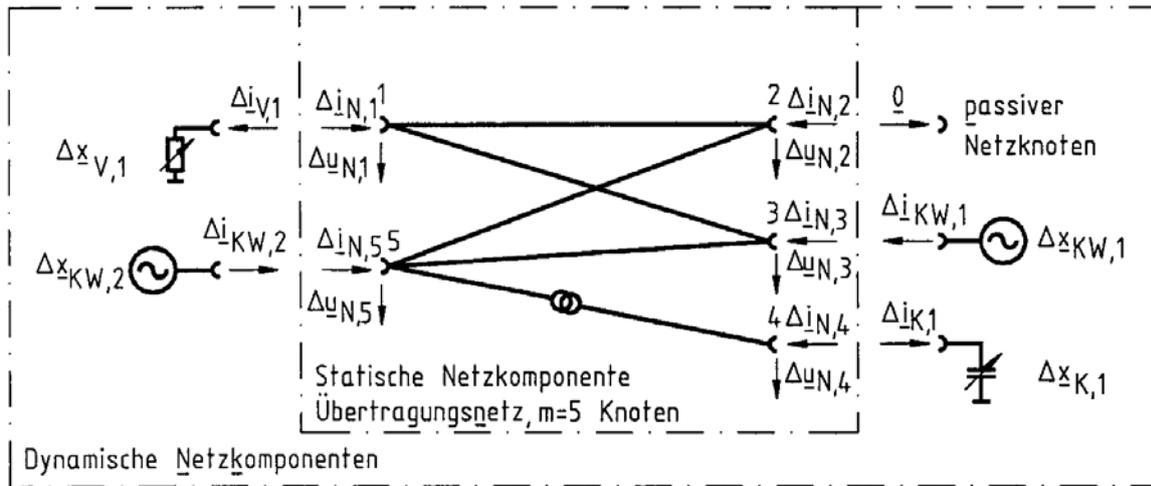
## 2.6 Kopplung der statischen und dynamischen Netzkomponenten zum linearen Netz-Dynamikmodell

In Bild 2.16.a ist ein einfaches, überschaubares Netz-Dynamikmodell dargestellt, anhand dessen beispielhaft die Kopplung zwischen den dynamischen Netzmodell-Einzelkomponenten und dem Übertragungsnetz durchgeführt werden soll. Selbstverständlich können auf diese Art und Weise beliebig große Netz-Dynamikmodelle erstellt werden.

Das Netz-Dynamikmodell besteht aus 5 Netzknoten, 4 Leitungen und einem Transformator sowie 2 Kraftwerken, einem Verbraucher und einem geregelten Blindleistungskompensator. Ein Knoten sei ein passiver, leerlaufender Knoten; die mit dynamischen Netzkomponenten beschalteten Knoten werden als aktive Knoten bezeichnet.

Faßt man die Zustandsgleichungen der in diesem Netz-Dynamikmodell vorkommenden dynamischen Netzkomponenten entsprechend ihrer Knotennumerierung zu einer gemeinsamen Zustandsgleichung zusammen, so erhält man

$$\Delta \dot{\underline{x}}_{NK} = \Delta \dot{\underline{x}}_N = \Delta \begin{bmatrix} \underline{x}_{V,1} \\ \underline{x}_{KW,1} \\ \underline{x}_{K,1} \\ \underline{x}_{KW,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_{V,1} & & & \\ & \underline{A}_{KW,1} & & \\ & & \underline{A}_{K,1} & \\ & & & \underline{A}_{KW,2} \end{bmatrix} \cdot \Delta \underline{x}_N + \begin{bmatrix} \underline{B}_{V,1} & & & \\ & \underline{B}_{KW,1} & & \\ & & \underline{B}_{K,1} & \\ & & & \underline{B}_{KW,2} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_{N,1} \\ u_{N,3} \\ u_{N,4} \\ u_{N,5} \end{bmatrix} \quad (2.55.a)$$



b) Koppelstruktur des linearen Netzmodells

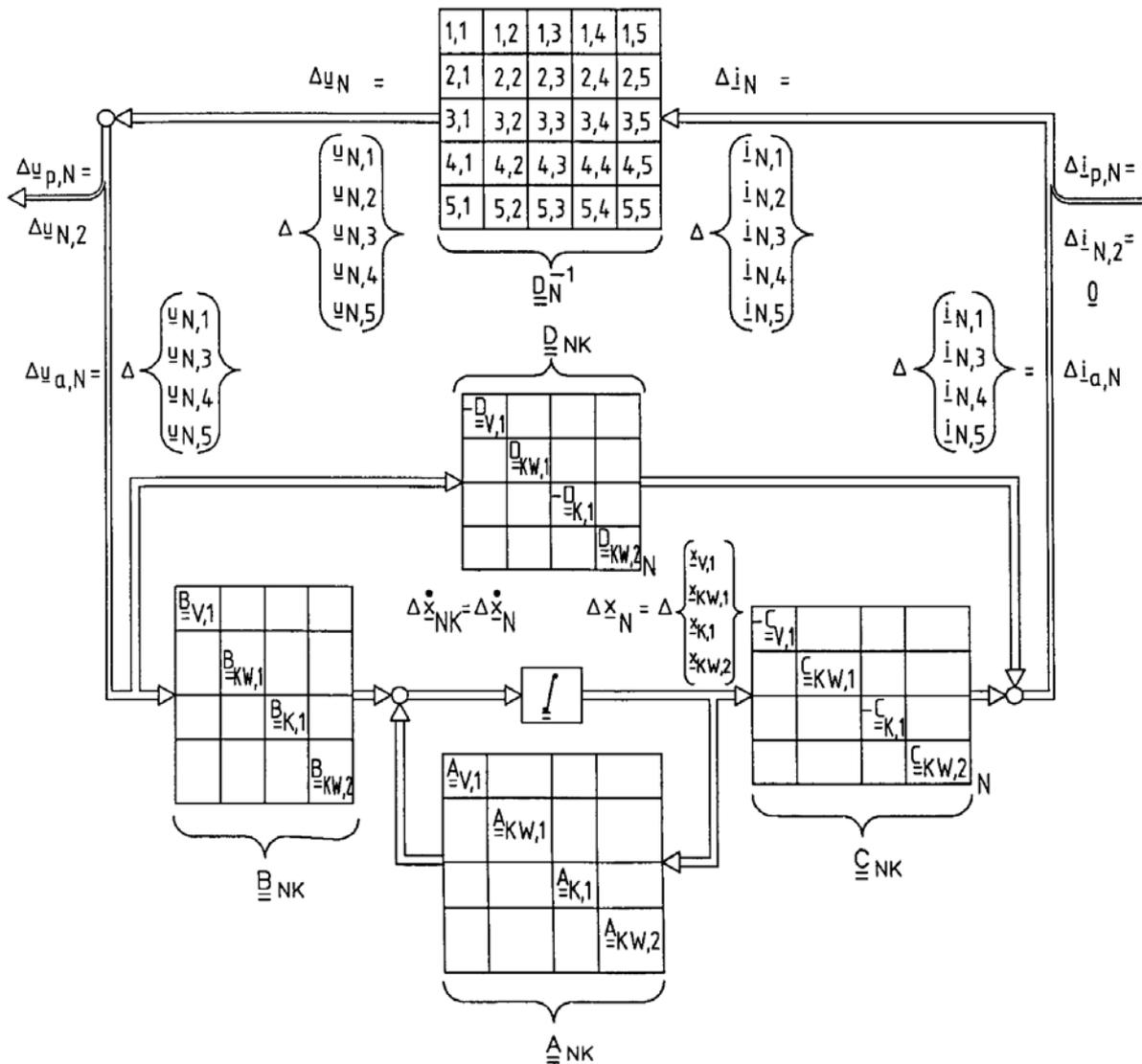


Bild 2.16: Kopplung der linearisierten Netzkomponenten zum linearen Netz-Dynamikmodell

$$\Delta \begin{bmatrix} -\underline{i}_{V,1} \\ \underline{i}_{KW,1} \\ -\underline{i}_{K,1} \\ \underline{i}_{KW,2} \end{bmatrix} = \Delta \begin{bmatrix} \underline{i}_{N,1} \\ \underline{i}_{N,3} \\ \underline{i}_{N,4} \\ \underline{i}_{N,5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\underline{C}_{V,1} & & & \\ & \underline{C}_{KW,1} & & \\ & & -\underline{C}_{K,1} & \\ & & & \underline{C}_{KW,2} \end{bmatrix} \cdot \Delta \underline{x}_N + \begin{bmatrix} -\underline{D}_{V,1} & & & \\ & \underline{D}_{KW,1} & & \\ & & -\underline{D}_{K,1} & \\ & & & \underline{D}_{KW,2} \end{bmatrix}_N \cdot \Delta \begin{bmatrix} \underline{u}_{N,1} \\ \underline{u}_{N,3} \\ \underline{u}_{N,4} \\ \underline{u}_{N,5} \end{bmatrix} \quad (2.55.b)$$

Die Nebenelemente dieser Hypermatrix sind Null-Matrizen entsprechender Dimension; sie sind in Gl. (2.55) der Übersichtlichkeit halber nicht speziell gekennzeichnet. Die im Verbraucherzählpfeilsystem notierten Ströme der Verbraucher und Blindleistungskompensatoren sind hier schon in das Erzeugerzählpfeilsystem umgepfeilt, damit sie zur Netzkopplung die gleiche Pfeilung erhalten wie die Netzströme.

Invertiert man die Netzgleichung (2.54.b), so werden die Komponentenströme zu Netzeingangsgrößen und die Knotenspannungen zu Netzausgangsgrößen gemäß

$$\Delta \underline{u}_N = \Delta \begin{bmatrix} \underline{u}_{N,1} \\ \underline{u}_{N,2} \\ \underline{u}_{N,3} \\ \underline{u}_{N,4} \\ \underline{u}_{N,5} \end{bmatrix} = \underline{D}_N^{-1} \cdot \Delta \begin{bmatrix} \underline{i}_{N,1} \\ \underline{i}_{N,2} \\ \underline{i}_{N,3} \\ \underline{i}_{N,4} \\ \underline{i}_{N,5} \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

Aus den Gleichungen (2.55), (2.56) läßt sich das Blockschaltbild 2.16.b aufstellen. Daraus wird ersichtlich, wie die dynamischen Netzkomponenten mit ihren Ausgangsströmen über das Übertragungsnetz alle Knotenspannungen und damit alle anderen Dynamikkomponenten beeinflussen. Interessant ist dabei, daß die Impedanzmatrix  $\underline{D}_N^{-1}$  - im Gegensatz zur Knotenpunkts-Admittanzmatrix  $\underline{D}_N$  - voll besetzt sein muß, da eine Stromänderung an einem Knoten eine Spannungsänderung an allen Knoten hervorruft<sup>3)</sup>.

3) Da der zweite Netz-knoten ein passiver Knoten ist, könnte in der Impedanzmatrix  $\underline{D}_N^{-1}$  die zweite Spalte und die zweite Zeile weggelassen werden, was hier jedoch aus Anschaulichkeitsgründen nicht erfolgen soll.

Mit dieser Strategie zur Erstellung linearer Netz-Dynamikmodelle können prinzipiell beliebig große Netze linearisiert und anschließend der Modalen Netzanalyse unterzogen werden. Dieses Vorgehen scheitert aber oft - wie schon in der Einleitung erwähnt - bei großen Netzen aufgrund der dort vorhandenen hohen Systemdimension. Deshalb ist zuvor eine Modale Netzreduktion durchzuführen, mit welcher sich die Systemordnung von Teilnetzen und damit auch des zu untersuchenden Gesamtnetzes entscheidend verringern läßt. Diese Methode der Modalen Netzreduktion wird im nachfolgenden Kapitel 3 erläutert.

### 3. Dynamische Reduktion verbundgekoppelter Teilnetz-Dynamikmodelle

In einem Netz-Dynamikmodell können beliebige Größen als Eingangs- oder Ausgangsgrößen definiert werden. So könnte z.B. in Bild 2.16.a die Sollspannung  $u_{G,Soll}$  am Spannungsregler des Kraftwerks 1 als Eingangsgröße und das elektrische Moment  $m_{eT}$  des zugehörigen Generators als Ausgangsgröße gewählt werden. Eine Änderung des Spannungssollwertes hätte im elektrischen Moment einen Ausgleichvorgang zur Folge, welcher sich durch eine lineare Übertragungsfunktion

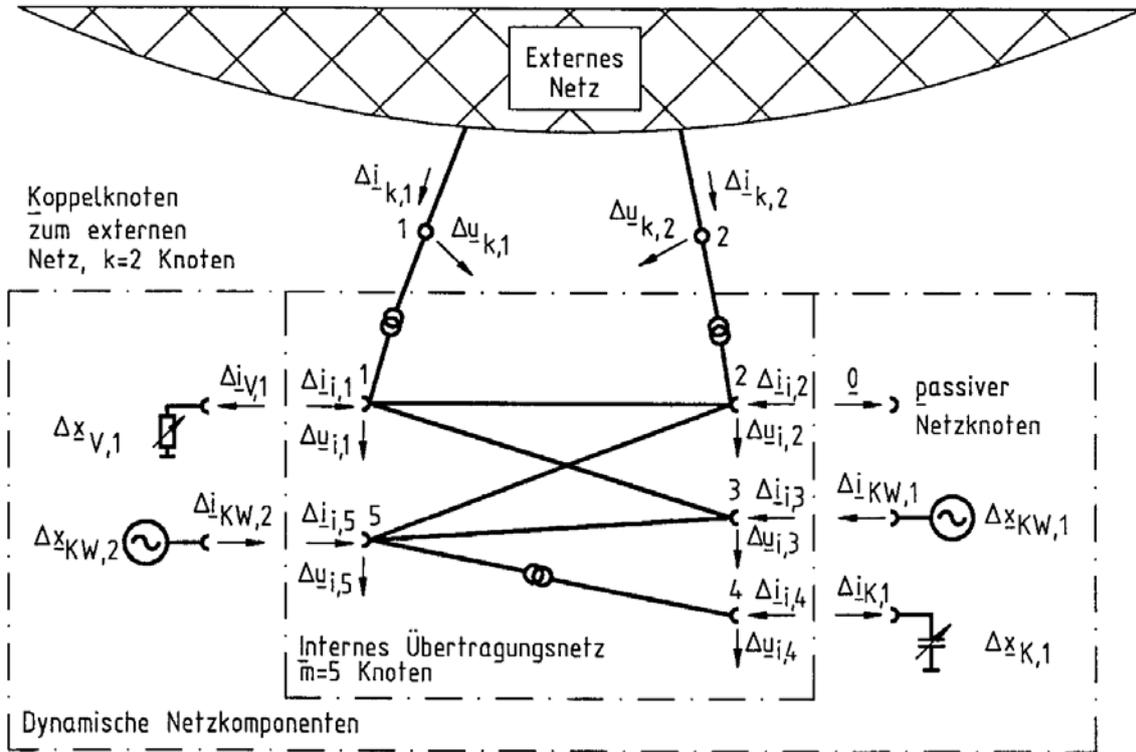
$$\frac{\Delta m_{eT,1}}{\Delta u_{G,Soll,1}} = F(s)$$

beschreiben ließe. In dieser Funktion wäre der Einfluß des gesamten Netz-Dynamikmodells auf die Momentenbildung mit enthalten; bei Kenntnis dieses Übertragungsverhaltens ließe sich z.B. ein Pendeldämpfungsgerät mit Drehzahleingang unter Berücksichtigung der Netzurückwirkungen in optimaler Weise gemäß der Beziehung  $F_{PDG}(s) = F^{-1}(s)$  einstellen.

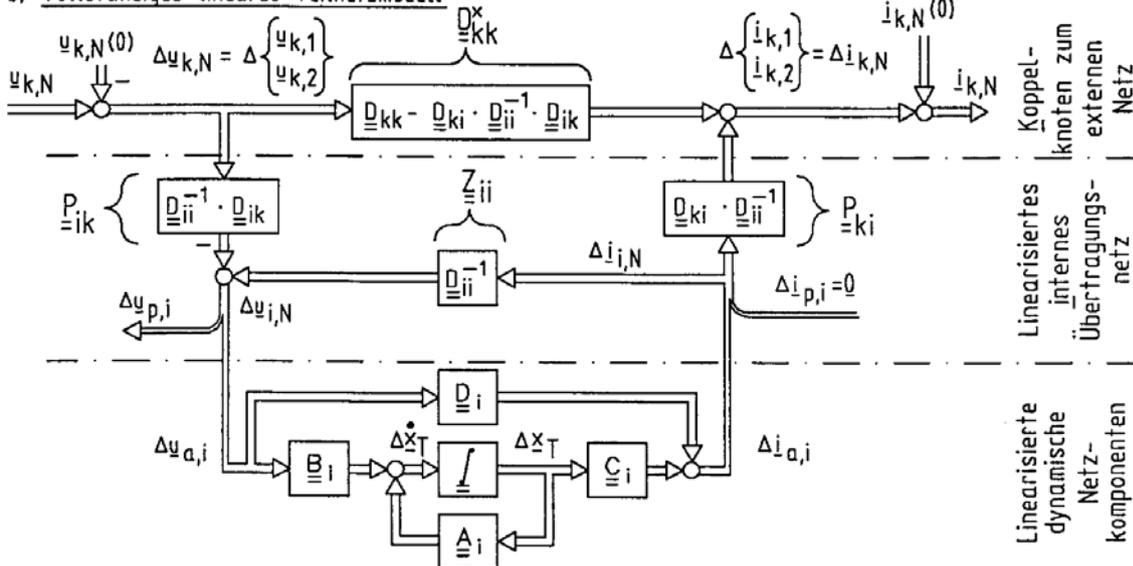
Wandelt man die Übertragungsfunktion  $F(s)$  in eine Zustandsgleichung um, so können auf diese die Methoden der linearen Regelungstechnik - und hier besonders die modale Ordnungsreduktion - angewandt werden. Durch eine solche Ordnungsreduktion blieben nur noch diejenigen Übertragungspfade zwischen  $\Delta u_{G,Soll,1}$  und  $\Delta m_{eT,1}$  erhalten, welche für das Übertragungsverhalten von dominanter Bedeutung wären. An diesem reduzierten und deswegen einfacher zu handhabenden Ersatzsystem könnte dann ebenfalls die Einstellung des Pendeldämpfungsgerätes ohne wesentlichen Genauigkeitsverlust vorgenommen werden.

In dieser Arbeit steht jedoch nicht die optimale Einstellung von Netzregleinrichtungen im Vordergrund, sondern es sollen verbundgekoppelte Teilnetze zu dynamischen Äquivalenten geringerer Ordnung reduziert werden, die dann bei entsprechender Zusammenschaltung zu einer Reduktion des gesamten Verbundnetzes führen. Zur Durchführung der modalen Teilnetzreduktion sind - wie in Bild 3.1.a veranschaulicht - die Spannungen an den Koppelknoten zum Verbundnetz als Eingangsgrößen zu wählen und die Ströme auf den Kuppelleitungen als Ausgangsgrößen. Dabei ist in den modal zu

a) Verbundgekoppeltes nichtlineares Teilnetzmodell



b) Vollständiges lineares Teilnetzmodell



c) Knotenreduziertes lineares Teilnetzmodell

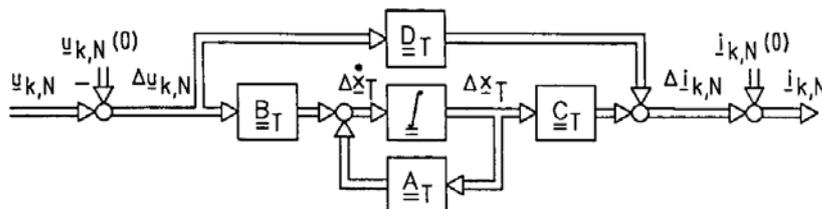


Bild 3.1: Dynamische Knotenreduktion verbundgekoppelter Teilnetz-Dynamikmodelle

reduzierenden Teilnetz nur noch das Übertragungsverhalten bezüglich der Koppelknoten von Interesse. Die teilnetzinternen Knotenspannungen und -ströme können somit eliminiert werden.

### 3.1 Dynamische Knoten-Reduktion

Dazu werden die teilnetzinternen Knoten sowie die externen Koppelknoten zum Verbundnetz hin so durchnummeriert und umgeordnet, daß sich die zugehörigen Ströme und Spannungen in der Form

$$\Delta \underline{i}_N = \Delta \begin{bmatrix} \underline{i}_i \\ \underline{i}_k \end{bmatrix}_N, \quad \Delta \underline{u}_N = \Delta \begin{bmatrix} \underline{u}_i \\ \underline{u}_k \end{bmatrix}_N \quad (3.1)$$

angeben lassen.

Dadurch läßt sich auch die Netzgleichung in

$$\Delta \underline{i}_N = \Delta \begin{bmatrix} \underline{i}_i \\ \underline{i}_k \end{bmatrix}_N = \begin{bmatrix} \underline{D}_{ii} & \underline{D}_{ik} \\ \underline{D}_{ki} & \underline{D}_{kk} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} \underline{u}_i \\ \underline{u}_k \end{bmatrix}_N \quad (3.2)$$

aufspalten. Diese Gleichung kann nun so umgestellt werden, daß die Koppelströme  $\Delta \underline{i}_{k,N}$  und die internen Spannungen  $\Delta \underline{u}_{i,N}$  als Ausgangsgrößen und die Koppelspannungen  $\Delta \underline{u}_{k,N}$  sowie die internen Ströme  $\Delta \underline{i}_{i,N}$  als Eingangsgrößen gemäß

$$\Delta \begin{bmatrix} \underline{i}_k \\ \underline{u}_i \end{bmatrix}_N = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{D}_{kk} - \underline{D}_{ki} \cdot \underline{D}_{ii}^{-1} \cdot \underline{D}_{ik} & \underline{D}_{ki} \cdot \underline{D}_{ii}^{-1} \\ \hline -\underline{D}_{ii}^{-1} \cdot \underline{D}_{ik} & \underline{D}_{ii}^{-1} \\ \hline \end{array} \Delta \begin{bmatrix} \underline{u}_k \\ \underline{i}_i \end{bmatrix}_N \stackrel{!}{=} \begin{bmatrix} \underline{D}_{kk}^* & \underline{P}_{ki} \\ -\underline{P}_{ik} & \underline{Z}_{ii} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} \underline{u}_k \\ \underline{i}_i \end{bmatrix}_N \quad (3.3)$$

zur Verfügung stehen.

Mit Gl. (3.3) sowie der gemeinsamen Zustandsgleichung aller dynamischen Netzkomponenten gemäß (2.55) kann dann das in Bild 3.1.b dargestellte vollständige Blockschaltbild eines linearisierten, verbundgekoppelten Teilnetz-Dynamikmodells erstellt werden.

Darin sind noch alle teilnetzinternen Ströme und Spannungen explizit enthalten. Diese können dadurch eliminiert oder dynamisch reduziert werden, indem man die Zustandsgleichung des gesamten Teilnetz-Dynamikmodells gemäß der Beziehung

$$\Delta \dot{x}_T = \underline{A}_T \cdot \Delta x_T + \underline{B}_T \cdot \Delta u_{k,N} \quad (3.4.a)$$

$$\Delta y_T = \Delta i_{k,N} = \underline{C}_T \cdot \Delta x_T + \underline{D}_T \cdot \Delta u_{k,N} \quad (3.4.b)$$

aufstellt, in der die internen Größen nicht mehr vorhanden sind, s. Blockschaltbild 3.1.c. Die zugehörigen Systemmatrizen berechnen sich dabei nach einigen Rechenschritten zu:

$$\underline{A}_T = \underline{A}_i + \underline{B}_i \cdot (\underline{E} - \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{D}_i)^{-1} \cdot \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{C}_i, \quad (3.5.a)$$

$$\underline{B}_T = \underline{B}_i \cdot (\underline{E} - \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{D}_i)^{-1} \cdot \underline{P}_{ik}, \quad (3.5.b)$$

$$\underline{C}_T = \underline{P}_{ki} \cdot (\underline{C}_i + \underline{D}_i \cdot (\underline{E} - \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{D}_i)^{-1} \cdot \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{C}_i), \quad (3.5.c)$$

$$\underline{D}_T = \underline{D}_{kk}^* + \underline{P}_{ki} \cdot \underline{D}_i \cdot (\underline{E} - \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{D}_i)^{-1} \cdot \underline{P}_{ik}, \quad (3.5.d)$$

wobei  $\underline{E}$  eine Einheitsmatrix passender Dimension darstellt.

Die Teilnetz-Systemmatrizen sind hier rein formal hergeleitet worden. Aus ihnen lassen sich bereits folgende interessante Aussagen bezüglich des Teilnetz-Dynamikverhaltens ableiten:

- Die Eigenwerte der Systemmatrix  $\underline{A}_T$  beschreiben die möglichen Eigenbewegungen des Teilnetz-Dynamikmodells gegen seine als frequenz- und spannungstarr angenommenen Koppelknoten.
- Die Admittanz- oder Durchschaltmatrix  $\underline{D}_T$  ist ein Maß für die bezogene subtransiente Kurzschlußleistung  $s_K''$  des Teilnetz-Dynamikmodells bezüglich seiner externen Koppelknoten. Dies ist der Fall, da im subtransienten Zeitbereich die Teilnetz-Zustandsgrößen  $\Delta x_T$  noch unverändert sind, weswegen sich der Kurzschlußstrom nur über die Durchschaltmatrix  $\underline{D}_T$  ausdrücken kann.
- Die Eingangsmatrix  $\underline{B}_T$  gibt an, wie stark ein Zustand von den externen Koppelknoten Spannungen  $\Delta u_{k,N}$  angeregt werden kann und die Ausgangsmatrix  $\underline{C}_T$  beschreibt den Einfluß der einzelnen Teilnetz-Zustandsgrößen auf die Koppelströme  $\Delta i_{k,N}$ .

### 3.2 Modale Ordnungsreduktion auf dominante Eigenbewegungen

Nach der dynamischen Knotenreduktion liegt das Teilnetz-Dynamikmodell als lineares und zeitinvariantes Zustandsmodell vor. Auf dieses Modell können die linearen Verfahren der Ordnungsreduktion angewandt werden. Dabei wurde bezüglich modaler Ordnungsreduktionsverfahren schon in [30] darauf hingewiesen, daß mit der in [31] vorgestellten Methode die besten Ergebnisse erzielt werden können, da diese das Ursprungssystem sowohl statisch als auch dynamisch in optimaler Weise reduziert. Bei anderen modalen Ordnungsreduktionsverfahren ist das nicht unbedingt der Fall, da dort so große stationäre Abweichungen auftreten können, daß damit die Reduktion von Teilnetz-Dynamikmodellen nicht durchgeführt werden kann [86]. Im folgenden wird deshalb das sich in drei Schritte gliedernde Verfahren nach [31] auf die Modale Netzreduktion angewandt.

#### - Schritt 1: "Modale Transformation des Teilnetz-Dynamikmodells"

Zunächst muß das gemäß Gl. (3.4) in physikalischen Koordinaten vorliegende Teilnetz-Dynamikmodell unter Anwendung der linearen Transformationsbeziehung

$$\Delta \underline{x}_T = \underline{V}_T \cdot \Delta \underline{z}_T \quad (3.6)$$

in die modaltransformierte Darstellung

$$\Delta \dot{\underline{z}}_T = \underbrace{\underline{V}_T^{-1} \cdot \underline{A}_T \cdot \underline{V}_T}_{\underline{\Lambda}_T} \cdot \Delta \underline{z}_T + \underbrace{\underline{V}_T^{-1} \cdot \underline{B}_T}_{\hat{\underline{B}}_T} \cdot \Delta \underline{u}_{k,N} \quad (3.7.a)$$

$$\Delta \dot{\underline{z}}_T = \underline{\Lambda}_T \cdot \Delta \underline{z}_T + \hat{\underline{B}}_T \cdot \Delta \underline{u}_{k,N} \quad (3.7.b)$$

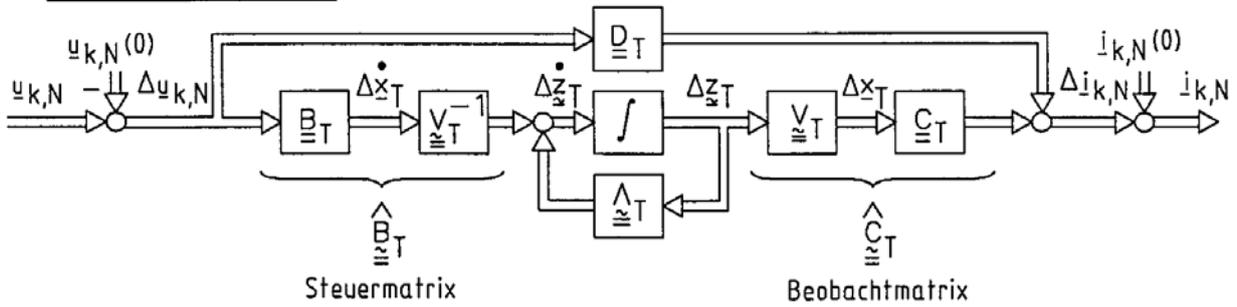
und

$$\Delta \underline{i}_{k,N} = \underbrace{\underline{C}_T \cdot \underline{V}_T}_{\hat{\underline{C}}_T} \cdot \Delta \underline{z}_T + \underbrace{\underline{D}_T}_{\underline{D}_T} \cdot \Delta \underline{u}_{k,N} \quad (3.8.a)$$

$$\Delta \underline{i}_{k,N} = \hat{\underline{C}}_T \cdot \Delta \underline{z}_T + \underline{D}_T \cdot \Delta \underline{u}_{k,N} \quad (3.8.b)$$

überführt werden, s. Bild 3.2.a. Die Spalten der modalen Transformationsmatrix  $\underline{V}_T$  sind die Rechtseigenvektoren des Teilnetz-Dynamikmodells, die Elemente der Diagonalmatrix  $\underline{\Lambda}_T$  seine Modalkoordinaten oder Eigenwerte  $\lambda_k = \sigma_k + j \cdot \omega_k$ . Diese Modal-Transformation läßt sich z.B. mit dem in der leistungsfähigen Softwarebibliothek "Eispack" [87] enthaltenen Hessenberg'schen Transformationsalgorithmus durchführen.

a) Allgemeine Darstellung



b) Veranschaulichung der Sprungantworten der Eigenbewegungen und Ausgangsgrößen

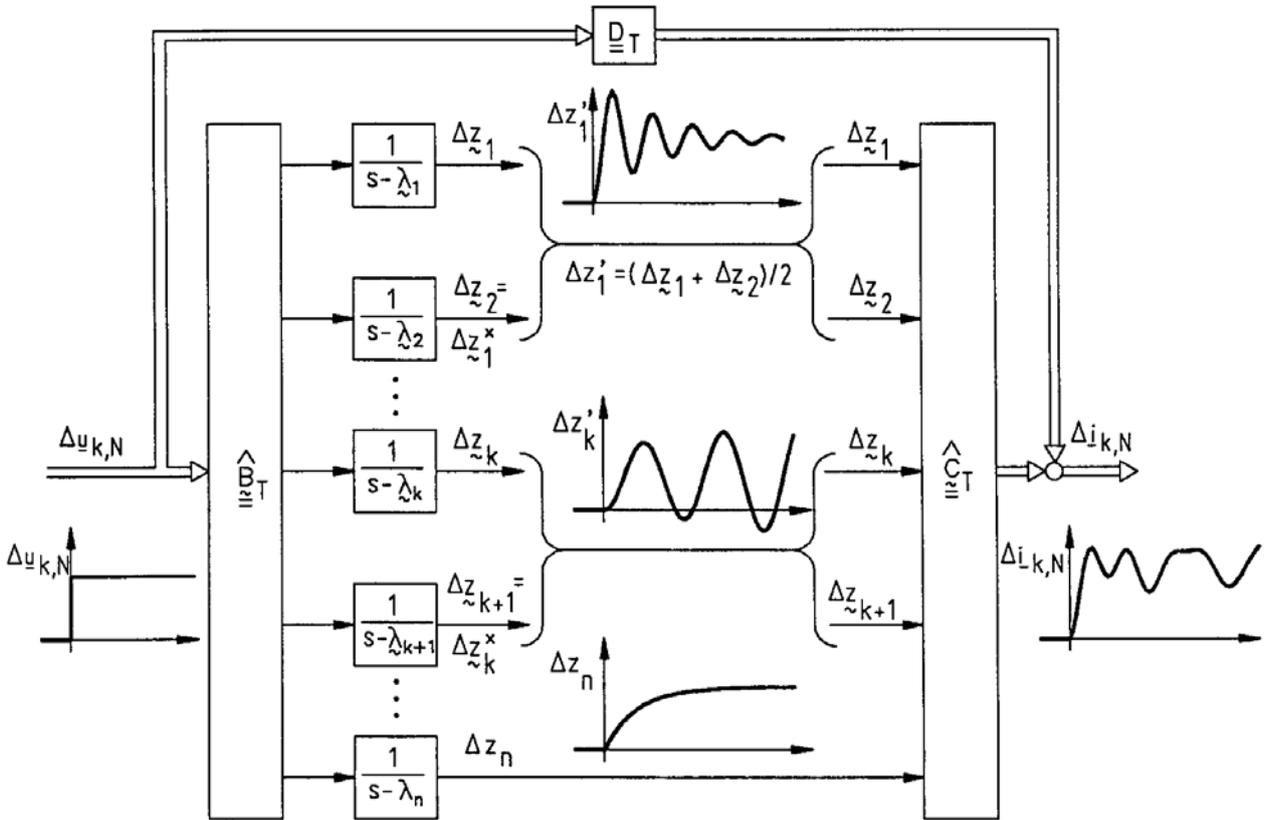


Bild 3.2: Modaltransformiertes Teilnetz-Dynamikmodell

Transformiert man die Zustandsgleichung (3.7.b) mit  $s = d/dt$  in den Bildbereich, so ergibt sich

$$\underline{\Delta z}_T(s) = (s \cdot \underline{E} - \underline{\Lambda})^{-1} \cdot \hat{\underline{B}}_T \cdot \Delta u_{k,N} \quad (3.9.a)$$

$$\Delta i_{k,N} = \hat{\underline{C}}_T \cdot \underline{\Delta z}_T + \underline{D}_T \cdot \Delta u_{k,N} \quad (3.9.b)$$

Die Funktionalmatrix  $\underline{F}(s) = (s \cdot \underline{E} - \underline{\Lambda})^{-1}$  ist dabei eine Diagonalmatrix mit den Diagonalelementen

$$\underline{f}_{k,k}(s) = \frac{1}{s - \underline{\lambda}_k} \quad (3.9.c)$$

Wie aus der Regelungstechnik her bekannt [88], gehört zu jedem komplexen Eigenwert  $\underline{\lambda}_k = \sigma_k + j \cdot \omega_k$  ein zweiter, konjugiert komplexer Eigenwert  $\underline{\lambda}_{k+1} = \underline{\lambda}_k^* = \sigma_k - j \cdot \omega_k$ , weshalb die - beiden Eigenwerten gemeinsame - (Eigen)-Bewegung mit

$$\begin{aligned} \Delta z'_k(t) &= \frac{1}{2} \cdot [\Delta z_{\underline{k}}(t) + \Delta z_{\underline{k}}^*(t)] = z_k(0) \cdot \frac{1}{2} \cdot e^{\sigma_k \cdot t} \cdot [e^{j\omega_k \cdot t} + e^{-j\omega_k \cdot t}] \\ &= z_k(0) \cdot e^{\sigma_k \cdot t} \cdot \cos \omega_k \cdot t \end{aligned}$$

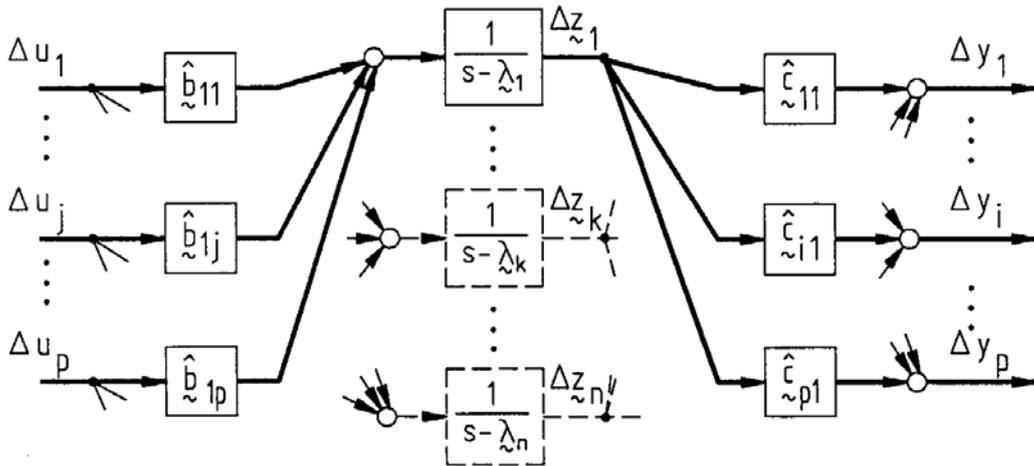
oszillierendes Verhalten aufweist, die im folgenden als Eigenschwingung bezeichnet wird. Hingegen ist jedem reellen Eigenwert mit  $\Delta z_i(t) = \Delta z_i(0) \cdot e^{\sigma_i \cdot t}$  eine aperiodische Eigenbewegung zugeordnet. Ferner weisen oszillierende oder aperiodische (Eigen)-bewegungen für  $\sigma_k < 0$  ein stabiles, abklingendes und für  $\sigma_k > 0$  ein instabiles, aufklingendes Verhalten auf.

Der besondere Vorteil der modalen Netzbetrachtung besteht - wie in Bild 3.2.b veranschaulicht - darin, daß jede Teilnetz-(eigen)-bewegung getrennt analysiert und auch dargestellt werden kann, und nicht wie bei der Netzsimulation nur das summarische Verhalten aller Eigenbewegungen.

### - Schritt 2: "Bestimmung der dominanten Eigenbewegungen"

Nach der modalen Transformation sind die einzelnen Eigenbewegungen  $\Delta z_k$  im Eigenbewegungsvektor  $\Delta z_T$  beliebig angeordnet. Die Kernfrage der modalen Ordnungsreduktion ist nun, welche dieser Eigenbewegungen das Übertragungsverhalten des Teilnetz-Dynamikmodells dominant beeinflussen und deshalb in ein reduziertes Dynamik-Modell zu übernehmen sind und welche vernachlässigt werden können. Dazu wurden in [31] Maßzahlen definiert, welche den Einfluß einzelner Eigenbewegungen auf das gesamte Übertragungsverhalten eines Dynamikmodells bewerten. Die Herleitung dieser Maßzahlen ist im Anhang A.9.1 durchgeführt; hier soll lediglich der Grundgedanke dieses Vorgehens anhand des in Bild 3.3 dargestellten modaltransformierten Dynamikmodells verdeutlicht werden.

Dabei erfolgt die Ermittlung der Maßzahlen der modalen Ordnungsreduktion in zwei Stufen:



**Bild 3.3:** Summendominanzmaß:= Stationäres, summarisches Übertragungsverhalten aller Eingänge über einen Eigenwert auf alle Ausgänge (s. Gl. (3.10.c))

- Zuerst werden die jeweils wichtigsten Eigenbewegungen bezüglich eines vom Eingang j zum Ausgang i führenden Übertragungspfades ij ermittelt. Das geschieht prinzipiell dadurch, indem zuerst innerhalb eines Übertragungspfades ij die stationären Verstärkungen

$$|g_{ikj}| = \left| \frac{\hat{c}_{ik} \cdot \hat{b}_{kj}}{\lambda_k} \right| \quad (3.10.a)$$

für jede einzelne Eigenbewegung  $\Delta z_k$  oder jeden einzelnen Einzel-Übertragungspfad ikj berechnet werden.

- Anschließend wird für jede Eigenbewegung  $\Delta z_k$  ein auf die zum ij. Übertragungspfad gehörende stationäre Ausgangsgröße

$$|\Delta y_{ij\infty}| = \sum_{k=1}^n |g_{ikj}| \quad (3.10.b)$$

bezogenes Summen-Dominanzmaß<sup>4)</sup>

$$\hat{s}_k = \sum_{i=1}^p \left( \sum_{j=1}^p \frac{|g_{ikj}|}{|\Delta y_{ij\infty}|} \right) \quad (3.10.c)$$

<sup>4)</sup> Das im Anhang A.9.1 ebenfalls angegebenen Maximalwert-Dominanzmaß  $\hat{M}_k$  hat sich bei den in Kapitel 4 und 5 durchgeführten modalen Teilnetzreduktionen als wenig geeignet erwiesen.

gebildet.

Diese Maßzahl gibt dann an, mit welcher Dominanz der Eigenwert  $\lambda_k$  - oder die Eigenbewegung  $\Delta z_k$  - das Übertragungsverhalten des Dynamikmodells bezüglich aller Eingänge und aller Ausgänge beeinflusst.

Ordnet man nach der Bestimmung von  $\hat{S}_k$  die Eigenbewegungen  $\Delta z_k$  im Eigenbewegungsvektor  $\Delta z_T$  nach fallenden Werten  $\hat{S}_k$  um, so läßt sich eine Grenze für die im modalreduzierten Modell beizubehaltenden Eigenbewegungen einführen. Dabei hat es sich als sinnvoll erwiesen, die Eigenbewegungen mit  $\hat{S}_k / \hat{S}_{k,max} \geq 1\%$  im modalreduzierten Teilnetz-Dynamikmodell zu belassen.

Instabile Eigenwerte mit  $\sigma_k > 0$  sind stets dominant und werden in das reduzierte Modell übernommen. Ihnen wird deshalb vor der eigentlichen Dominanzmaß-Berechnung das Summen-Dominanzmaß  $\hat{S}_k \rightarrow \infty$  zugeordnet.

- Schritt 3: "Modale Ordnungsreduktion der nichtdominanten Eigenbewegungen"

Das prinzipielle Vorgehen bei der modalen Ordnungsreduktion läßt sich am besten anhand der beiden Blockschaltbilder 3.4.a,b erläutern:

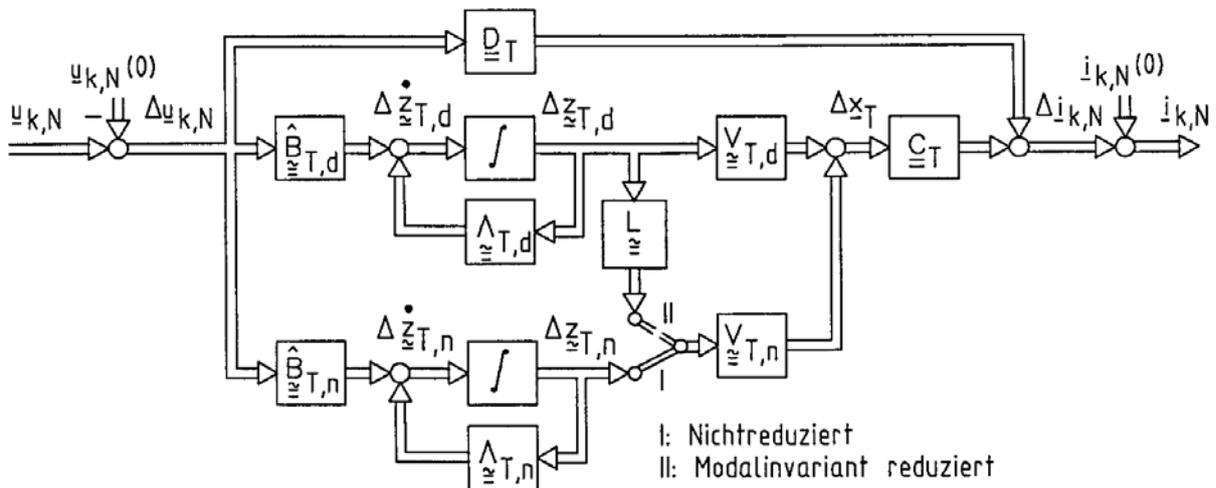
Nachdem die Eigenbewegungen  $\Delta z_T$  mittels des Summen-Dominanzmaßes  $\hat{S}_k$  in dominante und nichtdominante Eigenbewegungen unterteilt worden sind, werden die nichtdominanten mit Hilfe einer optimalen Linearkombination

$$\Delta z'_{T,n} = \underline{L} \cdot \Delta z_{T,d} \quad (3.11.a)$$

durch die dominanten Eigenbewegungen angenähert, und zwar im Sinne des jeweils kleinsten Fehlerquadrats, Einzelheiten s. Anhang A.9.2. Der nichtdominante Dynamikteil kann dann entfallen. Damit modifiziert sich der dominante Teil der Modalmatrix zu

$$\underline{V}'_{T,d} = \underline{V}_{T,d} + \underline{V}_{T,n} \cdot \underline{L} \quad (3.11.b)$$

a) Einführung der Linearkombination  $\underline{L}$



b) Modale Ordnungsreduktion

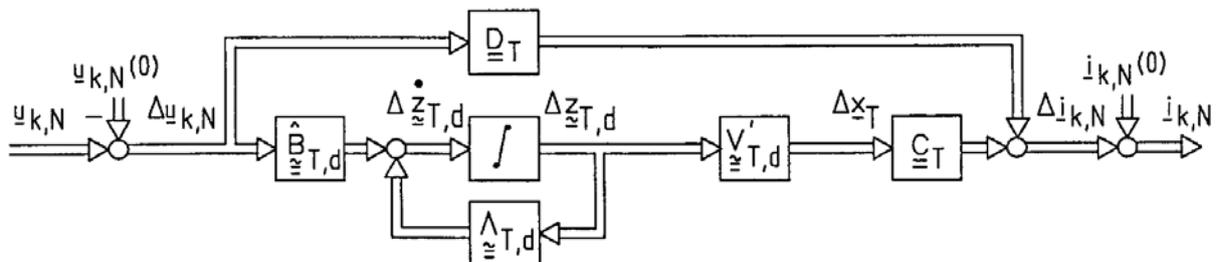


Bild 3.4: Annäherung der nichtdominanten Eigenbewegungen durch eine Linearkombination der dominanten Eigenbewegungen

3.3 Physikalische Zustandsreduktion auf wesentliche Zustandsgrößen

Durch Einführung der Reduktionsmatrix  $\underline{L}$  wird zwar die Ordnung des Teilnetz-Dynamikmodells reduziert, nicht aber die Anzahl seiner Zustandsgrößen  $\Delta \underline{x}_T$ . Um das in Modalkoordinaten vorliegende reduzierte Teilnetz-Dynamikmodell wieder in physikalische Koordinaten rücktransformieren zu können, müssen die Zustandsgrößen ebenfalls um die gleiche Anzahl verringert werden wie zuvor die Eigenbewegungen. Das dazu nötige Vorgehen soll nachfolgend in drei Einzelschritten beschrieben werden:

- **Schritt 1: "Bestimmung der wesentlichen Zustandsgrößen"**

Die Auswahl der beizubehaltenden wesentlichen Zustandsgrößen kann entweder durch Auswertung der in [89] beschriebenen sogenannten

Wesentlichkeitsmaße erfolgen, oder aber auch dadurch, daß besonders interessierende Zustandsgrößen von vorne herein mit in das reduzierte Modell übernommen werden. Bei der Reduktion elektrischer Teilnetz-Dynamikmodelle hat es sich jedoch gezeigt, daß die Benutzung der Wesentlichkeitsmaße aus numerischen Gründen zu besseren Reduktionsergebnissen führt als die subjektive Zustandsauswahl.

Die Herleitung dieser Wesentlichkeitsmaße ist im Anhang A.9.3 durchgeführt, hier soll lediglich wieder der Grundgedanke des Vorgehens unter Zuhilfenahme des Blockschaltbildes 3.5 erläutert werden:

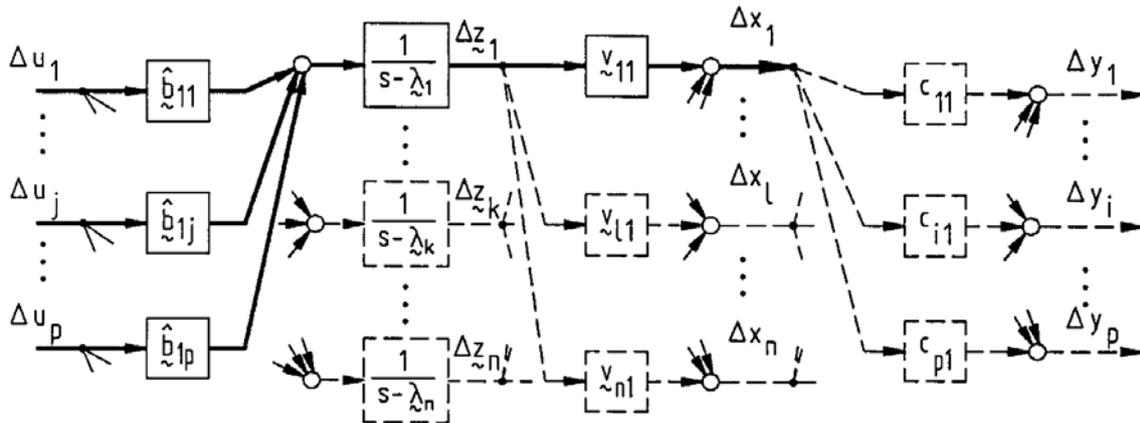


Bild 3.5: Wirkung einer Eigenbewegung auf alle Zustandsgrößen

Für die 1. Zustandsgröße ergibt sich bezüglich des j. Eingangs die über die k. Eigenbewegung führende stationäre Einzel-Verstärkung

$$g_{1kj} = \frac{v_{1k} \cdot \hat{b}_{kj}}{\lambda_k} \quad (3.12)$$

Daraus läßt sich durch Summation über alle p Eingänge das Summen-Wesentlichkeitsmaß<sup>5)</sup>

$$Q_{1k} = \sum_{j=1}^p |g_{1kj}| \quad (3.13)$$

bilden, welches eine Aussage darüber macht, ob eine Zustandsgröße

5) Das im Anhang A.9.3 ebenfalls angegebene Maximalwert-Wesentlichkeitsmaß  $P_{1k}$  hat sich bei den in Kapitel 4 und 5 durchgeführten modalen Teilnetzreduktionen als wenig geeignet erwiesen.

$\Delta x_1$  mit einer Eigenbewegung  $\Delta z_k$  wesentlich verkoppelt ist. Dieses Maß gibt an, ob durch Beeinflussung des zu  $\Delta x_1$  gehörenden Einzel-Übertragungspfades der Eigenwert  $\lambda_k$  wesentlich verschoben werden kann oder anders gesagt, ob er bezüglich  $\Delta x_1$  sensitiv ist.

Dieses Maß bewertet die Wesentlichkeit der Zustandsgrößen lediglich bezüglich einer Eigenbewegung.

Um jedoch bei der Reduktion von Teilnetz-Dynamikmodellen zu einem - zum Summen-Dominanzmaß  $\hat{S}_k$  analogen - nur über die Zustände indizierten und eigenwertunabhängigen Auswahlkriterium zu gelangen, wird die Maßzahl  $Q_{1k}$  mit dem Dominanzmaß  $\hat{S}_k$  gewichtet und über alle Eigenbewegungen zum Reduktions-Wesentlichkeitsmaß

$$W_1^Q = \sum_{k=1}^n (Q_{1k} \cdot \hat{S}_k) \quad (3.14)$$

aufsummiert. Mit diesem Maß ist gewährleistet, daß tatsächlich auch nur diejenigen Zustandsgrößen in das reduzierte Teilnetz-Dynamikmodell übernommen werden, welche bezüglich dominanter Eigenbewegungen  $\Delta z_k$  große Werte  $Q_{1k}$  aufweisen. Bei instabilen Eigenwerten mit  $\hat{S}_k \rightarrow \infty$  wird  $Q_{1k}$  mit dem Dominanzmaß  $\hat{S}_k$  des ersten stabilen Eigenwertes multipliziert. Dadurch werden alle instabilen sowie der dominanteste stabile Eigenwert bezüglich der dynamischen Netzreduktion als gleichwertig angesehen.

### - Schritt 2: "Zustandsreduktion"

Nachdem die Zustandsgrößen  $\Delta x_1$  nach fallenden Werten  $W_1^Q$  in wesentliche und unwesentliche getrennt sind, läßt sich für das schon ordnungsreduzierte Teilnetz-Dynamikmodell das Blockschaltbild 3.6.a aufstellen.

Ersetzt man darin die unwesentlichen Zustandsgrößen  $\Delta x_{T,u}$  mit

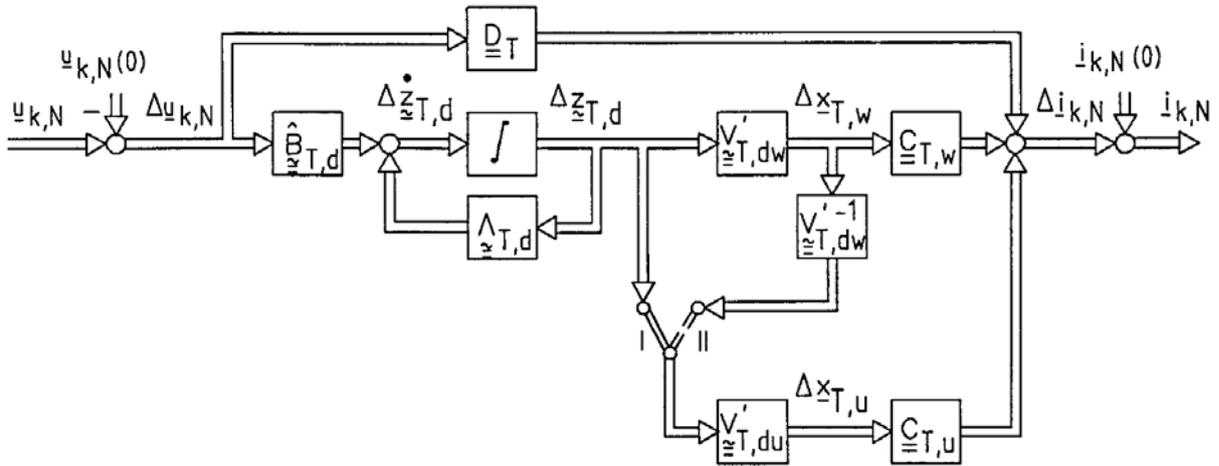
$$\Delta x_{T,u} = V_{T,du}' \cdot V_{T,dw}'^{-1} \cdot \Delta x_{T,w} \quad (3.15)$$

durch eine Linearkombination der wesentlichen, so kann die reduzierte reelle Ausgangsmatrix  $C_{T,r}$  zu

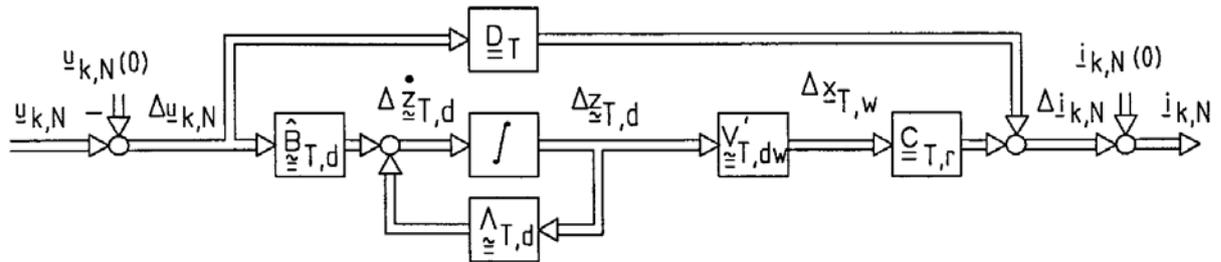
$$C_{T,r} = C_{T,w} + C_{T,u} \cdot V_{T,du}' \cdot V_{T,dw}'^{-1} \quad (3.16)$$

berechnet werden. Daraus ergibt sich das - noch modaltransformiert vorliegende - reduzierte Teilnetz-Dynamikmodell nach Bild 3.6.b, bei welchem nur noch die dominanten Eigenbewegungen  $\Delta z_{T,d}$  und die

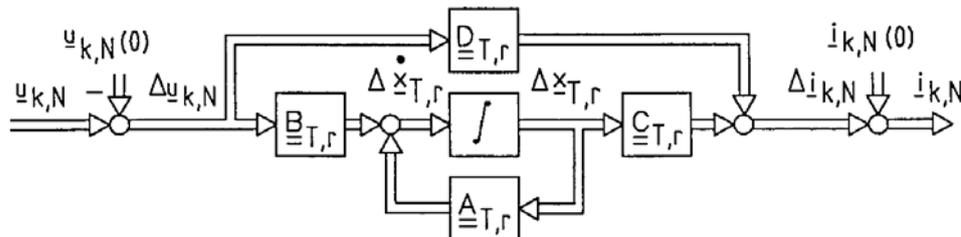
a) Aufteilung der Zustandsgrößen in wesentliche und unwesentliche



b) Modal- und zustandsreduziertes Teilnetz-Dynamikmodell



c) Modalinvariant reduziertes Teilnetz-Dynamikmodell in physikalischen Koordinaten



**Bild 3.6:** Zustandsreduktion mittels Ersatz der unwesentlichen Zustandsgrößen durch Linearkombination der wesentlichen

wesentlichen Zustandsgrößen  $\Delta x_{T,w}$  wirksam sind.

- Schritt 3: "Rücktransformation"

Das Teilnetz-Dynamikmodell ist in dieser Form für die reelwertig arbeitenden Netzanalyseverfahren wie

- Lastflußrechnung,
- Netzsimulation und
- Modale Netzanalyse

nur schlecht geeignet; es muß wieder in physikalische Koordinaten rücktransformiert werden.

Dazu wird mittels der verbliebenen dominanten und wesentlichen Modalmatrix  $V'_{\underline{T},dw}$  eine Rücktransformation gemäß

$$\underline{A}_{T,r} = V'_{\underline{T},dw} \cdot \underline{A}_{T,d} \cdot V'^{-1}_{\underline{T},dw} \quad (3.17.a)$$

und

$$\underline{B}_{T,r} = V'_{\underline{T},dw} \cdot \hat{\underline{B}}_{T,d} \quad (3.17.b)$$

durchgeführt, Resultat s. Bild 3.6.c.

Die reduzierte Durchschaltmatrix  $\underline{D}_{T,r}$  braucht dabei nicht gesondert berechnet zu werden, da sie der Teilnetzmatrix  $\underline{D}_T$  entspricht.

### 3.4 Schrittweise Reduktion großer Teilnetz-Dynamikmodelle

Die beschriebene Reduktion eines Teilnetz-Dynamikmodells zu einem Äquivalent geringerer Ordnung kann - je nach Netzstruktur - in seriellen oder parallelen Einzelschritten erfolgen. Dadurch verringert sich der Aufwand für eine Einzelreduktion erheblich, Vorgehensweise s. Bild 3.7.

#### a) Serielle Netzreduktion

#### b) Parallele Netzreduktion

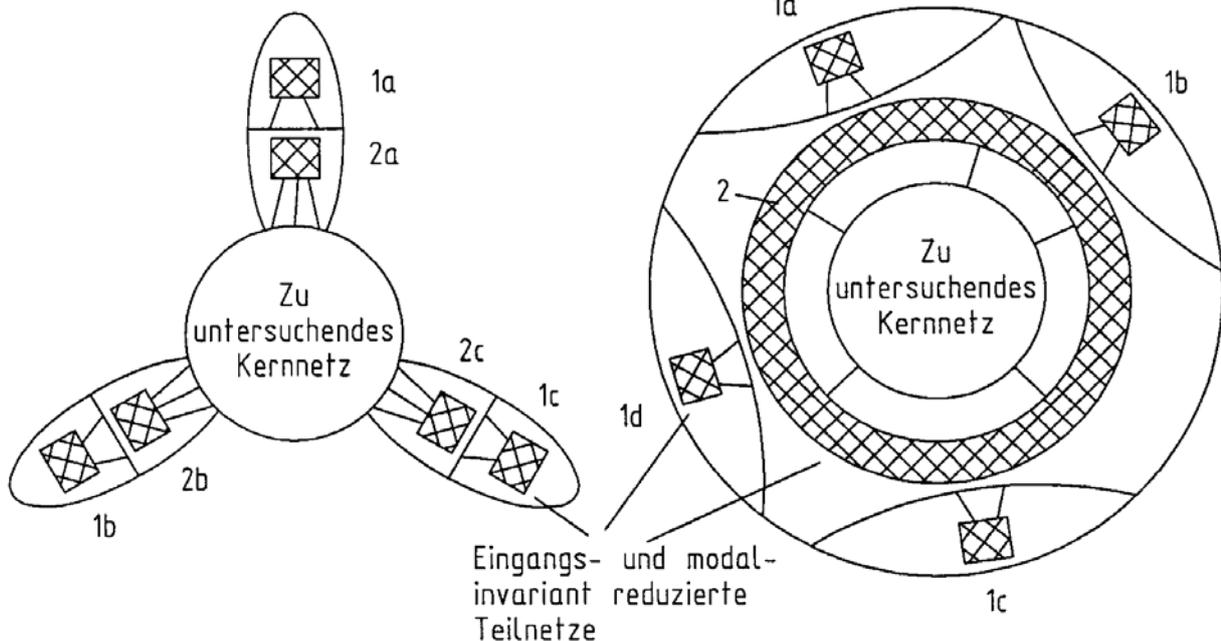


Bild 3.7: Parallele und serielle Reduktion von Teilnetz-Dynamikmodellen

Bei der seriellen Netzreduktion wird nacheinander ein langgestrecktes Teilnetz-Dynamikmodell zu einem modalinvarianten Äquivalent reduziert, während bei der parallelen Netzreduktion im ersten Schritt mehrere Teile eines - ein Kernnetz umgebendes - Restnetzes vorreduziert werden, welche dann in einem zweiten Reduktionsschritt zusammen mit dem verbleibenden Restnetz zu einem einzigen Äquivalent zusammengefaßt werden.

Zusammenfassend lassen sich zu der hiermit vollständig hergeleiteten Methode der Modalen Netzreduktion und -analyse folgende Aussagen machen:

- In jedem Teilnetz-Dynamikmodell gibt es dominante und nicht-dominante Eigenbewegungen. Die nichtdominanten lassen sich ohne großen Genauigkeitsverlust durch eine Linearkombination der dominanten ersetzen. Dabei wird das Teilnetzübertragungsverhalten stationär exakt und dynamisch optimal nachgebildet.
- Die Zustandsgrößen eines Teilnetz-Dynamikmodells lassen sich bezüglich der dominanten Eigenbewegungen in wesentliche und unwesentliche unterteilen. Die unwesentlichen können durch eine Linearkombination der wesentlichen ersetzt werden. Die bezüglich einer Eigenbewegung wesentlichsten Zustandsgrößen sind mit dieser Eigenbewegung am stärksten verkoppelt.
- Durch Parameteränderungen in denjenigen Netzmodell-Einzelkomponenten, welche die wesentlichsten Zustandsgrößen enthalten, läßt sich der stärkste Einfluß auf die zugehörige Eigenbewegung ausüben; die Eigenbewegung ist bezüglich dieser Netzmodell-Einzelkomponenten am empfindlichsten. Diese Aussage ist immer dann wichtig, wenn sich bei der Modalen Netzanalyse eines gesamten Netz-Dynamikmodells instabile Eigenwerte ergeben, da dann davon ausgegangen werden kann, daß sie - besonders im Falle von Netzpendelungen - durch eben diese Netzmodell-Einzelkomponenten hervorgerufen werden. Durch gezielte Beeinflussung dieser Netzmodell-Einzelkomponenten ist dann oftmals eine Stabilisierung des gesamten Netzes möglich.

Dieses Vorgehen soll im folgenden auf zwei UCPT-Teilnetze angewandt werden.

#### 4. Anwendungsfall "Netzpendelungen im norddeutsch-dänischen UCPTTE-Teilnetz"

Als erster Anwendungsfall für die Methode der Modalen Netzreduktion und -analyse wird ein im Jahre 1979 in Norddeutschland aufgetretener Netzstörfall untersucht, bei welchem durch kurzschlußbedingte Leitungsabtrennungen aufklingende Netzpendelungen entstanden.

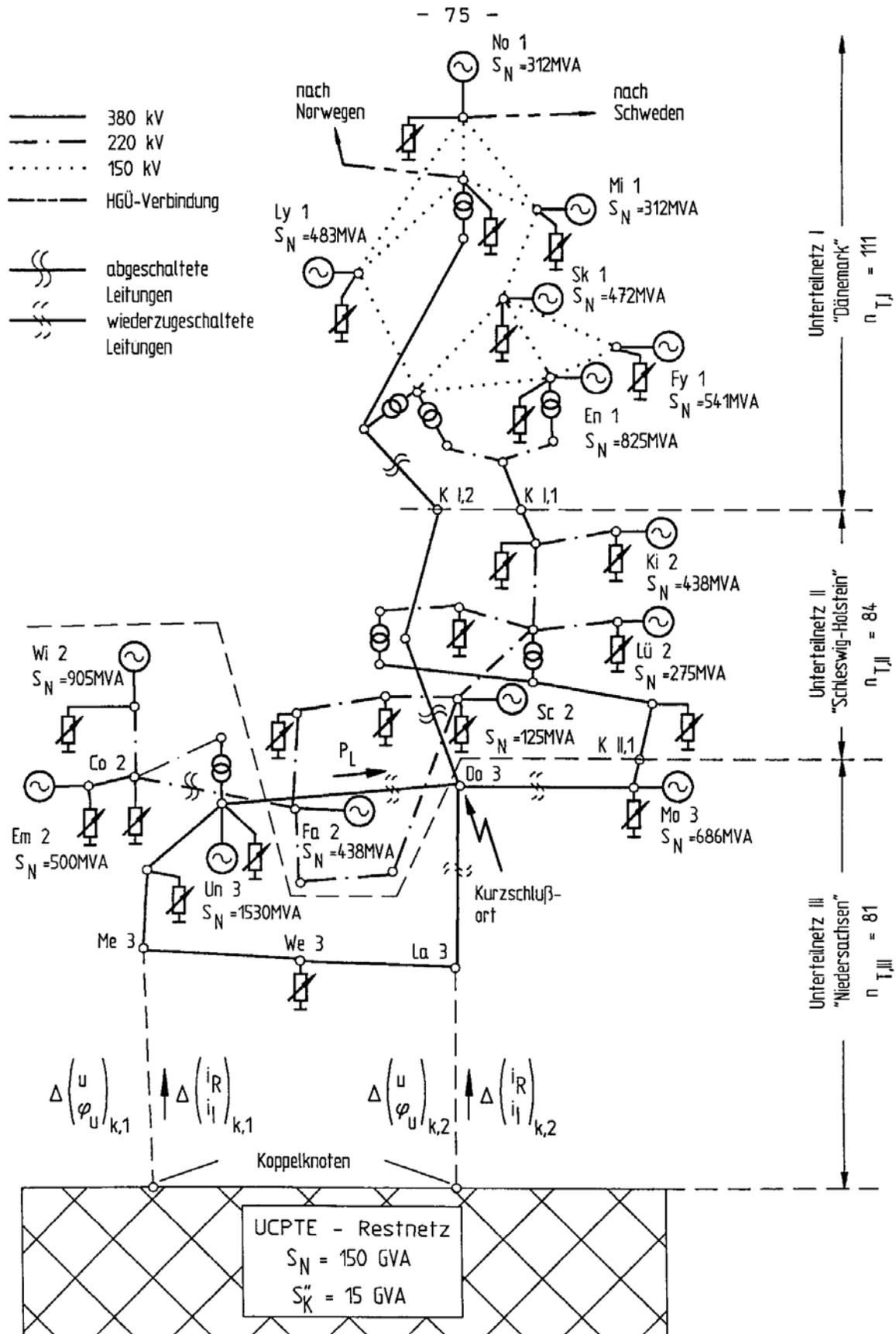
##### 4.1 Störfallbedingte Teilnetz-Konfiguration

In Bild 4.1 ist das betroffene norddeutsch-dänische Teilnetz in seinem Ausbauzustand von 1979 dargestellt; anhand dieser Abbildung kann der in vier Schritten abgelaufene Störfall wie folgt erläutert werden:

- 1) Die Störung wurde durch einen 3-poligen Sammelschienenkurzschluß im 380-kV-Umspannwerk Do 3 eingeleitet. Dadurch wurden alle vom Knoten Do 3 abgehenden 380-kV-Leitungen abgeschaltet. Damit war das dänisch/schleswig-holsteinische Teilnetz nur noch über die 220-kV-Leitung zwischen den Knoten Co 2 und Fa 2 mit dem UCPTTE-Netz verbunden. Kurz darauf wurden die beiden 380-kV-Leitungen von La 3 und Un 3 wieder zugeschaltet. Der Lastfluß zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen erfolgte jedoch weiterhin ausschließlich über die 220-kV-Leitung Co 2 - Fa 2. Diese Leitung war dadurch überlastet und wurde nach kurzer Zeit abgeschaltet.
- 2) Durch diese Leitungsabschaltung war das dänisch/schleswig-holsteinische Teilnetz vollständig vom UCPTTE-Netz getrennt worden, seine Netzfrequenz sank infolge eines 1100-MW-Leistungsdefizits um mehr als 1 Hz ab [32]. Ab 49 Hz setzte der automatische Lastabwurf ein, wodurch 950 MW Verbraucherlast vom Netz getrennt werden konnten. Weitere 390 MW konnten zudem über die HGÜ<sup>6)</sup>-Verbindungen aus Norwegen und Schweden importiert werden, wodurch die Frequenz der Netzinsel wieder auf 50,25 Hz anstieg.

---

6) Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung



**Bild 4.1:** Netzkonfiguration bei Abtrennung des norddänischen Teilnetzes im Jahre 1979, Teilnetzdimension  $n_T = 276$

3) Nachdem die für die Parallelschaltung von Netzen notwendigen Bedingungen

- Spannungsdifferenz  $< 10\% - 20\%$ ,
- Winkeldifferenz  $< 15^\circ - 25^\circ$  und
- Schlupf  $< 0,5\% - 0,75\%$

erreicht waren, wurde die 380-kV-Leitung Do 3 - Mo 3 wieder zugeschaltet und die entstandene Netzinsel mit dem UCPTE-Netz resynchronisiert. Bild 4.2 zeigt beispielhaft den automatisch gemessenen Leistungsverlauf Un 3 - Do 3, welcher mit einer Amplitude von  $\Delta P_L = \pm 150$  MW und einer Periodendauer von  $T_P = 2,8$  s pendelte.

4) Die Netzpendelung wuchs ca. eine Minute lang stetig an, blieb eine weitere Minute lang unverändert stehen und klang nach einer weiteren Minute wieder ab. Als Ursache für das Wiederabklingen wird vermutet, daß in einigen dänischen Kraftwerken die Spannungsregelungen auf "Hand" geschaltet wurden<sup>7)</sup>, wodurch deren destabilisierender Einfluß entfiel, vgl. Fall b, Kap. 6.

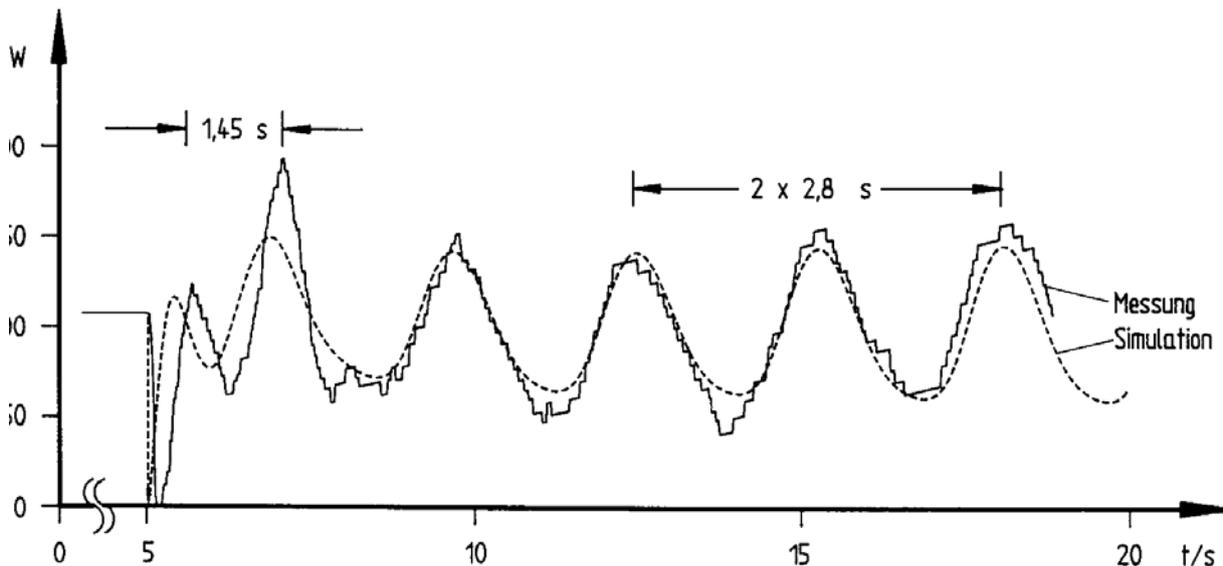


Bild 4.2: Leistungspendelung Un 3 - Do 3 nach Resynchronisation

Im Rahmen der durchzuführenden Netzanalyse sind nun folgende Fragen zu klären:

- Besitzt das nördliche UCPTE-Teilnetz bei dieser Netztopologie tatsächlich instabile Eigenwerte mit  $\sigma_k > 0$  und wenn ja, welche?
- Welche Kraftwerke haben die aufklingende Netzpendelung maßgeblich beeinflußt?
- Kann das Teilnetz allein durch Handschaltung der dänischen

<sup>7)</sup> Laut interner Unterlagen der betreffenden EVUs

Spannungsregelungseinrichtungen stabilisiert werden?

- Hätte eine solche Netzpendelung bei Vorsehung von Pendeldämpfungsgeräten verhindert werden können?
- Wo hätten diese Geräte installiert werden müssen, um günstige Dämpfungswirkungen zu erzielen?

Um diese Fragen beantworten zu können, wurde ein Dynamikmodell des betroffenen Teilnetzes entsprechend Bild 4.1 erstellt. Dabei konnte bezüglich der Netztopologie und des Lastflusses auf das in [14] beschriebene und geprüfte vollständige UCPT-Verbundnetz-Dynamikmodell zurückgegriffen werden. Die Dampfspeicher der Dampfkraftanlagen wurden dabei mit  $T_{I,DS} \rightarrow \infty$  als so groß vorausgesetzt, daß die Dynamikvorgänge der Brennstoffregelkreise im betrachteten Zeitintervall vernachlässigt werden können. Dadurch reduzieren sich die Dampfkraftanlagen auf die Hochdruck- und Niederdruckturbinen und sind somit von jeweils 2. Ordnung.

Das UCPT-Restnetz wurde vereinfachend durch ein 150-GVA-Ersatzkraftwerk nachgebildet, welches durch zwei 100 km lange 380-kV-Leitungen mit den Knoten Me 3 und La 3 verbunden ist. Die Kurzschlußleistung dieses Restnetzes wurde zu  $S_K'' = 15$  GVA eingestellt. Diese Netzvereinfachung ist hier sicher möglich, da davon ausgegangen werden kann, daß die flächenmäßige Ausbreitung der Netzpendelung im ca. 100 km von den Koppelknoten entfernten Ruhrgebiet aufgrund der dort installierten hohen Kraftwerksleistung eine Linie konstanter Frequenz, d.h. einen Schwingungsknoten aufwies.

Um die Zulässigkeit dieser getroffenen Vereinfachungen zu überprüfen, wurde der Störfall - ausgehend von der vereinfachten Netzkonfiguration - mit dem nichtlinearen Netzsimulationsprogramm POSIM [20] nachsimuliert. Der damit berechnete Leistungsfluß auf der Leitung Un 3 - Do 3 ist in Bild 4.2 als gestrichelter Verlauf dem gemessenen gegenübergestellt. Wie man der Abbildung entnimmt, konnte mit dem vereinfachten Teilnetz-Dynamikmodell sowohl Periodendauer und Dämpfung als auch Arbeitspunkt und Amplitude der aufgetretenen Netzpendelung gut nachgebildet werden.

#### 4.2 Schrittweise Reduktion des Teilnetz-Dynamikmodells

Die zur Untersuchung der aufgetretenen Netzpendelung einzusetzende Methode der Modalen Netzanalyse kann nicht direkt auf das - aus 14 Dampfkraftwerken je 15. Ordnung und 22 Verbraucherteilnetzen je 3. Ordnung bestehende - Teilnetz-Dynamikmodell 276. Ordnung angewandt werden, da die Modale Transformation des gesamten Teilnetzes aufgrund der hohen Systemdimension zu zeit- und speicherplatzaufwendig ist und zudem nicht mit der nötigen Genauigkeit durchgeführt werden kann.

Deshalb wird das Teilnetz-Dynamikmodell zuerst mittels der in Kapitel 3 beschriebenen Methode der Modalen Netzreduktion schrittweise auf ca. 40 % seiner ursprünglichen Dimension reduziert und die Modale Netzanalyse dann an diesem Ersatzmodell durchgeführt.

In Bild 4.3 ist diese schrittweise Reduktion veranschaulicht:

- zuerst wird das dänische Unterteilnetz I von 111. auf 21. Ordnung reduziert, s. Bild 4.3.a
- und anschließend das schleswig-holsteinische Unterteilnetz II 84. Ordnung zusammen mit dem vorreduzierten dänischen Unterteilnetz I von 105. auf 31. Ordnung, s. Bild 4.3.b.

##### 4.2.1 Dominanzmaß-abhängige Eigenwert-Reduktion des Unterteilnetzes I

Die Systemdimensionen der bei den einzelnen Reduktionsschritten gewonnenen modalinvarianten Ersatznetze werden jeweils ausgehend von den nach Gl. (3.10.c) berechneten Summen-Dominanzmaßen  $\hat{S}_k$  festgelegt. Dabei wird vorausgesetzt, daß nur jene Eigenwerte im reduzierten Modell beibehalten werden müssen, deren Dominanzmaße größer als 1 % des größten Dominanzmaßes sind. In Bild 4.4 sind dazu exemplarisch die wichtigsten Eigenwerte und Summen-Dominanzmaße  $\hat{S}_k$  des erstreduzierten dänischen Unterteilnetzes I dargestellt;  $\hat{S}_k$  ist dabei in Prozent - bezogen auf das größte Maß - aufgetragen. Wie man der Abbildung entnimmt, haben die ersten 21 Eigenwerte Dominanzmaße  $> 1$  %; das zweite Eigenwertpaar  $\lambda_{3,4} = (-0,31 \pm j \cdot 3,67) \text{ s}^{-1}$  hat dabei die kleinste Dämpfung. Dieses Eigenwertpaar repräsentiert die langsame kohärente Pen-

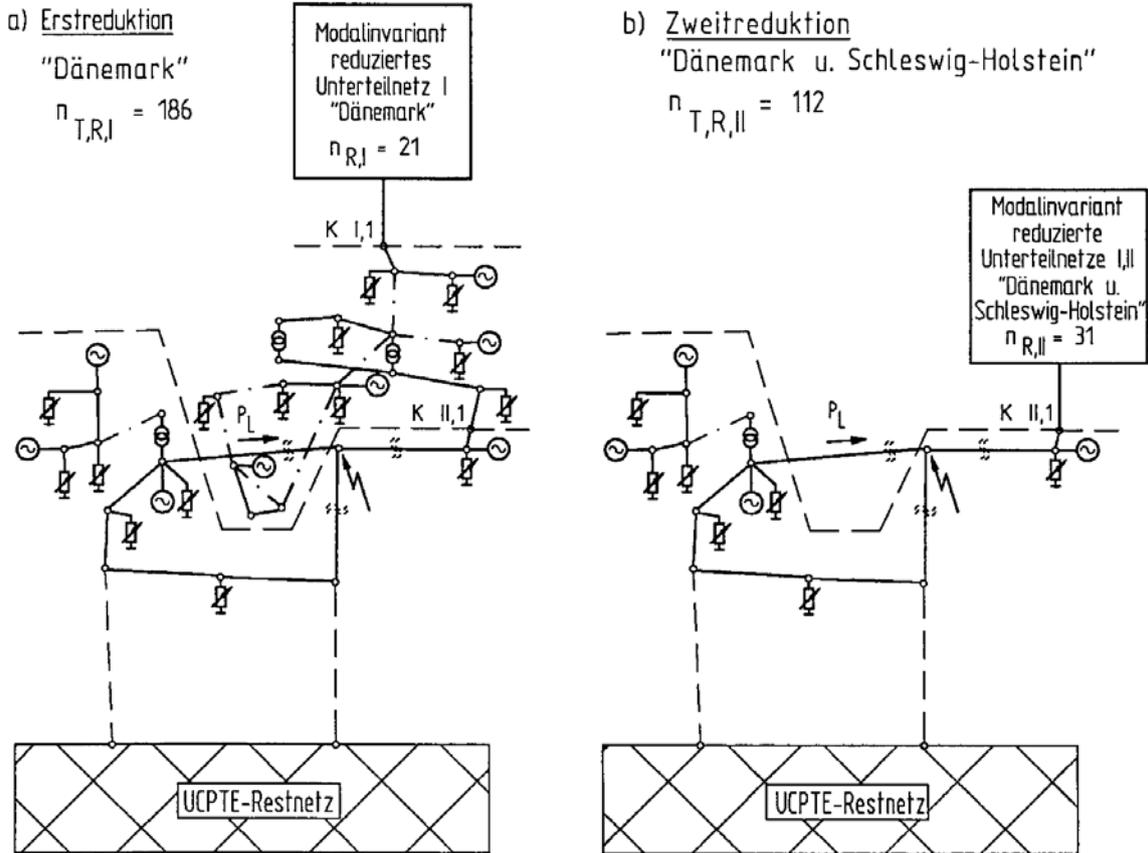


Bild 4.3: Zweistufige Modale Netzreduktion des Teilnetz-Dynamikmodells 276. Ordnung

delungen aller Generatorpolräder des Unterteilnetzes I gegen den bei dieser Erstreduktion als starr angenommenen Koppelknoten K I,1.

Obwohl dieses Eigenwertpaar die kleinste Dämpfung hat, ist es nicht das dominanteste. Diesen Platz nimmt vielmehr das Eigenwertpaar  $\lambda_{1,2} = (-3,28 \pm j \cdot 1,53) s^{-1}$  ein, welches Ausgleichsvorgängen in den Spannungsreglern und Generatorwicklungen zugeordnet ist.

Auch die restlichen 17 beibehaltenen Eigenwerte sind auf solche Dynamikvorgänge zurückzuführen.

Da das betrachtete dänische Unterteilnetz I  $n = 7$  Generatoren be-

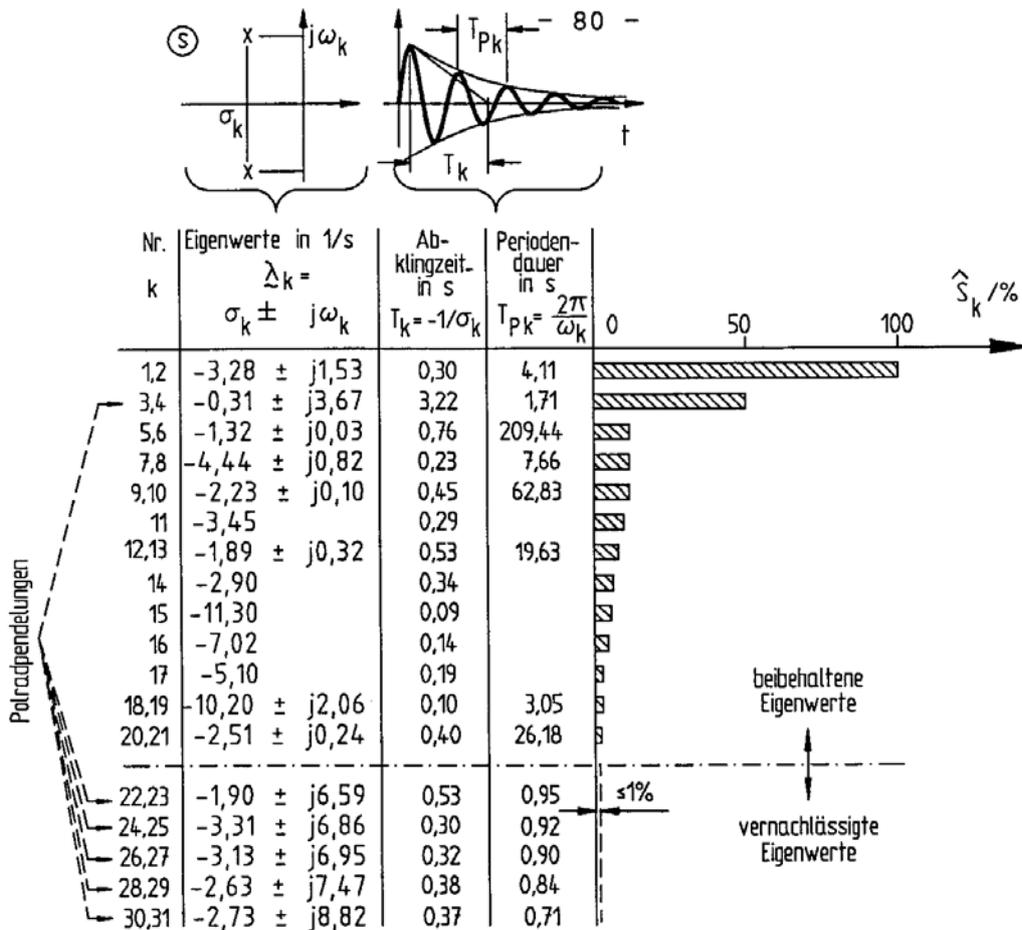


Bild 4.4: Dominante Eigenwerte und zugehörige Summendominanzmaße des Unterteilnetzes I "Dänemark"

sitzt<sup>7)</sup>, muß es  $n-1 = 6$  Polradpendelungen aufweisen. Die Eigenwerte der restlichen fünf Polradpendelungen, welche den Bewegungen der Rotoren gegeneinander zuzuordnen sind, sind ebenfalls in Bild 4.4 dargestellt; ihre Dominanzmaße sind jedoch kleiner 1 %, weswegen sie bei der Reduktion vernachlässigt werden können.

Dieser Sachverhalt leuchtet unmittelbar ein, da selbstverständlich die kohärente Polradpendelung aller Generatoren gegen den Knoten K I,1 größere Leistungsflüsse auf der Kuppelleitung hervorrufen muß als die Pendelbewegungen der Generatoren untereinander.

7) Der Koppelknoten K I,1 muß mitgezählt werden, da die Generatorpolräder des Unterteilnetzes I gegen ihn eine kohärente Pendelung ausführen können.

#### 4.2.2 Wesentlichkeitsmaß-abhängige Zustandsreduktion des Unterteilnetzes I

Nach erfolgter Auswahl der dominanten Eigenwerte müssen die wesentlichen Zustandsgrößen mittels des Reduktions-Wesentlichkeitsmaßes  $W_1^Q$ , s. Gl. (3.14) bestimmt werden. Dabei ergibt sich die bemerkenswerte Tatsache, daß die Generatorzustandsgrößen

- Erregerspannungen  $\Delta u_e$  (Polradspannung  $\Delta u_p$ ),
- Polradwinkel  $\Delta \varphi_p$ ,
- Erregerflußverkettungen  $\Delta \psi_e$  (transiente Polradspannungen  $\Delta u_p'$ ) sowie
- Dämpferflußverkettungen der d - Achse  $\Delta \psi_D$  und der q - Achse  $\Delta \psi_Q$  (Polradspannungen  $u_p''$ )

in dieser Reihenfolge die wesentlichsten sind, während die Generatordrehzahlen  $\Delta \omega_G$  sowie die Zustandsgrößen der Kraftanlagen, Kraftwerksregelungen und Verbraucherteilnetze nur geringe Wesentlichkeitsmaße  $W_1^Q$  aufweisen. Deshalb werden aus dem o.g. Zustands-Ensemble die ersten 21 Zustandsgrößen ausgewählt. Dabei bleiben alle Generatorerregerspannungen  $\Delta u_e$  und -polradwinkel  $\Delta \varphi_p$  im reduzierten Modell erhalten.

Die in Bild 4.3.b dargestellte zweite Reduktion des schleswig-holsteinischen Unterteilnetzes II sowie des vorreduzierten dänischen Unterteilnetzes I erfolgt auf die gleiche Weise; auch hier sind wieder die Generatorerregerspannungen  $\Delta u_e$  und -polradwinkel  $\Delta \varphi_p$  die wesentlichsten Zustandsgrößen, weswegen sie vollständig in das reduzierte Modell übernommen werden.

Zur Überprüfung der Güte der durchgeführten zweistufigen Netzreduktion wurde die Resynchronisation der norddeutsch-dänischen Netzinsel mit Hilfe der beiden in Bild 4.3 dargestellten reduzierten Teilnetz-Dynamikmodelle von insgesamt 186. bzw. 112. Ordnung nachsimuliert. Die gewonnenen Leistungsverläufe  $P_L$  sind in Bild 4.5 zusammen mit dem Leistungsverlauf des nichtreduzierten Teilnetz-Dynamikmodells 276. Ordnung dargestellt. Wie man der Abbildung entnimmt, stimmen die Kurvenverläufe gut überein, die Periodendauer der Pendelung bleibt vollständig und die Dämpfung gut erhalten.

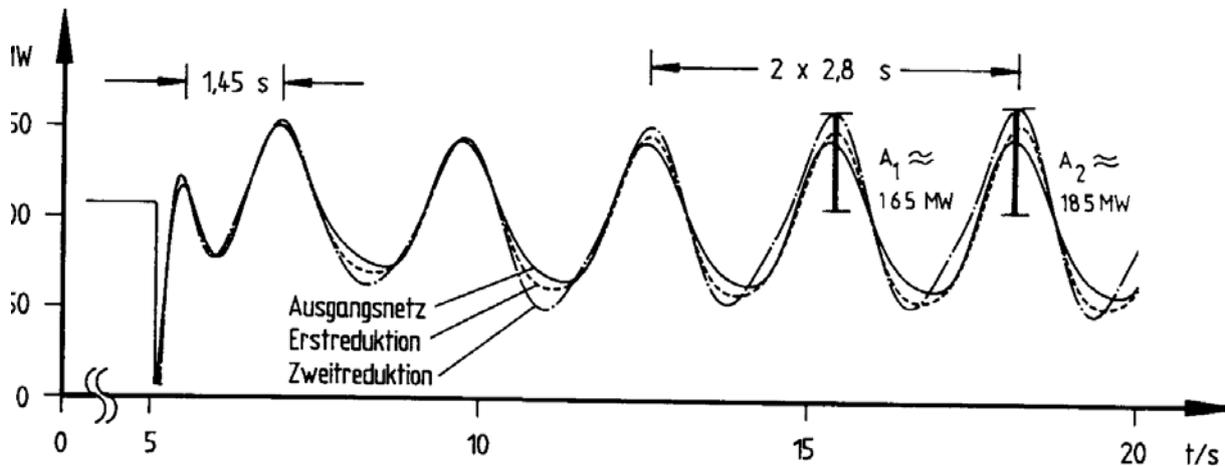


Bild 4.5: Reduktionsgüte veranschaulicht am Leistungsfluß  $P_L$

### 4.3 Modale Netzanalyse des reduzierten Teilnetz-Dynamikmodells

#### 4.3.1 Bestimmung der dominanten Eigenwerte

Berechnet man die Eigenwerte  $\lambda_k$  und Summen-Dominanzmaße  $\hat{S}_k$  des reduzierten Teilnetz-Dynamikmodells 112. Ordnung, so erhält man für die ersten 20 dominanten Eigenwerte die in Bild 4.6 dargestellten Ergebnisse.

Das erste Eigenwertpaar  $\lambda_{1,2}$  besitzt mit  $\sigma_{1,2} = 0,038$  1/s einen positiven Realteil; das Teilnetz-Dynamikmodell ist somit instabil. Aus  $\sigma_{1,2}$  kann eine Aufklingzeitkonstante von

$$T_{\sigma_{1,2}} = \frac{1}{\sigma_{1,2}} = 26,32 \text{ s}$$

berechnet werden; in dieser Zeit würde die Leistungspendelung auf ihren e-fachen Wert anwachsen. Die Periodendauer kann aus dem Imaginärteil  $\omega_{1,2} = 2,22$  rad/s zu

$$T_{P_{1,2}} = \frac{2\pi}{\omega_{1,2}} = 2,83 \text{ s}$$

berechnet werden, was einer Pendelfrequenz von

$$f_{P_{1,2}} = \frac{1}{T_{P_{1,2}}} = 0,35 \text{ Hz}$$

entspricht.

Aus den in Bild 4.5 dargestellten Simulationsverläufen der Leistung  $P_L$  läßt sich eine Periodendauer von  $T_P = 2,8$  s herauslesen; die mittels Modalanalyse berechnete Periodendauer beträgt  $T_{P_{1,2}} = 2,83$  s. In entsprechender Weise ergibt sich aus den beiden

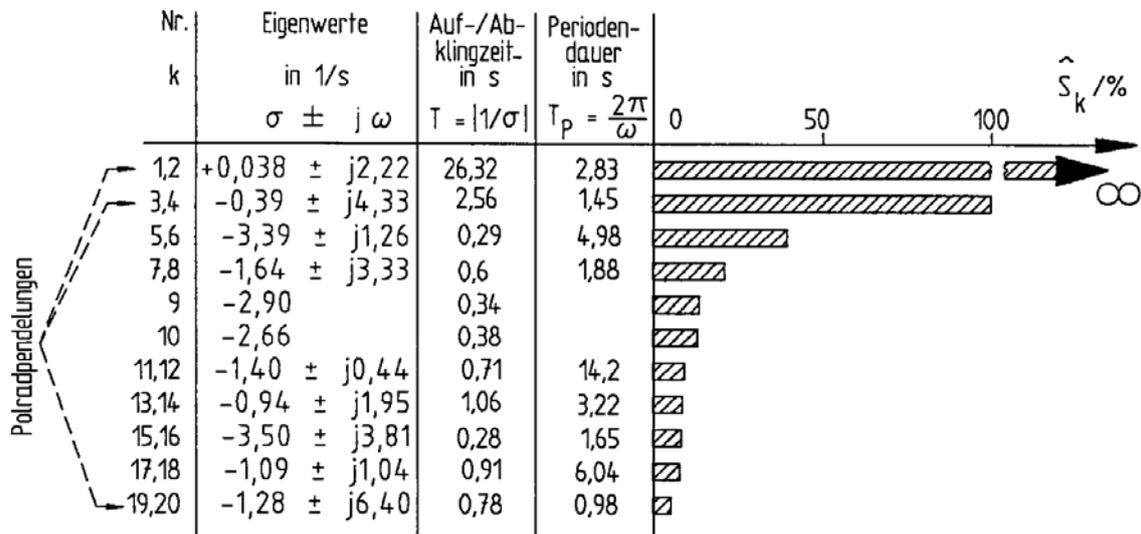


Bild 4.6: Dominante Eigenwerte und zugehörige Summendominanz-  
maße des gesamten norddeutsch-dänischen Teilnetzes

aufeinanderfolgenden Amplituden  $A_1 \approx 165$  MW und  $A_2 \approx 185$  MW ein Dämpfungsmaß von

$$\sigma_p^* = \frac{1}{T_p} \cdot \ln \frac{A_2}{A_1} = 0,04 \text{ 1/s,}$$

was einer Aufklingzeit von  $T_\sigma^* = 25$  s entspricht; das berechnete Dämpfungsmaß liegt bei  $\sigma_{1,2} = 0,038$  1/s. Damit steht eindeutig fest, daß das erste instabile Eigenwertpaar  $\lambda_{1,2}$  der aufgetretenen aufklingenden Netzpendelung zuzuordnen ist.

Die Summen-Dominanzmaße des instabilen Eigenwertpaares brauchen - wie in Kap. 3.2 erläutert - nicht berechnet zu werden, sondern werden direkt zu  $\hat{S}_{1,2} \rightarrow \infty$  gesetzt. Dem nächstdominanten stabilen Eigenwertpaar  $\lambda_{3,4}$  wird die relative Summen-Dominanz  $\hat{S}_{3,4} = 100$  % zugewiesen, die Dominanzen der nachfolgenden Eigenwerte werden auf diesen Wert bezogen.

Dieses zweite Eigenwertpaar  $\lambda_{3,4}$  kann einer weiteren Polradpendelung zugeordnet werden, welche mit einer Periodendauer von

$$T_{p_{3,4}} = \frac{2\pi}{\omega_{3,4}} = 1,45 \text{ s}$$

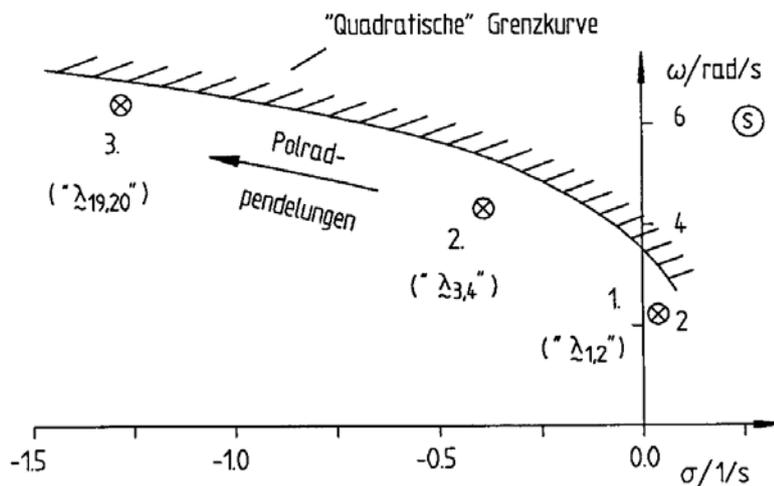
und einer Abklingzeit von

$$T_{\sigma_{3,4}} = \frac{-1}{\sigma_{3,4}} = 2,56 \text{ s}$$

verläuft. Dieser Ausgleichsvorgang ist ebenfalls noch im in Bild 4.2 dargestellten Leistungsverlauf sichtbar; allerdings ist er schon wenige Sekunden nach der Resynchronisation abgeklungen.

Die Dominanzmaße der restlichen 16 Eigenwerte fallen gegenüber den ersten beiden Werten stark ab; die zugehörigen Ausgleichsvorgänge sind deshalb im Verlauf von  $P_L$  nicht erkennbar. Besonders beachtenswert ist hierbei noch das letzte Eigenwertpaar  $\lambda_{19,20}$ , welches aufgrund seines hohen Imaginärteils  $\omega_{19,20} > \omega_{3,4} > \omega_{1,2}$  einer dritten Polradpendelung zugeordnet werden kann.

Stellt man die drei Polradpendelungen gemäß Bild 4.7 gemeinsam in der komplexen s-Ebene dar, so erkennt man, daß ihre Realteile nahezu quadratisch mit ihren Imaginärteilen anwachsen.



Dieser Effekt beruht auf der Tatsache, daß für jede höherwertige

Bild 4.7: Lage der Eigenwerte der ersten drei Polradpendelungen des norddeutschen Teilnetzes

Pendelmode des Netzes die Knotenlinien der Pendelbewegung, d.h. die Orte konstanter Frequenz zunehmen, wodurch die effektive Leitungslänge innerhalb der von den Knotenlinien umschlossenen Netzbereiche abnimmt. Da zudem die in den Generatoren entstehenden Dämpfungsmomente

$$m_{Di} \sim \omega_{pi} \tag{4.1.a}$$

proportional mit den Pendelfrequenzen anwachsen [17], erhöht sich die dem Netz entzogene Dämpfungsleistung

$$p_{Di} = m_{Di} \cdot \omega_{Pi} \sim \omega_{Pi}^2 \quad (4.1.b)$$

quadratisch mit der Pendelfrequenz.

Die restlichen in Bild 4.6 eingetragenen Eigenwerte können Ausgleichsvorgängen in den Spannungsreglern und Generatorwicklungen zugeordnet werden. Da sie ebenfalls gut gedämpft verlaufen, brauchen sie nicht weiter behandelt zu werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, daß mit der Methode der Modalen Netzreduktion und -analyse die ersten beiden Polradpendelungen des norddeutsch-dänischen Teilnetzes eindeutig als die im Sinne des Übertragungsverhaltens dominantesten identifiziert worden sind.

#### 4.3.2 Bestimmung der wesentlichen Zustandsgrößen

Ziel der weiteren Modalanalyse-Untersuchungen ist, diejenigen Kraftwerke zu identifizieren, welche diese Eigenbewegungen - und hier insbesondere die instabile Polradpendelung - maßgeblich beeinflussen. Durch gezieltes Einstellen der zugehörigen Regeleinrichtungen soll dann das Teilnetz stabilisiert werden. Zur Ermittlung dieser Regeleinrichtungen haben sich die Summen-Wesentlichkeitsmaße  $Q_{1k}$  gemäß Gl. (3.13) als besonders geeignet erwiesen, da sie eine eindeutige Zuordnung zwischen allen Systemeingängen, Eigenwerten und Zustandsgrößen herstellen<sup>9)</sup>.

Die Berechnung der Summen-Wesentlichkeitsmaße  $Q_{1k}$  des reduzierten Teilnetz-Dynamikmodells 112. Ordnung liefert auch hier wieder das bemerkenswerte Ergebnis, daß die Generatorerregerspannungen  $\Delta u_e$  und -polradwinkel  $\Delta \phi_p$  bezüglich des instabilen Eigenwertpaares

---

<sup>9)</sup> Diese Zuordnung ist bei den ebenfalls häufig zu derartigen Untersuchungen herangezogenen Rechts-Eigenvektoren  $v_{1k}$  nicht gegeben, da diese sowohl die unterschiedlichen Dominanzen der Eigenwerte als auch die unterschiedliche Bedeutung der Eingangspfade nicht berücksichtigen. So haben Voruntersuchungen ergeben, daß die Einstellung derjenigen Regeleinrichtungen, deren Zustandsgrößen große Elemente in den Rechts-Eigenvektoren aufwiesen, keine eindeutige Stabilisierung der Netzpendelungen erbrachte.

$\lambda_{1,2}$  die höchsten Wesentlichkeitsmaße aufweisen. Dieses Resultat deckt sich mit weiteren publizierten Ergebnissen [86], wobei anstelle der Erregerspannungen  $\Delta u_e$  die stationär gleichwertigen Erregerströme  $\Delta i_e$  verwendet werden.

Diese Tatsache wird anhand der stationären Wirkleistungsbeziehung eines Generators

$$p_G = \frac{u_e \cdot u_G}{x_d} \cdot \sin(\varphi_P - \varphi_{u,G}) + \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d}\right) \cdot \frac{u_G^2}{2} \cdot \sin[2 \cdot (\varphi_P - \varphi_{u,G})] \quad (4.2.a)$$

verständlich, bei welcher die abgegebene Generatorleistung - außer von den Netzgrößen  $u_G, \varphi_{u,G}$  - nur noch von den obigen Zustandsgrößen  $u_e$  und  $\varphi_P$  abhängt. Da sich für Teilnetz-Dynamikmodelle bezüglich der Kuppelleistungen eine ähnlich strukturierte Gleichung angeben läßt, ist einsichtig, warum diese beiden Generatorzustandsgrößen für das gesamte Teilnetz-Übertragungsverhalten so wichtig sind. Analog dazu wird auch verständlich, warum die Erregerflußverkettungen  $\psi_e$  und die Dämpferflußverkettungen  $\psi_D, \psi_Q$  die nächstwesentlichen sind; sie beeinflussen nämlich gemäß

$$p'_G = \frac{\psi_e \cdot u_G}{x'_d} \cdot \sin(\varphi_P - \varphi_{u,G}) + \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d}\right) \cdot \frac{u_G^2}{2} \cdot \sin[2 \cdot (\varphi_P - \varphi_{u,G})] \quad (4.2.b)$$

und

$$p''_G = \frac{u_P'' \cdot u_G}{x_d''} \cdot \sin(\varphi_P'' - \varphi_{u,G}) + \left(\frac{1}{x_q''} - \frac{1}{x_d''}\right) \cdot \frac{u_G^2}{2} \cdot \sin[2 \cdot (\varphi_P'' - \varphi_{u,G})] \quad (4.2.c)$$

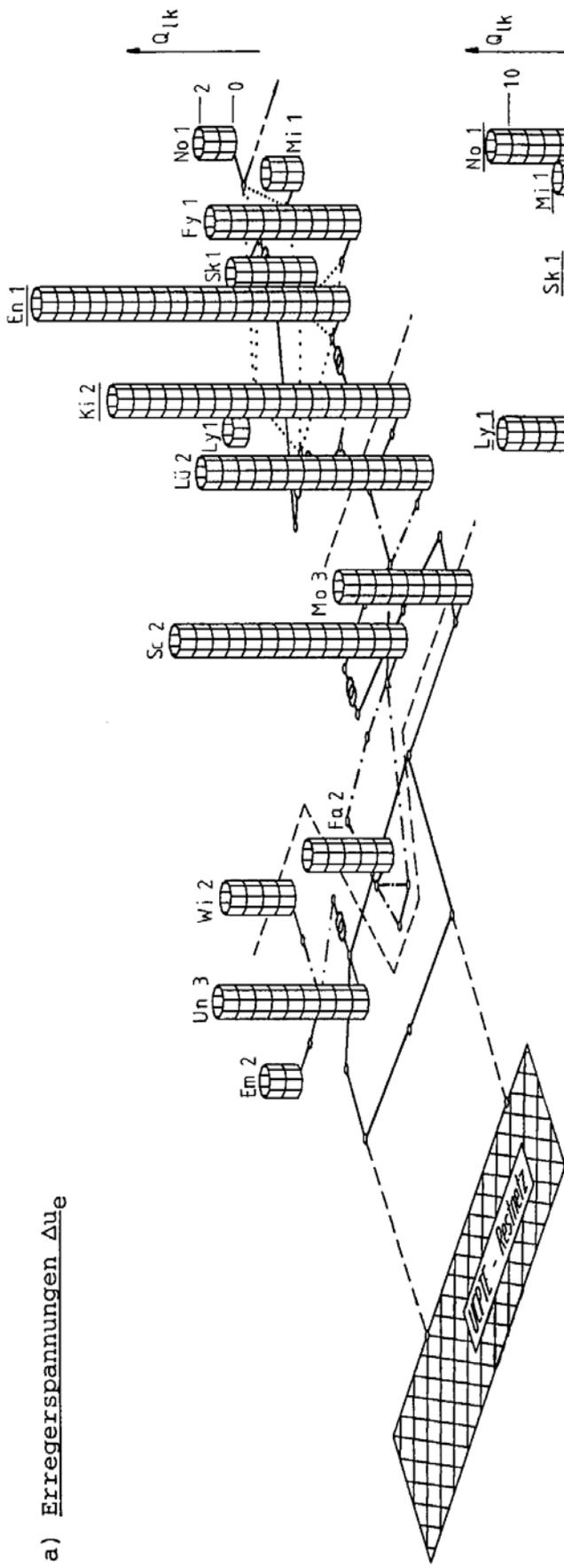
mit  $u_P'' = (\psi_D^2 + \psi_Q^2)^{-1/2}$  und  $\varphi_P'' = \xi(u_P'')$

die transienten und subtransienten Kuppelleistungsflüsse maßgeblich.

In den Bildern 4.8, 4.9 sind die Summen-Wesentlichkeitsmaße  $Q_{1k}$  der Erregerspannungen  $\Delta u_e$  und der Polradwinkel  $\Delta \varphi_P$  bezüglich der ersten beiden dominanten Eigenwertpaare  $\lambda_{1,2}, \lambda_{3,4}$  perspektivisch für jedes einzelne Kraftwerk innerhalb des Teilnetzes dargestellt. Ein Säulenelement entspricht dabei einer Summen-Wesentlichkeit von  $Q_{1k} = 1$ .

Wie man den Abbildungen 4.8.a,b entnimmt, weisen bezüglich des instabilen Eigenwertpaars  $\lambda_{1,2}$  die Erregerspannungen in der Mitte

a) Erregerspannungen  $\Delta u_e$



b) Polradwinkel  $\Delta \varphi$

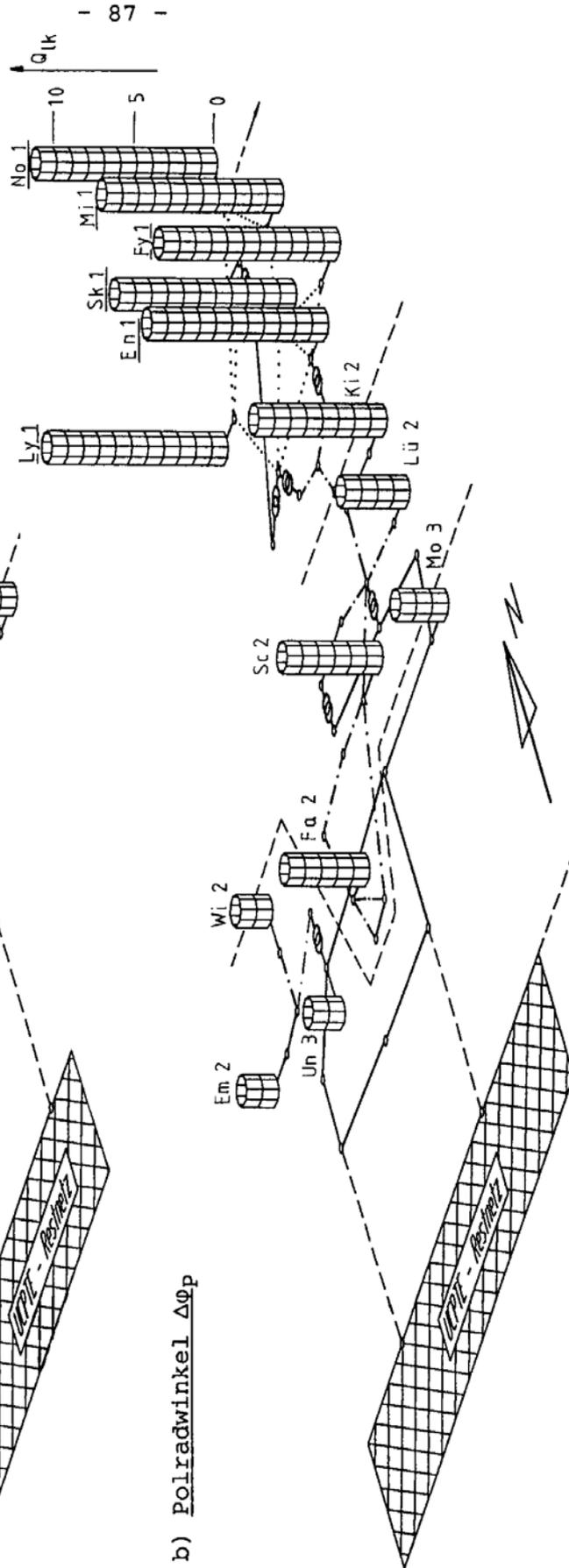


Bild 4.8: Wesentlichkeitsmaße des norddeutsch-dänischen Teilnetzes bezüglich der zu  $\lambda_{1,2}$  gehörenden ersten Pendelbewegung

und die Polradwinkel im Norden des Teilnetzes die größten Wesentlichkeitsmaße auf. Daraus leitet sich ab, daß die von  $\lambda_{1,2}$  verursachte aufklingende Leistungspendelung hauptsächlich von den Spannungsreglern der mittleren Kraftwerke verursacht wird und die Polräder der nördlichen Generatoren dabei die stärksten Pendelbewegungen ausführen. Insbesondere die beiden Kraftwerke Ki 2 und En 1 wirken mit ihren Spannungsreglern stark auf diese Netzpendelung ein, da sie bezüglich  $\lambda_{1,2}$  die absolut größten Wesentlichkeitsmaße aufweisen.

Aus Bild 4.9.a,b entnimmt man, daß bezüglich des zweiten Eigenwertpaares  $\lambda_{3,4}$  die Erregerspannungen und Polradwinkel im Unterteilnetz III wesentlich sind. Die zugehörige Netzpendelung wirkt sich offensichtlich nur im südlichen Bereich des Teilnetzes aus, hiervon sind vor allem die Kraftwerke Em 2 und Wi 2 stark betroffen.

Diese Resultate lassen sich wie folgt begründen:

Das instabile Eigenwertpaar  $\lambda_{1,2}$  ruft in allen Generatoren des longitudinalen Teilnetzes eine kohärente Polradpendelung hervor. Die Amplitude dieser Pendelung muß mit zunehmendem Abstand vom frequenzstarreren UCPT-Netz anwachsen, da jeder weiter entfernte Generator jeweils die Polradlage seines Vorgängers als Referenz "sieht". In Bild 4.10.a sind dazu exemplarisch die simulierten, nach der Resynchronisation auftretenden Drehzahlverläufe der Kraftwerke

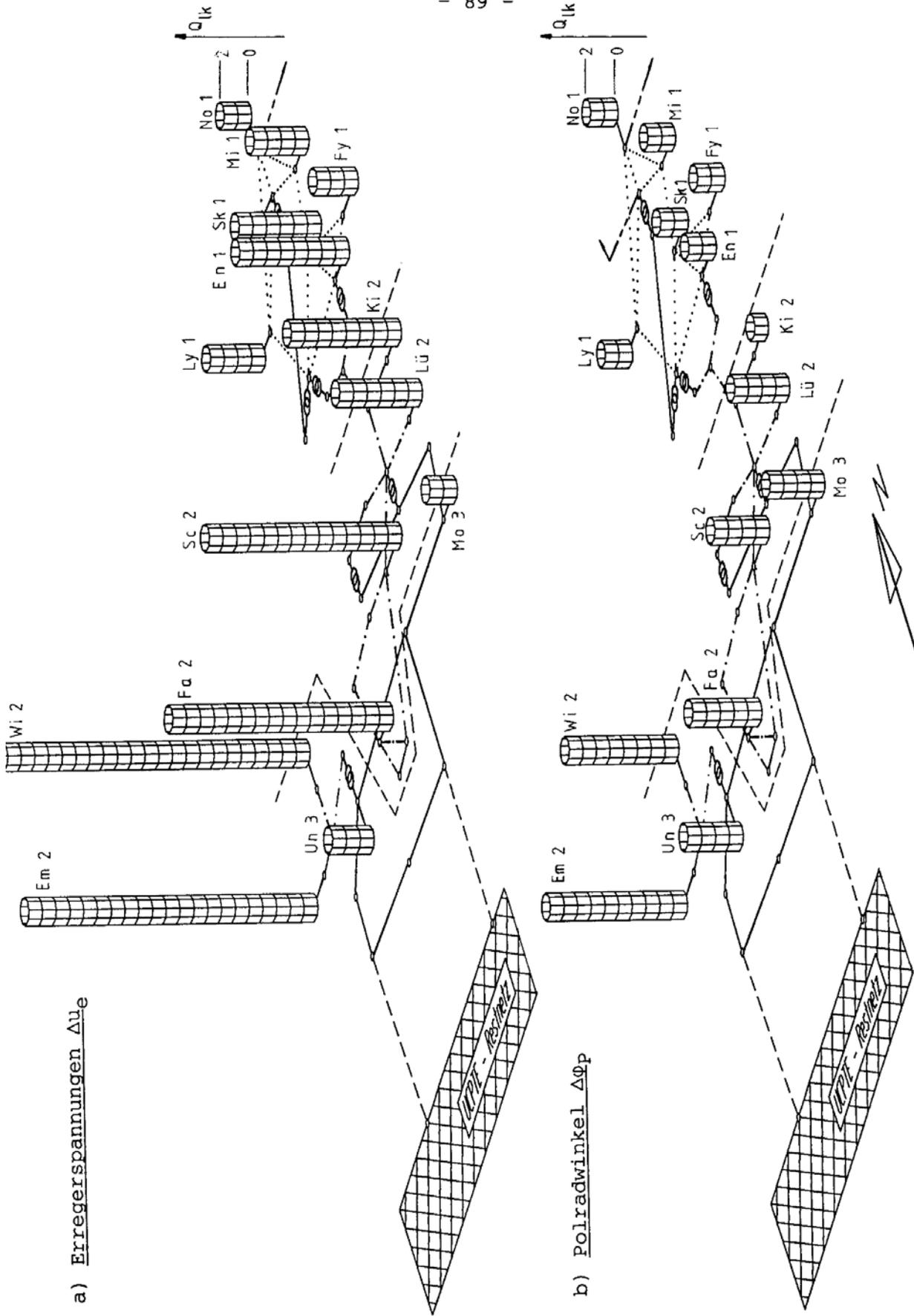
Wi 2, Unterteilnetz III (Süd)

Ki 2, Unterteilnetz II (Mitte) und

No 1, Unterteilnetz I (Nord)

dargestellt, welche diesen Sachverhalt bestätigen.

Da die Winkel der Generator-Klemmenspannungen  $\varphi_{u,G}$  mit den Polradwinkeln  $\varphi_p$  im gleichen Amplitudenverhältnis mitpendeln, weisen die einzelnen Belastungswinkel  $\delta = (\varphi_p - \varphi_{u,G})$  eine ähnliche Amplitudenverteilung wie die Polradwinkel auf. Dadurch wächst die abgegebene Generator-Pendelleistung von Süd nach Nord an. Der summarische Leistungsfluß innerhalb des Teilnetzes nimmt dagegen umgekehrt von Nord nach Süd zu, wodurch die Spannungsabfälle auf den Leitungen im gleichen Verhältnis zunehmen. Spannungsstützend wirken im Netz die nur langsam veränderlichen transienten Gene-



a) Erregerspannungen  $\Delta u_e$

b) Polradwinkel  $\Delta \phi$

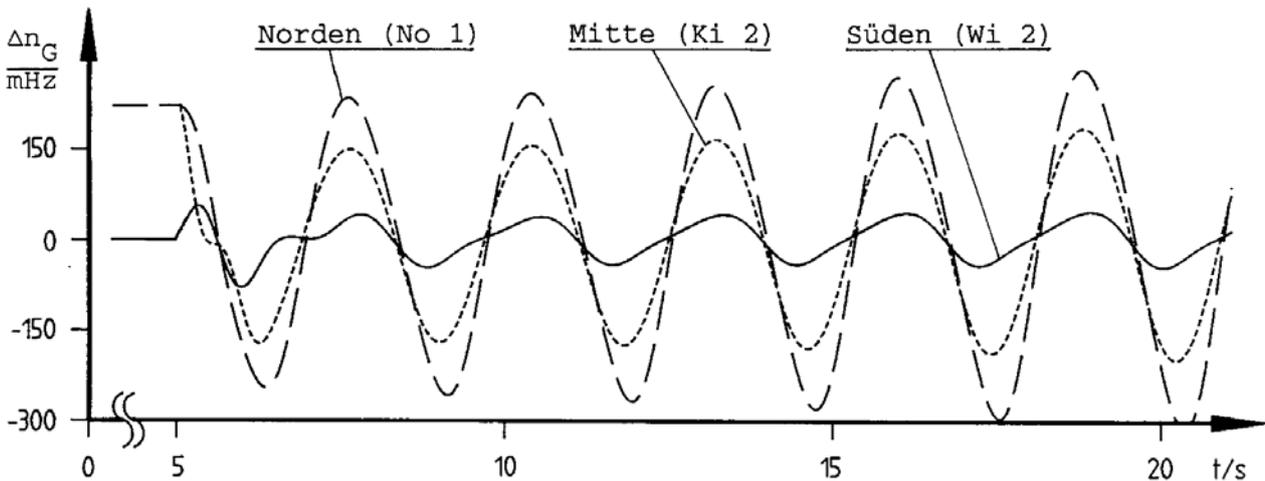
**Bild 4.9:** Wesentlichkeitsmaße des norddeutsch-dänischen Teilnetzes bezüglich der zu  $\lambda_{3,4}$  gehörenden zweiten Pendelbewegung

rator-Polradspannungen  $u_p'$  und die als starr angenommenen Spannungen der Koppelknoten  $u_{k,N}$  zum UCPT-Netz.

Die Summe dieser Effekte führt schließlich dazu, daß an den Netzknoten in der Mitte des longitudinalen Teilnetzes die größten Spannungsschwankungen auftreten und somit die zugehörigen Spannungsregler die stärksten Eingangssignale erhalten.

In Bild 4.10.b sind dazu exemplarisch die simulierten Knotenspannungen der Kraftwerke Wi 2, Ki 2 und No 2 dargestellt; die Spannung des mittleren Kraftwerks Ki 2 weist tatsächlich die größten Ausschläge auf. Die Spannungen im Süden und Norden des Teilnetz-

a) Drehzahlabweichungen



b) Spannungsabweichungen

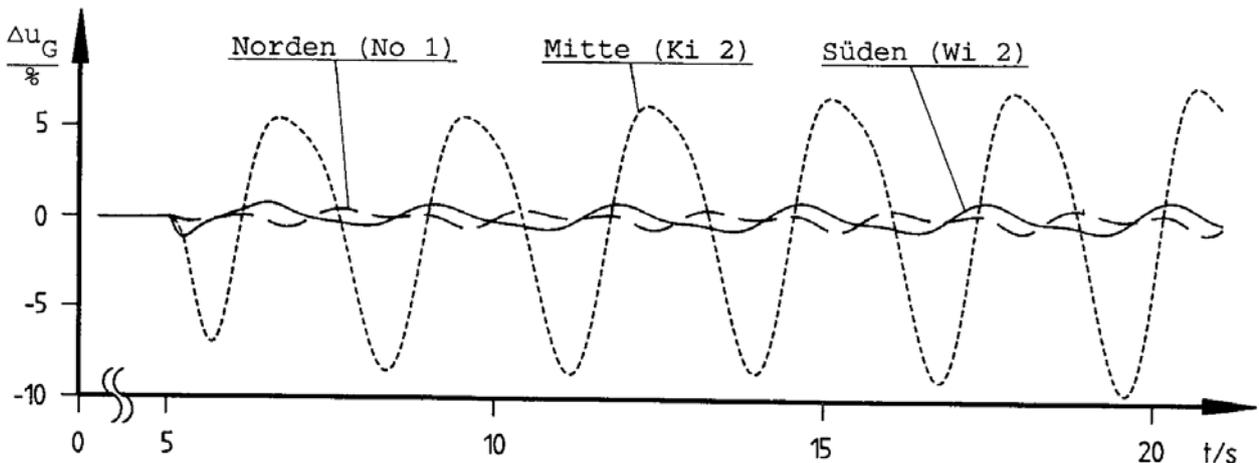


Bild 4.10: Drehzahlen und Klemmenspannungen der Kraftwerke Wi 2 (Süden), Ki 2 (Mitte) und No 1 (Norden)

Dynamikmodells pendeln dagegen nur wenig.

Für das zweite stabile Eigenwertpaar  $\lambda_{3,4}$  läßt sich eine ähnliche Überlegung anstellen. Dabei muß allerdings berücksichtigt werden, daß das Netz bei diesem Ausgleichsvorgang in zwei gegenphasig pendelnde Teilnetze zerfällt, wobei die Linie konstanter Frequenz etwa in Höhe des Kraftwerks Ki 2 verläuft, s. Bild 4.9.b.

Da dieser Ausgleichsvorgang jedoch gut gedämpft ist, braucht er hier nicht weiter behandelt zu werden.

#### 4.4 Stabilisierungsmaßnahmen aufgrund der Modalen Netzanalyse

Die Auswahl geeigneter Gegenmaßnahmen erfolgt auf der Grundlage der in Kap. 6 durchgeführten prinzipiellen Untersuchungen zur Dämpfung von Netzpendelungen. Aufgrund der dort hergeleiteten prinzipiellen Stabilitätsaussagen sind vornehmlich die Generator-Spannungsregler für instabile Netzpendelungen verantwortlich [17,90]. Deshalb wurde in der Vergangenheit schon vielfach vorgeschlagen, Netzpendelungen durch gezielte und koordinierte Einstellung der einzelnen Generator-Spannungsregler zu begegnen [91,92]. Oft reichen diese Maßnahmen alleine jedoch nicht aus, so daß zusätzlich noch Pendeldämpfungsgeräte oder geregelte Blindleistungskompensatoren installiert werden müssen. Der Einbau von Pendeldämpfungsgeräten erfolgt dabei zweckmäßigerweise in jenen Netzbereichen, in denen mit starken Polradpendelungen gerechnet werden muß, da dort bei gleichem Geräteinsatz die beste Dämpfungswirkung erzielt werden kann.

Aufgrund der berechneten Wesentlichkeitsverteilung des norddeutsch-dänischen Teilnetzes sowie der in Kap. 6 durchgeführten prinzipiellen Stabilitätsuntersuchungen scheinen hier die beiden Stabilisierungsmaßnahmen

- Reduktion der Spannungsreglerverstärkungen im mittleren Netzbereich und
- Einbau von Pendeldämpfungsgeräten im nördlichen Netzbereich als besonders geeignet, was im folgenden sowohl anhand der erzielbaren Verlagerungen von  $\lambda_{1,2}$  als auch durch Simulationsuntersuchungen nachgewiesen werden soll.

Um die Wirksamkeit dieser vorgeschlagenen Maßnahmen im Zusammenhang beurteilen zu können, werden sie zusammen mit den in

Bild 4.11.a an-

geführten weiteren möglichen Gegenmaßnahmen untersucht. Die Maßnahme "a" entspricht dabei der vermuteten Handschaltung der Spannungsregler im Unterteilnetz I "Dänemark".

In Bild 4.11.b sind die mit den einzelnen Stabilisierungsmaßnahmen erzielbaren Verlagerungen des instabilen Eigenwertes  $\lambda_1$  dargestellt. Der Abbildung kann folgendes entnommen werden:

- Durch die Maßnahme "a" (Handschaltung der Spannungsregler in allen dänischen Kraftwerken) kann das Netz tatsächlich - gerade - stabilisiert werden.

- Die Maßnahme "b" (Reduktion der Spannungsreglerverstärkungen nur in den beiden Kraftwerken Ki 2 und En 1) hätte dagegen - aufgrund der hohen  $\Delta u_e$ -Wesentlichkeitsmaße - einen noch größeren Stabilisierungseffekt gehabt.

- Durch die Maßnahme "c" (Reduktion der Spannungsreglerverstärkung in den südlichen Kraftwerken) kann das Netz dagegen nicht stabilisiert werden, da hier - trotz der hohen installierten

a) Untersuchte Stabilisierungsmaßnahmen

Ort Maßnahme	Norden Alle dänischen Kraftwerke	Mitte Ki 2, En 2	Süden Mo 3, Un 3 Em 2, Wi 2
Reduktion der Spannungsreglerverstärkung	Maßnahme "a" $k_U^* = 0,1 \times k_U$ (Handschaltung)	Maßnahme "b" $k_U^* = 0,1 \times k_U$ (Größtes $Q_{IK}$ )	Maßnahme "c" $k_U^* = 0,1 \times k_U$ (Größte Kraftwerke)
	Maßnahme "d" $k_\omega = 10 \text{ pu}$ (Größtes $Q_{IK}$ )	Nicht betrachtet	Maßnahme "e" $k_\omega = 10 \text{ pu}$ (Größte Kraftwerke)
Einbau von Pendeldämpfungsgeräten			

b) Auswirkungen auf die Lage des instabilen Eigenwertes  $\lambda_1$

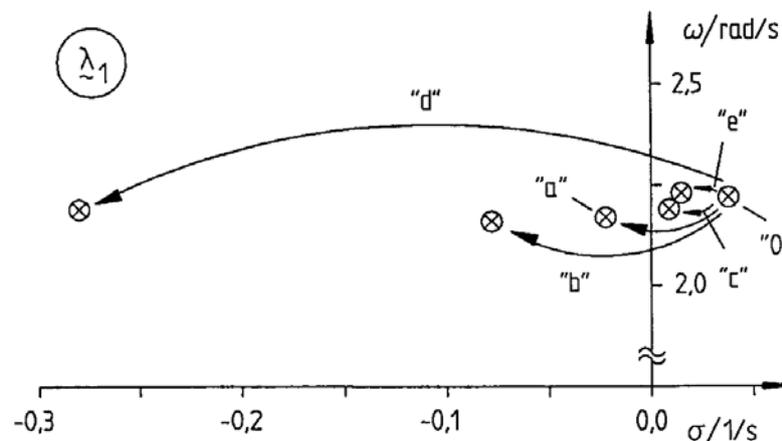


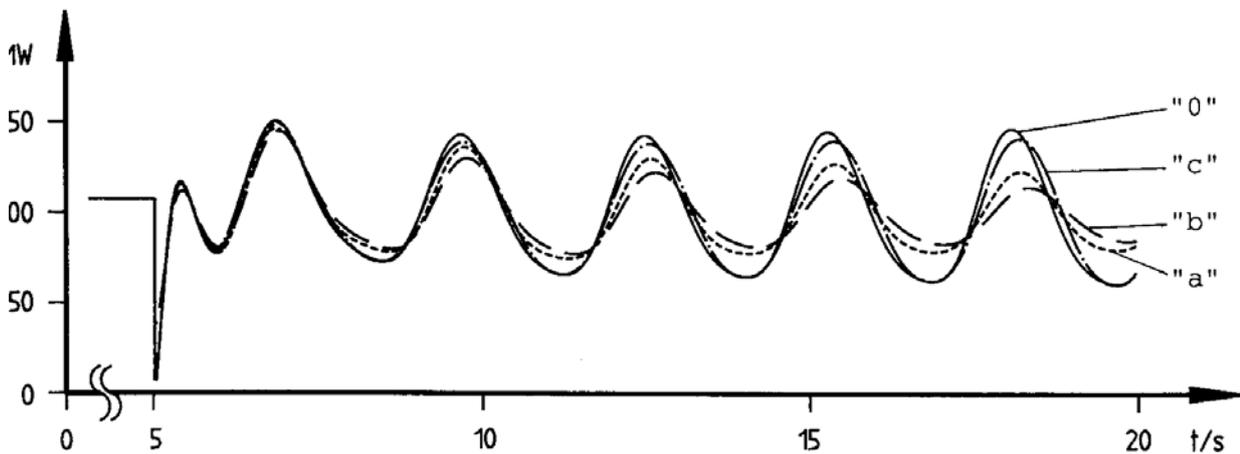
Bild 4.11: Wirksamkeit der untersuchten Stabilisierungsmaßnahmen im norddeutsch-dänischen Teilnetz

Kraftwerksleistung - die Wesentlichkeitsmaße bezüglich  $\Delta u_e$  klein sind, vgl. Bild 4.8.a.

- Die Maßnahme "d" (Einbau von Pendeldämpfungsgeräten in den dänischen Kraftwerken) bewirkt aufgrund der großen  $\varphi_p$ -Wesentlichkeitsmaße mit  $\sigma'_{1,2} = -0,28$  1/s eine außerordentlich hohe Dämpfung. Die Netzpendelung würde damit nach 3,57 s fast vollständig abgeklungen sein.
- Die Maßnahme "e" (Einbau von Pendeldämpfungsgeräten im Süden) kann das Netz nicht stabilisieren, da auch hier die  $\varphi_p$ -Wesentlichkeitsmaße klein sind, vgl. Bild 4.8.b.

Die Pendel-Eigenkreisfrequenz des Netzes von  $\omega_{1,2} = 2,22$  rad/s

a) Leistungsverlauf nach Reduktion der Spannungsreglerverstärkungen



b) Leistungsverlauf nach Einbau von Pendeldämpfungsgeräten

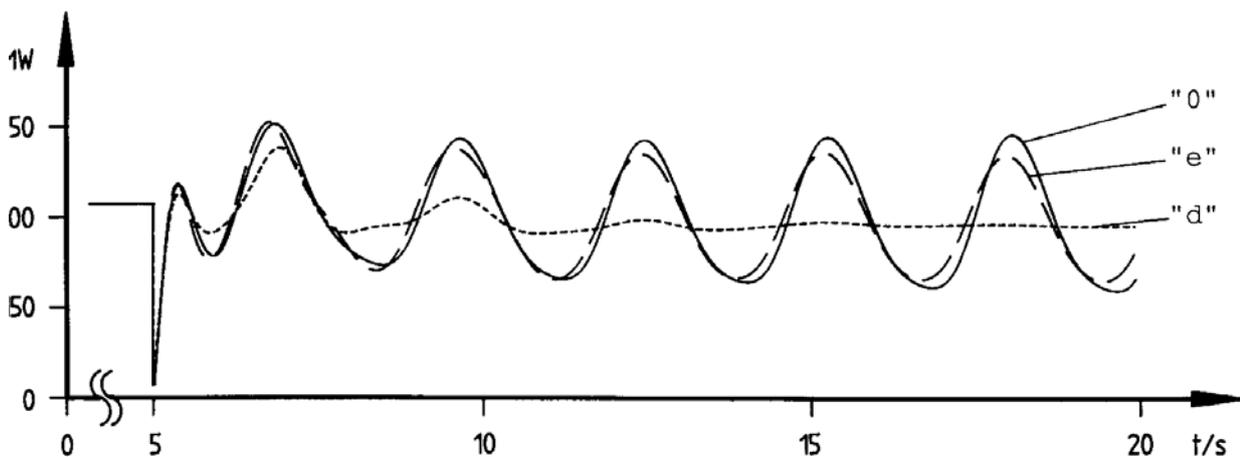


Bild 4.12: Auswirkung der betrachteten Stabilisierungsmaßnahmen "a"- "e" auf den Leistungsfluß  $P_L$

wird durch alle ergriffenen Stabilisierungsmaßnahmen nur unwesentlich beeinflusst, da sie hauptsächlich durch die Leitungslängen und Generator-Nennleistungen und -Anlaufzeiten festgelegt wird.

In Bild 4.12 sind Simulationsverläufe des Leistungsflusses  $P_L$  bei Anwendung der einzelnen Gegenmaßnahmen einander gegenübergestellt. Wie man den Kurvenverläufen entnimmt, werden die mit der Modalen Netzreduktion und -analyse gewonnenen Ergebnisse auch durch die nichtlineare Netzsimulation klar bestätigt. Insbesondere die große Dämpfungswirkung der Maßnahme "d" (Einbau von Pendeldämpfungsgeräten in den dänischen Kraftwerken) wird deutlich sichtbar.

## 6. Analyse von Netzininstabilitäten und Regeln zu ihrer Vermeidung

In den vorhergehenden zwei Kapiteln wurde die Stabilität von elektrischen Energienetzen an jeweils nur einem Arbeitspunkt untersucht. Hier soll nun der Frage nachgegangen werden, wie sich die Stabilität von Energienetzen allgemein verändert, wenn diese an unterschiedlichen Arbeitspunkten und mit unterschiedlichen Betriebsmittel betrieben werden.

### 6.1 Ein Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell

Um diese Untersuchungen so allgemeingültig wie möglich zu halten,

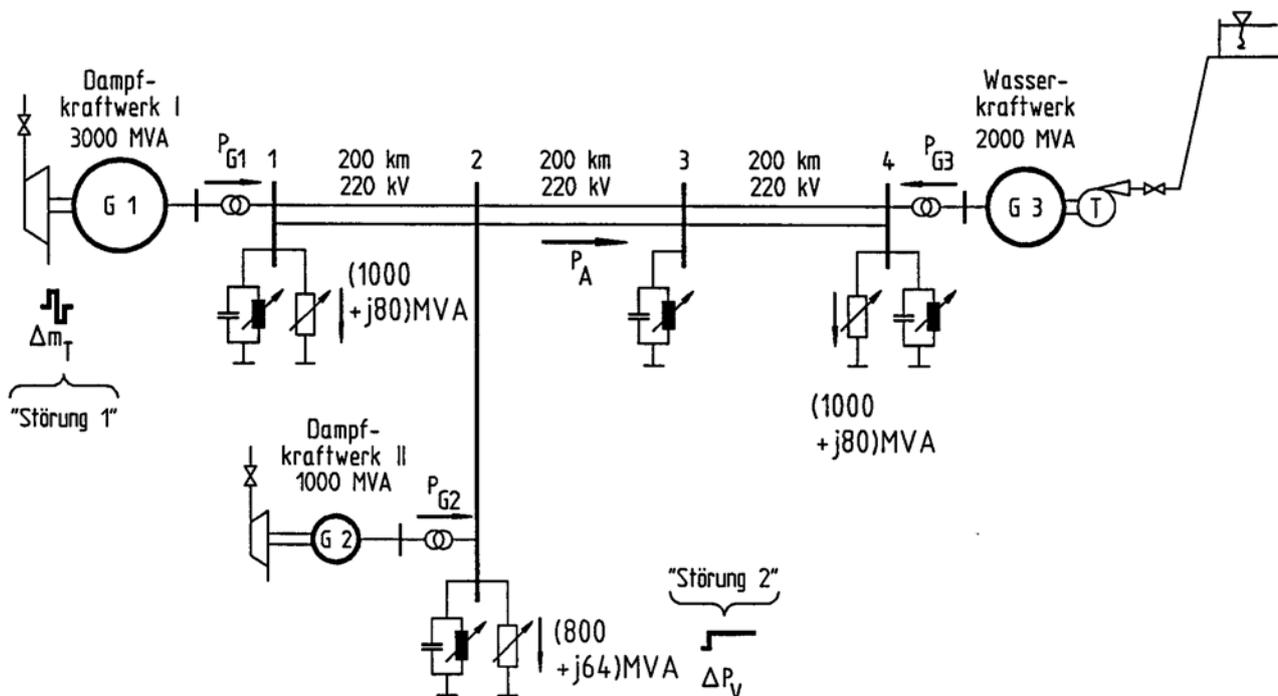


Bild 6.1: Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell

wird das in Bild 6.1 abgebildete Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell verwendet, welches - im Gegensatz zum häufig ebenfalls zu derartigen Untersuchungen herangezogenen Heffron-Phillips-Modell eines Generators am starren Netz [16] - ein Netz-Dynamikmodell darstellt, in welchem sich alle in elektrischen Energienetzen vorkommenden Eigenbewegungen ausbilden können. Das Netz-Dynamikmodell besteht aus zwei Dampfkraftwerken und einem Wasserkraftwerk, welche über 220-kV-Doppelleitungen miteinander verbunden sind. Die

Dampfkraftwerke sollen dabei ein Teilnetz mit überwiegend thermischer Energieerzeugung repräsentieren, während das Wasserkraftwerk für ein Teilnetz mit hauptsächlich hydraulischen Kraftwerken steht. Direkt bei den Erzeugerschwerpunkten sind die Verbraucherschwerpunkte des Netzes angeordnet; diese werden durch summarische Ersatzverbraucher nachgebildet. Zur Spannungsstützung und Blindleistungskompensation sind noch zusätzlich vier geregelte Blindleistungskompensatoren vorgesehen, Netzdaten s. Anhang A.10.

Die Hauptaufgabe des Netz-Dynamikmodells ist der Leistungsaustausch zwischen den thermischen und den hydraulischen Netzbereichen. Ein derartiger Leistungsaustausch findet in praxi in Europa z.B. beim Parallelbetrieb der Kraftwerke des Ruhrgebiets mit denen der 600 km entfernten Alpenländer Österreich und Schweiz statt.

Im Netz-Dynamikmodell wird von einer maximal übertragbaren Austauschleistung von  $P_A = \pm 900$  MW ausgegangen, womit die thermische Grenzleistung  $S_{th} \approx P_{th} = 980$  MVA der 220-kV-Doppelleitung nahezu erreicht ist [85]. Diese Betriebsart ist kurzfristig sicher möglich, da die Leitungen wegen der Blindleistungskompensatoren eine wesentlich höhere "natürliche Leistung" als üblich aufweisen. Die Kernfrage der Untersuchung besteht nun darin, ob diese maximale Austauschleistung stabil übertragen werden kann, oder ob zusätzliche Stabilisierungseinrichtungen nötig sind.

Diese Fragen sollen im folgenden mittels der Wurzelortskurven des Netz-Dynamikmodells beantwortet werden.

Dazu wird die Austauschleistung  $P_A$  im Bereich von  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  in 100-MW-Schritten verändert und dazu jeweils die Eigenwerte des Netzes berechnet. Die Variation der Austauschleistung erfolgt dabei lediglich durch Variation der Generatorleistungen des Dampfkraftwerkes I und des Wasserkraftwerkes; die Leistungsabgabe des Dampfkraftwerkes II sowie die Leistungsaufnahme der Verbraucher bleiben konstant. Außerdem versorgen alle Kraftwerke bei  $P_A = 0$  MW nur ihre zugehörigen Verbraucherschwerpunkte. Bei jeder durchgeführten Wurzelortsberechnung wird entweder eine neue Netzkomponente hinzugefügt oder eine neue Parametereinstellung vorgenommen, so daß die sich ergebenden Änderungen der Netz-

Dynamik anhand der Wurzelortskurven sichtbar werden. Zusätzlich wird zur besseren Beurteilung des Dynamikverhaltens für besonders interessierende Wurzelorte eine Netzsimulation durchgeführt.

Als Anregungen werden dabei die in Bild 6.1 eingetragenen Störungen "1" und "2" verwendet. Die Störung "1" stellt eine impulsförmige Änderungen des Turbinenmomentes des Dampfkraftwerks 1 dar. Dieses Moment soll 10% des Nennmomentes betragen und 0,1 s lang beschleunigend und 0,1 s lang verzögernd wirken. Die Störung "2" entspricht einer sprungförmigen Lastzuschaltung von 5 MW.

## 6.2 Lastflußabhängige Wurzelortskurven für unterschiedliche Netzkomponenten und Parametervorgaben

In Tabelle 6.1 sind diejenigen Netzkomponenten und Parametervorgaben aufgelistet, welche bei der Erstellung des "Wurzelortskataloges" berücksichtigt werden. Diese können dabei entweder einzeln oder zu mehreren im Netz wirksam sein, was aus den in Tabelle 6.1 eingetragenen Spaltenmarkierungen hervorgeht.

Netzkomponente	Untersuchungsfall												
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	k	l	m	
Impedanzverbraucher	x	x	x	x	x		x	x	x	x			
P-Spannungsregler		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
P-Spannungsregler mit $DT_1$ -Rückkopplung			x										
Anhebung des Spannungsniveaus				x									
Ausbau des Leitungsnetzes					x								
Dynamische Verbraucher						x					x	x	
Drehzahlregelung							x				x	x	
Leistungsregelung								x					
Pendeldämpfungsgeräte									x		x		
Geregelte Blindleistungskompensatoren										x		x	

Tabelle 6.1: Untersuchte Netzkomponenten und Parametervorgaben

6.2.1 Fall a: Keine Regeleinrichtungen, Lasten als Impedanzverbraucher

Im ersten Untersuchungsfall wird das Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodell ohne jede Regeleinrichtung betrieben. Damit sind dynamisch nur die drei Kraftwerksgeneratoren wirksam, weshalb das Netz-Dynamikmodell gemäß Kap. 2.1.3 von  $3 \cdot 5 = 15$ . Ordnung ist. Die Wurzelortskurven beschreiben somit das "natürliche" Dämpfungsverhalten des Netzes und können für alle weiteren Untersuchungen als Referenz-Wurzelortskurven dienen.

- Zuordnung von Eigenwerten und Eigenbewegungen (Bewegungsmoden)

Um einen ersten allgemeinen Überblick über die möglichen Eigenbewegungen des Netz-Dynamikmodells zu erhalten, sind in Tabelle 6.2 die

k	$\sigma_k$ [1/s]	$\omega_k$ [rad/s]	$T_p$ [s]	Bewegungsmoden
1	0,000	0,0	-	Lagemode 1
2	-0,063	0,0	-	Synchronisiermoden 1,2
3	-0,066	0,020	50,0	
4	-0,066	-0,020		
5	-0,132	2,631	2,39	Pendelmode 1
6	-0,132	-2,631		
7	-0,221	0,0	-	Lagemode 2
8	-0,648	5,789	1,09	Pendelmode 2
9	-0,648	-5,789		
10	-6,837	0,613	10,25	Dämpfermoden 1 - 4
11	-6,837	-0,613		
12	-7,298	0,414	15,18	
13	-7,298	-0,414		
14	-8,493	0,0	-	
15	-9,552	0,0	-	

6.2 die sich für  $P_A = 0$  MW ergebenden Eigenwerte

Tabelle 6.2: Eigenwerte  $\lambda_k$  des unregulierten Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodells 15. Ordnung,  $P_A = 0$  MW

nach fallenden Realteilen dargestellt. Im folgenden sollen die auftretenden Bewegungsmoden kurz erläutert werden:

-- Lagemoden

Die Eigenwerte  $\lambda_1$  und  $\lambda_7$  sind für die Lageänderung der Polräder und Spannungszeiger im Referenzkoordinatensystem des Netzes verantwortlich; ihre zugehörigen Ausgleichsvorgänge werden deshalb im folgenden als Lagemoden bezeichnet. Würde man z.B. an einem Generator eine Erhöhung der Antriebsleistung vornehmen, so würden die Frequenzen und Drehzahlen des Netzes so lange anwachsen, bis die

Impedanzverbraucher über den von den Generatoren rotatorisch induzierten Spannungszuwachs diese zusätzliche Leistung aufnehmen würden. Die Zeitkonstante dieses Ausgleichsvorganges kann aus dem Eigenwert  $\lambda_7$  zu  $T_7 = (-1/0,22) \text{ s} = 4,52 \text{ s}$  errechnet werden. Wenn die Frequenzen und Drehzahlen ihren stationären Endwert erreicht hätten, würden die Lagewinkel des Netzes im Referenzkoordinatensystem weiter integral anwachsen, was durch den im Ursprung liegenden Eigenwert  $\lambda_1$  zum Ausdruck kommt.

-- Synchronisiermoden

Die Eigenwerte  $\lambda_2, \lambda_3$  und  $\lambda_4$  sind den Ausgleichsvorgängen der Generator-Erregerflußverkettungen zugeordnet, welche hier mit der Zeitkonstanten  $T_{2,3,4} \approx (-1/0,064) \text{ s} = 15,65 \text{ s}$  verlaufen. Diese Zeitkonstante entspricht in ihrer Größenordnung der Leerlaufzeitkonstanten  $T'_{d0}$  der Generatoren, welche sich aus den Generatordaten in Anhang A.10 zu

$$T'_{d0} = T'_d \cdot \frac{x_d}{x'_d} = 2 \text{ s} \cdot \frac{2,0 \text{ pu}}{0,3 \text{ pu}} = 13,3 \text{ s}$$

berechnet. Da die Erregerflußverkettungen bezüglich der resultierenden Generator-Synchronisierleistungen eine bedeutende Rolle spielen, werden diese Ausgleichsvorgänge im folgenden "Synchronisiermoden" genannt.

-- Pendelmoden

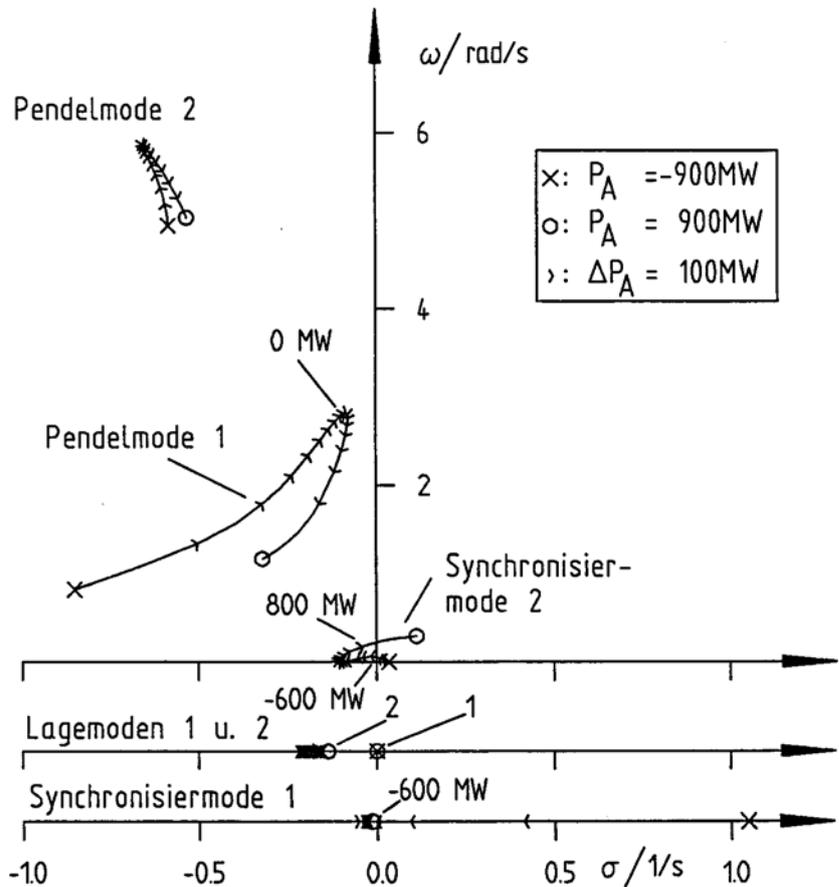
Die Polpaare  $\lambda_{5,6}$  und  $\lambda_{8,9}$  beschreiben die  $(n_G - 1) = (3 - 1) = 2$  Polradpendelungen des Netz-Dynamikmodells.  $\lambda_{5,6}$  vertritt die langsame, kohärente Pendelung der Dampfkraftwerks-Generatoren gegen den Generator des Wasserkraftwerkes (Pendelmode 1), während  $\lambda_{8,9}$  für die schnellere Pendelung des kleineren Dampfkraftwerks-Generators G2 gegen die beiden größeren Generatoren G1 und G3 steht (Pendelmode 2).

-- Dämpfermoden

Die restlichen sechs Eigenwerte mit Realteilen  $\sigma < -6 \text{ 1/s}$  gehören zu rasch abklingenden Dynamikvorgängen in den sechs Generator-Dämpferwicklungen.

- Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe  
 Die sich für  $-900 \leq P_A \leq 900$  MW ergebenden Wurzelortskurven sind in Bild 6.2 aufgetragen.

Dabei sind nur die dynamisch interessanten Eigenwerte mit Realteilen zwischen  $-1 \text{ 1/s} \leq \sigma \leq 0,5 \text{ 1/s}$  dargestellt, zusätzlich wird auf die Darstellung der konjugiert komplexen, spiegelbildlichen Eigenwerte der unteren s-Halbebene verzichtet. Die reellen Eigenwerte der Synchronisier- und Lagemoden sind dabei der Übersichtlichkeit halber getrennt dargestellt.



- => Pendelmoden stets stabil
- => Synchronisiermoden instabil bei zu großem  $|P_A|$
- => Lagemoden sind Einzelpole

Bild 6.2: Fall a: Ungeregelttes Netz 45

Wie man der Abbildung entnimmt, behalten die Lagemoden 1 und 2 (Eigenwerte  $\lambda_1$  u.  $\lambda_7$ ) ihre Position für  $|P_A| > 0$  nahezu unverändert bei, während die Synchronisiermode 1 (Eigenwert  $\lambda_2$ ) ab  $P_A < -600$  MW und die Synchronisiermode 2 (Eigenwertpaar  $\lambda_{3,4}$ ) ab  $P_A > 800$  MW in die positive s-Halbebene eintreten.

Die Pendelmoden sind dagegen immer stabil. Bei der schnellen Pendelmode 2 (Eigenwertpaar  $\lambda_{8,9}$ ) verringert sich für  $|P_A| > 0$  die Dämpfung geringfügig, während sie bei der langsamen Pendelmode 1 (Eigenwertpaar  $\lambda_{5,6}$ ) stark anwächst. Die Eigenfrequenzen beider Pendelmoden gehen für  $|P_A| > 0$  zurück.

In Bild 6.3 sind dazu die Generatorfrequenzen  $\Delta n_{Gi}$  für die Austauschleistungen  $P_A = -700$  MW,  $P_A = 0$  MW und  $P_A = 900$  MW darge-

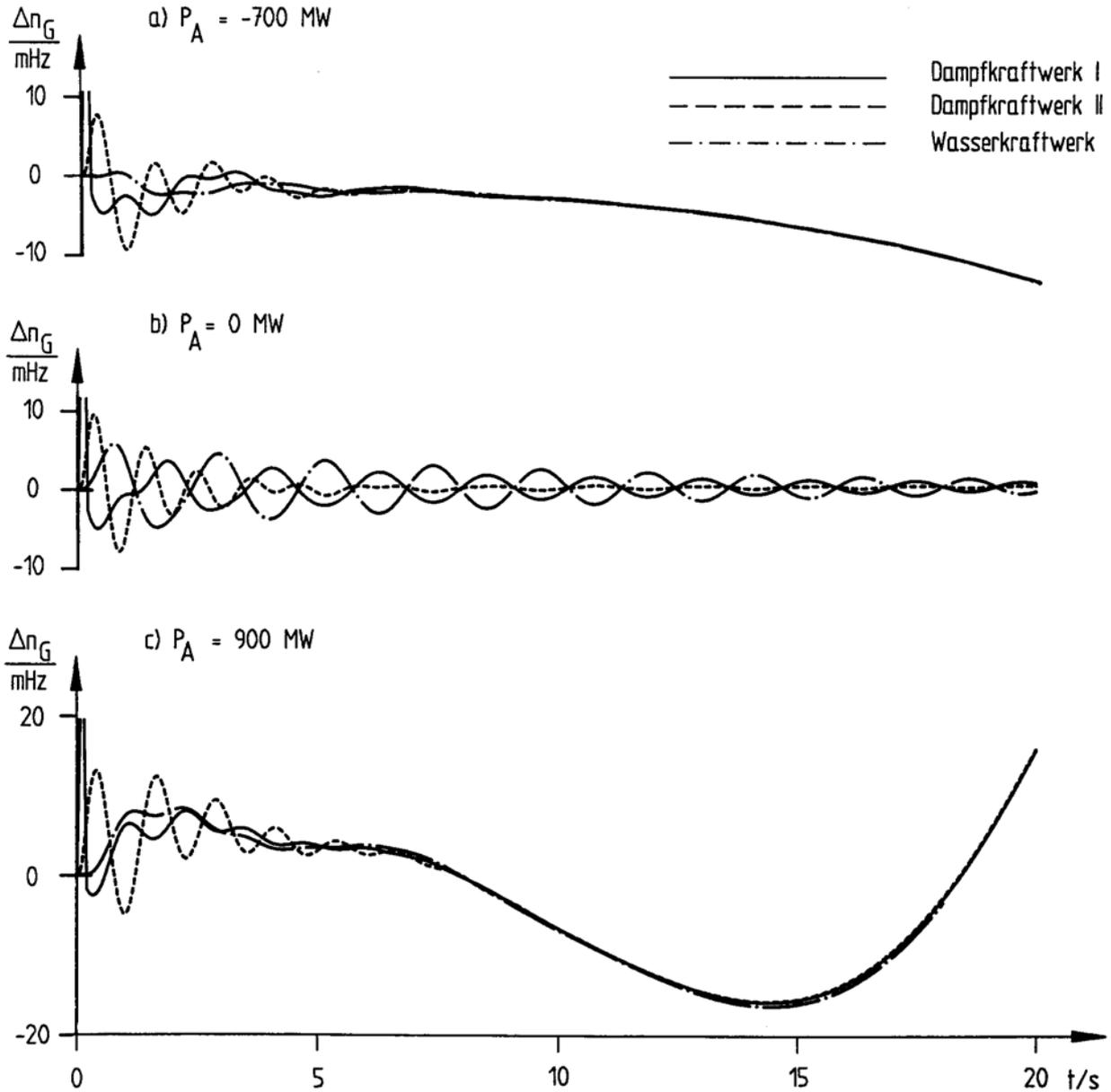


Bild 6.3: Fall a: Ungeregeltes Netz, Störung "1"

stellt, wobei als Anregung die Störung "1" gewählt wurde, da diese die Pendelmode 1 optimal anregt.

Wie man den Simulationsverläufen entnimmt, ist das Netz-Dynamikmodell für  $P_A = -700 \text{ MW}$  aperiodisch instabil, für  $P_A = 0 \text{ MW}$  stabil, wobei die langsame Pendelmode 1 stark hervortritt und für  $P_A = 900 \text{ MW}$  periodisch instabil. In allen drei Diagrammen ist zudem - insbesondere im Verlauf von  $\Delta n_{G2}$  - die schnelle Pendelmode 2 deutlich sichtbar, welche mit der Zeitkonstanten  $T_2 \approx (-1/0,6) \text{ s} = 1,6 \text{ s}$  abklingt.

- Begründung der instabilen Synchronisiermoden

Wie läßt sich diese Instabilität des unregulierten Netz-Dynamikmodells erklären? Dazu muß man sich vor Augen halten, daß die Synchronmaschinen hier mit konstanter Erregerspannung  $u_e$  und somit konstanter Polradspannung  $u_p$  betrieben werden. Daraus resultiert nach [84] das Problem des Verlustes der synchronisierenden Netzleistung. Dieses Problem läßt sich beim Zwei-Maschinen-Netz-dynamikmodell noch analytisch über die resultierenden Wirkleistungsgleichungen der Generatoren beschreiben. Prinzipiell beruht der Verlust der synchronisierenden Netzleistung auf der Tatsache, daß ab einem systemimmanenten Grenz-Lastfluß eine Erhöhung der Generatorpolradwinkel  $\varphi_p$  keine Erhöhung der abgegebenen Generatorleistungen  $p_G$  mehr hervorruft, sondern im Gegenteil diese Leistung sogar abnimmt, da die summarische sinusförmige Lastwinkel-Leistung-Kennlinie des Netzes ihren Maximalwert erreicht hat. Dadurch werden die Generatorpolräder nach einer Systemanregung von der konstanten Turbinenleistung  $p_T$  beschleunigt. Da beim hier betrachteten Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodell alle Generatoren im Normalbetrieb arbeiten und somit Leistung abgeben, erfolgt diese Beschleunigung gleichsinnig; die Leistungsgrenzen des Netzes liegen gemäß Bild 6.2 bei  $P_A < -600$  MW und  $P_A > 800$  MW, oder bei  $P_{G3} = 1000$  MW -  $P_A > 1600$  MW und  $P_{G1} = 1000$  MW +  $P_A > 1800$  MW.

Schnelle Generatorspannungsregelungen können eine derartige Instabilität weitgehend eliminieren, weshalb sie im nächsten Untersuchungsfall in das Netz-Dynamikmodell mit aufgenommen werden.

6.2.2 Fall b: Berücksichtigung von P-Spannungsreglern

(Kap. 2.1.5),

$$k_u = 100 \text{ pu}, k_e = .1 \text{ pu}, k_f = 0 \text{ pu}, T_e = 0,1 \text{ s}$$

- Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe

In Bild 6.4 sind die Wurzelortskurven für diesen Untersuchungsfall dargestellt. Aus ihrem Verlauf läßt sich - unter Berücksichtigung der Ergebnisse von Fall a - folgendes ablesen:

- Synchronisiermoden

-- Der Verlust der synchronisierenden Leistung wird durch die Einführung der Spannungsregelung vollständig vermieden, da diese durch Nachführung der Polradspannung  $u_p$  auf konstante Klemmen-

spannung  $u_G$  regelt. Dadurch wird die resultierende Netzreaktanz  $x_N$  um den Anteil der Generator-Synchronreaktanz  $x_d$  vermindert und das Netz elektrisch verkürzt, was das Maximum der Lastwinkel-Leistung-Kennlinie anhebt. Die zugehörigen Eigenwerte  $\lambda_2$ ,  $\lambda_3$  und  $\lambda_4$  (Synchronisiermoden) besitzen somit nun Realteile von  $\sigma < -2$  1/s.

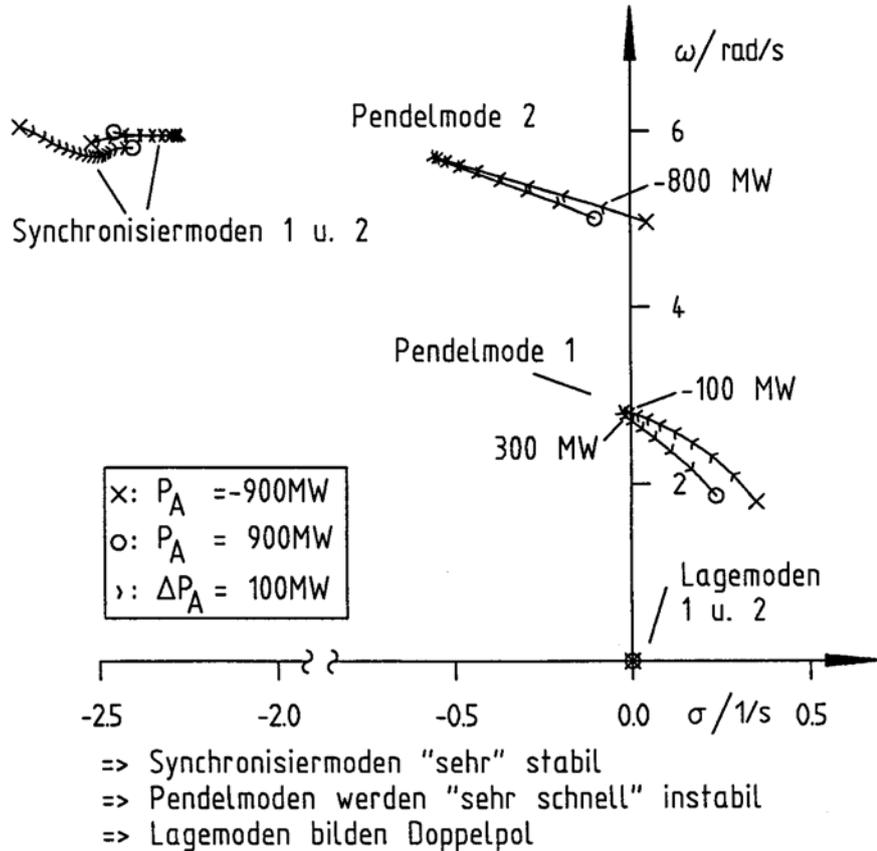


Bild 6.4: Fall b: P-Spannungsregler

- Lagemoden
- Der Eigenwert  $\lambda_7$  verschmilzt mit  $\lambda_1$  zu einem Doppelpol, da die bleibende Spannungsabweichung des Netzes jetzt von den Spannungsreglern ausgeglichen wird, wodurch die Impedanzverbraucher eine nahezu konstante Leistungsaufnahme aufweisen. Dadurch würden jetzt die Generatorfrequenzen nach einem bleibenden Momentensprung an einer Turbinenwelle linear mit der Zeit und die Polradwinkel quadratisch mit der Zeit anwachsen, was den Doppelpol im Ursprung bedingt.
- Pendelmoden
- Die langsame Pendelmode 1 wird für  $P_A < -100$  MW und für  $P_A > 400$  MW instabil.
- Die Dämpfung der Pendelmode 2 nimmt für  $|P_A| > 0$  ebenfalls rasch ab. Ab  $P_A \leq -860$  MW wird selbst diese relativ stabile

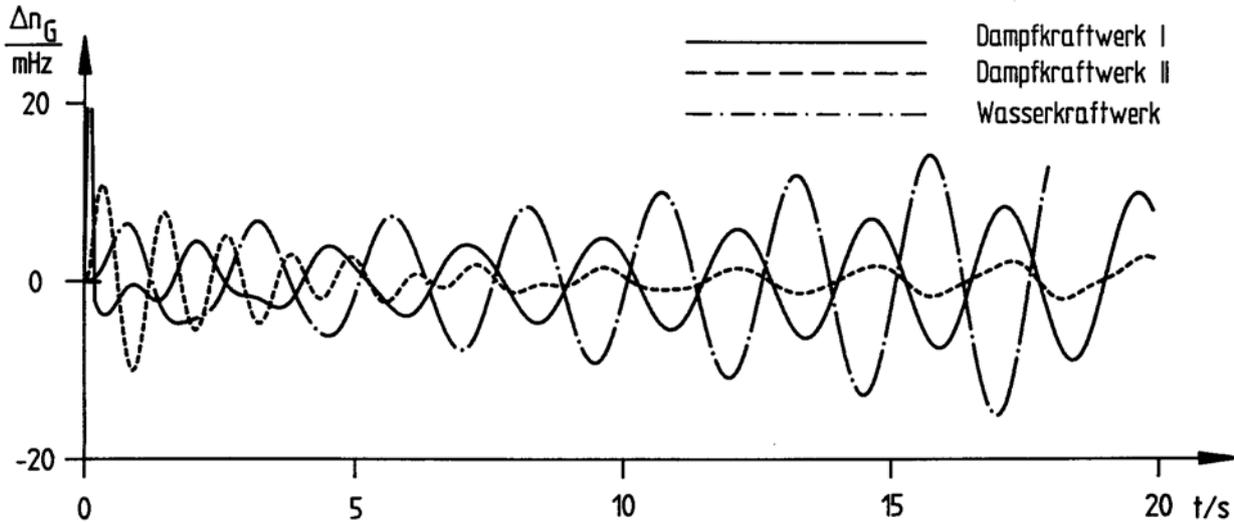


Bild 6.5: Fall b: P-Spannungsregler,  $P_A = 600$  MW, Störung "1"

Eigenbewegung instabil.

In Bild 6.5 ist das instabile Dynamikverhalten des Netz-Dynamikmodells für  $P_A = 600$  MW anhand der Drehzahlverläufe  $\Delta n_{Gi}$  veranschaulicht; als Anregung wird die Störung "1" verwendet.

Wie man der Darstellung entnimmt, pendeln die Generatorpolräder 1 und 2 kohärent aufklingend gegen das Polrad des Generators 3 (Pendelmode 1), während die Pendelmode 2 nach ca. 5 s abgeklungen ist. Eine ausreichend hohe synchronisierende Leistung ist für den gesamten Bereich  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  gewährleistet.

- Begründung der instabilen Pendelmode

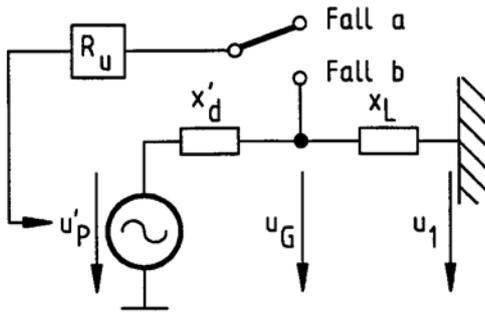
Wie kommt die aufklingende Polradpendelung zustande? Dieses Phänomen läßt sich am besten anhand der in Bild 6.6 dargestellten transienten Lastwinkel-Leistung-Kennlinie

$$p'_G = \frac{u'_p \cdot u_1}{x'_d + x_L} \cdot \sin \delta \quad (6.1)$$

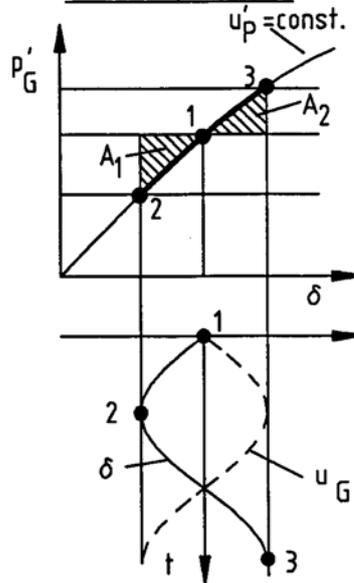
eines über eine Leitung am starren Netz arbeitenden ungedämpften Generators erklären [11], wobei  $\delta$  gemäß Bild 6.6.a den Lastwinkel zwischen der starren Spannung  $u_1$  und dem Polradwinkel  $u'_p$  beschreibt:

Ist die Spannungsregelung nicht aktiv (Fall a), so bleibt die transiente Polradspannung  $u'_p$  gemäß Bild 2.8 nahezu konstant, da sie nur mit der kleinen natürlichen Verstärkung

a) Ersatzschaltbild eines Generators am starren Netz



b) Keine Spannungsregelung, Fall a



c) Mit Spannungsregelung Fall b

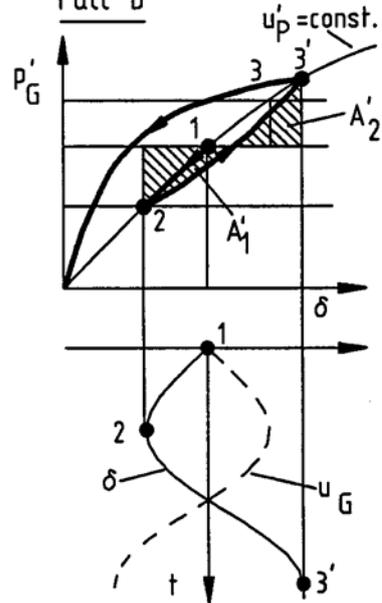


Bild 6.6: Entstehungsursache aufklingender Polradpendelungen

$$k_{u'_p, u_G} = \frac{x_d - x'_d}{x_d} < 1$$

von der Generatorklemmenspannung beeinflusst wird. Deshalb führt die Generatorleistung  $p'_G$  nach einer Anregung entlang ihrer stationären Kennlinie ungedämpfte Schwingungen um ihren Arbeitspunkt "1" aus, s. Bild 6.6.b. Die Amplitude der Generator-Klemmenspannung  $u_G$  pendelt dabei in Gegenphase zum Lastwinkel  $\delta$ . Die beiden Flächen  $A_1$  und  $A_2$ , welche der benötigten Beschleunigungs- und Bremsarbeit entsprechen, sind gleich groß. Wird die Spannungsregelung eingeschaltet (Fall b), so bewirkt die hohe Reglerverstärkung  $k_u$  eine merkliche Verstellung der transienten Polradspannung  $u'_p$  und damit auch der Lastwinkel-Leistung-Kennlinie, s. Bild 6.6.c. Nach der Auslenkung aus dem Arbeitspunkt "1" wird der Lastwinkel  $\delta$  z.B. kleiner und die Generatorspannung  $u_G$  größer. Wenn das Polrad vom Punkt "2" zum Punkt "3" zurückschwingt, hat die Spannungsregelung aufgrund der positiven Klemmenspannungsänderung die Polradspannung  $u'_p$  bereits reduziert. Deshalb wird die Beschleunigungsfläche  $A'_1$  größer sein als vorher die Fläche  $A_1$ . Da die Bremsfläche  $A'_2$  gleich der Fläche  $A'_1$  sein muß, schwingt das Polrad über den Punkt "3" hinaus bis zum Punkt "3'", womit die Polradpendelung instabil wird.

- Ergebnis

Zusammenfassend kann man bezüglich des Drei-Kraftwerke-Netzdyna-

mikmodells sagen, daß die mit  $k_u = 100$  pu proportional wirkenden Spannungsregelungen zwar die synchronisierende Leistung gewährleisten können, die langsame Pendelmode 1 aber destabilisieren. Die Energieübertragung ist deshalb mit einfachen P-Spannungsreglern auch nur im Bereich von  $-100 \text{ MW} \leq P_A \leq 400 \text{ MW}$  möglich.

Deshalb sollen im nächsten Untersuchungsfall die Spannungsregelungen mit der in Bild 2.10 dargestellten Stabilisierungseinrichtung ausgerüstet werden, welche die hohen P-Reglerverstärkungen  $k_u$  transient zu  $k_u^* = 0,1 \cdot k_u$  reduziert, vgl. Bild 2.11. Stationär bleiben damit die hohen Reglerverstärkungen, welche zur Bereitstellung der synchronisierenden Leistung erforderlich sind, erhalten.

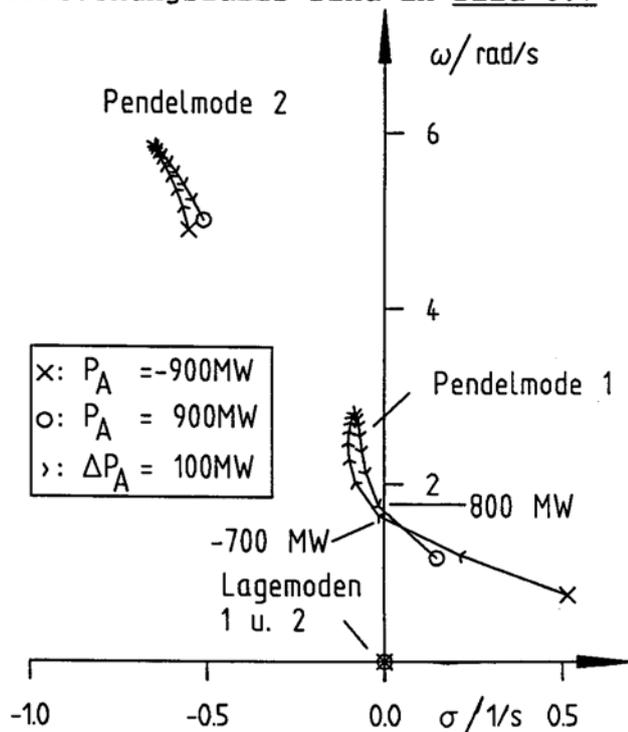
6.2.3 Fall c: Berücksichtigung von P-Spannungsreglern mit Stabilisierungseinrichtungen (Kap. 2.1.5)

$$k_u = 100 \text{ pu}, k_u^* = 10 \text{ pu}, k_e = 1 \text{ pu}, k_f = 0,2 \text{ s}, \\ T_e = 0,1 \text{ s}, T_f = 2 \text{ s}$$

- Diskussion der Wurzelortskurven

Die Wurzelortskurven dieses Untersuchungsfalls sind in Bild 6.7

dargestellt. Der stabil übertragbare Leistungsbereich ist nun auf  $-700 \text{ MW} \leq P_A \leq 800 \text{ MW}$  angewachsen; die synchronisierende Leistung ist weiterhin gewährleistet. Die Spannungsreglerstabilisierungen wirken hier zwar wegen  $T_f = 2 \text{ s}$  bis hinunter zu einer Eckkreisfrequenz von  $\omega_f = 1/T_f = 0,5 \text{ rad/s}$ , bei Austauschleistungen von  $|P_A| > 700 \text{ MW}$  ist jedoch selbst die kleine transiente Reglerverstärkung von  $k_u^* = 10 \text{ pu}$  noch zu hoch, die Pendelmode 1 wird weiterhin instabil im Gegensatz zur Pendelmode 2.



=> Pendelmode 1 wird erst für großes  $|P_A|$  instabil

Bild 6.7: Fall c: P-Spannungsregler mit Stabilisierungseinrichtung

- Ergebnis

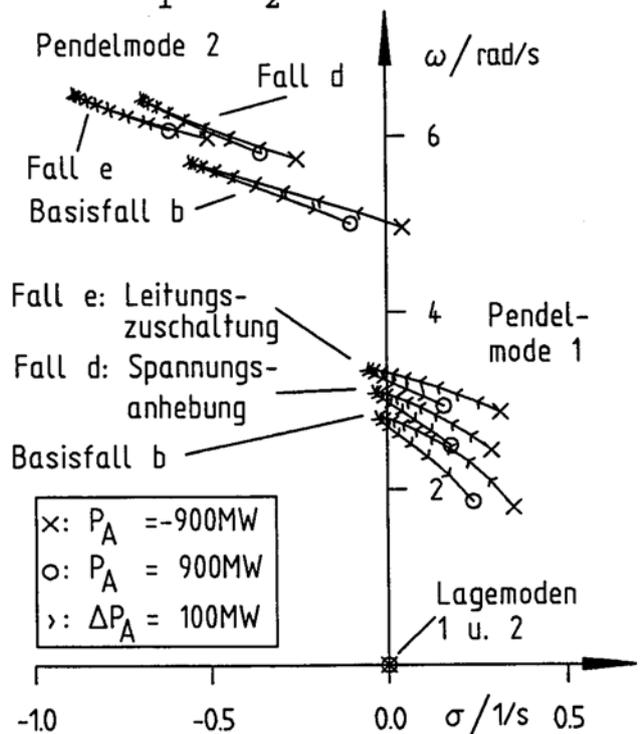
Mit dieser Maßnahme läßt sich bereits eine bedeutende Ausweitung des stabil übertragbaren Leistungsbereiches erreichen. Allerdings muß dabei geprüft werden, ob die auftretenden transienten Spannungsabweichungen im Netz toleriert werden können.

6.2.4 Fälle d und e: Anhebung des Spannungsniveaus und Ausbau des Leitungsnetzes

Für ein einfaches Leitungsmodell bestehend aus nur einer Längsreaktanz  $x_L$  gilt die Leistungsgleichung

$$p_{1,2} = \frac{u_1 \cdot u_2}{x_L} \cdot \sin(\varphi_{u_1} - \varphi_{u_2}). \quad (6.2)$$

Aus dieser Beziehung entnimmt man, daß sowohl eine Anhebung des Spannungsniveaus  $u_i$  als auch eine Verringerung der Längsreaktanz  $x_L$  zu einer Zunahme der Generator-Rückstellleistungen führen muß. Durch die damit verbundene Erhöhung der Netzeigenfrequenzen wachsen dann - wie schon in Kapitel 4 erläutert - auch die Generatordämpfungsmomente an. Spannungsanhebungen sind sehr einfach durch Verstellung der Spannungsregler-Sollwerte möglich; Reaktanzreduktionen lassen sich dagegen kurzfristig nur an jenen Stellen des Netzes erreichen, an welchen vorhandene Leitungen zusätzlich parallel geschaltet werden können.



=> Eigenfrequenzen der Pendelmoden werden größer und Dämpfungen nehmen zu

Bild 6.8: Fälle b,d und e

- Diskussion der Wurzelortskurven

In Bild 6.8 sind die Wurzelortskurven des Netz-Dynamikmodells für die Fälle

- Fall b: P-Spannungsregelung,
- Fall d: 10%-ige Spannungsanhebung und

- Fall e: Zuschaltung einer dritten Leitung auf allen Leitungsschnitten

gemeinsam dargestellt, wodurch die Wirksamkeit der Verfahren untereinander abgeschätzt werden kann.

Wie man der Abbildung entnimmt, nehmen die Eigenfrequenzen und Dämpfungen beider Pendelmoden zu; der Dämpfungsgewinn ist jedoch bezüglich der langsamen Pendelmode 1 nur gering.

- Ergebnis

Immerhin wäre es mit diesen beiden Verfahren bereits möglich, bei stehenden Pendelungen dem Netz soviel Pendelenergie zu entziehen, daß die Stabilität ohne Kraftwerksabschaltungen wiederhergestellt werden könnte.

#### 6.2.5 Fall f: Berücksichtigung des dynamischen Verbraucherverhaltens (Kap. 2.3)

Bei diesem Untersuchungsfall werden die Impedanzverbraucher durch das realistischere Verbrauchermodell gemäß Kapitel 2.3 ersetzt.

Die Verbraucherparameter werden einheitlich zu

$$\begin{aligned}k_{pf} &= 2 \quad \%/%, & T_{pf} &= 5 \text{ s}, \\k_{pu} &= 1,5 \quad \%/%, & T_{pu} &= 1 \text{ s}, \\k_{qf} &= -1 \quad \%/%, & T_{qf} &= -1 \text{ s}, \\k_{qu} &= 1 \quad \%/%, & T_{qu} &= 1 \text{ s} \quad \text{und } T_1 = 0,1 \text{ s}\end{aligned}$$

eingestellt, was dem dynamischen Verhalten einer größeren Stadt an Werktagen entspricht [71].

- Diskussion der Wurzelortskurven

- Pendelmoden

Wie Bild 6.9 zeigt, wächst der stabil übertragbare Austauschleistungsbereich von  $-100 \text{ MW} \leq P_A \leq 400 \text{ MW}$  auf  $-400 \text{ MW} \leq P_A \leq 650 \text{ MW}$  an; die dynamischen Verbraucher erzeugen zusätzliche natürliche Dämpfung.

- Lagemoden

Außerdem verlagert sich der Eigenwert der Lagemode 2 vom Ursprung des Koordinatensystems wieder zurück in die negative s-Halbebene, da die frequenzabhängigen Verbraucher einen Frequenz-Wirkleistungs-Selbstregelleffekt ausüben. Damit wirken sie auf die gleiche

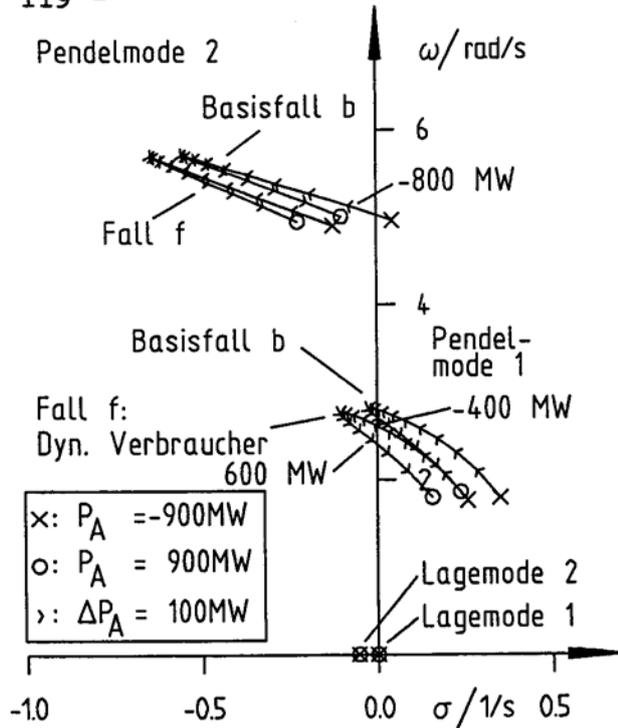
Weise frequenzregelnd wie die nachfolgend behandelten drehzahlgeregelten Kraftwerke.

6.2.6 Fall g: Berücksichtigung von Drehzahlreglern

(Kap. 2.1.4),

$\sigma_\omega = 5\%$ ,  $T_y = 0,5 \text{ s}$

In diesem Untersuchungsfall werden nacheinander die Dampfkraftwerke und das Wasserkraftwerk mit Drehzahlreglern ausgerüstet. Die Verbraucher seien der Einfachheit halber wieder Impedanzverbraucher. Die Dampfspeicher der Dampfkraftwerke werden mit  $T_{I,DS} \rightarrow \infty$  als so groß angenommen, daß sie in dem hier betrachteten Untersuchungszeitraum keinen merklichen Druckverlust erleiden können. Damit kann die Dynamik der Brennstoffregelkreise vernachlässigt werden. Beim Wasserkraftwerk wird die Rohrreibung zu  $R_R = 0$  gesetzt.



=> Eigenfrequenzen der Pendelmoden werden kleiner und Dämpfungen nehmen zu  
=> Lagemoden sind wieder Einzelpole

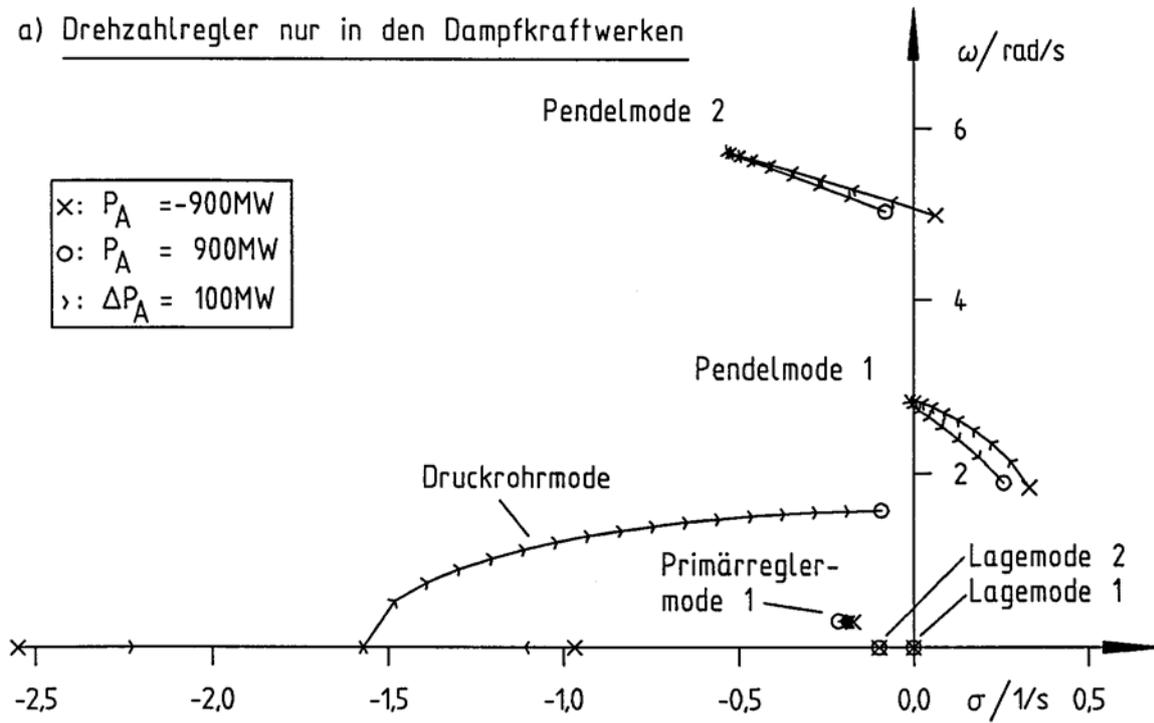
Bild 6.9: Fall f: Dynamische Verbraucher

- Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe  
In Bild 6.10.a sind die Wurzelortskurven des Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodells dargestellt, wie sie sich beim Einsatz der Drehzahlregler nur in den Dampfkraftwerken ergeben und in Bild 6.10.b für den Fall, daß sie in allen Kraftwerken wirksam sind.

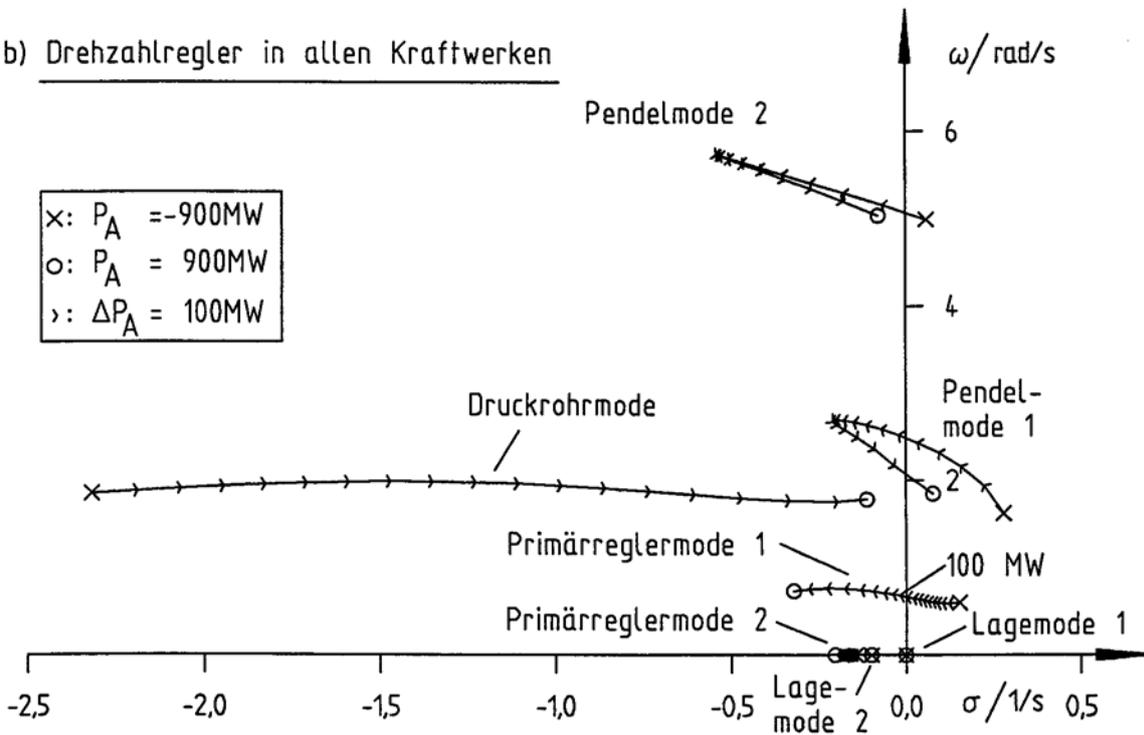
Aus Bild 6.10.a läßt sich folgendes ablesen:

- Die Pendelmoden 1 und 2 werden durch die Drehzahlregler der Dampfkraftwerke nicht beeinflusst.
- Der Eigenwert der Lagemode 2 liegt - wie schon im vorherigen Fall f - wegen der Drehzahlregler wieder auf der negativen reellen Halbachse.

a) Drehzahlregler nur in den Dampfkraftwerken



b) Drehzahlregler in allen Kraftwerken



=> Primärreglermode 1 wird durch die Drehzahlregelung des Wasserkraftwerks destabilisiert

=> Lagemoden sind weiter Einzelpole

Bild 6.10: Fall g: Drehzahlregler

- Es sind zwei neue Polpaare hinzugekommen: eine Primärreglermode 1 und eine Druckrohrmode. Die Primärreglermode 1 beschreibt die Primärreglerschwingung des Netzes; sie ist nahezu unabhängig von der übertragenen Austauschleistung.
- Die Druckrohrmode beschreibt die mögliche Eigenschwingung des Druckrohrs der Wasserkraftanlage. Ihre Eigenwerte lassen sich bei unregelmäßigem Wasserkraftwerk direkt aus Gleichung (A.2.19) bestimmen.

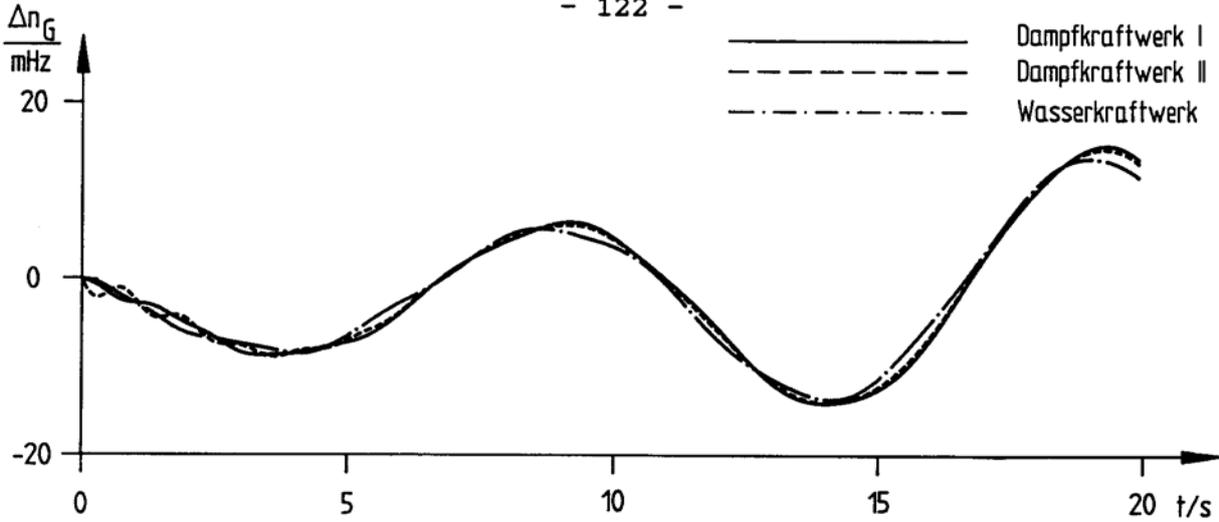
Aktiviert man den Drehzahlregler auch im Wasserkraftwerk, so ändern sich die Verhältnisse beträchtlich, siehe Bild 6.10.b.

- Die Pendelmode 1 wird - insbesondere bei Schwachlast des Wasserkraftwerkes - erheblich stabilisiert, da dabei eine nahezu unverzögerte, dämpfend wirkende Leistungsbereitstellung über den Primärregler erfolgt.
- Die Primärreglermode 1 ist nun bezüglich der Austauschleistung  $P_A$  sehr sensitiv. Für  $0 \leq P_A \leq -900$  MW wird sie sogar instabil.
- Aufgrund des dritten Primärreglers ist eine weitere Primärreglermode hinzugekommen.
- Die Druckrohrmode bleibt rein oszillatorisch. Ihre Eigenfrequenz hat aufgrund der reglerbedingten Interaktion mit dem Netz zugenommen.

Zur Veranschaulichung der instabilen Primärreglerschwingung sind in Bild 6.11 die Drehzahlabweichungen der Kraftwerke für  $P_A = -500$  MW dargestellt. Als Anregung wurde die Störung "2" gewählt, da diese die ebenfalls instabile, langsame Pendelmode 1 nur unwesentlich anregt. Wie man der Abbildung entnimmt, nehmen alle Kraftwerke gleichphasig an der Primärreglerschwingung teil; die Drehzahl des schwingungsanfachenden Wasserkraftwerks eilt dabei etwas vor.

#### - Ergebnis

Zusammenfassend kann man sagen, daß die Drehzahlregler der Wasserkraftwerke im Zusammenwirken mit den ungünstigen Übertragungseigenschaften des Druckrohres bei Vollast (Gegenwirkung, Phasen-



**Bild 6.11:** Fall g: Drehzahlregler in allen Kraftwerken,  $P_A = -500 \text{ MW}$ , Störung "2"

drehung) destabilisierend auf Netz-Primärreglerschwingungen wirken und zudem auch die im gleichen Frequenzbereich liegenden langsamen Netzpendelungen beeinflussen.

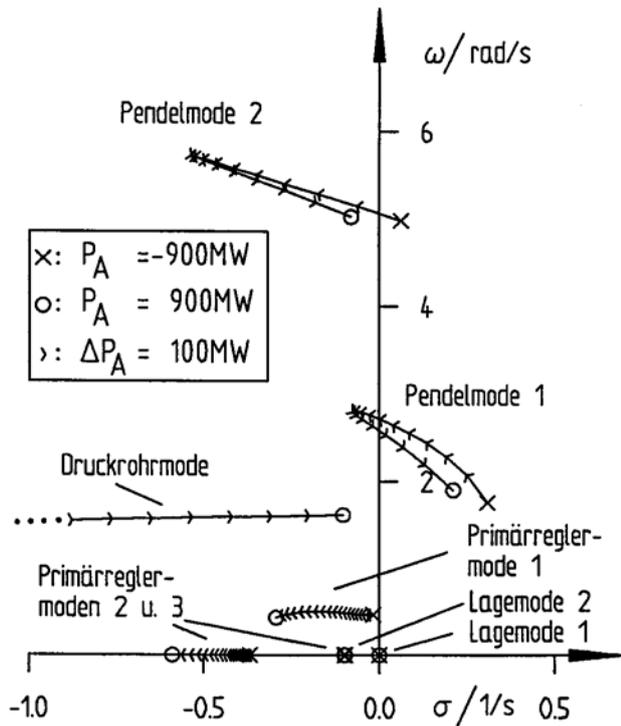
Da die Rohrdynamik nicht verändert werden kann, müssen zur Vermeidung einer aufklingenden Primärreglerschwingung entweder die Verstärkungen der Drehzahlregler im interessierenden Frequenzbereich verringert oder ihre Stellgeschwindigkeiten verstärkt begrenzt werden. Dazu können die in Bild 2.9.a dargestellte Transient-Parametern  $\sigma_{\omega t}, T_{\omega t}$  verwendet werden. Mit  $\sigma_{\omega t} = 7,5 \%$  ergibt sich eine Anfangsreglerverstärkung von

$$\frac{100}{\sigma} = \frac{100}{5} - \frac{100}{7,5} = \frac{100}{15} =$$

6,66 pu,

welche bei  $T_{\omega t} = 10 \text{ s}$  bis hinunter zu einer Eckkreisfrequenz von  $\omega_t = 1/T_{\omega t} =$

0,1 rad/s wirksam ist, Wurzelorte s. Bild 6.12.



=> Primärreglermode 1 wird durch die transiente Statik des Wasserkraftwerks stabilisiert

**Bild 6.12:** Fall g: Drehzahlregler mit transientser Statik

Wie man der Darstellung entnimmt, ist die Primärreglermode 1 jetzt für alle Werte  $|P_A| \leq 900$  MW stabil. Aufgrund der zusätzlichen  $PT_1$ -Glieder in den Drehzahlreglern ist außerdem noch eine weitere Primärreglermode 3 hinzugekommen.

Da Wasserkraftwerke Inselnetze stärker destabilisieren können als Verbundnetze, ist es grundsätzlich sinnvoll, ihre Drehzahlregler mit transienten Statiken auszurüsten. Damit kann gewährleistet werden, daß bei einer Teilnetzabtrennung die Primärreglerstabilität der entstandenen Netzinsel gewährleistet bleibt [47].

6.2.7 Fall h: Berücksichtigung von Leistungsreglern (Kap.2.1.4),  
 $\sigma_p = 5 \%$ ,  $k_p = 0,25$ ,  $T_{I,p} = 10$  s,  $T_y = 0,5$  s,  
Dampf- und Wasserkraftwerke wie im Fall g

In diesem Untersuchungsfall werden die Drehzahlregler durch drehzahlgeführte Leistungsregler gemäß Bild 2.9.b ersetzt. Dabei sollen zuerst wieder nur die Dampfkraftwerke mit Leistungsreglern ausgestattet werden, die unterlagerte Drehzahlregelung sei dabei außer Betrieb.

- Diskussion der Wurzelortskurven

-- Pendelmoden

Die Pendelmoden 1 und 2 ändern sich bei diesen Untersuchungsfällen kaum, weshalb die Pendelmode 2 in den Bildern 6.13.a,b nicht mit dargestellt wird.

-- Primärreglermoden

Wie man Bild 6.13.a entnimmt, wird die Primärreglermode 1 jetzt schon allein durch die Leistungsregler der Dampfkraftwerke instabil.

Diese Instabilität beruht auf der Tatsache, daß das Reglersignal "Generatorwirkleistung  $p_G$ " über den I-Anteil des Leistungsreglers an der Generatorwelle einen proportional zur Generatordrehzahl  $\Delta n_G$  auftretenden mechanischen Momentenanteil erzeugt, welcher die Primärreglerschwingung anfacht<sup>10)</sup>. Abhilfe kann in diesem Fall eine

---

10) Das antreibende Turbinenmoment  $\Delta m_T$  ist - im Gegensatz zum bremsenden elektrischen Generatormoment  $\Delta m_{eT}$  - in Richtung der Generatorkreisfrequenz  $\Delta \omega_G$  gepfeilt. Deshalb wirkt hier die Proportionalität zu  $\Delta \omega_G$  schwingungsanfachtend.

unterlagerte Drehzahlregelung bringen, welche an der Generatorwelle einen in Phasenopposition zur Drehzahl verlaufenden dämpfenden Momentenanteil hervorruft. Die Auswirkung einer derartigen, mit  $\sigma_\omega = 5\%$  parametrisierten Zusatzregelung ist in Bild 6.13.b dargestellt: die Primärreglermode 1 kann vollständig stabilisiert werden.

Im Wasserkraftwerk wird man aus den im Fall g genannten Gründen auf eine unterlagerte Drehzahlregelung verzichten. Rüstet man es mit demselben Leistungsregler wie die Dampfkraftwerken aus, so ergeben sich die in Bild 6.13.c dargestellten Wurzelortskurven. Die Primärreglermode 1 bewegt sich nun zwar stärker, bleibt aber stabil. Zusätzlich ist auch wieder die hinzugekommene dritte Primärreglermode 3 mit dargestellt.

- Ergebnis

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, daß im Dreikraftwerke-Netzdynamikmodell Primärreglerinstabilität durch geeignete Reglereinstellung ohne Verlust der stationären Regelgüte vermieden werden kann. Die re-

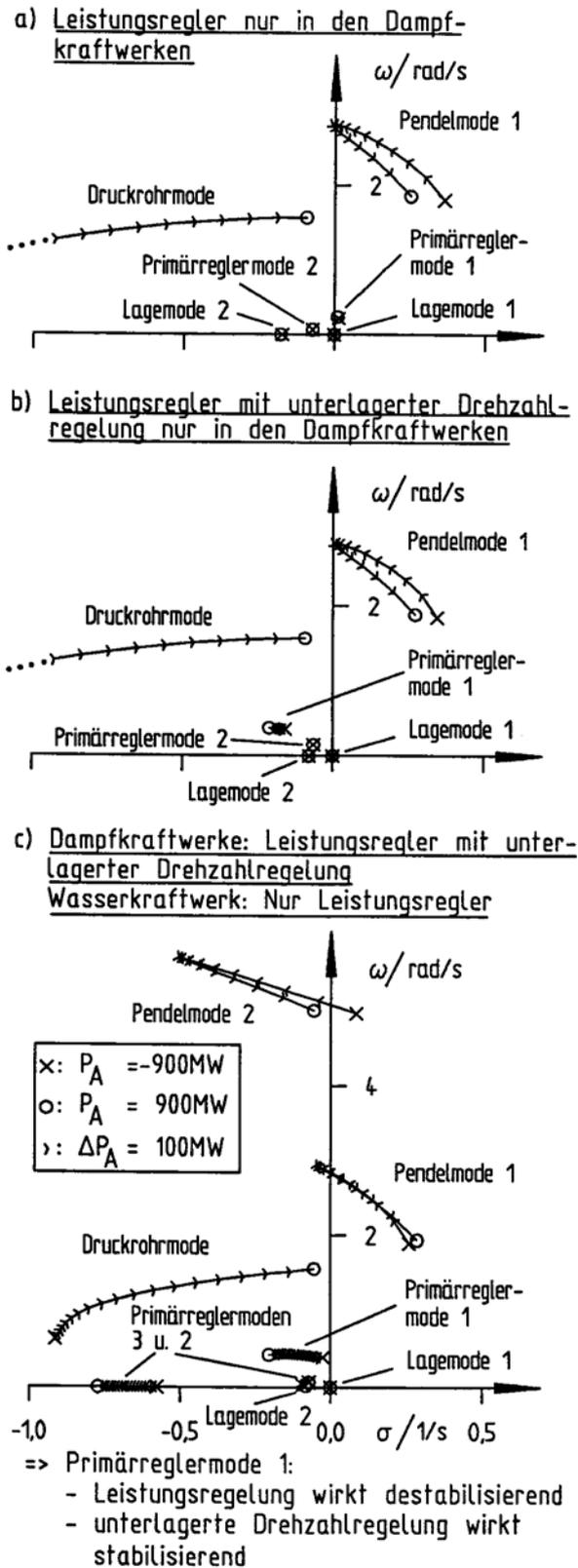


Bild 6.13: Fall h: Leistungsregler

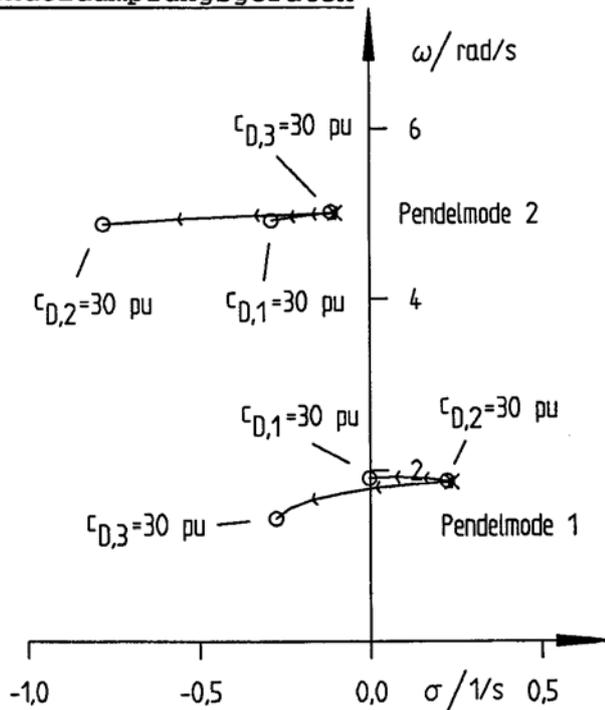
lativ schnellen instabilen Polradpendelungen mit Periodendauern  $\geq 3$  s lassen sich allerdings durch die Primärregelung nicht entscheidend beeinflussen. Diesen Pendelmoden soll deshalb im folgenden Fall i mit den beiden generator- und netzseitigen Zusatzeinrichtungen "Pendeldämpfungsgerät" und "geregelter Blindleistungskompensator" begegnet werden.

6.2.8 Fall i: Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten

Bevor Pendeldämpfungsgeräte in einem Netz installiert werden können, müssen ihre optimalen Einbauorte bekannt sein. Diese können im Falle eines verbundgekoppelten Teilnetzes wie in Kapitel 4 und 5 beschrieben über die Wesentlichkeitsmaße  $Q_{1k}$  ermittelt werden; im Falle eines abgeschlossenen Netzes ohne Verbundankopplung empfiehlt sich dagegen der in [24] vorgeschlagene Weg: Ausgehend vom instabilen Basisfall werden in alle Generator-Bewegungsgleichungen des erstellten Netz-Dynamikmodells künstlich Dämpfungsmomente gemäß

$m_{D,i} = c_{D,i} \cdot \omega_{G,i} = [T_{AG,i} \cdot \omega_{G,i} - (m_T - m_{eT})_i]$  eingefügt. Dann werden die Sensitivitäten  $s_{ik} = \delta \lambda_k / \delta c_{D,i}$

der instabilen Eigenwerte bezüglich der Dämpfungskonstanten  $c_{D,i}$  berechnet. Am besten zur Stabilisierung der zu  $\lambda_k$  gehörenden Pendelmode ist derjenige Generator i geeignet, welcher die größten Werte  $s_{ik}$  aufweist, oder im Falle einer Wurzelortsberechnung die größten Wurzelverschiebungen hervorruft.



- => Pendelmode 1 wird am besten durch ein PDG im Wasserkraftwerk stabilisiert
- => Pendelmode 2 wird am besten durch ein PDG im Dampfkraftwerk II stabilisiert

Bild 6.14: Stabilisierungswirkung künstlicher Generator-dämpfungen  $c_{D,i}$

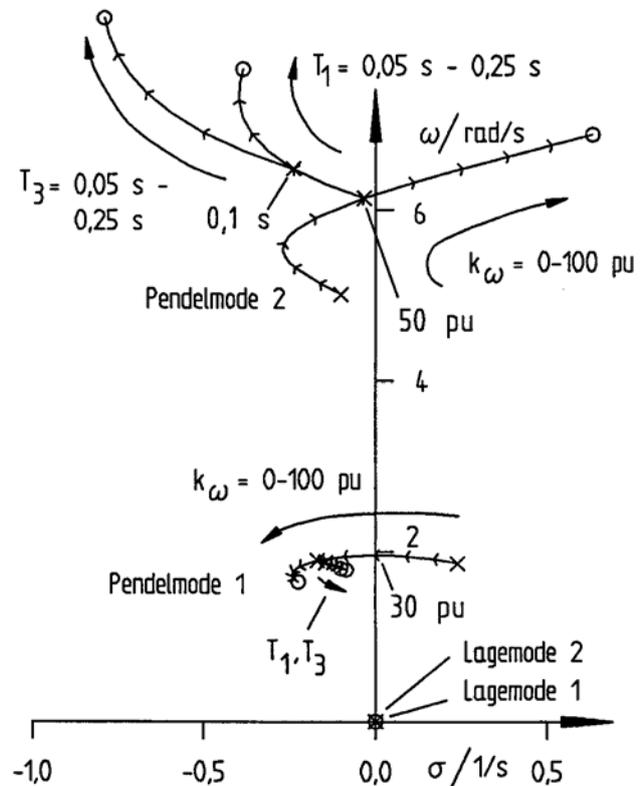
- Diskussion der Wurzelortskurven

In Bild 6.14 sind die Wurzelortskurven der beiden Pendelmoden 1 und 2 des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells für den Fall dargestellt, daß nacheinander für den instabilen Fall  $P_A = 900$  MW die künstlichen Dämpfungen  $c_{D,i}$  der einzelnen Generatoren von 0 pu auf 30 pu erhöht werden. Wie man der Abbildung entnimmt, wird die langsame Pendelmode 1 am besten vom Generator 3 stabilisiert, während die schnelle Pendelmode 2 stark vom Generator 2 beeinflusst wird. Der Generator 1 übt auf beide Moden einen gleich starken Einfluß aus, während Generator 2 die Pendelmode 1 und Generator 3 die Pendelmode 2 kaum beeinflussen kann.

Im folgenden soll deshalb zuerst das Dampfkraftwerk 1 mit einem Pendeldämpfungsgerät gemäß Bild 2.12.b ausgerüstet werden, da es beide Pendelmoden gleichzeitig beeinflussen kann.

Die Zähler- und Nennerzeitkonstanten der beiden  $PDT_1$ - "Lead-Lag"-Glieder werden anfänglich einheitlich zu  $T_1 = T_3 = T_2 = T_4 = 0,05$  s vorgegeben, die "wash-out"-Zeitkonstante sei  $T_{WO} = 4$  s.

In Bild 6.15 sind die Wurzelortskurven der beiden Pendelmoden 1 und 2 für den Fall dargestellt, daß die Verstärkung  $k_\omega$  des Pendeldämpfungsgerätes von 0 pu bis 100 pu und die Zählerzeitkonstanten  $T_1$  und  $T_3$  von 0,05 s auf 0,25 s erhöht werden. Wie man der Abbildung entnimmt, stabilisiert eine alleinige Vergrößerung von  $k_\omega$  zwar wie erwartet die Pendelmode 1, die Pendelmode 2 wird aber ab  $k_\omega = 50$  pu instabil.



=> Pendelmode 1 wird durch proportional wirkendes PDG stabilisiert

=> Pendelmode 2 wird durch differenzierend wirkendes PDG stabilisiert

Bild 6.15: Fall i: Parameterempfindlichkeit des Pendeldämpfungsgerätes im Dampfkraftwerk I

Dieser Effekt entsteht deshalb, weil das Pendeldämpfungsgerät über die verzögernde Spannungsregelung und Generator-Erregerwicklung auf das elektrische Generatormoment einwirkt, was bei höheren Pendelfrequenzen eine Phasennacheilung um bis zu  $180^\circ$  hervorruft. Um dies zu vermeiden, werden hier ab  $k_\omega = 50$  pu mit  $T_1$  das erste und ab  $T_1 = 0,1$  s mit  $T_3$  das zweite Lead-Lag-Glied aktiviert, was beidesmal eine erhebliche Stabilisierung der Pendelmode 2 bewirkt. Die Pendelmode 1 wird von dieser Maßnahme kaum beeinflusst.

Ähnliche Wurzelortsverläufe ergeben sich auch bei Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten in den beiden anderen Kraftwerken, woraus sich auch deren optimale Parametereinstellung bestimmen läßt, Ergebnisse siehe Tabelle 6.3.

Rüstet man alle Kraftwerke mit optimal eingestellten Pendeldämpfungsgeräten aus, so ist die Energieübertragung im gesamten Leistungsbereich von  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  möglich, Wur-

Generator Parameter	G 1	G 2	G 3
$k_\omega$	20 pu	20 pu	20 pu
$T_{WO}$	4,0 s	4,0 s	4,0 s
$T_1$	0,1 s	0,1 s	0,05 s
$T_3$	0,1 s	0,1 s	0,05 s

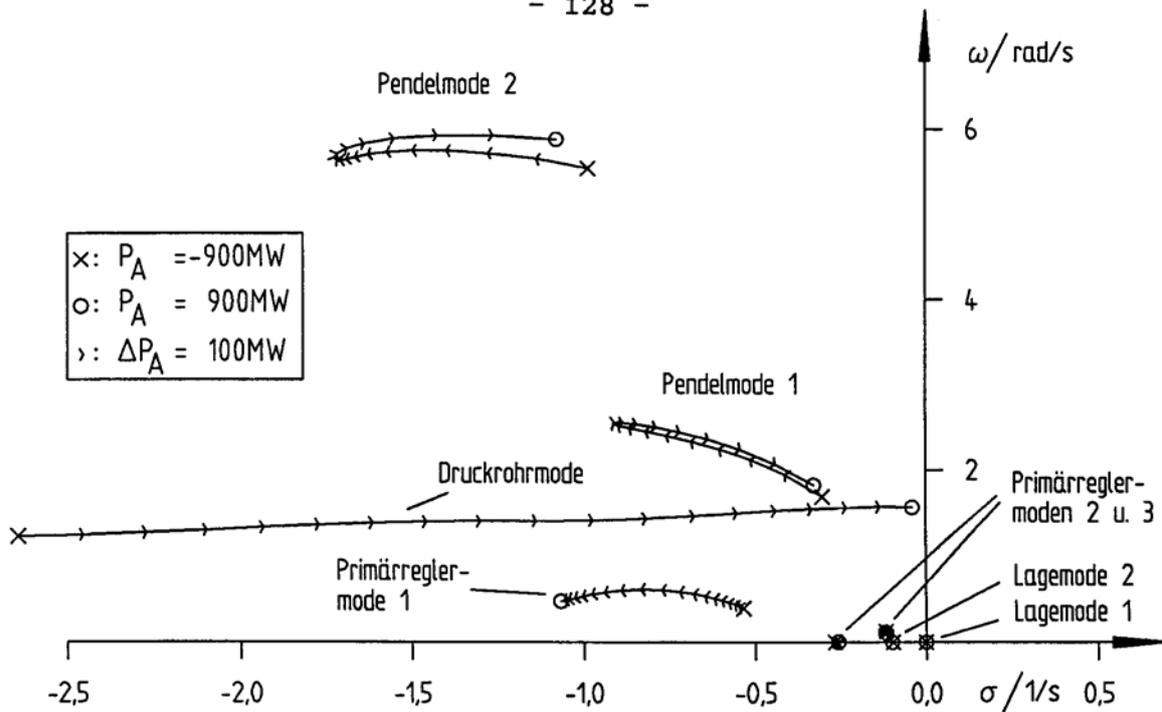
Tabelle 6.3: Optimale Parametereinstellung der Pendeldämpfungsgeräte des Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodells 2

zelortskurven siehe Bild 6.16. Dabei wird angenommen, daß das Netz-Dynamikmodell mit den in Tabelle 6.1, Fall 1 angegebenen Einzelkomponenten ausgerüstet ist. Dieselben Stabilitätsaussagen gelten auch beim Einsatz von Leistungsreglern, weshalb dieser Fall nicht gesondert behandelt wird.

- Ergebnis

Wie man Bild 6.16 entnimmt, werden nicht nur die beiden Pendelmoden des Netz-Dynamikmodells stark stabilisiert, sondern auch die kritische Primärreglermode 1 wird weit in die negative s-Halbebene verschoben, vgl. Bild 6.12.

Dieses Resultat zeigt deutlich, daß mit Pendeldämpfungsgeräten neben den Polradpendelungen auch schlecht gedämpfte Primärreglerschwingungen beeinflusst werden können. Bei der Beurteilung der Wirksamkeit dieser Geräte müssen allerdings noch die in der Praxis



**Bild 6.16:** Fall 1: Optimal eingestellte Pedeldämpfungsgeräte in allen Kraftwerken

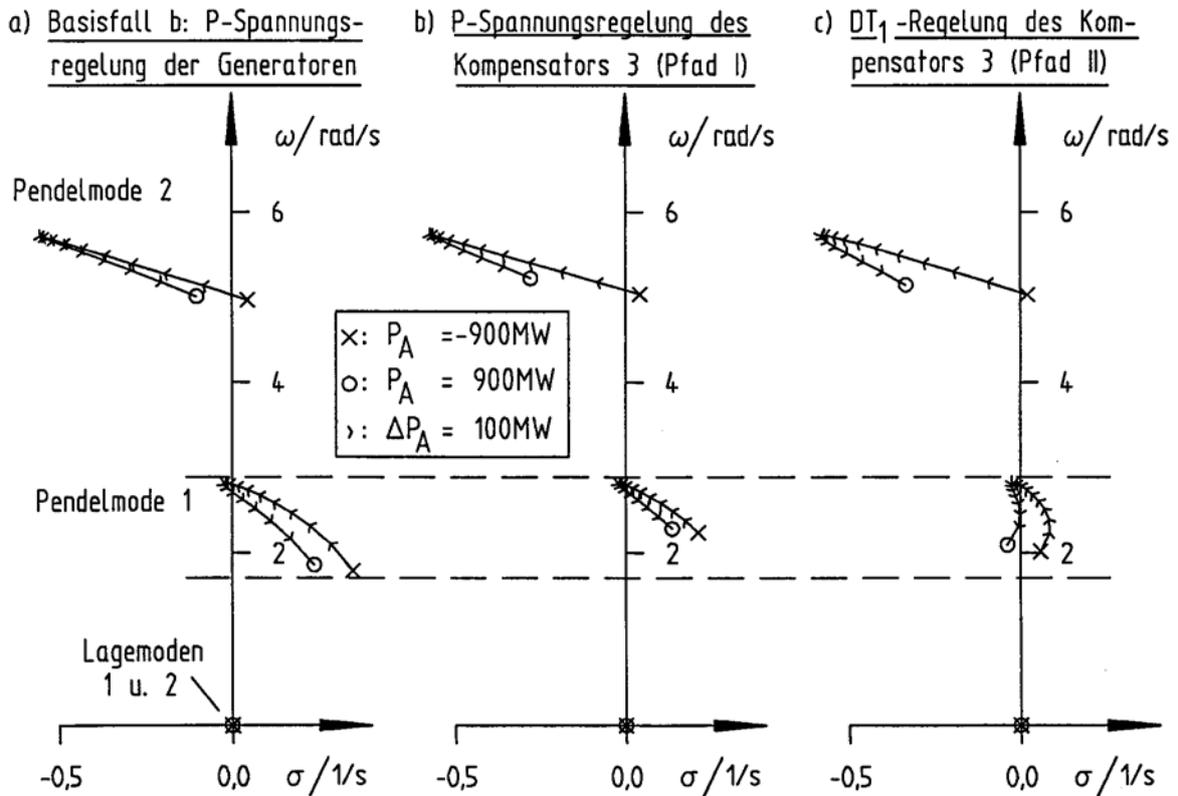
stets vorhandenen Reglerbegrenzungen mitberücksichtigt werden, da diese die effektiven Reglerverstärkungen reduzieren.

### 6.2.9 Fall k: Einsatz geregelter Blindleistungskompensatoren

In diesem letzten Untersuchungsfall soll die Stabilisierung des Drei-Kraftwerke-Netz dynamikmodells allein mit geregelten Blindleistungskompensatoren durchgeführt werden. Dabei sollen standortabhängig die in Kapitel 2.4 vorgestellten Regelkonzepte wie folgt eingesetzt werden:

- Spannungsregelpfade I und II beim Kompensator am Knoten 3 in der Leitungsmittle,
- Frequenzregelpfad III bei den Kompensatoren an den Verbraucherknoten 1, 2 und 4.

Rüstet man den am Knoten 3 in der Leitungsmittle befindlichen Kompensator nacheinander mit den Spannungsregelpfaden I und II gemäß Bild 2.14.c aus, so erhält man für  $-900\text{ MW} \leq P_A \leq 900\text{ MW}$  die in Bild 6.17.b,c dargestellten Wurzelortskurven. Dabei ist vorausgesetzt, daß die maximale Reglerverstärkung  $k_{u,K} = T_{1,K}/T_{2,K} = 3000\text{ pu}$  beträgt, was einer Blindleistung-Spannung-Kennzahl von  $300\text{ MVAR}/10\% U_N$  entspricht. Die Nennerzeitkonstante  $T_{2,K}$  des Reglerpfades II betrage  $0,25\text{ s}$ , woraus eine untere Eckkreis-



=> Pendelmode 1 wird am besten durch den differenzierend wirkenden Spannungsregelpfad II stabilisiert

**Bild 6.17:** Fall k: Spannungsregelgesetze I und II im Kompensator 3

frequenz von  $\omega_G = 1/T_{2,K} = 4 \text{ rad/s}$  resultiert.

- Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe  
 In Bild 6.17.a sind zum Vergleich noch einmal die Wurzelortskurven des instabilen Basisfalles b "Einfache P-Spannungsregelung der Generatoren" dargestellt.

-- Pendelmoden

Wie man der Abbildung 6.17.b entnimmt, bewirkt eine reine P-Spannungsregelung im Kompensator am Knoten 3 bezüglich der langsamen Pendelmode 1 für  $|P_A| = 900 \text{ MW}$  zwar eine Erhöhung der Pendelfrequenz und eine Zunahme der Dämpfung, eine echte zusätzliche Stabilisierung durch Verschiebung der Wurzelortskurve tritt jedoch nicht auf. Dieses Resultat beruht auf der Tatsache, daß der P-spannungsgeregelte Kompensator die Spannung am Knoten 3 lediglich stützt, wodurch die Dampfkraftwerke und das Wasserkraftwerk dynamisch etwas entkoppelt werden. Sie pendeln somit gegen den jetzt

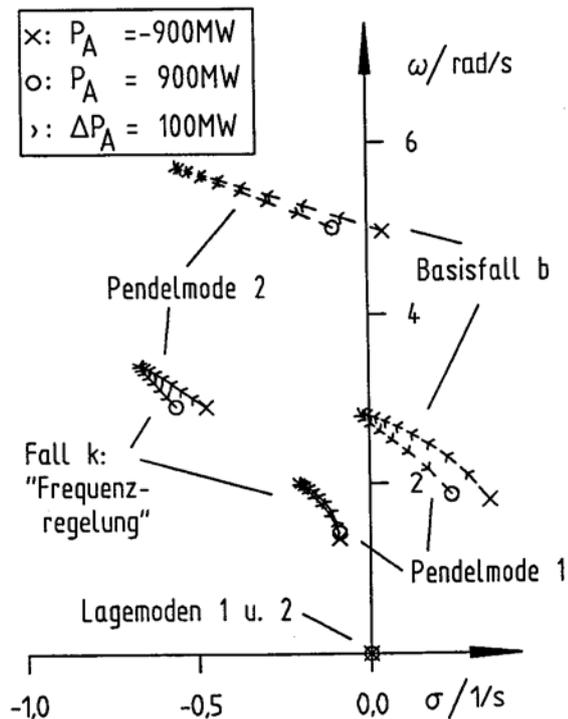
quasistarren Knoten 3, woraus eine "Verkürzung" der effektiven Leitungslängen resultiert. Bei  $P_A = 0$  MW hat der Kompensator keine Wirkung, da dann gemäß Bild A.8.1.b und Bild A.8.2  $k_{U,\delta} = 0$  gilt. Eine Polradwinkeländerung der Generatoren bewirkt somit in der Leitungsmittle keine Spannungsänderung.

Wird der Kompensator am Knoten 3 dagegen mit der differenzierenden  $DT_1$ -Spannungsregelung des Reglerpfades II ausgerüstet, so wächst die Dämpfung erheblich an. Für  $0 \text{ MW} < P_A < 900 \text{ MW}$  ist das Netz-Dynamikmodell sogar vollständig stabil; für  $-900 \text{ MW} < P_A < 0 \text{ MW}$  reicht dagegen die Kompensatorgröße noch nicht aus. Jedenfalls kann durch Aufschaltung des differenzierenden Spannungssignals schon mit nur einem Kompensator bezüglich der langsamen Pendelmode 1 ein erheblicher Dämpfungszuwachs erzielt werden, was die in Kapitel 2.4 dargelegten Überlegungen bestätigt.

Die schnelle Pendelmode 2 kann dagegen durch diesen Kompensator kaum beeinflusst werden, da die zugehörige Polradpendelung hauptsächlich zwischen den beiden Generatoren der Dampfkraftwerke stattfindet, weswegen die Kompensatorspannung am Knoten 3 nahezu konstant bleibt.

Stattet man dagegen die drei Kompensatoren an den Verbraucherknoten 1, 2 und 4 mit einer Frequenzregelung gemäß Bild 2.14.c, Reglerpfad III aus, so erhält man die in Bild 6.18 dargestellten Wurzelortskurven. Auch hier sind wieder die Ergebnisse des instabilen Basisfalls b zum Vergleich mit eingezeichnet.

Die Reglerverstärkungen werden einheitlich zu  $k_{\omega 1} = 10^6$  pu eingestellt, was einer Blindleistung-Frequenz-Kennzahl von



=> Pendelmoden 1 u. 2 werden durch den Frequenzregelpfad III stark stabilisiert

Bild 6.18: Fall k: Frequenzregelgesetz III in den Kompensatoren 1, 2 und 4

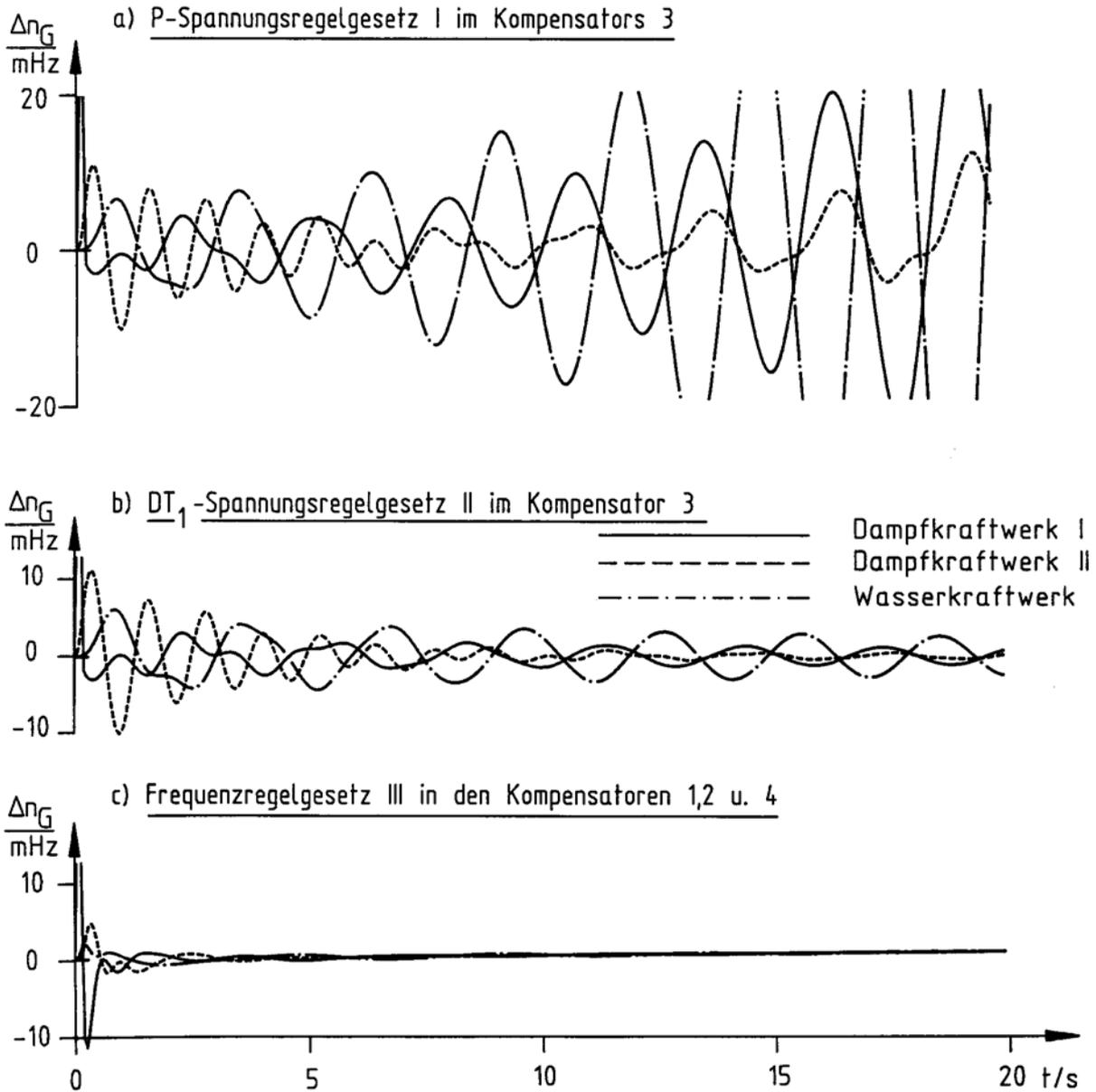
200 MVar/10 mHz entspricht. Die wash-out-Zeitkonstanten seien hier - wie beim Pendeldämpfungsgerät -  $T_{WO} = 4$  s. Wie man den Wurzelortskurven entnimmt, ist das Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell jetzt vollständig stabil; die Eigenfrequenzen der Pendelmoden 1 und 2 haben sich dabei sehr stark verringert. Würde man die Verstärkung  $k_{\omega i}$  noch weiter erhöhen, so würden die Polradpendelungen sogar vollständig verschwinden, und die Generatorpolräder könnten sich nur noch aperiodisch bewegen. Dieser Effekt beruht auf der Tatsache, daß die mit einem geregelten Kompensator versehenen Verbraucher mit zunehmender Reglerverstärkung  $k_{\omega}$  auf Frequenzänderungen zunehmend wie reine Asynchronmaschinen reagieren, welche im dynamischen Zusammenwirken mit Synchronmaschinen keine Pendelungen zulassen, da sie keine polradwinkelproportionalen Rückstellmomente erzeugen.

Um die Auswirkungen der Kompensatoren und ihrer Regler auch auf das zeitliche Dynamikverhalten des Netz-Dynamikmodells beurteilen zu können, sind in Bild 6.19 die Generator Drehzahlen bei Anwendung der drei unterschiedlichen Reglergesetze dargestellt. Als Anregung wird dabei die Störung "1" verwendet, der Arbeitspunkt liegt bei  $P_A = 900$  MW.

Aus dem Bildteil a entnimmt man, daß der P-Spannungsgeregelte Kompensator lediglich die Periodendauer der langsamen Netzpendelung gegenüber dem Basisfall b, Bild 6.5 verringert hat, das Netz aber nicht stabilisieren kann. Mit demselben Kompensator kann dagegen bei Einsatz der winkelvordrehenden  $DT_1$ -Spannungsregelung immerhin für  $P_A = 900$  MW Stabilität erreicht werden.

Dem Bildteil c entnimmt man, daß die frequenzgeregelten Kompensatoren das Netz dagegen nicht nur vollständig stabilisieren, sondern auch die Amplituden der Polradpendelungen erheblich reduzieren. Aus diesen Kurvenverläufen läßt sich schließen, daß die durch die Störung "1" in das Netz eingebrachte Störenergie von den Kompensatoren rasch in die Verbraucher abgeführt und dem Netz entzogen werden kann.

Als letzter Untersuchungsfall sind in Bild 6.20 die Wurzelortskurven des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells für den Fall dargestellt, daß alle Kompensatoren unter Anwendung ihrer optimalen



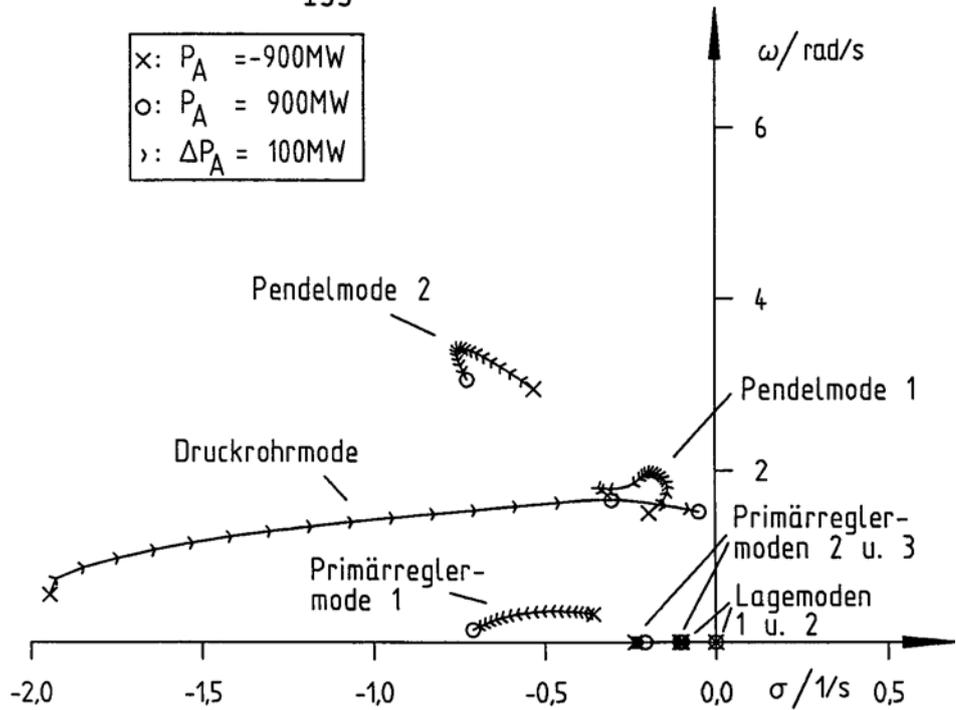
**Bild 6.19:** Generatorfrequenzen  $\Delta n_{Gi}$  bei Einsatz geregelter Blindleistungskompensatoren,  $P_A = 900 \text{ MW}$ , Störung "1"

Reglereinstellungen gleichzeitig zur Stabilisierung eingesetzt werden. Das Netz-Dynamikmodell ist wieder mit den Einzelkomponenten gemäß Fall m bestückt, wodurch ein direkter Vergleich mit dem in Bild 6.16 dargestellten Stabilisierungsergebnis beim Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten möglich ist.

- Ergebnis

Wie man der Gegenüberstellung entnimmt, kann mit den geregelten Blindleistungskompensatoren zwar nicht der gleiche Dämpfungseffekt

erzielt werden wie mit den Pendeldämpfungsgeräten, dennoch ist das Netz-Dynamikmodell ausreichend stabilisierbar. Interessant ist dabei noch, daß bei  $P_A \approx 600 \text{ MW}$  eine Interaktion zwischen der langsamen Druckrohrmode



**Bild 6.20:** Fall m: Alle Blindleistungskompensatoren mit optimal eingestellten Reglern

und der nun ebenfalls verlangsamten Pendelmode 1 stattfindet (Knick in den Wurzelortskurven), welche sich in der Polradpendelung des Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodells in Form einer Schwebung äußern würde.

## 7. Zusammenfassung und Ausblick

### 7.1 Zusammenfassung

Innerhalb großer elektrischer Energieversorgungsnetze treten - bedingt durch ungünstige Netzkonstellationen - sporadisch und zudem völlig unerwartet Netzpendelungen auf.

Zur Analyse und Vermeidung derartiger Netzpendelungen bedarf es gezielter Parameter-Empfindlichkeits-Untersuchungen, die sich jedoch bislang bei großen Netzen nur in aufwendiger Weise anhand entsprechender Netzsimulationen im Zeitbereich durchführen lassen.

Modale Netzanalyse-Verfahren, mit welchen sich die Eigenwerte und Eigenvektoren der Netze berechnen lassen, ermöglichen aussagekräftigere Stabilitätsaussagen. Die Anwendung dieser modalen Netzanalyse-Verfahren auf große Netze ist bislang jedoch an deren hoher Systemdimension gescheitert.

Da in elektrischen Energienetzen jedoch nur wenige Eigenbewegungen das Netzdynamikverhalten dominant beeinflussen und somit destabilisieren können, kann die hohe Systemdimension dadurch umgangen werden, indem man einzelne Teilnetze des Gesamtnetzes vorab derart modal- und eingangsinvariant reduziert, daß von ihren Eigenbewegungen nur noch die dominanten erhalten bleiben.

Da es außerdem möglich ist, den dominanten Eigenbewegungen wesentliche Zustandsgrößen zuzuordnen, kann damit gleichzeitig eine Aussage darüber gemacht werden, welche Kraftwerke und Regeleinrichtungen diese Netzpendelung entscheidend beeinflussen. Diese Netzkomponenten können dann gezielt zur Netzstabilisierung herangezogen werden.

In der vorliegenden Arbeit wurde deshalb ein modales Ordnungsreduktionsverfahren zu einem eingangs- und modalinvarianten Netzreduktions-Verfahren weiterentwickelt und an Teilnetz-Dynamikmodellen des detailliert nachgebildeten UCPT-Verbundnetzes getestet.

Dazu wurde zuerst der Aufbau von linearen Teilnetz-Dynamikmodellen aus nichtlinearen Netzmodell-Einzelkomponenten durchgeführt, wobei auch auf die wichtigsten dynamischen Eigenschaften

dieser Einzelkomponenten eingegangen wurde.

Anschließend wurde das modale Netzreduktions-Verfahren, welches sich in die drei Einzelschritte

- Reduktion der teilnetzinternen Netzknoten,
- Reduktion nichtdominanter Eigenbewegungen und
- Reduktion unwesentlicher Zustandsgrößen

gliedert, hergeleitet. Dabei wurden sogenannte Dominanz- und Wesentlichkeitsmaße vorgestellt, welche die Auswahl der dominanten Eigenbewegungen und der wesentlichen Zustandsgrößen ermöglichen.

Danach wurden als praxisbezogene Anwendungsfälle das norddeutsch-dänische und das griechisch-jugoslawische UCPT-Teilnetz untersucht, bei welchen in der Vergangenheit aufgrund ungünstiger Netzkonstellationen instabile Netzpendelungen auftraten. Dazu wurden entsprechenden Teilnetz-Dynamikmodelle erstellt und diese anschließend modal reduziert und analysiert. Dabei wurden folgende Ergebnisse erzielt:

- **Norddeutsch-dänisches Teilnetz:**
  - Die Reduktion des Teilnetz-Dynamikmodells war schrittweise bis auf 40 % seiner ursprünglichen Systemdimension ohne großen Genauigkeitsverlust möglich.
  - Die instabile Netzpendelung konnte mit einem praxisbezogenen Netz-Dynamikmodell sehr genau nachvollzogen werden, was durch direkten Vergleich von Messung und Rechnung belegt wurde.
  - Das zur instabilen Grund-Netzpendelung gehörende Eigenwertpaar konnte eindeutig identifiziert werden.
- **Griechisch-jugoslawisches Teilnetz:**
  - Das Teilnetz-Dynamikmodell konnte gar bis auf 7 % seiner ursprünglichen Systemdimension reduziert werden.
  - Das dominante Eigenwertpaar der schwach gedämpften Grund-Netzpendelung konnte berechnet werden.
  - Das Teilnetz ist heute aufgrund des hohen Ausbaugrades des 380-kV-Netzes bei normalen Netzkonstellationen für Netzpendelungen nicht mehr anfällig.

Beide Modale Netzanalysen ergaben, daß die Generator-Erregerspannungen  $u_e$  in der Netzmitte und die Generator-Polradwinkel  $\varphi_p$  am Netzende bezüglich der langsamen Grund-Netzpendelung die größten

Wesentlichkeitsmaße aufweisen.

Damit läßt sich generell aussagen, daß in longitudinalen Netzen instabile Netzpendelungen am besten

- durch Reduktion der Spannungsreglerverstärkungen in den Kraftwerken der Netzmitte oder
- durch Einbau von Pendeldämpfungsgeräten in den Kraftwerken am Netzende

vermieden werden können. Diese Aussagen wurde durch direkten Vergleich mit anderen möglichen Stabilisierungsmaßnahmen bestätigt.

Den durchgeführten Modalen Netzanalysen lagen generelle Regeln bezüglich der Entstehung von Netzininstabilitäten sowie zu deren Vermeidung zugrunde, die anhand einer systematischen Untersuchung an einem - aus drei Kraftwerken bestehenden - Netz-Dynamikmodell hergeleitet worden sind.

Diese Regeln beschreiben das Dämpfungsverhalten der wesentlichen Eigenbewegungen in Abhängigkeit vom jeweils vorherrschenden Lastfluß (Leistungsexport bzw. -import) sowie den Einfluß der wesentlichen Kraftwerks-, Übertragungs- und Verbraucherteilnetz-Komponenten.

## 7.2 Ausblick

Die Methode der Modalen Netzreduktion und -analyse kann auch zur Untersuchung von Netzpendelungen innerhalb des gesamten UCPT-Netzes verwendet werden.

Als Beispiel für eine derartige Netzpendelung des gesamten UCPT-Netzes sind in Bild 7.1 sieben Frequenzverläufe aus deutschen Städten sowie der Austauschleistungsverlauf Jugoslawiens dargestellt, welche von der Universität Stuttgart<sup>11)</sup> bzw. der EGL<sup>12)</sup> am 5.1.1990 um 17.18 Uhr gemessen wurden. Diese Ausgleichsvorgänge entstanden aufgrund der Abschaltung der einzigen 380-kV-Kuppelleitung zwischen Jugoslawien und Griechenland "Negotino-Thessaloniki", welche üblicherweise ca. 200 MW transportiert [94]. Um diese Leistung wuchs auch die gemessene Austauschleistung von Jugoslawien  $P_{A,J}$  an, da die jugoslawischen Kraftwerke ihre Lei-

---

11) Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik (IVD), Prof. Welfonder.

12) Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg, Schweiz.

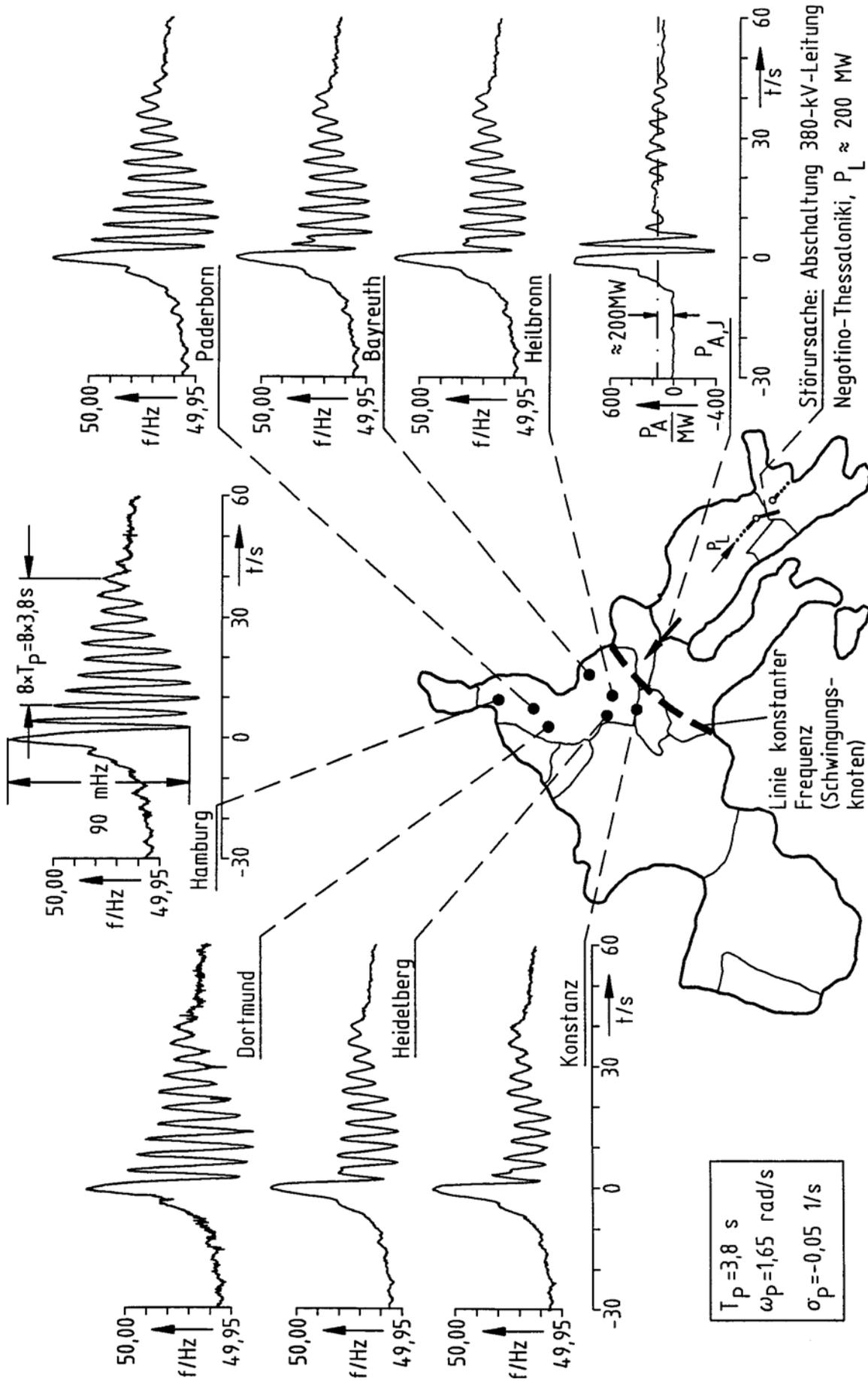


Bild 7.1: Gemessene Frequenzverläufe in Deutschland und Austauschleistung von Jugoslawien nach Leitungsabschaltung im griechisch-jugoslawischen Teilnetz, 5.1.1990, 17.18 Uhr

stungsabgabe nach der Störung nur geringfügig verändern. Die Knotenlinie konstanter Frequenz, welche das UCPTTE-Netz bei diesem Störfall in zwei gegenphasig pendelnde Teilnetze teilt, befindet sich südlich der Linie Konstanz-Bayreuth, was sowohl aus den aufgezeichneten Frequenzverläufen als auch aus nachträglich durchgeführten Netzsimulationen mit dem detaillierten UCPTTE-Netz-dynamikmodell [14] hervorgeht. Interessant ist bei dieser Netzpendelung zudem, daß die Periodendauer  $T_p = 3,8$  s und die Dämpfung  $\sigma_p = -0,05$  1/s in der Größenordnung der in Kap. 5 für das griechisch-jugoslawische Teilnetz ermittelten Werte liegen, was die dort durchgeführten Untersuchungen bestätigt.

Um bei der Modalen Netzreduktion und -analyse des gesamten UCPTTE-Netzes wiederum eine Unterteilung in dynamisch entkoppelte Teilnetze vornehmen zu können, bedarf es der Kenntnis der Knotenlinien konstanter Frequenz bezüglich der zu untersuchenden Netzpendelung. Diese Knotenlinien lassen sich durch eine entsprechende Vorabsimulation mit dem detaillierten Netz-Dynamikmodell ermitteln.

Auch die Anwendung der Modalen Netzreduktionsmethode zur Erstellung von dynamischen Netzäquivalenten ist denkbar, so z.B. bezüglich des - die Bundesrepublik umgebenden - UCPTTE-Restnetzes. Mit derartigen lastflußabhängigen Äquivalenten ließen sich dann Netzanalysen wie Lastflußrechnung, Kurzschlußrechnung, Sicherheitsrechnung, Netzsimulation und Modale Netzanalyse mit geringerem Aufwand durchführen.

8. Anhang

	Seite
A.1 Dampfkraftanlage . . . . .	140
A.2 Wasserkraftanlage . . . . .	142
A.3 Synchrongenerator . . . . .	147
A.4 Primärregler . . . . .	157
A.5 Spannungsregler . . . . .	160
A.6 Pendeldämpfungsgerät . . . . .	163
A.7 Frequenz- und spannungsabhängiges Verbraucherteilnetz	164
A.8 Geregelter Blindleistungskompensator . . . . .	166
A.9 Dynamische Reduktion verbundgekoppelter Teilnetz- Dynamikmodelle . . . . .	170
A.10 Daten des Drei-Kraftwerke-Netzodynamikmodells . . . .	174

A.1 Dampfkraftanlage

=> Anhang zu Abschnitt 2.1.1

Die Linearisierung der in Bild 2.4.b dargestellten Durchflußgleichung des Frischdampfmassenstroms

$$\dot{m}_D = p_D \cdot a_T \quad (\text{A.1.1.a})$$

führt mit den Arbeitspunktwerten  $p_D = 1$  pu und  $a_T = p_G$  auf

$$\Delta \dot{m}_D = \Delta a_T + p_G \cdot \Delta p_D. \quad (\text{A.1.1.b})$$

Außerdem wird von einem linearen Zusammenhang

$$\Delta a_T = \Delta y_T \quad (\text{A.1.2})$$

ausgegangen.

Damit ergeben sich für die in Bild 2.4 mit Kreisen kenntlich gemachten Zustandsgrößen der Dampfkraftanlage die Differentialgleichungen für kleine Abweichungen vom Arbeitspunkt zu:

$$\Delta \dot{p}_{T,HD} = \frac{1}{T_{HD}} (\alpha_{HD} \cdot p_G \cdot \Delta p_D + \alpha_{HD} \cdot \Delta y_T - \Delta p_{T,HD}), \quad (\text{A.1.3.a})$$

$$\Delta \dot{p}_{T,ND} = \frac{1}{T_{ND}} ((1-\alpha_{HD}) \cdot p_G \cdot \Delta p_D + (1-\alpha_{HD}) \cdot \Delta y_T - \Delta p_{T,ND}), \quad (\text{A.1.3.b})$$

$$\Delta \dot{p}_D = \frac{1}{T_{I,DS}} (\Delta \dot{m}_{DE} - p_G \cdot \Delta p_D - \Delta y_T), \quad (\text{A.1.3.c})$$

$$\Delta (\dot{m}_{DE})' = \frac{1}{T_K} (\Delta x_K - \Delta \dot{m}_{DE}), \quad (\text{A.1.3.d})$$

$$\Delta \dot{x}_K = \frac{1}{T_K} (\Delta x_B - k_B \cdot \Delta p_D - \Delta x_K) \quad \text{und} \quad (\text{A.1.3.e})$$

$$\Delta \dot{x}_B = \frac{1}{T_{I,B}} (-\Delta p_D), \quad (\text{A.1.3.f})$$

die Ausgangsgleichung lautet

$$\Delta p_T = \Delta p_{T,HD} + \Delta p_{T,ND}. \quad (\text{A.1.4})$$

Durch geeignete Umordnung gelangt man zu der Zustandsgleichung

$$\Delta \dot{\underline{x}}_D = \Delta \begin{bmatrix} p_{T,HD} \\ p_{T,ND} \\ p_D \\ \dot{m}_{DE} \\ x_K \\ x_B \end{bmatrix} = \underline{A}_D \cdot \Delta \underline{x}_D + \underline{b}_{D,PR} \cdot \Delta y_T \quad ((2.2.a))$$

und

$$\Delta y_D = \Delta p_T = c_D \cdot \Delta x_D, \quad ((2.2.b))$$

die Systemmatrizen sind im einzelnen:

$$A_D = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline -\frac{1}{T_{HD}} & 0 & \frac{\alpha_{HD}}{T_{HD}} \cdot p_G & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & -\frac{1}{T_{ND}} & \frac{1-\alpha_{HD}}{T_{ND}} \cdot p_G & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & -\frac{p_G}{T_{I,DS}} & \frac{1}{T_{I,DS}} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_K} & \frac{1}{T_K} & 0 \\ \hline 0 & 0 & -\frac{k_B}{T_K} & 0 & -\frac{1}{T_K} & \frac{1}{T_K} \\ \hline 0 & 0 & -\frac{1}{T_B} & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array}$$

$$b_{D,PR} = \begin{array}{|c|} \hline \frac{\alpha_{HD}}{T_{HD}} \\ \hline \frac{1-\alpha_{HD}}{T_{ND}} \\ \hline -\frac{1}{T_{I,DS}} \\ \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \end{array} \quad \text{und } c_D = \boxed{1 \mid 1 \mid 0 \mid 0 \mid 0 \mid 0} \quad (A.1.5)$$

## A.2 Wasserkraftanlage

=> Anhang zu Abschnitt 2.1.2

### A.2.1 Herleitung der nichtlinearen Modellgleichungen

Nach [47] gelten für das dynamische Verhalten eines Druckrohres in einer Wasserkraftanlage folgende Grundgleichungen:

- Eulersche Bewegungsgleichung

$$\frac{\delta \Delta H}{\delta x} + k_L \cdot \frac{\delta \Delta Q}{\delta t} + k_R \cdot \Delta Q = 0, \quad (\text{A.2.1})$$

- Kontinuitätsgleichung

$$\frac{\delta \Delta Q}{\delta x} + k_C \cdot \frac{\delta \Delta H}{\delta t} = 0, \quad (\text{A.2.2})$$

- Ventilgleichung

$$Q_e^2 = 2 \cdot g \cdot H_e \cdot A_T^2 \quad \text{und} \quad (\text{A.2.3})$$

- Leistungsgleichung

$$P_T = \rho \cdot g \cdot H_e \cdot Q_e \quad (\text{A.2.4})$$

mit

$$k_C = \frac{g \cdot A}{a^2}, \quad k_L = \frac{1}{g \cdot A} \quad \text{und} \quad k_R = \frac{\lambda \cdot Q_0}{D \cdot g \cdot A^2}. \quad (\text{A.2.5})$$

Hierin ist

$Q$ [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]	:= Durchfluß,
$H$ [m]	:= Druckhöhe,
$g$ [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]	:= Erdbeschleunigung,
$\rho$ [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]	:= Spezifische Masse der Wassers,
$A$ [ $\text{m}^2$ ]	:= Rohrquerschnitt,
$l$ [m]	:= Rohrlänge,
$a$ [ $\text{m}/\text{s}$ ]	:= Schallgeschwindigkeit in Wasser,
$D$ [m]	:= Rohrdurchmesser und
$\lambda$ [-]	:= Rohrreibungsbeiwert.

Aus der Bewegungsgleichung und der Kontinuitätsgleichung läßt sich mit dem Lösungsansatz für periodische Abweichungen vom Arbeitspunkt

$$\Delta H(x, t) = \left( k_1 \cdot e^{\alpha x} + k_2 \cdot e^{-\alpha x} \right) \cdot e^{j\omega t} \quad (\text{A.2.6.a})$$

und

$$\Delta Q(x, t) = \frac{-1}{Z_C} \cdot \left( k_1 \cdot e^{\alpha x} - k_2 \cdot e^{-\alpha x} \right) \cdot e^{j\omega t} \quad (\text{A.2.6.b})$$

durch Trennung der Variablen die Vierpolgleichung eines Fluids im Frequenzbereich zu

$$\begin{bmatrix} \Delta H_e(j\omega) \\ \Delta Q_e(j\omega) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\alpha l) & -Z_C \cdot \sinh(\alpha l) \\ -\frac{1}{Z_C} \cdot \sinh(\alpha l) & \cosh(\alpha l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta H_a(j\omega) \\ \Delta Q_a(j\omega) \end{bmatrix} \quad (\text{A.2.7})$$

angeben. Darin bezeichnet

$$\alpha = \sqrt{j\omega \cdot k_C \cdot (j\omega k_L + k_R)} \quad (\text{A.2.8.a})$$

die komplexe Ausbreitungskonstante des Fluids und

$$Z_C = \frac{\alpha}{j\omega \cdot k_C} \quad (\text{A.2.8.b})$$

die Leitungsimpedanz des Druckrohres.

Unter der Annahme konstanter Druckhöhe am Rohranfang  $\Delta H_a(j\omega) = 0$  und durch Bezug auf Nenndruckhöhe  $H_N$  und Nenndurchfluß  $Q_N$  gilt:

$$\Delta h_e(j\omega) = -Z_C \cdot \frac{Q_N}{H_N} \cdot \sinh(\alpha l) \cdot \Delta q_a(j\omega) \quad (\text{A.2.9.a})$$

und

$$\Delta q_e(j\omega) = \cosh(\alpha l) \cdot \Delta q_a(j\omega). \quad (\text{A.2.9.b})$$

Ersetzt man die Hyperbelfunktionen durch die ersten drei Glieder ihrer Potenzreihen, so gilt:

$$\Delta h_e(j\omega) = -Z_C \cdot \frac{Q_N}{H_N} \cdot (\alpha l) \cdot \Delta q_a(j\omega) \quad (\text{A.2.10.a})$$

und

$$\Delta q_e(j\omega) = (1 + \frac{1}{2} \cdot (\alpha l)^2) \cdot \Delta q_a(j\omega). \quad (\text{A.2.10.b})$$

Durch diese Vereinfachung bleibt von der Vielzahl der möglichen Rohreigenschwingungen nur noch die Grundschwingung erhalten; die Oberschwingungen werden vernachlässigt. Läßt man neben dem sinusförmig eingeschwungenen Zustand auch abklingende Zeitverläufe zu, so gilt beim Übergang in die s-Ebene mit s anstelle von jω:

$$\Delta h_e(s) = - (R + s \cdot T_W) \cdot \Delta q_a(s) \quad (\text{A.2.11.a})$$

und

$$\Delta q_e(s) = (1 + s \cdot \frac{T_L^2}{2 \cdot T_W} \cdot R + s^2 \cdot \frac{T_L^2}{2}) \cdot \Delta q_a(s). \quad (\text{A.2.11.b})$$

Darin ist mit

$$T_W = \frac{1}{g \cdot A} \cdot \frac{Q_N}{H_N} \quad ((2.3.e))$$

die Anlaufzeitkonstante der Wassersäule, mit

$$T_L = \frac{1}{a} \quad (A.2.12.a)$$

die Schalllaufzeit des Druckrohres und mit

$$R = \lambda \cdot \frac{Q_0}{D \cdot A} \cdot T_W \quad (A.2.12.b)$$

die arbeitspunktabhängige Rohrreibung eingeführt worden.

Die Kreisfrequenz der Rohr-Grundschiwingung berechnet sich bei geschlossenem Ventil aus der vierfachen Laufzeit  $T_L$  zu

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{4T_L} = \frac{\pi}{2T_L} .$$

Der vereinfachte Ansatz nach Gl. (A.2.11.b) läßt jedoch bei  $Q_0 = 0$  nur eine Kreisfrequenz von

$$\omega_0^* = \frac{\sqrt{2}}{T_L}$$

zu.

Um dennoch die Rohrgrundschiwingung richtig berechnen zu können, wird die Laufzeit  $T_L$  zu

$$T_L^* = \frac{2 \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot T_L \quad ((2.3.f))$$

modifiziert.

Aus Gl. (A.2.11) folgt die Übertragungsfunktion zwischen Druckhöhe  $\Delta h_e$  und Durchfluß  $\Delta q_e$  am Rohrende zu

$$\Delta h_e(s) = - \frac{R + s \cdot T_W}{1 + s \cdot \frac{T_L^{*2}}{2 \cdot T_W} \cdot R + s^2 \cdot \frac{T_L^{*2}}{2}} \cdot \Delta q_e(s) . \quad (A.2.13)$$

Wandelt man diese Übertragungsfunktion durch Berechnung der zugehörigen Frobenius-Matrix in Zustandsgleichungen erster Ordnung um [86], so erhält man

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}' = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{2}{T_L^{*2}} & -\frac{R}{T_W} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{2}{T_L^{*2}} \end{bmatrix} \cdot \Delta q_e \quad (A.2.14.a)$$

und

$$\Delta h_e = \begin{pmatrix} -R & -T_W \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.2.14.b})$$

Diese rein formal aufgestellte Zustandsgleichung kann nun so modifiziert werden, daß die physikalisch realistischen Größen Durchfluß am Rohranfang  $q_a$  und Druckhöhe am Rohrende  $h_e$  gemäß

$$\Delta x_W = \Delta \begin{bmatrix} q_a \\ h_e \end{bmatrix} \quad (\text{A.2.15})$$

zu Zustandsgrößen werden. Setzt man dazu Gl. (A.2.11.a) in Gl. (A.2.14.a) ein, so folgt daraus die Transformationsbeziehung

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{R}{T_W} & -\frac{1}{T_W} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} q_a \\ h_e \end{bmatrix} \quad (\text{A.2.16})$$

Daraus ergibt sich mit Gl. (A.2.14) die linearisierte Zustandsgleichung des Druckrohres zu

$$\Delta \begin{bmatrix} q_a \\ h_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{T_W} & -\frac{1}{T_W} \\ \frac{2T_W}{T_L^{*2}} & 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} q_a \\ h_e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{2T_W}{T_L^{*2}} \end{bmatrix} \cdot \Delta q_e \quad (\text{A.2.17.a})$$

und

$$\Delta y = \Delta h_e \quad (\text{A.2.17.b})$$

Da die Reibung  $R$  gemäß Gl. (A.2.12.b) linear vom Arbeitspunkt abhängt, kann man sich diese für kleine Abweichungen gültige Beziehung durch Linearisierung einer allgemeingültigen Druckrohrgleichung mit quadratischem Reibungsansatz gemäß

- Zuflußgleichung

$$\dot{q}_a = \frac{1}{T_W} \left( (h_a - R_R \cdot q_a^2) - h_e \right), \quad ((2.3.a))$$

- Druckhöhengleichung

$$\dot{h}_e = \frac{2 \cdot T_W}{T_L^{*2}} (q_a - q_e) \quad ((2.3.b))$$

entstanden denken, wobei mit

$$R_R = \frac{1}{2} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_N}{D \cdot A} \cdot T_W = \frac{R \cdot Q_N}{2 \cdot Q_0} \quad ((2.3.g))$$

eine arbeitspunktunabhängige Reibungskonstante für turbulente

Strömung eingeführt wurde.

### A.2.2 Linearisierung und Zustandsraumdarstellung

Die Linearisierung und Normierung der Ventilgleichung (A.2.3) und der Leistungsgleichung (A.2.4) führt auf die Beziehungen  
- Ventilgleichung:

$$\Delta q_e = \sqrt{h_e} \cdot \Delta y_T + \frac{q_a}{2h_e} \cdot \Delta h_e \quad (\text{A.2.17.c})$$

und

- Leistungsgleichung:

$$\Delta p_T = \Delta q_e + q_a \cdot \Delta h_e. \quad (\text{A.2.17.d})$$

Durch Umordnung der Gl. (A.2.17.a-d) ergibt sich die Zustandsgleichung der Wasserkraftanlage zu

$$\Delta \dot{\underline{x}}_W = \Delta \begin{bmatrix} q_a \\ h_e \end{bmatrix} = \underline{A}_W \cdot \Delta \underline{x}_W + \underline{b}_{W,PR} \cdot \Delta y_{T'} \quad ((2.7.a))$$

und

$$\Delta y_W = \Delta p_T = \underline{c}_W \cdot \Delta \underline{x}_W + \underline{d}_{W,PR} \cdot \Delta y_{T'} \quad ((2.7.b))$$

die zugehörigen Systemmatrizen lauten

$$\underline{A}_W = \begin{bmatrix} -\frac{2R_R \cdot q_a}{T_W} & -\frac{1}{T_W} \\ \frac{2T_W}{T_L^{*2}} & -\frac{T_W}{T_L^{*2}} \cdot \frac{q_a}{h_e} \end{bmatrix}, \quad \underline{b}_{W,PR} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{2T_W}{T_L^{*2}} \cdot \sqrt{h_e} \end{bmatrix},$$

$$\underline{c}_W = \begin{bmatrix} 0 & q_a + \frac{q_a}{2h_e} \end{bmatrix} \quad \text{und} \quad \underline{d}_{W,PR} = \sqrt{h_e}. \quad (\text{A.2.18})$$

Bei Reibungsfreiheit ergibt sich die Übertragungsfunktion der gesamten Wasserkraftanlage zu

$$\Delta p_T = \frac{1 - s \cdot T_W \cdot p_T + s^2 \cdot \frac{T_L^{*2}}{2}}{1 + s \cdot \frac{T_W}{2} \cdot p_T + s^2 \cdot \frac{T_L^{*2}}{2}} \cdot \Delta y_{T'} \quad (\text{A.2.19})$$

aus dem Nennerpolynom errechnet sich daraus die Bedingung für den Schwingfall näherungsweise zu

$$p_T \cdot T_W \leq 2 \cdot \sqrt{2} \cdot T_L^* \quad ((2.5))$$

### A.3 Synchrongenerator

=> Anhang zu Abschnitt 2.1.3

#### A.3.1 Bezugsgrößen, Parameter und el. Generatorgleichungen

- Die Bezugsgrößen der Synchronmaschine sind die Daten bei Nennbetrieb:

Phasenspannung	$\hat{U}_{GN} = \sqrt{2} \cdot \hat{U}_{GN,eff}'$
Phasenstrom	$\hat{I}_{GN} = \sqrt{2} \cdot I_{GN,eff}'$
Kreisfrequenz	$\Omega_N = 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}$ ,
Flußverkettung	$\hat{\Psi}_{GN} = \frac{\hat{U}_{GN}}{\Omega_N}$ ,
Leistung	$S_{GN} = 3 \cdot U_{GN,eff}' \cdot I_{GN,eff}'$
Drehmoment	$M_{GN} = \frac{S_{GN}}{\Omega_N}$ ,
Impedanz	$Z_{GN} = \frac{\hat{U}_{GN}}{\hat{I}_{GN}}$ und
Induktivität	$L_{GN} = \frac{\hat{\Psi}_{GN}}{\hat{I}_{GN}}$ .

Der Erregerstrom  $I_e$  und die Erregerspannung  $U_e$  werden auf ihre jeweiligen Leerlaufgrößen  $I_{e0}$  und  $U_{e0}$  bezogen. Im stationären Zustand der Maschine gilt damit:

$$i_e = u_e. \quad (\text{A.3.1})$$

- Die Parameter der el. Generatorgleichungen (2.9,10) berechnen sich aus den Wicklungswiderständen und -induktivitäten zu:

$$T_e = \frac{L_e}{R_e} \quad := \text{Zeitkonstante der e-Wicklung,} \quad (\text{A.3.2.a})$$

$$T_D = \frac{L_D}{R_D} \quad := \text{Zeitkonstante der D-Wicklung,} \quad (\text{A.3.2.b})$$

$$T_Q = \frac{L_Q}{R_Q} \quad := \text{Zeitkonstante der Q-Wicklung,} \quad (\text{A.3.2.c})$$

$$x_d = \frac{\Omega_N \cdot L_d}{Z_N} \quad := \text{Synchronreaktanz der d-Achse,} \quad (\text{A.3.2.d})$$

$$x_q = \frac{\Omega_N \cdot L_q}{Z_N} \quad := \text{Synchronreaktanz der q-Achse,} \quad (\text{A.3.2.e})$$

$$\sigma_D = 1 - \frac{L_{dD}^2}{L_d \cdot L_D} \quad := \text{Streifaktor zw. D- und d-Wickl.,} \quad (\text{A.3.2.f})$$

$$\sigma_Q = 1 - \frac{L_{qQ}^2}{L_q \cdot L_Q} \quad := \text{Streifaktor zw. Q- und q-Wickl.,} \quad (\text{A.3.2.g})$$

$$\sigma_e = 1 - \frac{L_{de}^2}{L_d \cdot L_e} \quad := \text{Streifaktor zw. d- und e-Wickl.,} \quad (\text{A.3.2.h})$$

$$\mu_e = \frac{L_{eD} \cdot L_{de}}{L_{dD} \cdot L_e} \quad := \text{Übersetzungsfaktor der e-Wickl.} \quad (\text{A.3.2.i})$$

und

$$\mu_D = \frac{L_{eD} \cdot L_{dD}}{L_{de} \cdot L_D} \quad := \text{Übersetzungsfaktor der D-Wickl.} \quad (\text{A.3.2.k})$$

#### - Elektrische Generatorgleichungen

Die Rotorströme  $i_e, i_D$  und  $i_Q$  lassen sich aus Gl. (2.10) zu

$$i_e = \frac{1}{\sigma_{eD}} \cdot \psi_e - \frac{\mu_e}{\sigma_{eD}} \cdot \psi_D + \frac{(1 - \sigma_e) \cdot (1 - \mu_D)}{\sigma_{eD}} \cdot x_d \cdot i_d, \quad (\text{A.3.3.a})$$

$$i_D = \frac{-\mu_D}{\sigma_{eD}} \cdot \psi_e - \frac{1}{\sigma_{eD}} \cdot \psi_D + \frac{(1 - \sigma_e) \cdot (1 - \mu_D)}{\sigma_{eD}} \cdot x_d \cdot i_d \quad (\text{A.3.3.b})$$

und

$$i_Q = \psi_Q - (1 - \sigma_Q) \cdot x_q \cdot i_q \quad (\text{A.3.3.c})$$

berechnen, wobei für  $\sigma_{eD}$  gilt:

$$\sigma_{eD} = 1 - \mu_e \cdot \mu_D = 1 - \frac{L_{eD}^2}{L_e \cdot L_D}. \quad (\text{A.3.4})$$

Setzt man diese Ströme in Gl. (2.9,10) ein, so ergeben sich die Flußverkettungsgleichungen

$$\dot{\psi}_e = - \frac{1}{T_{d0}'} \cdot \left( \frac{1}{\sigma_{eD}} \cdot \psi_e - \frac{\mu_e}{\sigma_{eD}} \cdot \psi_D + \frac{(1 - \sigma_e) (1 - \mu_D)}{\sigma_{eD}} \cdot x_d \cdot i_d - u_e \right), \quad (\text{A.3.5.a})$$

$$\dot{\psi}_D = - \frac{1}{T_{d0}''} \cdot \left( -\mu_D \cdot \psi_e + \psi_D + (1 - \sigma_D) (1 - \mu_e) \cdot x_d \cdot i_d \right) \quad \text{und} \quad (\text{A.3.5.b})$$

$$\dot{\psi}_Q = - \frac{1}{T_{q0}''} \cdot \left( \psi_Q - (1 - \sigma_Q) \cdot x_q \cdot i_q \right) \quad (\text{A.3.5.c})$$

sowie die Stromgleichungen

$$i_d = \frac{1}{x_d''} \left( -\Psi_d + \frac{1-\mu_D}{\sigma_{eD}} \cdot \Psi_e + \frac{1-\mu_e}{\sigma_{eD}} \cdot \Psi_D \right) \quad \text{und} \quad (\text{A.3.6.a})$$

$$i_q = \frac{1}{x_q''} \left( -\Psi_q - \Psi_Q \right), \quad (\text{A.3.6.b})$$

wobei die Abkürzungen

$$x_d'' = \left( 1 - \frac{(1-\sigma_D - \mu_D + \mu_D \cdot \sigma_e) \cdot (1-\sigma_e - \mu_e + \mu_e \cdot \sigma_D)}{\sigma_{eD}} \right) \cdot x_d', \quad (\text{A.3.7.a})$$

$$x_q'' = \sigma_Q \cdot x_q', \quad (\text{A.3.7.b})$$

$$T_{d0}'' = T_D \cdot \sigma_{eD}, \quad := \text{Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der d-Achse} \quad (\text{A.3.7.c})$$

$$T_{q0}'' = T_Q \quad := \text{Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der q-Achse} \quad (\text{A.3.7.d})$$

und

$$T_{d0}' = T_e \quad := \text{Leerlaufzeitkonstante} \quad (\text{A.3.7.e})$$

eingeführt wurden [13].

Die verbleibenden Streufaktoren  $\sigma_e$ ,  $\sigma_D$ ,  $\sigma_Q$ ,  $\sigma_{eD}$  und Übersetzungsfaktoren  $\mu_D$  und  $\mu_e$  lassen sich durch die Maschinenreaktanzen gemäß

$$\left. \begin{aligned} \sigma_e &= \frac{x_d'}{x_d''}, & \sigma_D &= \frac{x_d' \cdot x_d''}{x^2}, & \sigma_Q &= \frac{x_q''}{x_q'}, & \sigma_{eD} &= \frac{x_d'^2}{x^2}, \\ \mu_D &= \frac{x_d \cdot (x_d' - x_d'')}{x^2} & \text{und} & & \mu_e &= \frac{(x_d - x_d')}{x_d} & \text{mit} & \\ x^2 &= x_d' \cdot x_d'' + x_d \cdot (x_d' - x_d'') \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.3.8})$$

ausdrücken [49], wodurch sich die Gleichungen (A.3.5,6) weiter zu

$$\dot{\Psi}_e = -\frac{1}{T_d'} \cdot \left( \Psi_e - \frac{x_d - x_d'}{x_d} \cdot \frac{u_q}{\omega_G} - \frac{x_d'}{x_d} \cdot u_e \right), \quad ((2.11.a))$$

$$\dot{\Psi}_D = -\frac{1}{T_d''} \cdot \left( \Psi_D - \frac{x_d}{x^2} \cdot (x_d' - x_d'') \cdot \frac{u_q}{\omega_G} \right) \quad \text{und} \quad ((2.11.b))$$

$$\dot{\Psi}_Q = -\frac{1}{T_q''} \cdot \left( \Psi_Q - \frac{x_q - x_q''}{x_q} \cdot \frac{u_d}{\omega_G} \right) \quad ((2.11.c))$$

sowie

$$i_d = \frac{1}{x_d''} \cdot \left( -\frac{u_q}{\omega_G} + \frac{x_d''}{x_d'} \cdot \Psi_e + \frac{x^2}{x_d' \cdot x_d''} \cdot \Psi_D \right) \quad \text{und} \quad ((2.12.a))$$

$$i_q = \frac{1}{x_q''} \cdot \left( \frac{u_d}{\omega_G} - \Psi_Q \right) \quad ((2.12.b))$$

vereinfachen.

Hierbei wurden die Leerlaufzeitkonstanten durch die Kurzschlußzeitkonstanten

$$T'_d = \frac{x'_d}{x_d} \cdot T'_{d0}, \quad T''_d = \frac{x''_d}{x'_d} \cdot T''_{d0} \quad \text{und} \quad T''_q = \frac{x''_q}{x'_q} \cdot T''_{q0} \quad (\text{A.3.9})$$

ersetzt.

### A.3.2 Arbeitspunkt und Linearisierung

#### - Arbeitspunkt

Bei vorgegebener Generatorleistung und -spannung  $\underline{s}_G = p_G + j \cdot q_G$  und  $\underline{u}_G = u_G \cdot e^{j \cdot \varphi_{u,G}}$  lassen sich die stationären Werte der Generatorzustandsgrößen  $\varphi_p$ ,  $\omega_G$ ,  $\psi_e$ ,  $\psi_D$  und  $\psi_Q$  aus der stationären Generatorgleichung

$$\underline{u}_p(t) = j \cdot \omega_G \cdot \underline{u}_e = \underline{u}_G + j \cdot \omega_G \cdot x_d \cdot i_d - \omega_G \cdot x_q \cdot i_q, \quad ((2.18))$$

den Leistungsgleichungen in d-q-Koordinaten

$$p_G = u_d \cdot i_d + u_q \cdot i_q, \quad (\text{A.3.10.a})$$

$$q_G = u_q \cdot i_d - u_d \cdot i_q \quad (\text{A.3.10.b})$$

und den Flußverkettungsgleichungen

$$\psi_e = \frac{1}{x_d} \cdot (x_d - x'_d) \cdot \frac{u_q}{\omega_G} + \frac{x'_d}{x_d} \cdot u_e, \quad ((2.17))$$

$$\psi_D = \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x''_d) \cdot \frac{u_q}{\omega_G} \quad \text{und} \quad ((2.15.a))$$

$$\psi_Q = \frac{1}{x_q} \cdot (x_q - x''_q) \cdot \frac{u_d}{\omega_G} \quad ((2.15.b))$$

bestimmen. Die bezogene Generatorwinkelgeschwindigkeit  $\omega_G$  kann dabei von vorne herein wegen  $\Omega_G = \Omega_N$  zu  $\omega_G = 1$ . angesetzt werden.

Zerlegt man Gleichung (2.18) in die Koordinatendarstellung

$$i_d = \frac{1}{x_d} \cdot (u_e - u_q), \quad (\text{A.3.11.a})$$

$$i_q = \frac{1}{x_q} \cdot (u_d) \quad (\text{A.3.11.b})$$

und setzt sie unter Verwendung von

$$u_d = u_G \cdot \sin\delta, \quad (\text{A.3.12.a})$$

$$u_q = u_G \cdot \cos\delta \quad (\text{A.3.12.b})$$

in Gl. (A.3.10) ein, so ergeben sich die stationären Leistungsgleichung zu

$$p_G = \frac{u_e \cdot u_G}{x_d} \cdot \sin\delta + u_G^2 \cdot \left( \frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot \sin\delta \cdot \cos\delta \quad \text{und} \quad (\text{A.3.13.a})$$

$$q_G = \frac{u_e \cdot u_G}{x_d} \cdot \cos\delta - u_G^2 \cdot \left( \frac{\sin^2\delta}{x_q} + \frac{\cos^2\delta}{x_d} \right). \quad (\text{A.3.13.b})$$

Daraus lassen sich nach einigen Zwischenschritten der Belastungswinkel  $\delta$  und die Erregerspannung  $u_e$  zu

- Belastungswinkel  $\delta$ :

$$\delta = \arctan \frac{p_G}{\frac{u_G^2}{x_q} + q_G}, \quad ((2.22.b))$$

- Erregerspannung  $u_e$ :

$$u_e = \frac{p_G}{u_G \cdot \sin\delta} \cdot x_d - u_G \cdot \left( \frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot x_d \cdot \cos\delta \quad ((2.22.c))$$

bestimmen.

Mit der Winkelbeziehung

$$\varphi_p = \delta + \varphi_{u,G} \quad ((2.23.a))$$

ist der Polradwinkel  $\varphi_p$  im R-I-Referenzkoordinatensystem angebar, die Arbeitspunktwerte von  $\psi_e$ ,  $\psi_D$  und  $\psi_Q$  lassen sich durch Einsetzen von Gl. (2.22.b,c) in die Gleichungen (2.15.a,b), (2.17) ebenfalls berechnen.

Der Arbeitspunkt des Generatorstroms  $\underline{i}_G = i_{R,G} + j \cdot i_{I,G}$  läßt sich unter Verwendung der im Referenzkoordinatensystem notierten Leistungsgleichungen

$$p_G = u_R \cdot i_{R,G} + u_I \cdot i_{I,G} \quad \text{und} \quad (\text{A.3.14.a})$$

$$q_G = u_I \cdot i_{R,G} - u_R \cdot i_{I,G} \quad (\text{A.3.14.b})$$

zu

$$i_{R,G} = \frac{p_G \cdot \cos\varphi_{u,G} + q_G \cdot \sin\varphi_{u,G}}{u_G} \quad \text{und} \quad ((2.24.a))$$

$$i_{I,G} = \frac{p_G \cdot \sin\varphi_{u,G} - q_G \cdot \cos\varphi_{u,G}}{u_G} \quad ((2.24.b))$$

ausdrücken, wobei noch die Transformation

$$u_R = u_G \cdot \cos\varphi_{u,G} \quad (\text{A.3.15.a})$$

$$u_I = u_G \cdot \sin\varphi_{u,G} \quad (\text{A.3.15.b})$$

berücksichtigt werden muß.

### - Linearisierung

Die Generatorsystemmatrix  $\underline{A}_G$  und die Steuerungsmatrizen  $\underline{b}_{G,T}$ ,  $\underline{b}_{G,SR}$  und  $\underline{B}_{G,N}$  lassen sich durch Linearisierung der Generator-differentialgleichungen

$$\dot{\varphi}_P = \Omega_N \cdot (\omega_G - 1) = \Omega_N \cdot \Delta\omega_G, \quad ((2.21))$$

$$\dot{\omega}_G = \frac{1}{T_A} \cdot (m_T - m_{eT}), \quad ((2.20))$$

$$\dot{\psi}_e = -\frac{1}{T_d'} \cdot (\psi_e - \frac{x_d - x_d'}{x_d} \cdot \frac{u_q}{\omega_G} - \frac{x_d'}{x_d} \cdot u_e), \quad ((2.11.a))$$

$$\dot{\psi}_D = -\frac{1}{T_d''} \cdot (\psi_D - \frac{x_d}{x^2} \cdot (x_d' - x_d'') \cdot \frac{u_q}{\omega_G}) \quad \text{und} \quad ((2.11.b))$$

$$\dot{\psi}_Q = -\frac{1}{T_q''} \cdot (\psi_Q - \frac{x_q - x_q''}{x_q} \cdot \frac{u_d}{\omega_G}) \quad ((2.11.c))$$

gewinnen.

Aus Gl. (2.21) folgt direkt:

$$\Delta\dot{\varphi}_P = \Omega_N \cdot \Delta\omega_G. \quad (\text{A.3.16})$$

Aus Gl. (2.20) folgt

$$\Delta\dot{\omega}_G = \frac{1}{T_A} \cdot \Delta p_T - \frac{P_T}{T_A} \cdot \Delta\omega_G - \frac{1}{T_A} \cdot \Delta m_{eT}. \quad (\text{A.3.17})$$

Für das el. Generatormoment gilt im Nennwirkleistungsbezug:

$$m_{eT} = \frac{\psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d}{\cos\varphi_N}. \quad (\text{A.3.18})$$

Durch Einsetzen der Spannungs- und Strombeziehungen (2.9), (2.12) ergibt sich daraus nach kurzer Umrechnung

$$\begin{aligned} \Delta m_{eT} = & \frac{1}{\cos\varphi_N} \cdot (-m_e \cdot \Delta\omega_G + \frac{u_d}{x_d'} \cdot \Delta\psi_e - \frac{x^2 \cdot u_d}{x_d \cdot x_d' \cdot x''} \cdot \Delta\psi_D - \frac{u_q}{x''} \cdot \Delta\psi_Q) \\ & + \frac{1}{\cos\varphi_N} \cdot ((\frac{1}{x''} - \frac{1}{x_d}) \cdot u_q + \frac{u_e}{x_d}) \cdot \Delta u_d - (\frac{1}{x''} - \frac{1}{x_q}) \cdot u_d \cdot \Delta u_q, \quad (\text{A.3.19}) \end{aligned}$$

wobei näherungsweise

$$x_d'' \approx x_q'' = x''$$

angenommen wurde.

Daraus ergibt sich durch Einsetzen in Gl. (A.3.17) die linearisierte Bewegungsgleichung

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\omega}_G &= \frac{1}{T_A \cdot \cos \varphi_N} \cdot \begin{bmatrix} m_e - p_T \cdot \cos \varphi_N & -\frac{u_d}{x'_d} & \frac{x^2 \cdot u_d}{x_d \cdot x'_d \cdot x''} & \frac{u_q}{x''} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} \omega_G \\ \psi_e \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} \\ &+ \frac{1}{T_A} \cdot \Delta p_T \\ &+ \frac{1}{T_A \cdot \cos \varphi_N} \cdot \begin{bmatrix} -\left(\left(\frac{1}{x''} - \frac{1}{x_d}\right) \cdot u_q + \frac{u_e}{x_d}\right) & \left(\frac{1}{x''} - \frac{1}{x_q}\right) \cdot u_d \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.20}) \end{aligned}$$

Da im stationären Zustand  $m_e = p_T \cdot \cos \varphi_N$  gilt, entfällt in Gl. (A.3.20) das Matrizenelement vor  $\Delta \omega_G$ .

Die Linearisierung der verbleibenden Flußverkettungsgleichungen (2.11a-c) ergibt

$$\begin{aligned} \Delta \begin{bmatrix} \psi_e \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -\frac{u_q}{T''_d} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d} & -\frac{1}{T'_d} & 0 & 0 \\ -\frac{u_q}{T''_d} \cdot \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x'') & 0 & -\frac{1}{T''_q} & 0 \\ -\frac{u_d}{T''_q} \cdot \frac{x_q - x''}{x_q} & 0 & 0 & -\frac{1}{T''_q} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} \omega_G \\ \psi_e \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{x'_d}{x_d \cdot T'_d} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta u_e \\ &+ \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{T''_d} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d} \\ 0 & \frac{1}{T''_d} \cdot \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x'') \\ \frac{1}{T''_q} \cdot \frac{x_q - x''}{x_q} & 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.21}) \end{aligned}$$

Faßt man die Gleichungen (A.3.16,20,21) geeignet zusammen, so ergibt sich die linearisierte Generator-Differentialgleichung zu

$$\Delta \dot{x}_G = \Delta \begin{bmatrix} \omega_G \\ \psi_e \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \underline{A}'_G \cdot \Delta x_G + \underline{b}_{G,T} \cdot \Delta p_T + \underline{b}_{G,SR} \cdot \Delta u_e + \underline{B}'_{G,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.22})$$

wobei die Eingangsgröße  $\underline{u}_G$  noch in d-q-Koordinaten angegeben ist. Um später die Kopplung zwischen Generator und Netz durchführen zu können, muß die Generatorspannung in Polarkoordinaten bezüglich des R-I-Referenzkoordinatensystems umgerechnet werden. Dazu wird die Transformationsgleichung (2.8) unter Verwendung der für kleine Winkelabweichungen geltenden trigonometrischen Beziehung

$$\sin(\varphi_P + \Delta\varphi_P) = \sin\varphi_P + \cos\varphi_P \cdot \Delta\varphi_P \quad (\text{A.3.23.a})$$

$$\cos(\varphi_P + \Delta\varphi_P) = \cos\varphi_P - \sin\varphi_P \cdot \Delta\varphi_P \quad (\text{A.3.23.b})$$

zu

$$\Delta \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\varphi_P & -\cos\varphi_P \\ \cos\varphi_P & \sin\varphi_P \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_R \\ u_I \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_q \\ -u_d \end{bmatrix} \cdot \Delta\varphi_P \quad (\text{A.3.24})$$

linearisiert. Anschließend wird ausgehend von Gl. (A.3.15) die lineare Transformation

$$\Delta \begin{bmatrix} u_R \\ u_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\varphi_{u,G} & -u_I \\ \sin\varphi_{u,G} & u_R \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad (\text{A.3.25})$$

gebildet, woraus sich nach Einsetzen in Gl. (A.3.24) die Beziehung

$$\Delta \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\delta \cdot \ddot{u}_3 & -u_q \\ \cos\delta \cdot \ddot{u}_3 & u_d \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G + \begin{bmatrix} u_q \\ -u_d \end{bmatrix} \cdot \Delta\varphi_P \quad (\text{A.3.26})$$

ergibt.

Der Spannungsübersetzungsfaktor

$$\ddot{u}_3 = \frac{U_B}{U_{GN}} \quad (\text{A.3.27})$$

wird mit

$$U_B := \text{Netzbezugsspannung,}$$

$$U_{GN} := \text{Generatorbezugsspannung}$$

an dieser Stelle eingeführt, da die Generatorspannung  $\Delta u_G$  jetzt auf die Netzbezugsspannung  $U_B$  umgerechnet werden muß.

Setzt man Gl. (A.3.26) in Gl. (A.3.22) ein, so ergibt sich die endgültige Form der linearisierten Generatordifferentialgleichung zu

$$\Delta \dot{\underline{x}}_G = \underline{A}_G \cdot \Delta \underline{x}_G + \underline{b}_{G,T} \cdot \Delta p_T + \underline{b}_{G,SR} \cdot \Delta u_e + \underline{B}_{G,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad ((2.25.a))$$

Die Systemmatrizen lauten dabei im einzelnen:

$$\underline{A}_G =$$

0	$\Omega_N$	0	0	0
$-\frac{u_G^2}{x''} + q_G$ $\frac{1}{T_A \cdot \cos\phi_N}$	0	$-\frac{u_d}{x'_d}$ $\frac{1}{T_A \cdot \cos\phi_N}$	$\frac{-x^2 \cdot u_d}{x_d \cdot x'_d \cdot x''}$ $\frac{1}{T_A \cdot \cos\phi_N}$	$\frac{u_q}{x''}$ $\frac{1}{T_A \cdot \cos\phi_N}$
$-\frac{u_d}{T'_d} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d}$	$-\frac{u_q}{T''_d} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d}$	$-\frac{1}{T'_d}$	0	0
$-\frac{u_d}{T''_d} \cdot \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x'')$	$-\frac{u_q}{T''_d} \cdot \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x'')$	0	$-\frac{1}{T''_q}$	0
$\frac{u_q}{T''_q} \cdot \frac{x_q - x''}{x_q}$	$-\frac{u_d}{T''_q} \cdot \frac{x_q - x''}{x_q}$	0	0	$-\frac{1}{T''_q}$

$$\underline{b}_{G,T} =$$

0
$\frac{1}{T_A}$
0
0
0

$$\underline{b}_{G,SR} =$$

0
0
$\frac{x'_d}{x_d} \cdot \frac{1}{T'_d}$
0
0

$$\underline{B}_{G,N} =$$

0	0
$-\frac{\ddot{u}_3}{T_A \cdot \cos\phi_N} \cdot \frac{p_G}{u_G}$	$\frac{u_G^2}{x''} + q_G$ $\frac{1}{T_A \cdot \cos\phi_N}$
$\frac{\cos\delta \cdot \ddot{u}_3}{T'_d} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d}$	$\frac{u_d}{T'_d} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d}$
$\frac{\cos\delta \cdot \ddot{u}_3}{T''_d} \cdot \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x'')$	$\frac{u_d}{T''_d} \cdot \frac{x_d}{x^2} \cdot (x'_d - x'')$
$\frac{\sin\delta \cdot \ddot{u}_3}{T''_q} \cdot \frac{x_q - x''}{x_q}$	$-\frac{u_q}{T''_q} \cdot \frac{x_q - x''}{x_q}$

(A.3.28)

Aus der Generatorausgangsgleichung (2.12) folgt durch Linearisierung:

$$\Delta \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{u_q}{x_d''} & \frac{1}{x_d'} & \frac{x^2}{x_d \cdot x_d' \cdot x_d''} & 0 \\ -\frac{u_d}{x_q''} & 0 & 0 & \frac{1}{x_q''} \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} \omega_G \\ \Psi_e \\ \Psi_D \\ \Psi_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{x_d''} \\ \frac{1}{x_q''} & 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.29})$$

Wendet man die Transformationsbeziehung (A.3.24) gemäß

$$\Delta \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\phi_p & -\cos\phi_p \\ \cos\phi_p & \sin\phi_p \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_G + \begin{bmatrix} i_q \\ -i_d \end{bmatrix} \cdot \Delta\phi_p \quad (\text{A.3.30})$$

auf den Generatorstrom an und setzt diese Beziehung zusammen mit Gl. (A.3.26) in Gl. (A.3.29) ein, so ergibt sich der Generatorstrom im R-I-Referenzkoordinatensystem zu

$$\Delta \underline{y}_G = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_G = \underline{C}_G \cdot \Delta \underline{x}_G + \underline{D}_{G,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad ((2.25.b))$$

Die Beobachtungsmatrix  $\underline{C}_G$  und die Durchschaltmatrix  $\underline{D}_{G,N}$  ergeben sich dabei zu

$$\underline{C}_G = \begin{bmatrix} \frac{\ddot{u}_1 \cdot u_{RG} \cdot x'' \cdot i_{IG}}{x''} & \ddot{u}_1 \cdot \frac{u_{IG}}{x''} & \frac{\ddot{u}_2 \cdot \sin\delta}{x_d'} & \frac{\ddot{u}_2 \cdot x^2}{x_d \cdot x_d' \cdot x''} \cdot \sin\delta & -\frac{\ddot{u}_2 \cdot \cos\delta}{x''} \\ \frac{\ddot{u}_1 \cdot u_{IG} \cdot x'' \cdot i_{RG}}{x''} & -\ddot{u}_1 \cdot \frac{u_{RG}}{x''} & -\frac{\ddot{u}_2 \cdot \cos\delta}{x_d'} & -\frac{\ddot{u}_2 \cdot x^2}{x_d \cdot x_d' \cdot x''} \cdot \cos\delta & -\frac{\ddot{u}_2 \cdot \sin\delta}{x''} \end{bmatrix}$$

und

$$\underline{D}_{G,N} = \frac{\ddot{u}_1}{x''} \cdot \begin{bmatrix} -\frac{u_{IG}}{u_G} & -u_{RG} \\ \frac{u_{RG}}{u_G} & -u_{IG} \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.31})$$

Dabei wurden noch die beiden Übersetzungsfaktoren

$$\ddot{u}_1 = \frac{S_{GN}}{S_B} \cdot \frac{U_B^2}{U_{GN}^2} = \frac{Z_B}{Z_{GN}} \quad := \text{Impedanzübersetzung} \quad (\text{A.3.32.a})$$

und

$$\ddot{u}_2 = \frac{S_{GN}}{S_B} \cdot \frac{U_B}{U_{GN}} = \frac{I_{GN}}{I_B} \quad := \text{Stromübersetzung} \quad (\text{A.3.32.b})$$

mit

$S_{GN}$  := Generatornennscheinleistung in MVA,

$S_B$  := Netzbezugsscheinleistung in MVA

eingeführt, da der Generatorstrom zur Netzkopplung ebenfalls auf Netzbezug umgerechnet werden muß.

#### A.4 Primärregler

=> Anhang zu Abschnitt 2.1.4

##### A.4.1 Drehzahlregler

Ausgehend von Bild 2.9.a lassen sich die Differentialgleichungen des Drehzahlreglers angeben zu

$$\Delta \dot{y}_T = \frac{1}{T_Y} \cdot \left( -\Delta y_T + x_{\omega t} - \left( \frac{100}{\sigma_\omega} - \frac{100}{\sigma_{\omega t}} \right) \cdot \Delta \omega_G \right) \quad (\text{A.4.1.a})$$

und

$$\dot{x}_{\omega t} = \frac{1}{T_{\omega t}} \cdot \left( -x_{\omega t} - \frac{100}{\sigma_{\omega t}} \cdot \Delta \omega_G \right). \quad (\text{A.4.1.b})$$

Daraus folgt durch Umsortierung die Zustandsgleichung

$$\Delta \dot{\underline{x}}_{DR} = \Delta \begin{bmatrix} y_T \\ x_{\omega t} \end{bmatrix} = \underline{A}_{DR} \cdot \Delta \underline{x}_{DR} + \underline{B}_{DR,G} \cdot \Delta \underline{x}_G, \quad ((2.27.a))$$

$$\Delta y_{DR} = \Delta y_T = \underline{C}_{DR} \cdot \Delta \underline{x}_{DR}, \quad ((2.27.b))$$

mit den Systemmatrizen

$$\underline{A}_{DR} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_Y} & \frac{1}{T_Y} \\ 0 & -\frac{1}{T_{\omega t}} \end{bmatrix}, \quad \underline{B}_{DR,G} = \begin{bmatrix} 0 & -\left(\frac{100}{\sigma_\omega} - \frac{100}{\sigma_{\omega t}}\right) \cdot \frac{1}{T_Y} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{100}{\sigma_{\omega t}} \cdot \frac{1}{T_{\omega t}} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

und  $\underline{C}_{DR} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}$ . (A.4.2)

##### A.4.2 Leistungsregler

Aus Bild 2.9.b folgen die Differentialgleichungen des Leistungsreglers zu:

$$\Delta \dot{y}_T = \frac{1}{T_Y} \cdot \left( -\Delta y_T - \frac{100}{\sigma_\omega} \cdot \Delta \omega_G + x_{LR} + k_p \cdot (p_{G,Soll} - p_G) \right), \quad (\text{A.4.3.a})$$

$$\dot{x}_{LR} = \frac{1}{T_{I,p}} \cdot (p_{G,Soll} - p_G) \quad (\text{A.4.3.b})$$

und

$$\dot{x}_{pt} = \frac{1}{T_{pt}} \cdot \left( -x_{pt} - \frac{100}{\sigma_{pt}} \cdot \Delta\omega_G \right) \quad (\text{A.4.3.c})$$

mit

$$P_{G,Soll} = P_{G,Ziel} - \left( \frac{100}{\sigma_p} - \frac{100}{\sigma_{pt}} \right) \cdot \Delta\omega_G + x_{pt} \cdot \quad (\text{A.4.3.d})$$

Da die Generatorleistung  $p_G$  nach Bild 2.8 keine direkte Ausgangsgröße ist, muß sie aus der Generatorklemmenspannung  $u_G$  und den Generatorzustandsgrößen  $x_G$  berechnet werden. Aus der Generatorbewegungsgleichung (2.20) folgt für die Abweichung des Generatormoments vom Arbeitspunkt

$$\Delta m_{eT} = \Delta m_T - T_A \cdot \dot{\Delta\omega}_G \quad (\text{A.4.4})$$

Unter der Voraussetzung kleiner Drehzahländerungen läßt sich mit  $\Delta m_{eT} \approx \Delta p_G$  und  $\Delta m_T \approx \Delta p_T$  auch schreiben:

$$\Delta p_G = \Delta p_T - T_A \cdot \dot{\Delta\omega}_G \quad (\text{A.4.5})$$

Ersetzt man  $\dot{\Delta\omega}_G$  durch die entsprechende Generatorzustandsgleichung aus Gl. (2.25.a), so kann  $\Delta p_G$  zu

$$\Delta p_G = \begin{bmatrix} \frac{u_G^2}{x''} + q_G & 0 & \frac{u_d}{x'_d} & \frac{x^2 \cdot u_d}{x'_d \cdot x'_d \cdot x''} & -\frac{u_q}{x''} \\ \cos\varphi_N & & \cos\varphi_N & \cos\varphi_N & \cos\varphi_N \end{bmatrix} \cdot \Delta x_G + \begin{bmatrix} \frac{\ddot{u}_3}{\cos\varphi_N} \cdot \frac{p_G}{u_G} & -\frac{u_G^2}{x''} + q_G \\ \cos\varphi_N & \cos\varphi_N \end{bmatrix} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad (\text{A.4.6})$$

ausgedrückt werden.

Damit läßt sich unter Verwendung von Gl. (A.4.3) die Zustandsgleichung zu

$$\Delta \dot{x}_{LR} = \Delta \begin{bmatrix} Y_T \\ x_{LR} \\ x_{Pt} \end{bmatrix} = \underline{A}_{LR} \cdot \Delta x_{LR} + \underline{B}_{LR,G} \cdot \Delta x_G + \underline{B}_{LR,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \varphi_u \end{bmatrix}_G \quad ((2.28.a))$$

$$\Delta Y_{LR} = \Delta Y_T = \underline{C}_{LR} \cdot \Delta x_{LR} \quad ((2.28.b))$$

angeben, wobei die Systemmatrizen im einzelnen lauten:

$$\underline{\underline{A}}_{LR} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline -\frac{1}{T_Y} & \frac{1}{T_Y} & \frac{k_p}{T_Y} \\ \hline 0 & 0 & \frac{1}{T_{I,p}} \\ \hline 0 & 0 & -\frac{1}{T_{pt}} \\ \hline \end{array}$$

$$\underline{\underline{B}}_{LR} =$$

$-\frac{k_p}{T_Y} \cdot \frac{u_G^2}{x''} + q_G$	$-\frac{1}{T_Y} \cdot (k_p \cdot (\frac{100}{\sigma_p} - \frac{100}{\sigma_{pt}}) + \frac{100}{\sigma_\omega})$	$-\frac{k_p}{T_Y} \cdot \frac{u_d}{x'_d \cos\phi_N}$	...
$-\frac{1}{T_{I,p}} \cdot \frac{u_G^2}{x''} + q_G$	$-\frac{1}{T_{I,p}} \cdot (\frac{100}{\sigma_p} - \frac{100}{\sigma_{pt}})$	$-\frac{1}{T_{I,p}} \cdot \frac{u_d}{x'_d \cos\phi_N}$	...
0	$-\frac{1}{T_{pt}} \cdot \frac{100}{\sigma_{pt}}$	0	...

$-\frac{k_p}{T_Y} \cdot \frac{x^2 \cdot u_d}{x_d \cdot x'_d \cdot x''}$	$\frac{k_p}{T_Y} \cdot \frac{u_d}{x''}$
$-\frac{1}{T_{I,p}} \cdot \frac{x^2 \cdot u_d}{x_d \cdot x'_d \cdot x''}$	$\frac{1}{T_{I,p}} \cdot \frac{u_d}{x''}$
0	0

$$\underline{\underline{B}}_{LR,N} = \begin{array}{|c|c|} \hline -\frac{k_p}{T_Y} \cdot \frac{\ddot{u}_3}{\cos\phi_N} \cdot \frac{p_G}{u_G} & \frac{k_p}{T_Y} \cdot \frac{u_G^2}{T_A \cdot \cos\phi_N} + q_G \\ \hline -\frac{1}{T_{I,p}} \cdot \frac{\ddot{u}_3}{\cos\phi_N} \cdot \frac{p_G}{u_G} & \frac{1}{T_{I,p}} \cdot \frac{u_G^2}{T_A \cdot \cos\phi_N} + q_G \\ \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array}$$

und

$$\underline{\underline{C}}_{LR,N} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 0 & 0 \\ \hline \end{array}$$

(A.4.7)

## A.5 Spannungsregler

=> Anhang zu Abschnitt 2.1.5

### A.5.1 Einfluß der $DT_1$ -Rückführung auf die Stabilität des Spannungsregelkreises bei Inselbetrieb

In Bild A.5.1 ist die Wirkungsweise einer  $DT_1$ -Rückführung innerhalb eines langsamen Spannungsregelkreises in vier Schritten erläutert, Teilbilder a-d. Im Teilbild a ist der gesamte Spannungsregelkreis einschließlich des Übertragungsverhaltens von Generator und Netz vereinfacht dargestellt; im benachbarten Teilbild e sind die zugehörigen, sich für die beiden Betriebszustände "Inselbetrieb" und "Verbundbetrieb" ergebenden Parameterwerte des Übertragungsgliedes "Generator+Netz" aufgelistet [13].

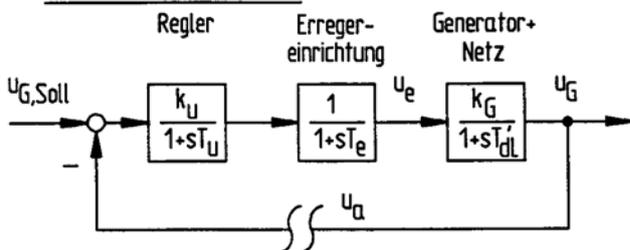
Der Regler des betrachteten Spannungsregelkreises besitze ein träges  $PT_1$ -Verhalten ohne I-Anteil, in der Erregereinrichtung sei  $k_e = 1$ .

Die Verstärkung  $k_G$  zwischen der bezogenen Erregerspannung  $u_e$  und der Generatorklemmenspannung  $u_G$  läßt sich für Inselbetrieb mit  $i_G \approx 0$ ,  $\omega_G = 1$  direkt aus Gl. (2.18) ablesen, da dabei wegen  $u_G \approx u_e$  gilt:  $k_G \approx 1$ . Dynamisch ist dabei die Generator-Leerlaufzeitkonstante  $T'_{d0}$  wirksam. Im Teilbild f sind die Frequenzgänge des offenen Spannungsregelkreises für unterschiedliche Betriebszustände und Reglereinstellungen dargestellt und zwar:

- durchgezogen ( ——— ) der Frequenzgang für Inselbetrieb ohne  $DT_1$ -Rückführung und so hoch eingestellter P-Verstärkung  $k_U$ , daß die Stabilitätsgrenze nach Nyquist gerade erreicht wird,
- gestrichelt ( - - - - - ) der Frequenzgang für Verbundbetrieb ohne  $DT_1$ -Rückführung mit gleich hoher Reglerverstärkung  $k_U$  und
- strichpunktiert ( - . - . - ) der Frequenzgang für Inselbetrieb mit  $DT_1$ -Rückführung und ebenfalls unverändert hoher Reglerverstärkung  $k_U$ .

Wie man den Blockschaltbildern a-d und der Frequenzgangdarstel-

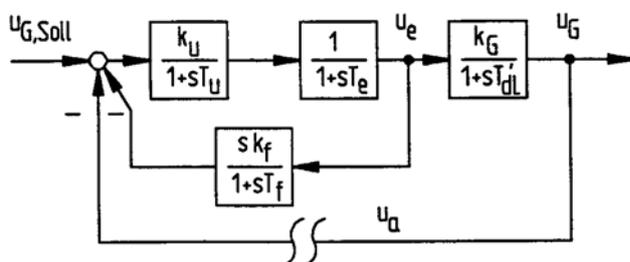
a) Vereinfachter Spannungsregelkreis eines Generators am Netz



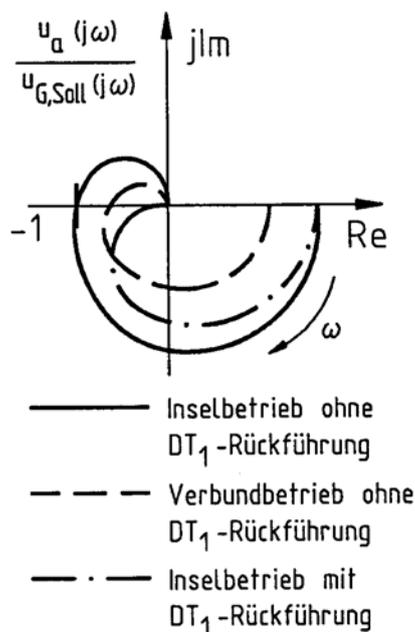
e) Parameterbereiche von Generator u. Netz bei Insel- und Verbundbetrieb

Parameter	$k_G$	$T'_{dL}$
Inselbetrieb	1	$T'_{do}$
Verbundbetrieb	$0 \leq k_G \leq 1$	$T'_d \leq T'_{dL} \leq T'_{do}$

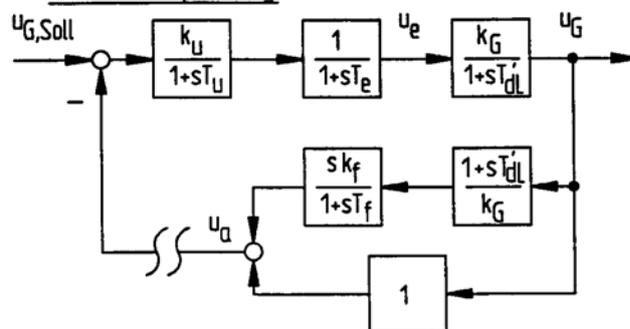
b) Einführung einer  $DT_1$ -Rückführung zur Stabilisierung des Spannungsregelkreises



f) Frequenzgänge des offenen Spannungsregelkreises



c) Verlagerung der  $DT_1$ -Rückführung auf die Generatorspannung



d) "Auslagerung" der trägen Erregereinrichtung durch geeignete Wahl der  $DT_1$ -Rückführ-Parameter

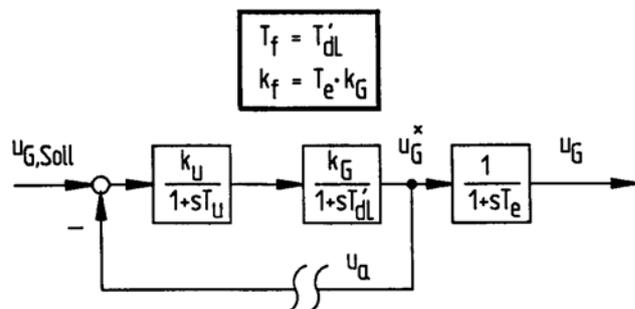


Bild A.5.1: Erläuterung der stabilisierenden Wirkung einer  $DT_1$ -Rückführung in einem langsamen Spannungsregelkreis<sup>1</sup>

lung  $f$  entnimmt, läßt sich mit der  $DT_1$ -Rückführung der Spannungsregelkreis absolut stabilisieren; selbst der kritische Inselbetrieb kann trotz hoher Verstärkung  $k_u$  beherrscht werden. Dies beruht letztlich auf der Tatsache, daß mit den im Teilbild d angegebenen Rückführ-Parametern der Einfluß der trägen Erregereinrichtung aus dem Regelkreis vollständig entfernt werden kann, was dessen Nennergrad um 1 erniedrigt.

### A.5.2 Linearisierung

Die Differentialgleichungen des Spannungsreglers lauten am Arbeitspunkt:

- Erregerspannung:

$$\Delta \dot{u}_e = - \frac{1}{T_e} \cdot \left( k_e + \frac{k_u \cdot k_f}{T_f} \right) \cdot \Delta u_e + \frac{1}{T_e} \cdot \Delta x_u + \frac{k_u}{T_f} \cdot \Delta x_f - \frac{k_u}{T_e} \cdot \Delta u_G + \frac{k_u}{T_e} \cdot \Delta u_{PDG} , \quad (\text{A.5.1.a})$$

- Zustand  $x_u$ :

$$\Delta \dot{x}_u = \frac{1}{T_u} \cdot \Delta x_f - \frac{k_f}{T_f \cdot T_u} \cdot \Delta u_e - \frac{1}{T_u} \cdot \Delta u_G + \frac{1}{T_u} \cdot \Delta u_{PDG} \quad \text{und} \quad (\text{A.5.1.b})$$

- Zustand  $x_f$ :

$$\Delta \dot{x}_f = - \frac{1}{T_f} \cdot \Delta x_f + \frac{k_f}{T_f^2} \cdot \Delta u_e . \quad (\text{A.5.1.c})$$

Daraus ergeben sich durch Umsortierung die Zustandsgleichung sowie die Systemmatrizen zu:

$$\Delta \dot{\underline{x}}_{SR} = \Delta \begin{bmatrix} u_e \\ x_u \\ x_f \end{bmatrix} = \underline{A}_{SR} \cdot \Delta \underline{x}_{SR} + \underline{b}_{SR,PDG} \cdot \Delta u_{PDG} + \underline{B}_{SR,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_G, \quad ((2.31.a))$$

$$\Delta y_{SR} = \Delta u_e = \underline{c}_{SR} \cdot \Delta \underline{x}_{SR}, \quad ((2.31.b))$$

$$\underline{A}_{SR} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline - \frac{1}{T_e} \left( k_e + k_u \frac{k_f}{T_f} \right) & \frac{1}{T_e} & \frac{k_u}{T_e} \\ \hline - \frac{1}{T_u} \cdot \frac{k_f}{T_f} & 0 & \frac{1}{T_u} \\ \hline \frac{1}{T_f} \cdot \frac{k_f}{T_f} & 0 & - \frac{1}{T_f} \\ \hline \end{array} ,$$

$$\underline{b}_{SR,PDG} = \begin{bmatrix} \frac{k_u}{T_e} \\ \frac{1}{T_u} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \underline{B}_{SR,N} = \begin{bmatrix} -\frac{k_u}{T_e} & 0 \\ -\frac{1}{T_u} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

und

$$\underline{c}_{SR} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.5.2})$$

### A.6 Pendeldämpfungsgerät

=> Anhang zu Abschnitt 2.1.6

Die Differentialgleichungen des Pendeldämpfungsgerätes nach Bild 2.12.b lauten:

$$\Delta \dot{x}_1 = -\frac{1}{T_{WO}} \cdot \Delta x_1 + \frac{k_\omega}{T_{WO}} \cdot \Delta \omega_G, \quad (\text{A.6.1.a})$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x}_2 = & -\frac{1}{T_2} \cdot \Delta x_2 - \left(\frac{T_1}{T_2} - 1\right) \cdot \frac{1}{T_2} \cdot \Delta x_1 \\ & + k_\omega \cdot \left(\frac{T_1}{T_2} - 1\right) \cdot \frac{1}{T_2} \cdot \Delta \omega_G \end{aligned} \quad (\text{A.6.1.b})$$

und

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x}_3 = & -\frac{1}{T_4} \cdot \Delta x_3 - \left(\frac{T_3}{T_4} - 1\right) \cdot \frac{1}{T_4} \cdot \Delta x_2 \\ & - \frac{T_1}{T_2} \cdot \left(\frac{T_3}{T_4} - 1\right) \cdot \frac{1}{T_4} \cdot \Delta x_1 + k_\omega \cdot \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_3}{T_4} \cdot \left(\frac{T_3}{T_4} - 1\right) \cdot \frac{1}{T_4} \cdot \Delta \omega_G, \end{aligned}$$

die Ausgangsgleichung ergibt sich zu:

$$\Delta u_{PDG} = -\Delta x_3 - \frac{T_3}{T_4} \cdot \Delta x_2 - \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_3}{T_4} \cdot \Delta x_1 + k_\omega \cdot \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_3}{T_4} \cdot \Delta \omega_G.$$

Durch Umsortieren läßt sich daraus die Zustandsgleichung

$$\Delta \dot{\underline{x}}_{PDG} = \Delta \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \underline{A}_{PDG} \cdot \Delta \underline{x}_{PDG} + \underline{B}_{PDG,G} \cdot \Delta \underline{x}_G, \quad ((2.33.a))$$

$$\Delta y_{PDG} = \Delta u_{PDG} = \underline{c}_{PDG} \cdot \Delta \underline{x}_{PDG} + \underline{d}_{PDG,G} \cdot \Delta \underline{x}_G \quad ((2.33.b))$$

mit den Systemmatrizen

$$\underline{A}_{PDG} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline -\frac{1}{T_{WO}} & 0 & 0 \\ \hline -\frac{T_1 - T_2}{T_2} \cdot \frac{1}{T_2} & -\frac{1}{T_2} & 0 \\ \hline -\frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_3 - T_4}{T_4} \cdot \frac{1}{T_4} & -\frac{T_3 - T_4}{T_4} \cdot \frac{1}{T_4} & -\frac{1}{T_4} \\ \hline \end{array}$$

$$\underline{B}_{PDG,G} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline 0 & \frac{k_\omega}{T_{WO}} & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & k_\omega \cdot \frac{T_1 - T_2}{T_2^2} & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & k_\omega \cdot \frac{T_3 - T_4}{T_4^2} \cdot \frac{T_1}{T_2} & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array}$$

$$\underline{C}_{PDG} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline -\frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_3}{T_4} & -\frac{T_3}{T_4} & -1 \\ \hline \end{array}$$

und

$$\underline{d}_{PDG,G} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline 0 & k_\omega \cdot \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_3}{T_4} & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad (\text{A.6.2})$$

angeben.

### A.7 Frequenz- und spannungsabhängiges Verbraucherteilnetz

=> Anhang zu Abschnitt 2.3

Aus Bild 2.13.c läßt sich die Zustandsgleichung des Verbraucherteilnetz-Modells mit Leistungsausgang direkt zu

$$\Delta \dot{\underline{x}}_V = \Delta \begin{bmatrix} x_f \\ x_u \\ x_\phi \end{bmatrix} = \underline{A}_V \cdot \Delta \underline{x}_V + \underline{B}_{V,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V, \quad (\text{A.7.1.a})$$

$$\Delta \underline{y}'_V = \Delta \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}_V = \underline{C}'_V \cdot \Delta \underline{x}_V + \underline{D}'_{V,N} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V \quad (\text{A.7.1.b})$$

angeben, die zugehörigen Systemmatrizen ergeben sich dabei zu:

$$\underline{\underline{A}}_V = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_1} & 0 & -\frac{1}{T_1 \cdot T_V \cdot \Omega_N} \\ 0 & -\frac{1}{T_1} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_V} \end{bmatrix}, \quad \underline{\underline{B}}_{V,N} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{T_1 \cdot T_V \cdot \Omega_N} \\ \frac{1}{T_1 \cdot u_V} & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_V} \end{bmatrix}$$

$$\underline{\underline{C}}'_V = p_V \cdot \begin{bmatrix} (k_{pf} - \frac{T_{pf}}{T_1}) & (k_{pu} - \frac{T_{pu}}{T_1}) & -\frac{T_{pf}}{T_1} \cdot \frac{1}{T_V \cdot \Omega_N} \\ 0,8 \cdot (k_{qf} - \frac{T_{qf}}{T_1}) & 0,8 \cdot (k_{qu} - \frac{T_{qu}}{T_1}) & -0,8 \cdot \frac{T_{qf}}{T_1} \cdot \frac{1}{T_V \cdot \Omega_N} \end{bmatrix}$$

und

$$\underline{\underline{D}}'_{V,N} = p_V \cdot \begin{bmatrix} \frac{T_{pu}}{T_1} \cdot \frac{1}{u_V} & \frac{T_{pf}}{T_1} \cdot \frac{1}{T_V \cdot \Omega_N} \\ 0,8 \cdot \frac{T_{qu}}{T_1} \cdot \frac{1}{u_V} & 0,8 \cdot \frac{T_{qf}}{T_1} \cdot \frac{1}{T_V \cdot \Omega_N} \end{bmatrix} \quad (\text{A.7.1.c})$$

Um das Verbraucherteilnetz-Modell mit dem Netz koppeln zu können, muß als Ausgangsgröße - analog zum Synchrongenerator - der Klemmenstrom  $\Delta \underline{i}_V$  verwendet werden. Aus der umgestellten und auf den Verbraucher angewandten Leistungsgleichung (2.24) erhält man für kleine Abweichungen vom Arbeitspunkt die linearisierte Stromgleichung

$$\Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_V = \underbrace{\frac{1}{u_V^2} \cdot \begin{bmatrix} u_R & u_I \\ u_I & -u_R \end{bmatrix}}_{\underline{\underline{D}}^*} \cdot \Delta \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}_V - \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{p_V \cdot u_{R,V} + q_V \cdot u_{I,V}}{u_V^3} & \frac{p_V \cdot u_{I,V} - q_V \cdot u_{R,V}}{u_V^2} \\ \frac{p_V \cdot u_{I,V} - q_V \cdot u_{R,V}}{u_V^3} & \frac{p_V \cdot u_{R,V} + q_V \cdot u_{I,V}}{u_V^2} \end{bmatrix}}_{\underline{\underline{D}}^{**}} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V \quad (\text{A.7.2})$$

aus welcher sich mit Gl. (A.7.1.b) die endgültige Ausgangsgleichung des Verbraucherteilnetzes zu

$$\Delta y_V = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_V = \underbrace{\underline{\underline{D}}^* \cdot \underline{\underline{C}}'_V}_{\underline{\underline{C}}_V} \cdot \Delta x_V + \underbrace{(\underline{\underline{D}}^* \cdot \underline{\underline{D}}'_{V,N} - \underline{\underline{D}}^{**})}_{\underline{\underline{D}}_{V,N}} \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V \quad (\text{A.7.3})$$

ergibt. In dieser Beziehung ist auch der Spezialfall des sta-

tischen Impedanzverbrauchers, welcher oftmals bei vereinfachten Stabilitätsuntersuchungen Verwendung findet, mit enthalten. In diesem Fall gilt für die Ausgangsgleichung

$$\Delta y_V = \Delta \begin{bmatrix} i_R \\ i_I \end{bmatrix}_V = (\underline{D}^* \cdot \underline{D}'_{V,N} - \underline{D}^{**}) \cdot \Delta \begin{bmatrix} u \\ \phi_u \end{bmatrix}_V \quad (\text{A.7.4})$$

Die Durchschaltmatrix  $\underline{D}'_{V,N}$  hat sich dabei aufgrund der reinen Spannungsabhängigkeit zu

$$\underline{D}'_{V,N} = p_V \cdot \begin{bmatrix} \frac{T_{pu}}{T_1} \cdot \frac{1}{u_V} & 0 \\ 0,8 \cdot \frac{T_{qu}}{T_1} \cdot \frac{1}{u_V} & 0 \end{bmatrix} = \frac{p_V}{u_V} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 0 \\ \frac{q_V}{p_V} \cdot 2 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.7.5})$$

vereinfacht, der Zustandsvektor  $\underline{x}_V$  und die Zustandsdifferentialgleichung (A.7.1.a) sind entfallen.

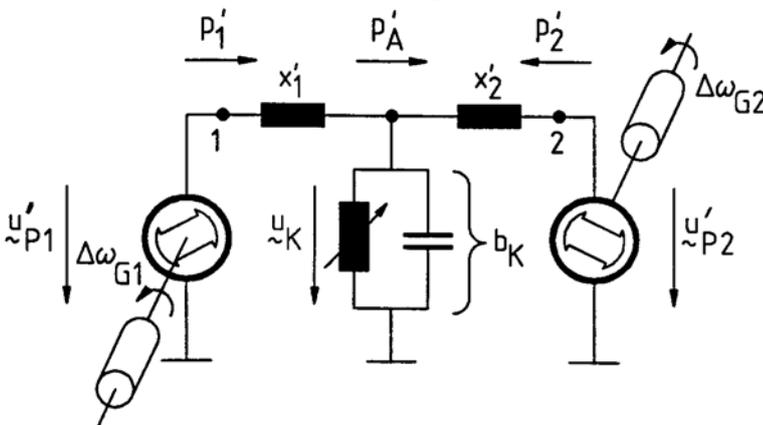
## A.8 Geregelter Blindleistungskompensator

=> Anhang zu Abschnitt 2.4

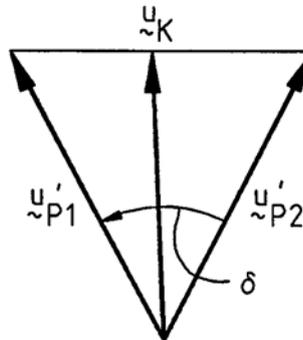
### A.8.1 Herleitung des Regelgesetzes II "Stabilisierung durch Spannungsmodulation auf Leitungen"

Ein geregelter Blindleistungskompensator sei in der Mitte einer

#### a) Einphasiges Ersatzschaltbild



#### b) Spannungszeigerdiagramm



**Bild A.8.1:** Vereinfachtes Ersatzmodell eines geregelten Kompensators zwischen zwei Teilnetzen

Kuppelleitung zwischen zwei Teilnetzen installiert, s.

Bild A.8.1.a. Als Eingangssignal stehe die Kompensatorspannung  $u_K$  gemäß Bild A.8.1.b zur Verfügung.

Über die Kuppelleitung fließe die transiente Austauschleistung  $p_A'$  gemäß

$$p_A' = \frac{u_{P1}' \cdot u_{P2}'}{x_{1,2}'} \cdot \sin\delta; \quad (\text{A.8.1.a})$$

die effektive Leitungsreaktanz  $x_{1,2}'$  ergibt sich dabei aus den Einzelreaktanzen durch Stern-Dreieck-Umwandlung zu:

$$x_{1,2}' = x_1' + x_2' - x_1' \cdot x_2' \cdot b_K. \quad (\text{A.8.1.b})$$

Der Leistungsfluß ist somit durch die Kompensatorsuszeptanz  $b_K$  steuerbar und kann damit so beeinflußt werden, daß er in den beiden Ersatzgeneratoren zusätzliche Dämpfungsmomente hervorruft. Linearisiert man Gl. (A.8.1.a), so erhält man

$$\Delta p_A' = \Delta p_1' - \Delta p_2' = \overbrace{\frac{x_1' \cdot x_2'}{x_{1,2}'} \cdot u_{P1}' \cdot u_{P2}' \cdot \sin\delta \cdot \Delta b_K}^{k_{p,b}} + \overbrace{\frac{u_{P1}' \cdot u_{P2}'}{x_{1,2}'} \cdot \cos\delta \cdot \Delta\delta}^{k_{p,\delta}}. \quad (\text{A.8.2})$$

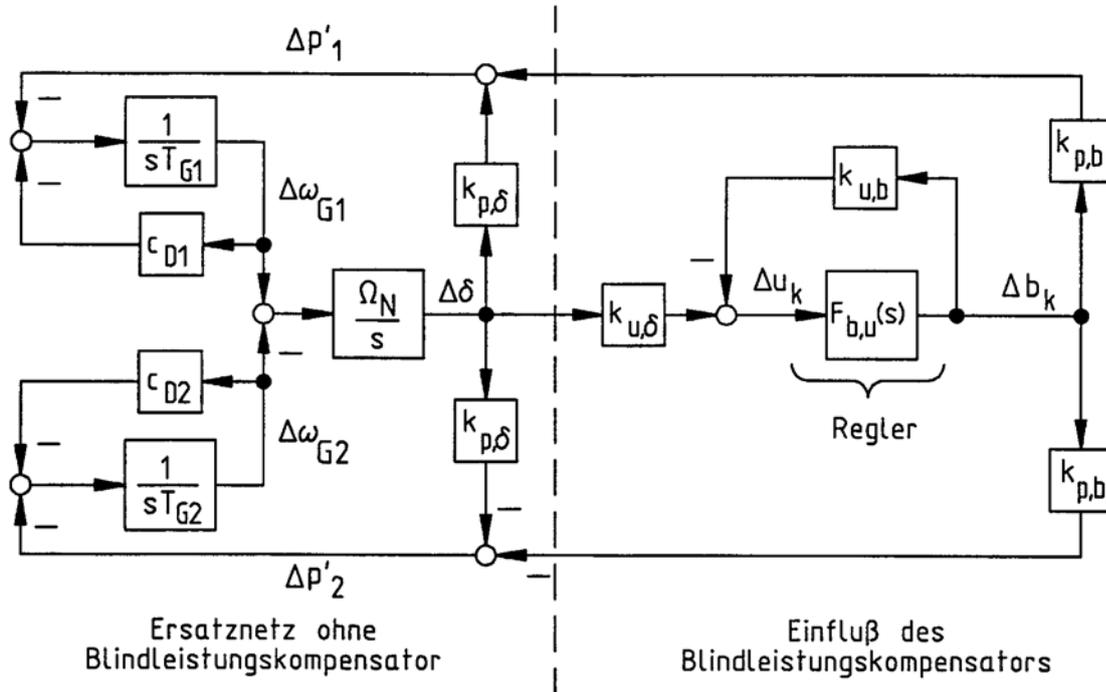
Zusammen mit den Bewegungsgleichungen der Generatoren läßt sich daraus das regeldynamische Blockschaltbild A.8.2 angeben, mit welchem die Herleitung des Regelgesetzes II folgendermaßen durchgeführt werden kann:

Eine Spannungsänderung in der Leitungsmitte kann sowohl vom Belastungswinkel  $\Delta\delta$  als auch von der Kompensatorsuszeptanz  $\Delta b_K$  gemäß

$$\Delta u_K = -k_{u,\delta} \cdot \Delta\delta + k_{u,b} \cdot \Delta b_K \quad (\text{A.8.3})$$

verursacht werden. Die beiden Beeinflussungsfaktoren  $k_{u,\delta}$ ,  $k_{u,b}$  hängen dabei sowohl vom Einbauort des Kompensators als auch vom Lastfluß ab und können z.B. durch eine Lastflußrechnung ermittelt werden.

Die Übertragungsfunktion  $F_{b,u}(s)$  des Kompensatorreglers soll nun so vorgegeben werden, daß für alle auftretenden Pendelfrequenzen  $\omega_p$  in den beiden Generatoren zusätzliche positive Dämpfungs- und Rückstellmomente gemäß



**Bild A.8.2:** Regeldynamisches Blockschaltbild eines zwischen zwei Teilnetzen angeordneten geregelten Kompensators (Regelgesetz II)

$$\Delta m_K(j\omega_p) = \frac{c_K}{1 + j\omega_p \cdot T_K} \cdot \overbrace{(\Delta\omega_{G1} - \Delta\omega_{G2})}^{\Delta\omega_G}$$

$$\stackrel{!}{=} - \frac{\Omega_N}{j\omega_p} \cdot k_{u,\delta} \cdot \frac{F_{b,u}(j\omega_p)}{1 - k_{u,b} \cdot F_{b,u}(j\omega_p)} \cdot k_{p,b} \cdot \Delta\omega_G \quad (\text{A.8.4.a})$$

entstehen.

Daraus ergibt sich das gewünschte Regelgesetz II für die "Stabilisierung durch Spannungsmodulation auf Leitungen" unmittelbar zu:

$$F_{b,u}(j\omega_p) = - \frac{j\omega_p \cdot \Omega_N \cdot k_{u,\delta} \cdot k_{p,b} \cdot c_K}{1 + j\omega_p \cdot (T_K - k_{u,b} \cdot \frac{c_K}{\Omega_N \cdot k_{u,\delta} \cdot k_{p,b}})} = \frac{-j\omega_p \cdot T_{1,K}}{1 + j\omega_p \cdot T_{2,K}} \quad (\text{A.8.4.b})$$

und mit  $j\omega_p = s$

$$F_{b,u}(s) = - \frac{s \cdot T_{1,K}}{1 + s \cdot T_{2,K}} \quad (\text{A.8.4.c})$$

A.8.2 Herleitung der Systemmatrizen des geregelten Blindleistungskompensators

Die Systemmatrix  $\underline{A}_K$  und die Steuerungsmatrix  $\underline{B}_{K,N}$  können unter Beachtung der Belegung des Zustandsvektors

$$\underline{x}_K = \begin{bmatrix} x_u \\ x_{wO} \\ x_\varphi \end{bmatrix}$$

direkt aus dem Blockschaltbild 2.14.c zu

$$\underline{A}_K = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{2,K}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_{wO}} & -\frac{1}{\Omega_N \cdot T_V \cdot T_{wO}} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_V} \end{bmatrix}, \quad \underline{B}_{K,N} = \begin{bmatrix} \frac{T_{1,K}}{T_{2,K}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\Omega_N \cdot T_V \cdot T_{wO}} \\ 0 & \frac{1}{T_V} \end{bmatrix}$$

(A.8.5.a)

angegeben werden.

Die Ausgangsgleichung (2.50.b) gewinnt man durch Linearisierung der Strombeziehung  $\underline{i}_K = j \cdot b_K \cdot \underline{u}_K$ , wobei für die Beobachtungsmatrix  $\underline{C}_K$  und die Durchschaltmatrix  $\underline{D}_{K,N}$  noch die Transformationsbeziehung (A.3.25) benötigt wird. Damit gilt:

$$\underline{C}_K = \begin{bmatrix} -u_{I,K} & u_{I,K} \cdot k_{f,K} & u_{I,K} \cdot \frac{k_{f,K}}{T_V \cdot \Omega_N} \\ u_{R,K} & -u_{R,K} \cdot k_{f,K} & -u_{R,K} \cdot \frac{k_{f,K}}{T_V \cdot \Omega_N} \end{bmatrix}$$

und

$$\underline{D}_{K,N} = \begin{bmatrix} u_{I,K} \left( \frac{q_K}{u_K} + k_{u,K} + \frac{T_{1,K}}{T_{2,K}} \right) & \left( \frac{q_K}{u_K} \cdot u_{R,K} - \frac{k_{f,K}}{T_V \cdot \Omega_N} \cdot u_{I,K} \right) \\ -u_{R,K} \left( \frac{q_K}{u_K} + k_{u,K} + \frac{T_{1,K}}{T_{2,K}} \right) & \left( \frac{q_K}{u_K} \cdot u_{I,K} + \frac{k_{f,K}}{T_V \cdot \Omega_N} \cdot u_{R,K} \right) \end{bmatrix}$$

(A.8.5.b)



Für  $t \rightarrow \infty$  folgt aus Gl. (A.9.3.a):

$$\Delta y_{ij\infty} = - \sum_{k=1}^n \operatorname{Re} \{ \underline{g}_{ikj} \}. \quad (\text{A.9.4})$$

Da der Betrag der Klammer in Gl. (A.9.3.a) bei stabilen Eigenwerten beschränkt und kleiner 2 ist, läßt sich mit

$$r_{ikj} = \frac{|\underline{g}_{ikj}|}{|\Delta y_{ij\infty}|} \quad (\text{A.9.5})$$

ein erstes bezogenes Dominanzmaß angeben, welches eine Aussage darüber macht, wie stark das Ausgangssignal  $\Delta y_{ij}(t)$  vom k. Eigenwert innerhalb des ij. Übertragungspfades beeinflusst wird.

Um dabei die in technischen Dynamikmodellen mögliche Kompensationen betragshoher Eigenwerte mit berücksichtigen zu können, wird  $r_{ikj}$  mit dem bezogenen Betrag des Frequenzganges

$$A_{ij}(\lambda_k) = \frac{|G_{ij}(j|\lambda_k|)|}{|G_{ij}(0)|} \quad (\text{A.9.6})$$

des Einzel-Übertragungspfades gewichtet, woraus mit

$$\hat{r}_{ikj} = r_{ikj} \cdot A_{ij}(\lambda_k) \quad (\text{A.9.7})$$

ein neues Dominanzmaß resultiert.

Da dieses Maß nur eine Dominanzaussage bezüglich des ij. Übertragungspfades macht, muß im nächsten Schritt eine Bewertungszahl bezüglich aller p·p Übertragungspfade angegeben werden. Dazu wird zuerst für jeden Übertragungspfad das maximale Ausgangssignal  $\Delta y_{ij\infty\max}$  ermittelt, welches sich bei maximal möglicher Anregung  $\Delta u_{j\max}$  zu

$$\Delta y_{ij\infty\max} = \Delta y_{ij\infty} \cdot \Delta u_{j\max} \quad (\text{A.9.8})$$

ergibt. Mit diesem Ansatz ist gewährleistet, daß auch das zu erwartende maximale Eingangssignal in die Dominanzaussage mit eingeht. Bestimmt man nun für einen Ausgang i das maximal mögliche Ausgangssignal überhaupt, wie es sich bei Anregung mit jeweils einem Eingang j einstellt, so läßt sich abschließend mit

$$\hat{d}_{ikj} = \left| \frac{\hat{c}_{ik} \cdot \hat{b}_{kj}}{\lambda_k} \right| \cdot \frac{1}{|\Delta y_{ij\infty}|} \cdot A_{ij}(\lambda_k) \cdot \frac{|\Delta y_{ij\infty}| \cdot |\Delta u_{j\max}|}{\max_{j=1,p} |\Delta y_{ij\infty} \cdot \Delta u_{j\max}|} \quad (\text{A.9.9})$$

ein Maß angeben, welches die unterschiedliche Bedeutung der ein-

zelen Übertragungspfade in der Dominanzaussage bezüglich des k. Eigenwertes berücksichtigt.

Im letzten Schritt lassen sich durch Maximalwertauswahl und Summation über alle in Bild 3.3 dargestellten p Eingänge und p Ausgänge zwei lediglich von den Eigenwerten abhängende Dominanzmaße, nämlich das Maximalwert-Dominanzmaß

$$\hat{M}_k = \max_{i=1,p} \left[ \max_{j=1,p} \hat{d}_{ikj} \right] \quad (\text{A.9.10.a})$$

und das Summen-Dominanzmaß

$$\hat{S}_k = \sum_{i=1}^p \left[ \sum_{j=1}^p \hat{d}_{ikj} \right] \quad (\text{A.9.10.b})$$

definieren, wobei  $\hat{S}_k$  in Kapitel 3.2 der Anschaulichkeit halber schon in vereinfachter Form gemäß Gl. (3.10.c) eingeführt wurde.

#### A.9.2 Modale Ordnungsreduktion auf dominante Eigenbewegungen

Die Herleitung der Reduktionsmatrix  $\underline{L}$  ist in [31] durchgeführt; hier sollen lediglich die grundsätzlichen Überlegungen dazu wiederholt werden:

Minimiert werden muß für alle  $t \geq 0$  die komplexe Fehlerfunktion

$$\underline{\xi}(t) = \Delta \underline{z}_{T,n}(t) - \underline{L} \cdot \Delta \underline{z}_{T,d}(t). \quad (\text{A.9.11.a})$$

Bei einer sprungförmigen Anregung des Teilnetz-Dynamikmodells mit

$$\Delta \underline{u}_{k,N}(t) = \Delta \underline{u}'_{k,N} \cdot \sigma(t) \quad (\text{A.9.11.b})$$

gilt mit  $\Delta \underline{z}_{T,d}(0) = \underline{0}$  und  $\Delta \underline{z}_{T,n}(0) = \underline{0}$ :

$$\Delta \underline{z}_{T,d}(t) = \underline{\Lambda}_{T,d}^{-1} \cdot (e^{\underline{\Lambda}_{T,d} \cdot t} - \underline{E}_d) \cdot \hat{\underline{B}}_{T,d} \cdot \Delta \underline{u}'_{k,N} \quad (\text{A.9.11.c})$$

und

$$\Delta \underline{z}_{T,n}(t) = \underline{\Lambda}_{T,n}^{-1} \cdot (e^{\underline{\Lambda}_{T,n} \cdot t} - \underline{E}_n) \cdot \hat{\underline{B}}_{T,n} \cdot \Delta \underline{u}'_{k,N}, \quad (\text{A.9.11.d})$$

wobei  $\underline{E}_d$  und  $\underline{E}_n$  Einheitsmatrizen passender Dimension sind. Setzt man als zu minimierendes Gütemaß

$$J = \int_0^{\infty} \underline{\underline{\varepsilon}}^{*T} \cdot \underline{\underline{\varepsilon}} \cdot dt \quad (\text{A.9.11.e})$$

an, so läßt sich aus der Minimierungsbedingung die gesuchte Matrix  $\underline{\underline{L}}$  zu

$$\underline{\underline{L}} = \underline{\underline{\Lambda}}^{-1} (\underline{\underline{B}}_{nd} + (\hat{\underline{\underline{B}}}_{T,n}^{-1} \cdot \underline{\underline{B}}_{dd}^{-1} \cdot \hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d}) (\hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d}^T \cdot \underline{\underline{B}}_{dd}^{-1} \cdot \hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d})^{-1} \cdot \hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d}^T \cdot \underline{\underline{B}}_{dd}^{-1} \cdot \underline{\underline{\Lambda}}_{T,d} \quad (\text{A.9.11.f})$$

mit

$$(\underline{\underline{b}}_{dd})_{i,j} = - \frac{1}{\lambda_i + \lambda_j^*} \cdot (\hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d} \cdot \Delta u'_{k,N} \cdot \Delta u'_{k,N}{}^T \cdot \hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d}^{*T})_{i,j} \quad i, j = 1, \dots, m \quad (\text{A.9.11.g})$$

$$(\underline{\underline{b}}_{nd})_{i,j} = - \frac{1}{\lambda_{m+i} + \lambda_j^*} \cdot (\hat{\underline{\underline{B}}}_{T,n} \cdot \Delta u'_{k,N} \cdot \Delta u'_{k,N}{}^T \cdot \hat{\underline{\underline{B}}}_{T,d}^{*T})_{i,j} \quad \begin{matrix} i = 1, \dots, n-m \\ j = 1, \dots, m \end{matrix} \quad (\text{A.9.11.h})$$

angeben.

### A.9.3 Bestimmung der wesentlichen Zustandsgrößen

Für die in Bild 3.5 dargestellte 1. Zustandsgröße gilt bei sprunghöförmiger Anregung des j. Eingangs mit  $\Delta u_j$  allgemein:

$$\Delta x_{1j}(t) = \Delta u_j \cdot \sum_{k=1}^n \frac{v_{1k} \cdot \hat{b}_{kj}}{\lambda_k} \cdot [e^{\lambda_k \cdot t} - 1]. \quad (\text{A.9.12})$$

Bei stabilen Eigenwerten hängt die Größe der einzelnen Summanden nur von

$$g_{1kj} = \frac{v_{1k} \cdot \hat{b}_{kj}}{\lambda_k} \quad (\text{A.9.13})$$

ab, da der Faktor  $(e^{\lambda_k \cdot t} - 1)$  beschränkt und kleiner 1 ist.

Berücksichtigt man auch unterschiedlich hohe Eingangssprunghöhen  $\Delta u_j$ , so lassen sich - in Analogie zur Ermittlung der Dominanzmaße - zwei Maßzahlen angeben, und zwar das Maximalwert-Wesentlichkeitsmaß

$$P_{1k} = \max_{j=1,p} (\Delta u_j \cdot |g_{1kj}|) \quad (\text{A.9.14.a})$$

und das Summen-Wesentlichkeitsmaß

$$Q_{1k} = \sum_{j=1}^p (\Delta u_j \cdot |g_{1kj}|). \quad (\text{A.9.14.b})$$

$P_{1k}$  macht eine Aussage darüber, ob die Zustandsgröße  $\Delta x_1$  mit der Eigenbewegung  $\Delta z_k$  wesentlich verkoppelt ist [89]. Bei einem klei-

nen Wert von  $P_{lk}$  kann man aber nicht ohne weiteres sagen, daß  $\Delta x_1$  für  $\Delta z_k$  bedeutungslos ist. In diesem Fall ist es wichtig zu wissen, ob die Übertragungspfade, in denen  $P_{lk}$  nicht maximal ist, etwa gleich große oder wesentlich kleinere Werte  $P_{lk}$  aufweisen. Dazu wird die Summe  $Q_{lk}$  benutzt, welche in Kapitel 3.3 der Anschaulichkeit halber schon in vereinfachter Form gemäß Gl. (3.13) eingeführt wurde.

Bei der Reduktion elektrischer Teilnetz-Dynamikmodelle hat sich gezeigt, daß die mittels  $Q_{lk}$  ausgewählten Zustandsgrößen zu besseren Reduktionsergebnissen führten als die mittels  $P_{lk}$  ermittelten. Dies lag konkret daran, daß die mittels  $Q_{lk}$  entstandenen, zu invertierenden Modalmatrizen  $V_{T,dw}$  eine wesentlich bessere Konditionierung [95] aufwiesen als die mittels  $P_{lk}$  gebildeten. Daraus läßt sich schließen, daß die mittels  $Q_{lk}$  ausgewählten Zustandsgrößen die wesentlicheren sind.

#### A.10 Daten des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells

=> Anhang zu Kapitel 6

Leitungsbeläge:

$$R'_L = 0,0 \text{ } \Omega/\text{km}; \quad X'_L = 0,3 \text{ } \Omega/\text{km}; \quad C'_L = 0,0 \text{ S/km.}$$

Transformatoren:

$$U_{Np} = 20 \text{ kV}; \quad U_{Ns} = 220 \text{ kV}; \quad S_{N,Tr1} = 2000 \text{ MVA}; \quad S_{N,Tr2} = 1000 \text{ MVA}; \\ S_{N,Tr3} = 2000 \text{ MVA}; \quad u_{KN} = 1 \text{ } \%. \quad .$$

Generatoren:

$$S_{GN,1} = 3000 \text{ MVA}; \quad S_{GN,2} = 1000 \text{ MVA}; \quad S_{GN,3} = 2000 \text{ MVA}; \quad U_{GN} = 20 \text{ kV}; \\ \cos\phi_N = 1; \quad T_{AG} = 15 \text{ s}; \quad T'_d = 2 \text{ s}; \quad T''_d = T''_q = 0,05 \text{ s}; \quad x_d = 2 \text{ pu}; \\ x'_d = 0,3 \text{ pu}; \quad x''_d = x''_q = 0,1 \text{ pu}; \quad x_q = 0,3 \text{ pu.}$$

Dampfkraftwerke:

$$\alpha_{HD} = 0,3; \quad T_{HD} = 0,5 \text{ s}; \quad T_{ND} = 10 \text{ s}; \quad T_{I,DS} \rightarrow \infty.$$

Wasserkraftwerk:

$$T_W = 3 \text{ s}; \quad T_L = 1 \text{ s}, \quad R_R = 0.$$

## 9. Mathematische Konventionen, Formelzeichen und Indices

### Mathematische Konventionen:

$x:=$ Scalar	$\underline{x}:=$ komplexe Zahl
$\underline{x}:=$ Vektor	$\underline{\underline{x}}:=$ komplexer Vektor
$\underline{\underline{x}}:=$ Matrix	$\underline{\underline{\underline{x}}}:=$ komplexe Matrix

### Formelzeichen

A:= Ventilfläche, Systemmatrix	$\alpha:=$ Leistungsaufteilungsfaktor, Transformatorstufe
a:= bez. Ventilfläche	$\beta:=$ Ansteuerwinkel
B:= Eingangsmatrix	$\Delta:=$ Abweichung
b:= bez. Suszeptanz	$\delta:=$ Generatorlastwinkel
C:= Ausgangsmatrix	$\lambda:=$ Eigenwert
D:= Durchmesser, Durchschaltmatrix	$\Lambda:=$ Eigenwert-Diagonalmatrix
E:= Einheitsmatrix	$\mu:=$ Übersetzungsfaktor
F:= Funktion	$\sigma:=$ Streufaktor, Statik, Eigenwertrealteil
f:= Frequenz, bez. Frequenz	$\varphi:=$ Winkel
H:= Energiehöhe	$\Psi:=$ Flußverkettung
h:= Enthalpie, bez. Energiehöhe	$\psi:=$ bez. Flußverkettung
i:= bez. Strom	$\Omega:=$ Kreisfrequenz
k:= Konstante	$\omega:=$ Kreisfrequenz, bez. Kreisfrequenz, Eigenwertimaginärteil
L:= Induktivität	
m:= bez. Moment	
$\dot{m}:=$ bez. Massenstrom	
n:= bez. Drehzahl	
p:= bez. Wirkleistung, bez. Druck	
Q:= Durchfluß, Summen-Wesentlichkeitsmaß	
q:= bez. Blindleistung, bez. Durchfluß	
S:= Summen-Dominanzmaß	
s:= Laplaceoperator, bez. Scheinleistung	
T:= Zeitkonstante	
t:= Zeit, Transformatorübersetzung	
u:= bez. Spannung, Eingangsgröße	
V:= Eigenvektor, Modalmatrix	
W:= Wesentlichkeitsmaß	
x:= bez. Reaktanz, Zustandsgröße	
y:= bez. Ventilstellung, Ausgangsgröße	
Z:= Impedanz	
z:= Eigenbewegung	

Indices

A:= Anlauf  
a:= Anfang  
B:= Brennstoff  
C:= Kapazitiv  
D:= Dampf, D-Wicklung, Dämpfung  
DE:= Dampferzeuger  
DR:= Drehzahlregler  
DS:= Dampfspeicher  
d:= Längsachse, dominant  
e:= Ende, Erreger, elektrisch  
f:= field, Frequenz  
G:= Generator  
HD:= Hochdruck  
I:= Integral, Imaginärteil  
K:= Kessel, Kompensator, Kurzschluß  
KW:= Kraftwerk  
k:= Koppel  
L:= Leitung, induktiv, Leerlauf  
LR:= Leistungsregler  
M:= motorisch  
N:= Nenn, Netz  
ND:= Niederdruck  
NK:= Netzkomponenten  
n:= nichtdominant  
P:= Polrad, Leistung  
PDG:=Pendeldämpfungsgerät  
PR:= Primärregler  
Q:= Q-Wicklung  
q:= Querachse, Blindleistung  
R:= Reibung, Realteil, ohmsch  
r:= ohmsch, reduziert  
SR:= Spannungsregelung  
T:= Turbine, Teilnetz  
t:= transient  
u:= Spannung, unwesentlich  
V:= Verbraucher, verzögert  
W:= Wasser  
WO:= wash-out  
w:= wesentlich  
  
0:= Anfangswert, elektrische Ableitung

10. Literatur

- [1] **Welfonder, E.:**  
Regelung und Überwachung von Kraftwerken und Netzen  
Vorlesungsmanuskript Universität Stuttgart, 1987
- [2] **Klefenz, G.:**  
Die Regelung von Dampfkraftwerken  
Bibliographisches Institut, Mannheim/Wien/Zürich  
B.I., Wissenschaftsverlag, 1979
- [3] **Heidinger, P.F.:**  
Untersuchung der Netzregelung unter Berücksichtigung der  
Entkopplung der Frequenz-Austauschleistungs-Regelung  
Dissertation Universität Stuttgart, 1965
- [4] **VDI/VDE Richtlinien:**  
Regelung von Synchronmaschinen, Erreger- und Regelein-  
richtungen  
VDI/VDE 3680, Blatt 2, 1983
- [5] **Brandes, W. u. H.J. Haubrich:**  
Lastflußsteuerung in vermaschten Hochspannungsnetzen -  
Modelluntersuchungen und Vergleichsmessungen im Netz  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 84, Heft 23, 1985
- [6] **Bayer, W.:**  
Statische Kompensationseinrichtungen in einem räumlich  
ausgedehnten Netz (Fernübertragung)  
VDI Tagung "Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenre-  
serve", München, 19.-20.2.1986  
VDI Bericht Nr. 582, VDI Verlag, 1986
- [7] **Welfonder, E.:**  
Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Ver-  
brauchern im Netzverbundbetrieb  
Elektrizitätswirtschaft, Heft 20, 1980
- [8] **Handschin, E. u. J. Voss:**  
Strukturierung des elektrischen Energieversorgungssystems  
aus regelungstechnischer Sicht  
Regelungstechnik, Heft 2, 1983
- [9] **Fairney, W., A. Myles, T.M. Whitelegg u. N.S. Murray:**  
Low frequency oscillations on the 275-kV interconnections  
between Scotland and England  
Cigre Paper 31-08, 1982
- [10] **Asal, H.P.:**  
Frequenzhaltung und Stabilität im westeuropäischen Verbund-  
netz  
Elektrizitätsverwertung, 7/8, 1982
- [11] **Zollenkopf K.:**  
Analyse von Leistungspendelungen eines großen Kraftwerks-  
blockes mittels vereinfachtem Blockschaltbild  
ETG-Fachtagung 5, Berlin, 1979
- [12] **Reichert, K., E. Wirth u. G. Köppl:**  
Netzanalyseprogramme, Methoden u. Studien, ein Beitrag zur  
Lösung von Netz- u. Energieversorgungsproblemen  
Brown Boveri Mitteilungen, 1/2, 1983
- [13] **Bonfert, K.:**  
Betriebsverhalten der Synchronmaschinen  
Springer Verlag, 1962

- [14] Schäfer, Th.:  
Entwicklung eines detaillierten Netzdynamikmodells für die  
Untersuchung des Regelverhaltens des westeuropäischen  
Verbundnetzes  
Dissertation Universität Stuttgart, 1987
- [15] Wirth, E., R. Bertschi u. G. Castelli:  
Die Bestimmung und Optimierung der statischen Stabilität  
von Synchrongeneratoren in elektrischen Energienetzen  
Brown Boveri Mitteilungen, 1/2, 1983
- [16] Heffron, W.G. u. R.A. Phillips:  
Effect of modern amplidyne voltage regulators on under-  
excited operation of large turbine generators  
AIEE Transactions of PAS, Vol. 71, August 1952
- [17] Heilemann F.:  
Frequenz- und Leistungspendelungen in elektrischen Verbund-  
netzen, Entstehung und Gegenmaßnahmen  
Dissertation Universität Stuttgart, 1983
- [18] Arcidiacono, V., E. Ferrari, R. Marconato u.  
F. Saccomanno:  
Analysis of factors affecting the damping of low-frequency  
oscillations in multimachine systems  
CIGRE Paper 32-19, 1976
- [19] Schmidt, G.:  
Simulationstechnik  
Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1980
- [20] Schäfer, Th., M. Schmieg, H. Weber u. E. Welfonder:  
POSIM - ein interaktives Netzsimulationsprogramm  
Institutsinterner Bericht der Abteilung Stromerzeugung und  
Automatisierungstechnik (IVD),  
Universität Stuttgart, 1983
- [21] Welfonder, E., Th. Schäfer u. H.P. Asal:  
Regelverhalten des westeuropäischen Verbundnetzes  
Elektrizitätswirtschaft, Heft 20, 1986
- [22] Rafian, M., M.J.H. Sterling u. M.R. Irving:  
Real-time power system simulation  
IEE Proceedings, No.3, 1987
- [23] Acridiacono, V., E. Ferrari, R. Marconato,  
J. Dos Chali u. D. Grandez:  
Evaluation and improvement of electro-mechanical oscillation  
damping by means of eigenvalue - eigenvector analysis.  
Practical results in the central Peru power system  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-99, No.2, 1980
- [24] Abdalla, O.H., S.A. Hassan u. N.T. Tweig:  
Coordinated stabilisation of a multimachine power system  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-103, No.3, 1984
- [25] Germond, A.J. u. R. Podmore:  
Dynamic aggregation of generating unit models  
IEEE on PAS, Vol. PAS-97, No.4, 1978
- [26] Podmore, R.:  
Identification of coherent generators for dynamic equi-  
valents  
IEEE on PAS, Vol. PAS-97, No.4, 1978

- [27] Winkelmann, J.R., J.H. Chow, J.J. Allemong u. P.V. Kokotovic:  
Multi-Time-Scale Analysis of a Power System  
Automatica, Vol. 16, Pergamon Press, 1980
- [28] Newell, R.J., M.D. Risan, L. Allen, K.S. Rao u. D.L. Stuehm:  
Utility experience with coherency-based dynamic equivalents of very large systems  
IEEE Transaction on PAS, Vol. PAS-104, No.11, 1985
- [29] Sauer P.W., D.G. LaGesse, S. Ahmed-Zaid u. M.A. Pai:  
Reduced order modelling of interconnected multimachine power systems using time-scale decomposition  
IEEE Transactions on Power Systems, PWRs-2, No. 2, 1987
- [30] Föllinger, O.:  
Reduktion der Systemordnung  
Regelungstechnik, Heft 11, 1982
- [31] Litz, L.:  
Reduktion der Ordnung linearer Zustandsmodelle mittels modaler Verfahren  
Hochschulverlag Stuttgart, 1979
- [32] Vorbach, A.:  
Wie lassen sich Netzstörungen in den Griff bekommen?  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, 1984
- [33] Arcidiacono, V., E. Ferrari, R. Marconato, T. Brkic, M. Niksic u. M. Kajari:  
Studies and experimental results on electromechanical oscillation damping in Yugoslav power system  
IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, 7.1975
- [34] Gate, E.G. u. D.P. Gelopoulos:  
Time frame notation and time response of models in transient, mid-term and long-term stability programs  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-103, No.1, 1984
- [35] De Moraes, M.E.:  
Beitrag zur Ermittlung der Frequenz- und Spannungsabhängigkeit von Verbraucherteilnetzen mit einer automatischen Meßwerterfassungsanlage  
Dissertation Universität Stuttgart, 1986
- [36] Inoh, H., A. Doi u. H. Kinoshita:  
Analytical method to improve dynamic voltage stability in power systems  
Electrical engineering in Japan, Vol. 101, No.3, 1981
- [37] Cigre Working Group 31-01:  
Static shunt devices for reactive power control  
Cigre Paper No. 31-08, 1974
- [38] Brucoli, M., F. Torelli u. M. Trovato:  
A decentralised control strategy for dynamic shunt VAR compensation in interconnected power systems  
IEE Proceedings, Vol. 132, Pt.C, No.5, 1985
- [39] Grebe, E.:  
Dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme  
Dissertation Universität Dortmund, 1982

- [40] Nelles, D.:  
Dämpfung von Netzpendelungen  
etz Archiv, Band 6, Heft 12, 1984
- [41] Kiwit, W.:  
Der Verbund - national und international  
Elektrizitätswirtschaft, Heft 11, 1987
- [42] UCPTE Jahresbericht 1986 - 1987  
UCPTE Sekretariat der Deutschen Verbundgesellschaft,  
Heidelberg, 1987
- [43] Bär, G. und G. Lein:  
Mögliche Maßnahmen zur Leistungsbereitstellung im Sekunden-  
bereich  
VDI Tagung "Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenre-  
serve", München, 19.-20.2.1986  
VDI Bericht Nr. 582, VDI Verlag, 1986
- [44] Welfonder, E.:  
Regelverhalten von Verbund- und Inselnetzen unter be-  
sonderer Berücksichtigung der wirk- und blindlei-  
stungsseitigen Stellmöglichkeiten  
VDI Tagung "Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenre-  
serve", München, 19.-20.2.1986  
VDI Bericht Nr. 582, VDI Verlag, 1986
- [45] Hoppe, M.:  
Die Regelung von Systemen mit Allpaß-Eigenschaften - darge-  
stellt durch theoretische und experimentelle Untersuchungen  
einer Wasserkraftanlage  
Schriftenreihe des Lehrstuhls für Meß- und Regelungs-  
technik, Abt. Maschienbau, Ruhr-Universität Bochum, Heft  
16, 1981
- [46] VDI/VDE Gesellschaft Meß- und Regelungstechnik:  
Blockregelung von Wärmekraftwerken  
VDI/VDE Richtlinie 3508, 1983
- [47] Lein, G.:  
Instationäre Vorgänge in Anlagen mit hydraulischen Ma-  
schinen  
Vorlesungsmanuskript der Universität Stuttgart, 1988
- [48] Eder, A.:  
Wahl der Reguliergeschwindigkeit von Wasserturbinen  
Elektrizitätswirtschaft, Heft 18, 1980
- [49] Bühler, H.:  
Einführung in die Theorie geregelter Drehstromantriebe  
Birkhäuser Verlag, Basel u. Stuttgart, 1977
- [50] Leonhard, W.:  
Regelung in der elektrischen Energieversorgung  
Teubner Studienbücher, Elektrotechnik, 1980
- [51] IEEE Commitee Report:  
Dynamic models for steam and hydro turbines in power system  
studies  
IEEE Transactions on PAS, Nov./Dec. 1973
- [52] Fork, K. u. D. Nelles:  
Vereinfachter Signalflußplan für Spannungsregler  
Elektrizitätswirtschaft, Heft 22, 1980

- [53] IEEE Working Group on computer modelling of excitation systems:  
Excitation system models for power system stability studies  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-100, No.2, 1981
- [54] Brown, Boveri & Cie.:  
Unitrol Regler als Spannungsregler für Generatoren  
BBC Druckschrift Nr. 3848 D
- [55] Anderson, P.M. u. A.A. Fouad:  
Power System Control and Stability  
Iowa State University Press, 1977
- [56] Wohlfahrt, H.:  
Dämpfung von Leistungspendelungen in elektrischen Energieversorgungssystemen  
Dissertation Universität Dortmund, 1987
- [57] Hernández Millán, R., J.A. Mendoza, C. Cardoza u. A. de Lima:  
Dynamic stability and power system stabilizers - analysis and test on the Venezuelan system -  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-96, No.3, 1977
- [58] Crenshaw, M.L., J.M. Cutler, G.F. Wright u. W.J. Reid, jr:  
Power system stabilizers application in a two - unit - plant, analytical studies and field test  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, No.2, 1983
- [59] Czuba, J.S., L.N. Hannett u. J.R. Willis:  
Implementation of power system stabilizer at the Ludington pumped storage plant  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PWRs-1, No. 1, 1986
- [60] Larsen, E.V. u. D.A. Swann;  
Applying power system stabilizers  
Part I: General concepts  
Part II: Performance objectives and tuning concepts  
Part III: Practical considerations  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-100, No. 6, 1981
- [61] Brown, Boveri & Cie.:  
Die Schlupfstabilisierung  
Druckschrift Nr. CH-E 3.0117.0 D
- [62] Lee, D.C., R.E. Beaulieu u. J.R.R. Service:  
A power system stabilizer using speed and electrical power inputs - design and field experience  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-100, No.9, 1981
- [63] Bayne, J.P., D.C. Lee u. W. Watson:  
A power system stabilizer for thermal units based on derivation of acceleration power  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-96, No. 6, 1977
- [64] Lefebvre, S.:  
Tuning of stabilizers in multimachine power systems  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, No. 2, 1983
- [65] Lim, C.M. und S. Elangovan:  
Design of power system stabilizers in multimachine power systems  
IEE Proceedings, Vol. 132, No. 3, 1985

- [66] **Abe S., u. S. Takeda:**  
Design of power system stabilizer through state variable feedback  
Electrical engineering in Japan, Vol. 100, No. 3, 1980
- [67] **Chen, C.L. u. Y.Y. Hsu:**  
Coordinated synthesis of multimachine power system stabilizers using an efficient decentralized modal control (DMC) algorithm  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRs-2, No.3, 1987
- [68] **Roth A.:**  
Die Identifikation der Leitungsreaktanz zur Realisierung der adaptiven Schlupfstabilisierung  
BBC-Mitteilungen 9, 1983
- [69] **Degn, P. u. T. Østrup:**  
Tuning of power system stabilizers by means of artificially produced power oscillations  
IFAC Symposium on power system, Brüssel, Belgien, 1988
- [70] **Laible, Th.:**  
Abhängigkeit der Wirk- und Blindleistungsaufnahme passiver Netze von Spannungs- und Frequenzschwankungen  
Bull. SEV. 59, 1968
- [71] **Welfonder, E., H. Weber u. B. Hall:**  
Investigations of the frequency and voltage dependence of load part systems using a digital self-acting measuring and identification system  
IEEE Transactions on PAS, Vol. 4, No.1, 1989
- [72] **Welfonder, E. und F. Heilemann:**  
Experimental determination of the transient frequency and voltage dependency of load networks  
5th IFAC Symposium "Identification and System Parameter Estimation", Darmstadt, 24.-28.9.1979
- [73] **Nelles, D.:**  
Bedeutung der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Lasten in Netzplanung und Netzbetrieb  
etz Archiv Band 7, 1985
- [74] **Gutman R., J.J. Keane, M.E. Rahman und O. Veraas:**  
Application and operation of a static var system on a power system - American Electric Power experience  
Part I: System studies  
IEEE Transactions PAS, Vol. PAS 104, No. 7, 1985
- [75] **Hange O., P. Meringdal, H. Frank und K. Engberg:**  
The 360 MVar static compensator in Hasle, Norway  
Cigre Paper No. 31-10, 1982
- [76] **Sawa, T., Y. Shirai, T. Michigami, Y. Sakanaka u. Y. Uemura:**  
A field test of power swing damping by static var compensators  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, 1989
- [77] **Nelles D.:**  
Influence of static compensators on transient stability  
Proceedings of the seventh PSCC, Lausanne, 1981

- [78] Ölwegård A., K. Walve, G. Wåglund, H. Frank und S. Torseng:  
Improvement of transmission capacity by thyristor controlled reactive power  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-100, No. 8, 1981
- [79] Gyugyi L. und E.R. Taylor:  
Characteristic of static, thyristor-controlled shunt compensators for power transmission system application  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-99, No. 5, 1980
- [80] Ooi, B.T. und M.H. Banakar:  
Coordination of static var compensators with long distance radial transmission system for damping improvement  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-103, No. 2, 1984
- [81] Hauth, R.L., T. Humann und R.J. Newell:  
Application of a static var system to regulate system voltage in Western Nebraska  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-97, No. 5, 1978
- [82] O'Brien, M. und G. Ledwich:  
Static reactive - power compensator control for improved system stability  
IEE Proceedings, Vol. 134, No. 1, 1987
- [83] Bolden, R.L., P.J. Wallace und A.W. Grainger:  
Considerations in the improvement of system damping on the South East Australian interconnected system  
Cigre Paper No. 31-05, 1982
- [84] Böcker, H. und H.A. Maier:  
Elektrische Energienetze I+II  
Vorlesungsmanuskript Universität Stuttgart, 1978
- [85] Happold, H. und D. Oeding:  
Elektrische Kraftwerke und Netze  
Springer Verlag, 1978
- [86] Ahmed G.S. und Y.L. Abdel-Magid  
Reduced-order models for dynamic control of power plants based on controllability and observability  
IEE Proceedings, Vol. 134, Pt. C, No. 4, 1987
- [87] Garbow, B.S., J.M. Boyle, J.J. Dongarra und C.B. Moler:  
Matrix Eigensystem Routines - Eispack Guide Extension  
Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 1977
- [88] Föllinger, O:  
Regelungstechnik  
Elitera Verlag, 1978
- [89] Barth, J. und H. Jaschek:  
Ermittlung wesentlicher Zustandsgrößen bei der modalen Ordnungsreduktion  
Automatisierungstechnik, Heft 7, 1985
- [90] Fork F., W. Julig und W. Kaufhold:  
Dämpfung von Leistungsspendelungen durch Beeinflussung der Generatorerregung  
Siemens Energietechnik 3, Heft 1, 1981
- [91] Vournas, C.D. und B.C. Papadias:  
Excitation control schemes in the hellenic interconnected system for the improvement of system dynamic performance  
Cigre Paper No. 39-05, 1984

- [92] **Vournas, C.D. und B.C. Papadias:**  
Power system stabilization via parameter optimization -  
application to the hellenic interconnected system  
IEEE Transactions on PAS, Vol. PWRS-2, No. 3, 1987
- [93] **Epitropakis, E., V. Arcidiacono, E. Ferrari, R. Marconato,  
F. Saccomanno und T. Brkic:**  
Results of some measurements of low-frequency oscillations  
in a european power system with longitudinal structure  
Cigre Paper No. 32-19, 1976
- [94] **UCPTE Jahresbericht 1988**  
UCPTE Sekretariat c/o Bernische Kraftwerke AG  
Bern/Schweiz 1989
- [95] **Engeln-Müllges, G. und F. Reutter**  
Numerische Mathematik für Ingenieure  
BI Wissenschaftsverlag, 1987