

10 Statische Stabilität

10.1 Einleitung

10.1.1 Begriffe und Definitionen

In den bisherigen Überlegungen wird von der Voraussetzung ausgegangen, daß sich das elektrische Energieübertragungssystem im stationären Betriebszustand befindet; d. h. alle Größen, die zur Beschreibung des Systems verwendet worden sind, werden als konstante Größen angesehen. Während dies etwa bei der Lastflußberechnung noch eine durchaus plausible Annahme ist, muß bei der Kurzschluß-Strom-Berechnung darauf hingewiesen werden, daß die dort berechneten Größen nur als Momentanwerte Gültigkeit haben, da jeder Fehler einen transienten Vorgang auslöst. Solange die Fehlerstromberechnung für die Dimensionierung der Schaltanlagen und Schutzeinrichtungen benutzt wird, ist die Betrachtung eines einzigen Zeitpunktes durchaus zulässig. Wenn jedoch das zeitliche Verhalten des gesamten Systems untersucht werden muß, ist für jeden Fehlerfall zu prüfen, ob der synchrone Betrieb aufrechterhalten bleibt.

Ein Synchrongenerator, der mit anderen Generatoren über ein Netz verbunden ist, befindet sich im synchronen Betrieb mit dem Netz und den anderen Maschinen, wenn seine elektrische Drehzahl ω_0 , die durch die mechanische Drehzahl ω_m und die Polpaarzahl p , d. h.

$$\omega_0 = p \omega_m ,$$

gegeben ist, gleich der Winkelfrequenz der Netzspannung an dem Verbindungspunkt ist. Die Aufrechterhaltung des Synchronismus der einspeisenden Generatoren ist Voraussetzung für die unterbrechungsfreie Energieversorgung.

Ein Energieversorgungssystem ist im engeren Sinne im synchronen Betrieb, wenn alle mit ihm verbundenen Synchrongeneratoren mit exakt gleicher elektrischer Winkelgeschwindigkeit betrieben werden. Im praktischen Sinne behält eine Synchronmaschine ihren Synchronismus während eines transienten Vorganges, wenn kein Polradschlüpfen auftritt. Die Eigenschaft eines Übertragungssystems, den Synchronismus zu bewahren, bezeichnet man als Stabilität. Dabei wird zwischen den folgenden beiden Definitionen unterschieden.

Ein elektrisches Energieübertragungssystem befindet sich im Zustand der statischen Stabilität, wenn es nach einer kleinen Störung in einen Zustand übergeht, der mit dem stationären Ausgangszustand identisch ist oder sehr nahe zu ihm liegt. Als kleine Störung bezeichnet man eine Beeinflussung des Systems, die sich entweder zeitlich langsam ändert (z. B. rampenförmige Änderung der Last) oder aber aus kleinen Sprüngen (z. B. kleine Drehmomentsprünge der Antriebsmaschine) besteht. Dadurch ist die Linearisierung der entsprechenden, das System beschreibenden Gleichungen gerechtfertigt. Demzufolge besteht die statische Stabilität in der Untersuchung des Gleichgewichtes zwi-

schen Antriebsmoment der Turbine einerseits und elektrischem Gegenmoment der Systemlast andererseits.

Für die folgenden Überlegungen kann von der Proportionalität zwischen elektrischer Leistung P und elektrischem Drehmoment M_e ausgegangen werden, da die Beziehung

$$M_e = \frac{P}{(\omega_0/p)} = \frac{P}{\omega_m} \quad (10.1-2)$$

für $\omega_0 = \text{konstant}$ gilt. Solange nun nur langsame oder kleine Störungen untersucht werden, ist die Annahme einer konstanten Winkelgeschwindigkeit ω_0 mit guter Näherung gültig.

Ein elektrisches Energieübertragungssystem ist im Zustand der transienten Stabilität in bezug auf eine Folge von Störungen (die nicht klein sind im vorgenannten Sinne), wenn dieser Fehlerfolge der Zustand eines stationären, synchronen Betriebes folgt. Diese Thematik wird ausführlich in Kapitel 14 behandelt, nachdem die dynamische Modellierung von Energieversorgungssystemen in den Kapiteln 11 bis 13 behandelt worden ist. Es ist noch anzumerken, daß der anfängliche Betriebszustand des Energieversorgungssystems und die Fehlerfolge, einschließlich aller topologischen Änderungen des Netzes vollständig definiert sein müssen, um die transiente Stabilität untersuchen zu können.

Aus regelungstechnischer Sicht wird die statische Stabilität als „Stabilität im Kleinen“, die transiente Stabilität als „Stabilität im Großen“ bezeichnet. Es ist an dieser Stelle noch darauf hinzuweisen, daß für die Überprüfung der statischen Stabilität die Regeleinrichtungen des Synchrongenerators und der Antriebsmaschine nicht berücksichtigt werden. Mit anderen Worten wird somit vorausgesetzt, daß die kleinen Störungen bei konstanter Antriebsleistung und konstanter Polradspannung auftreten mögen. Dadurch erhält man die natürliche Stabilitätsgrenze.

10.1.2 Beschreibung der Stabilitätsuntersuchung

Die statische Stabilitätsgrenze eines Synchrongenerators, der in ein großes Netz einspeist, entspricht der maximal übertragbaren Leistung, bevor der Synchronismus verlorengeht, solange die Leistungssteigerung zur Erreichung der Stabilitätsgrenze in kleinen Schritten vollzogen wird. Das einfachste System besteht aus einem Generator, der in ein großes Netz mit starrer Spannung speist. Starre Spannung bedeutet, daß sie weder in ihrem Betrag noch in ihrer Phasenlage durch die Einspeisung des betrachteten Synchrongenerators beeinflußt wird. Ferner wird die Frequenz des starren Netzes durch den betrachteten Synchrongenerator ebenfalls nicht beeinflußt. Dies ist der Fall, wenn die Gesamtleistung der Generatoren des starren Netzes sehr groß ist gegenüber der Leistung des betrachteten Generators.

Natürlich ist dabei unter einem Synchrongenerator nicht nur eine einzige Maschine zu verstehen. Synchrongeneratoren, die direkt oder in unmittelbarer Nachbarschaft parallel geschaltet sind, können zu Ersatzmaschinen mit der jeweiligen Summenleistung zusammengefaßt werden.

Ist diese Voraussetzung des starren Netzes nicht erfüllt, so müssen transiente Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt werden. Diese sind zunächst in räumlich weit ausgedehnten Netzen von Bedeutung, in denen große Leistungen über große Entfernungen übertragen werden. Durch die großen Blockleistungen moderner Kraftwerksanlagen sowie den zugehörigen Übertragungsproblemen bedingt gewinnt die transiente Stabili-

tät jedoch allgemein zunehmend an Bedeutung. Dabei werden analytischen Ansätzen jedoch sehr bald Grenzen gesetzt, so daß für praktische Stabilitätsuntersuchungen weitgehend numerische Simulationsmethoden eingesetzt werden müssen.

Die Thematik der statischen und transienten Stabilität ist außerordentlich groß. Die folgenden Überlegungen dienen der Einführung in ein aktuelles und sehr wichtiges Gebiet. Es muß jedoch an dieser Stelle darauf aufmerksam gemacht werden, daß eine umfassende Behandlung den vorgegebenen Rahmen weit überschreiten würde. Deshalb beschränken sich die Ausführungen in diesem Kapitel auf statische Stabilitätsprobleme einer resp. zweier Kraftwerkeinspeisungen in ein starres Netz.

10.2 Statische Stabilität einer Kraftwerkeinspeisung'

10.2.1 Systemaufbau

Bild 10.2-1 zeigt eine Kraftwerkeinspeisung, die über ein dazwischen liegendes Netz in ein Versorgungssystem mit starrer Spannung speist. Für die Untersuchung der statischen Stabilität muß das Gleichgewicht zwischen dem mechanischen Antriebsmoment des einspeisenden Generators M_a und dem durch die Last des Netzes verursachten elektrischen Momentes M_e in dem interessierenden Betriebszustand untersucht werden.

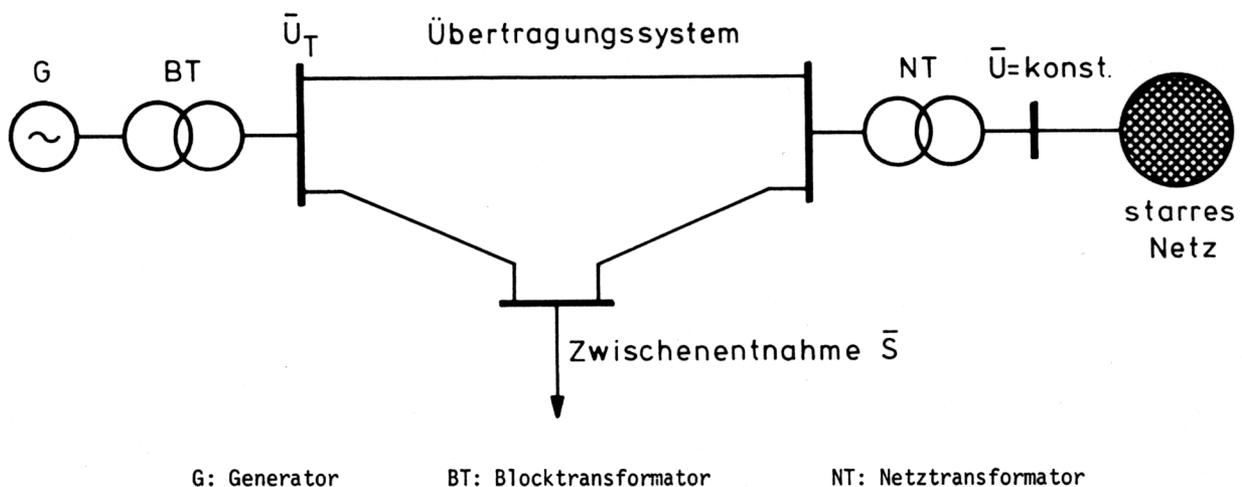


Bild 10.2-1 Systemaufbau eines Energieversorgungssystems, bei dem eine Synchronmaschine über ein Übertragungsnetz, in dem eine Zwischenentnahme von Leistung vorhanden ist, in ein Netz mit starrer Spannung einspeist

Für die weiteren Überlegungen mag aufgrund der Beziehung (10.1-2) zwischen Moment und Leistung folgende Vorüberlegung nützlich sein. Die in das Netz eingespeiste Leistung P hängt von der Polradspannung \bar{E} des Generators und der Klemmenspannung U des starren Netzes sowie dem Phasenwinkel δ zwischen diesen beiden Spannungen ab. Als Referenzachse wird die Richtung der starren Spannung U gewählt. Der Phasenwinkel δ beschreibt die Polradstellung des Generators. Die abgegebene Leistung des Generators P nimmt zu, wenn die Netzlast vergrößert wird. Dadurch vergrößert sich der Phasenwinkel δ bis zu dem Wert, wo das Polrad ein oder mehrere Schlüpfte ausführt. Dadurch fällt die Maschine außer Tritt. Die statische Stabilitätsgrenze wird dabei überschritten.

Diese Überlegungen führen zu folgendem, systematischem Vorgehen. Zunächst wird in Abschnitt 10.2.2 die vom Generator abgegebene Wirkleistung P als Funktion der Polrad- und Klemmenspannung einerseits und dem Phasenwinkel andererseits bestimmt. Die maximal abgegebene Wirkleistung führt zur Formulierung des Stabilitätskriteriums für den vorliegenden Fall in Abschnitt 10.2.3. Anschließend wird in Abschnitt 10.3 gezeigt, wie unter Beachtung weiterer Betriebsbedingungen die maximal übertragbare Leistung für eine Kraftwerkseinspeisung in ein starres Netz bestimmt werden kann. Schließlich wird in Abschnitt 10.4 die statische Stabilität von zwei Kraftwerkseinspeisungen untersucht, um so eine gewisse Verallgemeinerung der Ergebnisse zu erzielen.

10.2.2 Wirkleistungseinspeisung

Die vom Generator in Bild 10.2-1 abgegebene Wirkleistung P kann mit folgender Überlegung berechnet werden. Entsprechend Kapitel 2 gilt für den Synchrongenerator im stationären Zustand die in Tabelle 2-1 gezeigte Ersatzschaltung. Sie besteht aus der Spannungsquelle \bar{E} hinter der synchronen Längsreaktanz jX_d . Stellt man das zwischen Generator und starrem Netz liegende Übertragungssystem durch einen Vierpol dar, so gilt die in Bild 10.2-2 a gezeigte Ersatzschaltung. Faßt man jX_d mit dem Übertragungsnetz in einen Vierpol zusammen, so erhält man die allgemeine Darstellung von Bild 10.2-2 b.

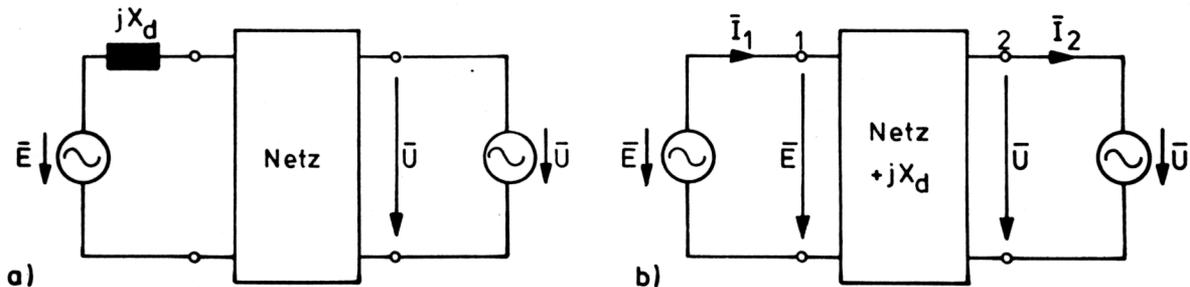


Bild 10.2-2 Einphasiges Ersatzschaltbild des Energieversorgungssystems nach Bild 10.2-1

- Der Vierpol zwischen den Klemmen 1 und 2 enthält nur die Elemente des Übertragungssystems
- Der Vierpol zwischen den Klemmen 1 und 2 enthält neben dem Netz auch die Längsreaktanz jX_d des Synchrongenerators

Die vom Generator über das Übertragungsnetz in das starre Netz fließende Wirkleistung P läßt sich mit der Vierpoldarstellung gemäß Bild 10.2-2 unter Beachtung der Strom- und Spannungsrichtungen berechnen. Für den Generatorstrom \bar{I}_1 resp. den Netzstrom \bar{I}_2 gilt mit den Vierpolimpedanzen und den in Bild 10.2-2 gewählten Stromrichtungen

$$\begin{aligned}\bar{I}_1 &= \frac{1}{\bar{Z}_{11}} \bar{E} - \frac{1}{\bar{Z}_{12}} \bar{U} \\ \bar{I}_2 &= \frac{1}{\bar{Z}_{21}} \bar{E} - \frac{1}{\bar{Z}_{22}} \bar{U} .\end{aligned}\tag{10.2-1}$$

Die Bestimmung der vier Impedanzwerte \bar{Z}_{11} bis \bar{Z}_{22} wird im Anschluß an die Leistungsberechnung vorgenommen. Die dreiphasige Wirkleistung P des Generators ist durch

$$P = \operatorname{Re}\{\bar{S}\} = 3 \operatorname{Re}\{\bar{E}\bar{I}_1^*\} = 3 \left(E^2 \operatorname{Re}\{1/\bar{Z}_{11}^*\} - \operatorname{Re}\left\{ \bar{E}\bar{U}^* \frac{1}{\bar{Z}_{12}^*} \right\} \right) \quad (10.2-2)$$

gegeben. Mit der Polarkoordinatendarstellung für die komplexen Vierpolimpedanzen

$$\bar{Z}_{11} = Z_{11}/\phi_{11} \quad \bar{Z}_{22} = Z_{22}/\phi_{22} \quad \bar{Z}_{12} = Z_{12}/\phi_{12} \quad \bar{Z}_{21} = Z_{21}/\phi_{21} \quad (10.2-3)$$

ergibt sich mit Gl. (10.2-2) für die Wirkleistung P

$$P = 3 \left(\frac{E^2}{Z_{11}} \cos \phi_{11} - \frac{EU}{Z_{12}} \cos(\delta + \phi_{12}) \right) . \quad (10.2-4)$$

Dabei ist der Winkel δ zwischen der Polradspannung \bar{E} und der die Referenzachse definierenden, starren Spannung U definiert. Es ist anzumerken, daß in der Theorie der Synchronmaschine unter dem Polradwinkel normalerweise der Winkel zwischen Polradspannung und Klemmenspannung des Generators verstanden wird. Es ist jedoch hier zweckmäßig, den Phasenwinkel δ nicht als Polradwinkel, sondern als Winkel zwischen Polradspannung und der starren Spannung zu definieren; d. h.

$$\delta = /\bar{E} - /\bar{U} . \quad (10.2-5)$$

Gl. (10.2-4) ist die allgemeine Beziehung für die Leistungskennlinie eines Generators, der über ein beliebiges Netz in ein starres Netz einspeist. Die von der Synchronmaschine eingespeiste Leistung P ist entsprechend Gl. (10.2-4) vom Winkel δ abhängig. Sie kann bis zu einem Maximalwert P_{\max} gesteigert werden. Er wird dann erreicht, wenn in Gl. (10.2-4) die Winkelsumme $(\delta + \phi_{12}) = 180^\circ$ beträgt; d. h.

$$P_{\max} = 3 \left(\frac{E^2}{Z_{11}} \cos \phi_{11} + \frac{EU}{Z_{12}} \right) . \quad (10.2-6)$$

Bei Stabilitätsuntersuchungen können oft die ohmschen Widerstände der Übertragungselemente zwischen Generator und starrem Netz vernachlässigt werden. Setzt man gleichzeitig voraus, daß im Übertragungsnetz keine Wirkleistung entnommen wird, so sind die Impedanzen des Vierpols rein imaginäre Größen; d. h. die Winkel sind $\phi_{11} = \phi_{12} = 90^\circ$. Somit gilt in diesem Fall für die abgegebene Wirkleistung P mit $\bar{Z}_{12} = jX_{12}$ gemäß Gl. (10.2-4)

$$P = 3 \frac{EU}{X_{12}} \sin \delta . \quad (10.2-7)$$

Gl. (10.2-7) ist die Leistungskennlinie einer Einspeisung in ein starres Netz über ein verlustloses Übertragungssystem ohne Zwischenentnahme von Wirkleistung. Die vom Generator eingespeiste Leistung P ändert sich sinusförmig mit dem Winkel δ und erreicht bei $\delta = 90^\circ$ den Maximalwert

$$P_{\max} = 3 \frac{EU}{X_{12}} . \quad (10.2-8)$$

In Bild 10.2-3 ist die Leistungskennlinie gemäß Gl. (10.2-7) aufgetragen. Dabei wird die Leistung P auf den durch Gl. (10.2-8) vorgegebenen Maximalwert P_{\max} bezogen.

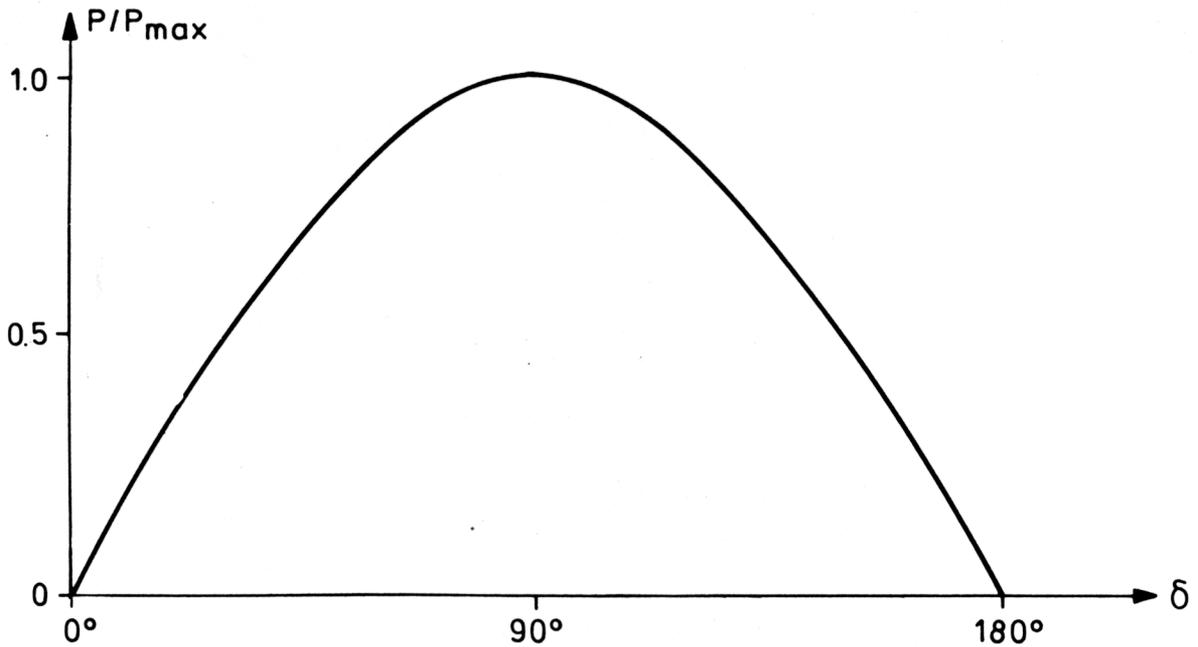


Bild 10.2-3 Leistungskennlinie einer Kraftwerkeinspeisung in ein starres Netz über ein Übertragungssystem ohne Verluste und ohne Zwischenentnahme

Bevor nun die Leistungskennlinie zur Bestimmung des statischen Stabilitätsbereiches verwendet wird, soll noch auf die praktische Bestimmung der Vierpolimpedanzen \bar{Z}_{11} und \bar{Z}_{12} , die für die Bestimmung von P gebraucht werden, eingegangen werden. Schließt man den Vierpol in Bild 10.2-2b auf der rechten Seite, die dem starren Netz entspricht, kurz; d. h. setzt man $U = 0$, so können mit Gl. (10.2-1) die Quotienten \bar{E}/\bar{I}_1 und \bar{E}/\bar{I}_2 berechnet werden. Diese stellen direkt die gesuchten Impedanzen dar, da gilt

$$\bar{E}/\bar{I}_1|_{U=0} = \bar{Z}_{11} \quad \text{und} \quad \bar{E}/\bar{I}_2|_{U=0} = \bar{Z}_{12} . \quad (10.2-9)$$

Zur Berechnung der obigen Quotienten ist es zweckmäßig, das Übertragungssystem zwischen dem Generator und dem starren Netz durch eine einphasige Ersatzschaltung darzustellen. Verwendet man die beiden Hilfsgrößen \bar{Z} und $\bar{\lambda}$ entsprechend den Definitionen

$$\bar{E} = \bar{Z}\bar{I}_2 \quad \text{und} \quad \bar{I}_1 = \bar{\lambda}\bar{I}_2 , \quad (10.2-10)$$

so sind die gesuchten Impedanzen für die Auswertung der Gln. (10.2-4) bis (10.2-8) durch

$$\bar{Z}_{12} = \bar{E}/\bar{I}_2|_{U=0} = \bar{Z} \quad \text{und} \quad \bar{Z}_{11} = \bar{E}/\bar{I}_1|_{U=0} = \bar{Z}/\bar{\lambda} \quad (10.2-11)$$

gegeben.

Zusammenfassend ist festzuhalten, daß die Impedanzwerte \bar{Z}_{11} und \bar{Z}_{12} von der Topologie, den Leitungs- und Transformatorparametern, der synchronen Längsreaktanz sowie der Leistungszwischenentnahme im Übertragungsnetz abhängig sind.

10.2.3 Statisches Stabilitätskriterium

Wie bereits erwähnt, spielt die Lage des Polrades der Synchronmaschine relativ zur starren Spannung U des Netzes eine wichtige Rolle bei der Definition des statischen Sta-

bilitätskriteriums. Bild 10.2-4 zeigt das Polrad einer zweipoligen Synchronmaschine mit $p = 1$ zusammen mit den Zählrichtungen für Winkel und Drehmomente. Der hochgestellte Index „0“ bezeichnet im folgenden den stationären Ausgangszustand. Für die Beziehung zwischen Drehmoment und Leistung wird auf Gl. (10.1-2) verwiesen.

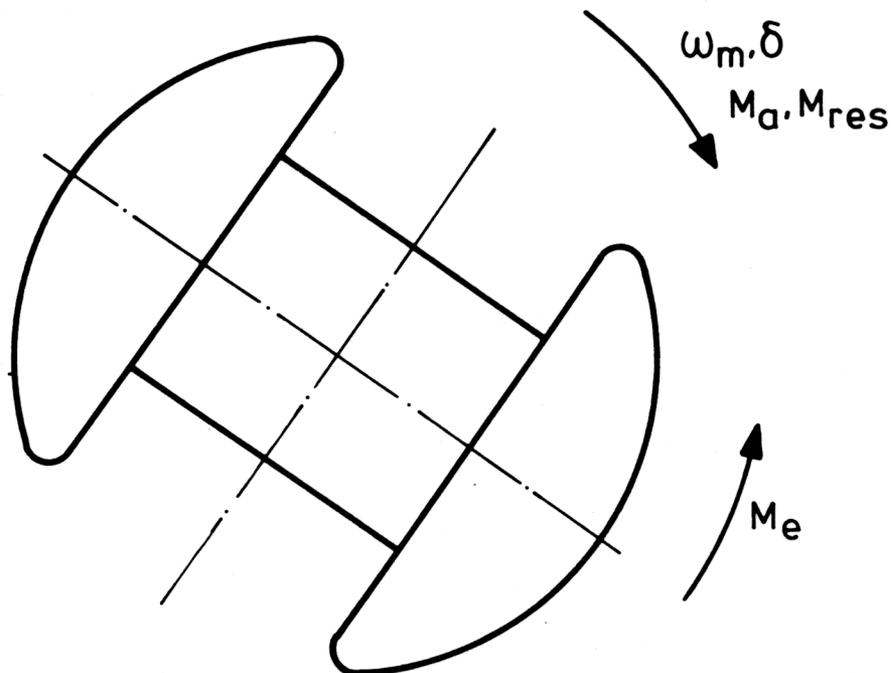


Bild 10.2-4 Festlegung der Zählrichtungen von Winkeln und Drehmomenten

Für eine verlustlose Übertragung gilt für das elektrische Drehmoment M_e^0 mit Gl. (10.2-7) die Beziehung

$$M_e^0(\delta^0) = P^0 / \omega_m^0 = (P_{\max} / \omega_m^0) \sin \delta^0 . \quad (10.2-12)$$

Durch eine externe Störung nehme der Polradwinkel δ^0 um $\Delta\delta$ zu, ohne daß sich jedoch das mechanische Antriebsmoment M_a ändern soll. Deshalb ändert sich das elektrische Moment M_e^0 um ΔM_e . Wegen der Gleichgewichtsbedingung im stationären Zustand vor der Störung

$$M_{\text{res}}^0 = M_a^0 - M_e^0(\delta^0) = 0 \quad (10.2-13)$$

ergibt sich nach der Winkeländerung $\Delta\delta > 0$ für die resultierende Momentenänderung

$$\Delta M_{\text{res}} = M_a^0 - (M_e^0 + \Delta M_e) = -\Delta M_e . \quad (10.2-14)$$

Da im Rahmen der statischen Stabilität nur kleine Winkeländerungen $\Delta\delta$ untersucht werden, so kann Gl. (10.2-14) linearisiert werden

$$\Delta M_e = \left. \frac{\partial M_e}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} \Delta\delta = c \Delta\delta \quad (10.2-15)$$

mit

$$c = (P_{\max} / \omega_m^0) \cos \delta^0 . \quad (10.2-16)$$

Somit kann das resultierende Moment ΔM_{res} entsprechend Gl. (10.2-14) nach einer Störung $\Delta\delta$ wie folgt berechnet werden

$$\Delta M_{\text{res}} = -c \Delta\delta . \quad (10.2-17)$$

Gl. (10.2-16) zeigt, daß die Proportionalitätskonstante c zwischen der Winkeländerung $\Delta\delta$ und dem resultierenden, statisch synchronisierenden Drehmoment ΔM_{res} nur im Bereich $0 \leq \delta^0 \leq 90^\circ$ positiv ist.

Da eine positive Winkeländerung $\Delta\delta > 0$ einer Entlastung des Synchrongenerators (d. h. Beschleunigung des Polrades) entspricht, muß für den statisch stabilen Betrieb das resultierende Moment ΔM_{res} negativ sein; d. h. das Polrad muß abgebremst werden. Ist jedoch die Winkeländerung $\Delta\delta < 0$, d. h. wird die Maschine zusätzlich belastet, so wird das Polrad zunächst abgebremst. Für die Aufrechterhaltung der statischen Stabilität muß nun das resultierende Moment $\Delta M_{\text{res}} > 0$ sein. Aus Gln. (10.2-16) und (10.2-17) folgt, daß diese beiden Bedingungen nur im Bereich

$$0 \leq \delta^0 \leq 90^\circ \quad (10.2-18)$$

erfüllt sind. Man bezeichnet den Bereich (10.2-18) als statisch stabilen Betriebsbereich. Der instabile Betriebsbereich ist durch die Grenzen

$$90^\circ \leq \delta^0 \leq 180^\circ \quad (10.2-19)$$

gegeben. In diesem Bereich ist $c(\delta^0)$ negativ. Damit führt das resultierende Moment ΔM_{res} entsprechend Gl. (10.2-17) immer dazu, daß die ursprüngliche Störung weiter verstärkt wird, so daß das Polrad nicht in die Ursprungslage δ^0 zurückkehren kann. Ist z. B. die Störung $\Delta\delta > 0$, d. h. beschleunigt die Störung das Polrad, so wird nun auch das resultierende Moment $\Delta M_{\text{res}} > 0$ sein. Dadurch wird das Polrad weiter beschleunigt. Statische Stabilität ist somit nicht vorhanden. Bild 10.2-5 zeigt diese Zusammenhänge für das statische, synchronisierende Drehmoment ΔM_{res} a) für den Fall des stabilen Gleichgewichtes und b) für denjenigen des instabilen Gleichgewichtes.

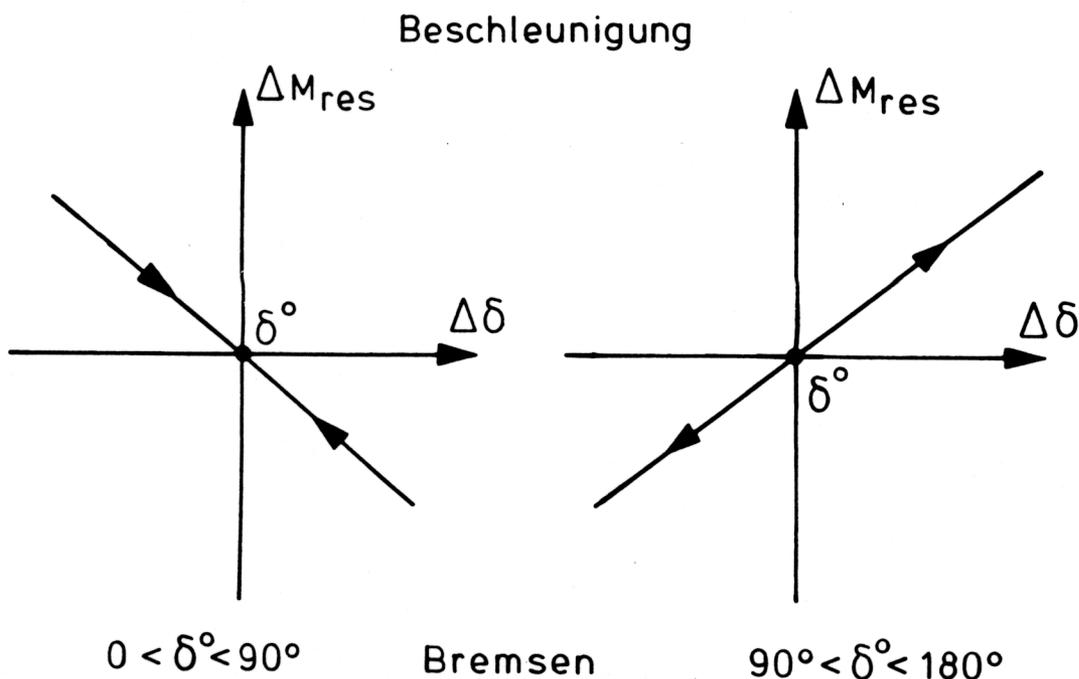


Bild 10.2-5 Statisches, synchronisierendes Moment im stabilen und instabilen Betrieb

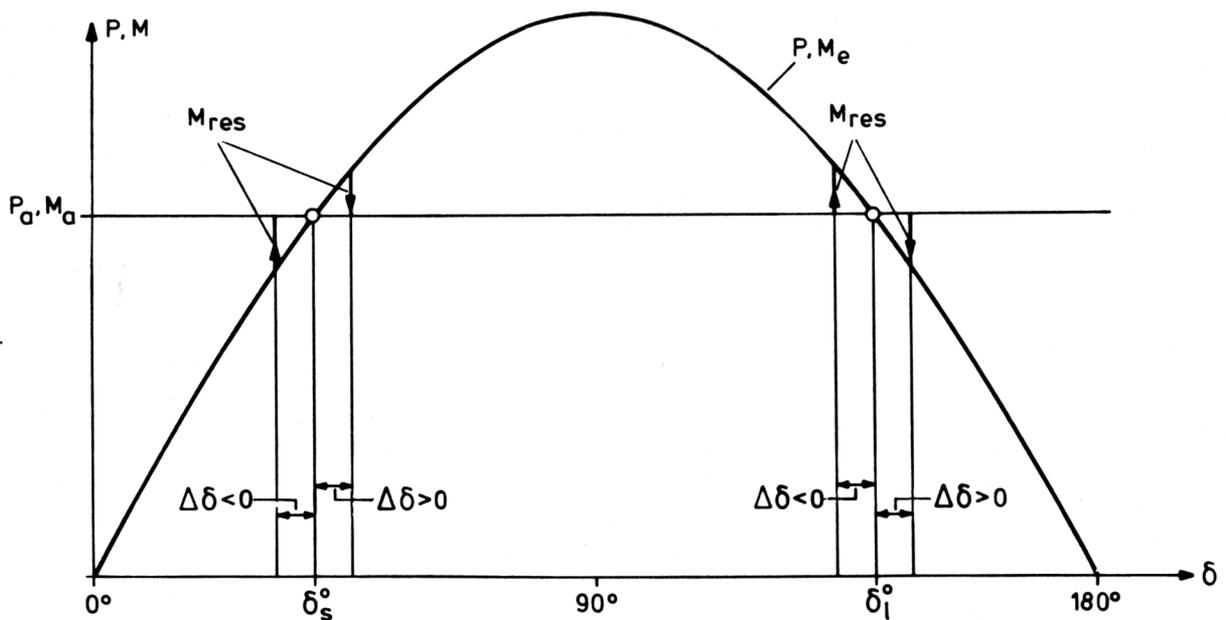


Bild 10.2-6 Stabiler und instabiler Betriebspunkt einer Kraftwerkeinspeisung in ein starres Netz

Bild 10.2-6 zeigt die Momenten- bzw. Leistungskennlinie einer verlustlosen Übertragung. Für ein konstantes Antriebsmoment M_a resp. Antriebsleistung P_a ergeben sich zwei mögliche Betriebspunkte δ_s^0 und δ_1^0 , in denen die Gleichgewichtsbedingung (10.2-13) erfüllt ist.

Entsprechend den vorangegangenen Überlegungen handelt es sich bei δ_s^0 um ein statisch stabiles Gleichgewicht, während δ_1^0 einem instabilen Gleichgewicht entspricht.

Zusammenfassend ist festzuhalten, daß der statisch stabile Bereich einer Kraftwerkeinspeisung in ein starres Netz durch Gl. (10.2-18), d. h. den ansteigenden Ast der Leistungskennlinie gegeben ist. Dabei gilt für den statisch stabilen Bereich

$$\left. \frac{dP}{d\delta} \right|_{\delta = \delta^0} > 0 . \quad (10.2-20)$$

Das instabile Gleichgewicht ist durch die Bedingung

$$\left. \frac{dP}{d\delta} \right|_{\delta = \delta^0} < 0 \quad (10.2-21)$$

gekennzeichnet.

10.3 Grenzleistung einer Kraftwerkeinspeisung

10.3.1 Betriebliche Grenzbedingungen

Nimmt man zwischen dem Generator und dem starren Netz ein Übertragungssystem gemäß Bild 10.2-1 an, so kann die vom Generator abgegebene, maximale Wirkleistung P_{\max} mit Gl. (10.2-6) bestimmt werden. In Abschnitt 10.2 ist von dieser Gleichung ausgehend der statisch stabile Betriebsbereich für den Winkel zwischen Polradspannung \bar{E} und der starren Netzspannung U zu $0 \leq \delta < 90^\circ$ bestimmt worden. Die Grenzleistung P_{\max} ist für den verlustlosen Fall gemäß Gl. (10.2-8) durch die maximale Polradspan-

nung E_{\max} gegeben. In diesem Abschnitt soll nun die Frage untersucht werden, ob und wie Spannungsbegrenzungen im Übertragungsnetz die Grenzleistung P_{\max} bestimmen. Geht man von der vorgegebenen, starren Spannung U aus, so ist zu prüfen, ob der Betrag E der Polradspannung \bar{E} bis zu E_{\max} vergrößert werden kann, wenn Knotenspannungen im Übertragungsnetz durch obere Spannungsbegrenzungen vorgegeben sind. Mit anderen Worten wird in den folgenden Überlegungen die Frage gestellt, unter welchen Bedingungen die statische Stabilitätsgrenze und damit die Grenzleistung P_{\max} durch die maximale Erregerspannung E_{\max} vorgegeben ist und in welchen Fällen die Grenzleistung P_{\max} durch Spannungsbedingungen des Übertragungsnetzes, d. h. $E < E_{\max}$ bei $\delta = 90^\circ$ gegeben ist.

Für die weiteren Überlegungen wird von der in Bild 10.2-1 gezeigten Netzanordnung ausgegangen. Aus betrieblichen Gründen wird dabei die Vorschrift gemacht, daß der Betrag der sekundären Transformator-Klemmenspannung U_T mit derjenigen der starren Spannung U identisch sein soll. Damit soll für die Betriebsbedingung, daß die sekundäre Klemmenspannung aus Gründen der Isolationskoordination die starre Spannung U nicht überschreiten soll, d. h.

$$U_T = U \quad (10.3-1)$$

gezeigt werden, daß die Grenzleistung P_{\max} nun nicht mehr in jedem Fall durch die maximale Erregung E_{\max} des Synchrongenerators gegeben ist, sondern durch die Bedingung $\delta = 90^\circ$ eingeschränkt wird.

Mit anderen Worten, es ist zu untersuchen, unter welchen Bedingungen die Grenzleistung $P_{\max} = f(\delta, E)$ durch $\delta = 90^\circ$ oder $E = E_{\max}$ begrenzt wird, falls aus Gründen der Isolationskoordination Spannungen im Übertragungsnetz begrenzt werden müssen.

10.3.2 Statische Stabilitätsgrenze und Spannungsbedingungen

Eine Synchronmaschine speist gemäß Bild 10.3-1 a über den Blocktransformator und eine Übertragungsleitung die Leistung $\bar{S} = P + jQ$ in ein starres Netz mit der Klemmenspannung U ein. Bild 10.3-1 b zeigt das entsprechende, einphasige Ersatzschaltbild für diese Netzanordnung. Die Grenzleistung P_{\max} ist für den Fall zu bestimmen, daß die Betriebsbedingung (10.3-1) eingehalten werden muß.

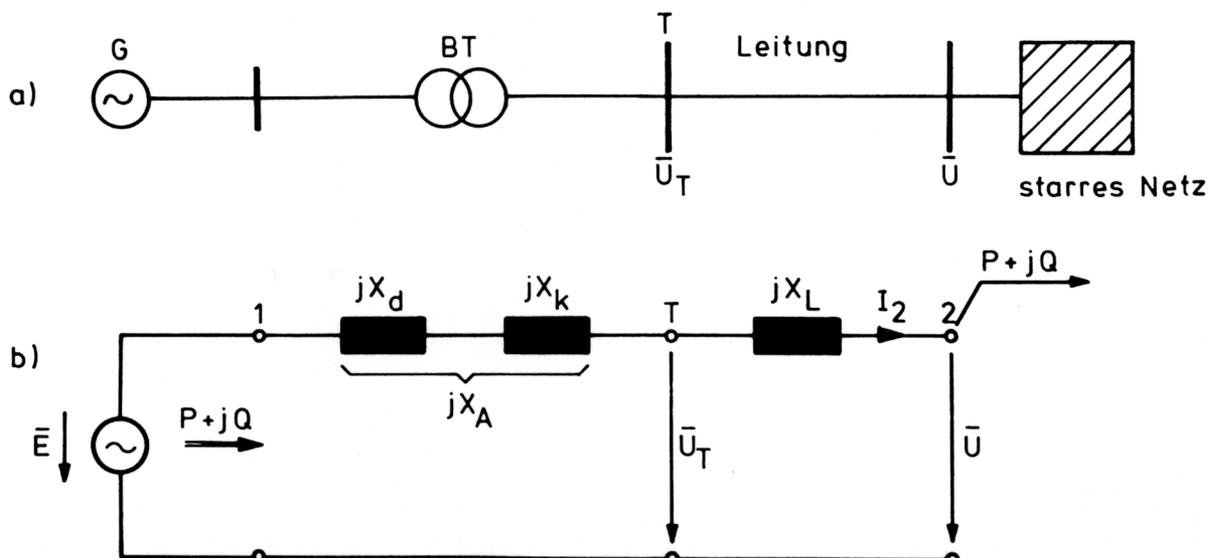


Bild 10.3-1 Kraftwerkeinspeisung in ein starres Netz mit der Betriebsbedingung $U = U_T$

Um den mathematischen Aufwand in Grenzen halten zu können, werden die ohmschen Verluste zwischen Generator und starrem Netz vernachlässigt. Deshalb ist die vom Generator abgegebene Leistung P und die in das starre Netz eingespeiste Wirkleistung identisch. Ferner werden bei der Nachbildung der Übertragungsleitung die Querglieder vernachlässigt.

Die Spannungsbedingung (10.3-1) bewirkt nun, daß die in das Netz eingespeiste Blindleistung Q nicht mehr frei wählbar ist, sondern als Funktion der Wirkleistung P bestimmt werden muß

$$Q = Q(P) . \quad (10.3-2)$$

Um diese Funktion bestimmen zu können, ist es zweckmäßig, den Spannungsabfall $\Delta \bar{U}$ zwischen den in Bild 10.3-1 b bezeichneten Klemmen 1 und 2 zu berechnen. In einem ersten Schritt wird der Spannungsabfall $\Delta \bar{U}'$ zwischen den Sekundärklemmen T des Blocktransformators und dem starren Netz (Klemmen 2) berechnet. Mit der Zerlegung von $\Delta \bar{U}'$ in Längs- und Querspannung entsprechend

$$\Delta \bar{U}' = U'_1 + j U'_q = j X_L \bar{I}_2 \quad (10.3-3)$$

kann das Zeigerdiagramm nach Bild 10.3-2 unter Beachtung der Betriebsbedingung (10.3-1) gezeichnet werden. Daraus folgt die Bedingung

$$(U + U'_1)^2 + (U'_q)^2 = U_T^2 = U^2 , \quad (10.3-4)$$

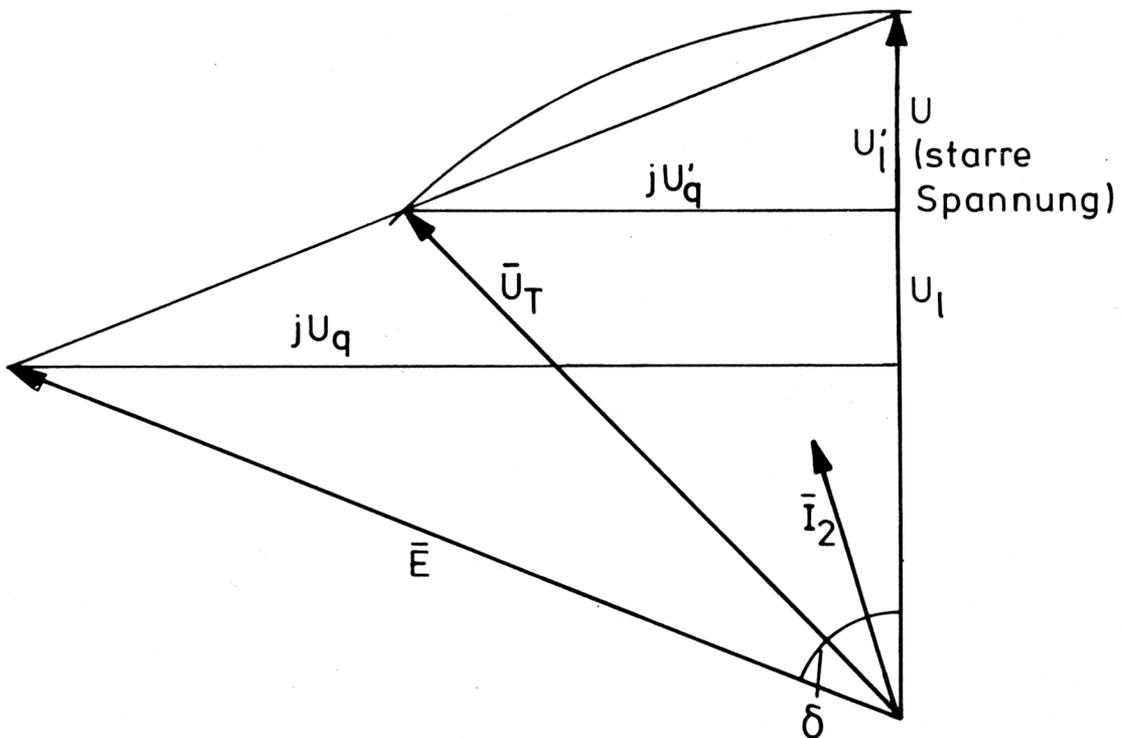


Bild 10.3-2 Zeigerdiagramm zur Berechnung des Spannungsabfalles zwischen Klemmen 1-2

wobei das Vorzeichen von U'_1 ohne Einschränkung der Allgemeingültigkeit der Ergebnisse positiv angenommen worden ist. Nach der Normierung dieser Beziehung mit dem Betrag der starren Netzspannung U erhält man

$$1 = (1 + u_1')^2 + (u_q')^2, \quad (10.3-5)$$

wobei die normierten Größen entsprechend der Definition

$$\Delta \bar{u}' = \Delta \bar{U}'/U = U_1'/U + j U_q'/U = u_1' + j u_q' \quad (10.3-6)$$

verwendet worden sind.

Um in Gl. (10.3-3) den Strom \bar{I}_2 durch die Leistung $P + jQ$ ersetzen zu können, wird nun der gesamte Spannungsabfall zwischen der Polradspannung \bar{E} und der starren Netzspannung U berechnet. Es gilt mit $X = X_A + X_L$

$$\Delta \bar{U} = \bar{E} - \bar{U} = jX\bar{I}_2 = \frac{jX}{3U}(P - jQ), \quad (10.3-7)$$

da der Strom \bar{I}_2 durch die dreiphasig vorgegebene Leistung \bar{S} gemäß

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{S}^*}{3U} = \frac{1}{3} \frac{P - jQ}{U} \quad (10.3-8)$$

gegeben ist. Durch Einsetzen von Gl. (10.3-8) in Gl. (10.3-7) erhält man nach der Normierung mit U

$$\frac{\bar{E}}{U} - 1 = \bar{e} - 1 = \frac{\Delta \bar{U}}{U} = u_1 + j u_q = \frac{XQ}{3U^2} + j \frac{XP}{3U^2}. \quad (10.3-9)$$

Durch Anwendung der Spannungsteilerregel gelten mit dem Reaktanzverhältnis β gemäß

$$\beta = X_L/(X_A + X_L) = X_L/X \quad (10.3-10)$$

für die normierten Spannungsabfälle die Beziehungen

$$u_1' = \beta u_1 \quad \text{und} \quad u_q' = \beta u_q. \quad (10.3-11)$$

Setzt man schließlich Gl. (10.3-11) mit (10.3-10) in (10.3-5) ein, so gilt für den normierten Spannungsabfall die Beziehung

$$1 = (1 + \beta u_1)^2 + (\beta u_q)^2. \quad (10.3-12)$$

Löst man diese Beziehung nach dem Längsspannungsabfall u_1 auf, so erhält man

$$u_1 = (1/\beta)(-1 \pm \sqrt{1 - (\beta u_q)^2}). \quad (10.3-13)$$

Dies stellt die gesuchte Funktion (10.3-2) für die Blindleistung dar, denn entsprechend Gl. (10.3-9) gilt für den normierten Längsspannungsabfall

$$u_1 = (XQ)/(3U^2) \quad (10.3-14)$$

und den normierten Querspannungsabfall

$$u_q = (XP)/(3U^2). \quad (10.3-15)$$

Der die statische Stabilität bestimmende Spannungswinkel δ ist entsprechend Bild 10.3-2 durch die Beziehung

$$\delta = \arctan \frac{u_q}{1 + u_l} = \frac{u_q}{1 + (1/\beta)(-1 \pm \sqrt{1 - (\beta u_q)^2})} \quad (10.3-16)$$

gegeben. Diese Gleichung stellt den Zusammenhang zwischen der übertragenen Wirkleistung P und dem Spannungswinkel δ unter Einhaltung der Spannungsbedingung (10.3-1) dar.

In Bild 10.3-3 ist der Verlauf des Querspannungsabfalles u_q sowie des Längsspannungsabfalles u_l als Funktion des Polradwinkels δ dargestellt. Dabei wird für das Reaktanzverhältnis $\beta = 0,35$ gewählt. Ferner ist in Bild 10.3-3 auch die normierte Polradspannung $e = E/U$ als Funktion von δ gemäß Gl. (10.3-9) eingezeichnet.

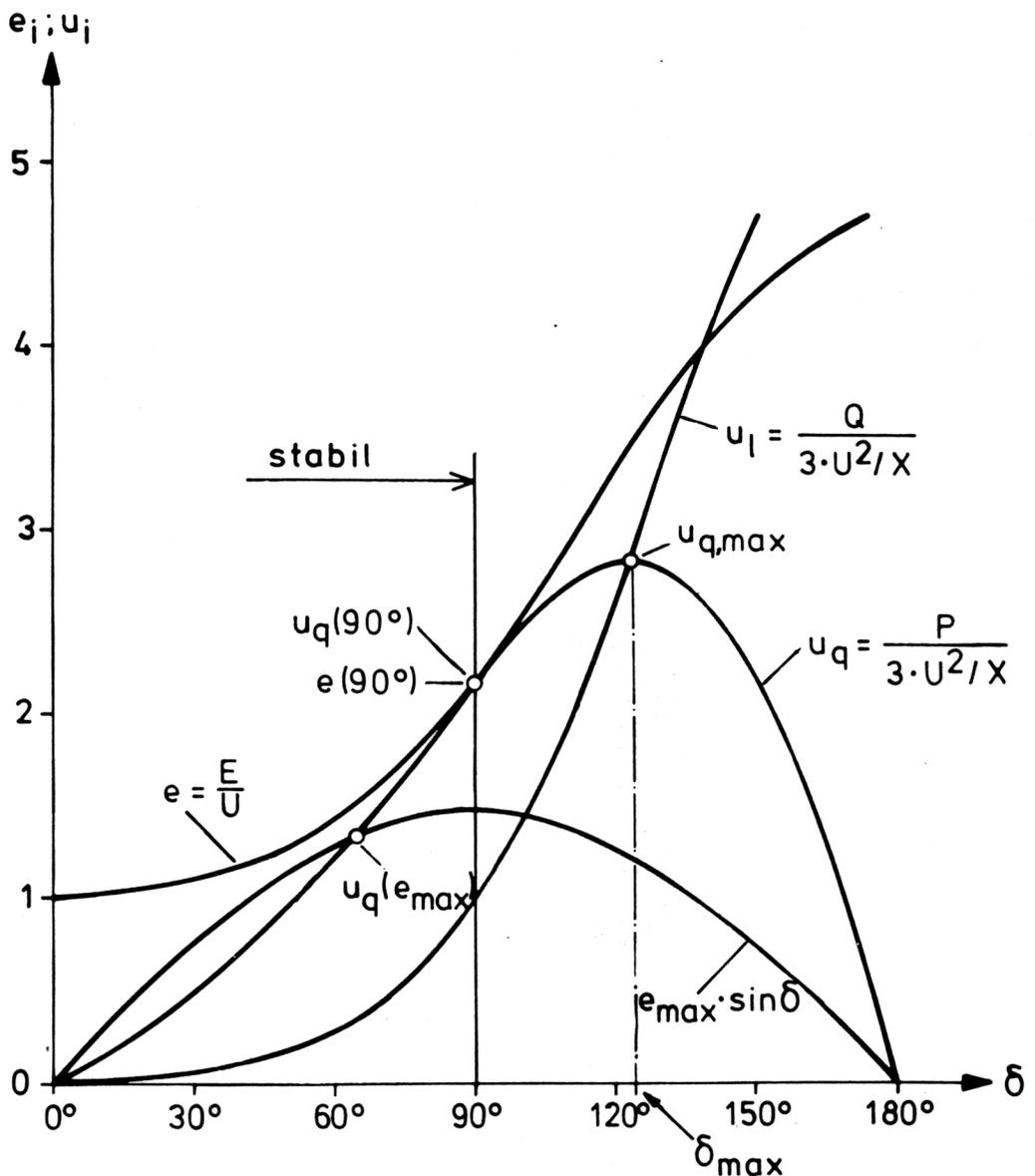


Bild 10.3-3 Quer- und Längsspannungsabfall als Maß für die übertragene Wirk- und Blindleistung sowie die normierte Polradspannung $e = E/U$ als Funktion des Polradwinkels δ . Für das Reaktanzverhältnis β wurde $\beta = 0,35$ gewählt. Der Verlauf von $e_{\max} \sin \delta$ stellt die auf $3 U^2/X$ bezogene Leistungskennlinie der Übertragung für eine maximale Erregung, die kleiner als $E(90^\circ)$ ist, dar

Das Maximum von u_q und damit die maximal übertragbare Leistung P tritt dann auf, wenn die Wurzel in Gl. (10.3-13) gleich Null ist. Daraus folgt die Bedingung für den entsprechenden Querspannungsabfall

$$u_{q,\max} = 1/\beta \quad (10.3-17)$$

und für die maximal übertragbare Leistung erhält man wegen Gl. (10.3-15)

$$P_{\max} = \frac{3U^2}{X} u_{q,\max} = \frac{3U^2}{X\beta} = \frac{3U^2}{X_L} \quad (10.3-18)$$

Diese Beziehung bedeutet, daß bei Einhaltung der Betriebsbedingung (10.3-1) maximal diese Leistung übertragen werden kann. Allerdings beträgt dabei der Winkel zwischen \bar{U}_T und der starren Spannung U in diesem Fall bereits 90° , so daß der die statische Stabilität definierende Spannungswinkel δ zwischen \bar{E} und U somit größer als 90° wird. Mit dem Wert $\beta = 0,35$ erhält man $\delta_{\max} = 123^\circ$ (Bild 10.3-3).

Da die statische Stabilitätsgrenze bei $\delta = 90^\circ$ liegt, stellt sich nun die Frage nach der bei diesem Winkel noch möglichen, maximal übertragbaren Leistung P_{\max} . Da für $\tan(90^\circ) = \infty$ gilt, muß der Nenner der rechten Seite in Gl. (10.3-16) gleich Null werden. Somit erhält man aus der Bedingung

$$1 + (1/\beta)(-1 \pm \sqrt{1 - (\beta u_q)^2}) = 0 \quad (10.3-19)$$

nach kurzer Umformung für die normierte Querspannung $u_q(90^\circ)$

$$u_q(90^\circ) = \sqrt{(2/\beta) - 1} = \sqrt{1 + 2(X_A/X_L)} \quad (10.3-20)$$

Die entsprechende Wirkleistung P erhält man aus Gl. (10.3-15)

$$P(90^\circ) = \frac{3U^2}{X} \sqrt{1 + 2(X_A/X_L)} \quad (10.3-21)$$

Um diese Wirkleistung übertragen zu können, muß die normierte Polradspannung auf den Wert

$$e(90^\circ) = E/U = u_q(90^\circ) \quad (10.3-22)$$

eingestellt werden; d. h. auf den durch Gl. (10.3-20) vorgegebenen Wert.

Zusammenfassend ist somit festzuhalten, daß die Spannungsbedingung (10.3-1) zunächst eine maximal übertragbare Leistung P_{\max} gemäß der Gl. (10.3-18) ergibt. Bild 10.3-4a zeigt das entsprechende Zeigerdiagramm. Wie in den bisherigen Überlegungen gezeigt, entspricht diesem Betriebszustand ein Phasenwinkel $\delta_{\max} = 123^\circ$. Da somit die statische Stabilitätsgrenze überschritten wird, handelt es sich dabei um einen instabilen Gleichgewichtszustand. Wenn die Erregerspannung E des Synchrongenerators also auf den Wert E_{\max} eingestellt werden kann, so wird die Grenzleistung nicht durch E_{\max} , sondern durch die Stabilitätsgrenze $\delta = 90^\circ$ gegeben. Mit anderen Worten gilt die Beziehung

$$P_{\max} = P(90^\circ) \quad (10.3-23)$$

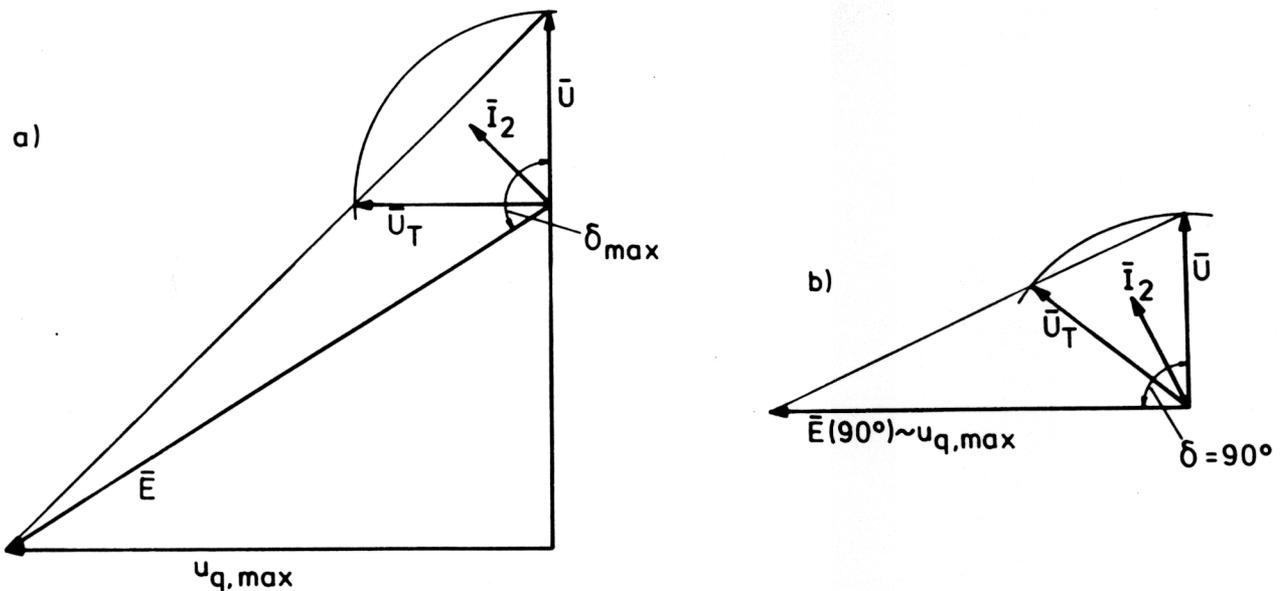


Bild 10.3-4 Zeigerdiagramm der Übertragung nach Bild 10.3-1 für
 a) $P = P_{\max}$, aber $\delta = 123^\circ$ (instabiler Betriebspunkt)
 b) $P = P(90^\circ)$ und $E(90^\circ) < E_{\max}$

Das entsprechende Zeigerdiagramm ist in Bild 10.3-4b dargestellt. Dabei wird die Polradspannung E bis auf den Wert $E(90^\circ) < E_{\max}$ angehoben. Falls nun die maximal zulässige Polradspannung E_{\max} kleiner als der Spannungswert $E(90^\circ)$ ist, ist die maximal übertragbare Leistung nicht durch die statische Stabilitätsgrenze $\delta = 90^\circ$, sondern durch den Spannungswert E_{\max} begrenzt

$$P_{\max} = P(E_{\max}) \quad (10.3-24)$$

Zum Abschluß dieses Abschnittes soll die Beziehung (10.3-24) noch abgeleitet werden. Dabei benutzt man einerseits den zu $P(E_{\max})$ proportionalen Querspannungsabfall gemäß Gl. (10.3-15). Aus Gl. (10.3-9) folgt die normierte Beziehung

$$e^2 = (1 + u_1)^2 + u_q^2 \quad (10.3-25)$$

Eliminiert man hier u_1 mit Hilfe von Gl. (10.3-13), so erhält man für $e = e_{\max} = E_{\max}/U$ nach einiger Umformung

$$u_q^2(e_{\max}) = \frac{e_{\max}^2 - 1}{2/\beta - 2} \left(\frac{2}{\beta} - \frac{e_{\max}^2 - 1}{2/\beta - 2} \right) \quad (10.3-26)$$

In Bild 10.3-4 ist dieser Wert für eine Polradspannung $E_{\max} < E(90^\circ)$ bzw. $e_{\max} < e(90^\circ)$ eingetragen. P_{\max} gemäß Gl. (10.3-24) kann nun durch Einsetzen von Gl. (10.3-26) in Gl. (10.3-15) berechnet werden. Es gilt

$$P_{\max} = u_q(e_{\max}) \frac{3U^2}{X} \quad (10.3-27)$$

Es ist an dieser Stelle nochmals darauf hinzuweisen, daß bei der Untersuchung der statischen Stabilität die Auswirkungen der Regeleinrichtungen bisher nicht berücksichtigt worden sind. Somit wird die Antriebsleistung (d. h. die Turbinenregelung) und die

Polradspannung (d. h. die Erregungsregelung) als konstant angenommen. Durch die Berücksichtigung schnell arbeitender Regler kann der statische Stabilitätsbereich erheblich vergrößert werden. Man spricht dann im Gegensatz zu der hier behandelten natürlichen Stabilität von der bedingten Stabilität. Diese existiert nur, wenn geeignete Regler vorhanden sind. Die Untersuchung der bedingten Stabilität wird in den folgenden Kapiteln mit dynamischen Modellen untersucht. Da dann die Erweiterung auf viele Kraftwerkeinspeisungen möglich ist, soll es im Rahmen dieses Kapitels bei der Untersuchung von einer und zwei Kraftwerkeinspeisungen bezüglich der statischen Stabilität bleiben. Es ist leicht einzusehen, daß die Untersuchung der bedingten statischen Stabilität eine genaue Nachbildung der Regeleinrichtungen erfordert. Dadurch steigt die Komplexität des Modelles; d. h. der in diesem Kapitel verfolgte, analytische Ansatz kann nicht auf den allgemeinen Fall erweitert werden. Die Untersuchung der Stabilität mit Simulationsmethoden liefert im allgemeinen Fall zuverlässigere und genauere Ergebnisse als die analytische Stabilitätsuntersuchung.

10.3.3 Kompensation der Übertragungseinrichtung

Als eine wichtige Möglichkeit, die übertragbare Wirkleistung P_{\max} unter Einhaltung der statischen Stabilität zu vergrößern, soll in diesem Abschnitt die Kompensation der Leitung durch den Einbau von Kondensatoren als Reihen- oder Parallelkondensator behandelt werden. Nachdem im vorangehenden Abschnitt die maximal übertragbare Leistung P_{\max} durch Anhebung der Polradspannung diskutiert worden ist, soll jetzt gezeigt werden, daß die Verkleinerung der Leitungsreaktanz durch den Einbau von Kondensatoren die maximal übertragbare Leistung beeinflusst.

Bei einer verlustlosen Übertragung ohne Zwischenentnahme von Wirkleistung ist entsprechend Gl. (10.2-8) die Längsreaktanz X_{12} zwischen den Klemmen 1 und 2 des das Übertragungsnetz beschreibenden Vierpols für die maximal übertragbare Leistung P_{\max} entscheidend. Diese Reaktanz setzt sich im wesentlichen aus der Synchronreaktanz X_d des Generators und den Längsreaktanzen der einzelnen Übertragungselemente zusammen. Durch das Zwischenschalten eines Reihen-kondensators kann die resultierende Längsreaktanz durch die negative Reaktanz X_c des Kondensators verkleinert werden. In Bild 10.3-5 ist eine verlustlose Übertragung, die aus Generator, Transformator

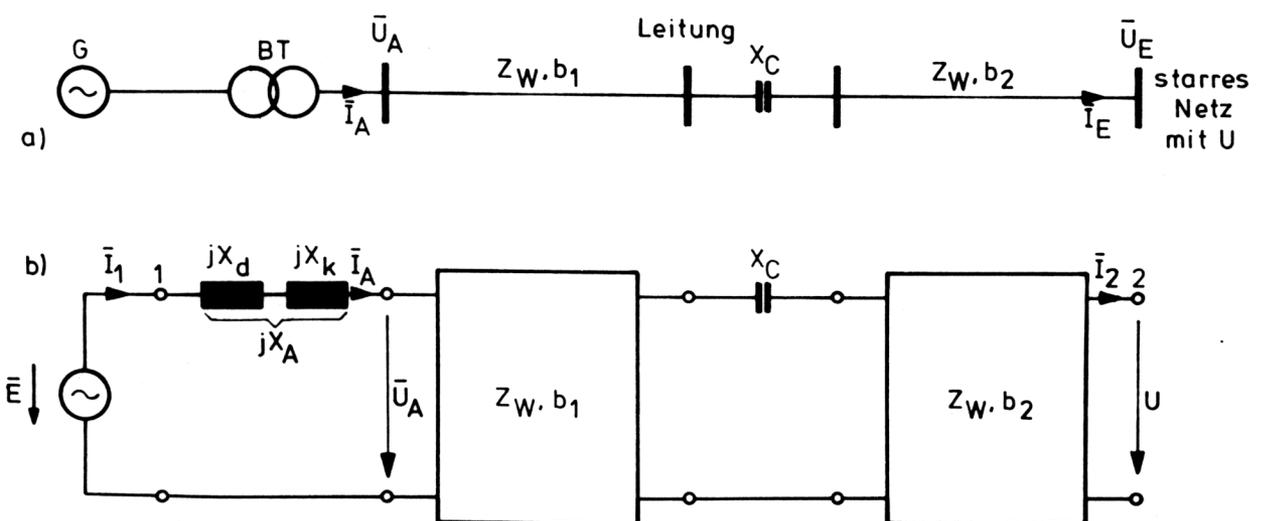


Bild 10.3-5 Auswirkung eines Reihen-kondensators auf die Kopplungsreaktanz einer verlustlosen Übertragung zwischen dem Generator G und einem starren Netz

a) Anlagenbild mit Reihen-kondensator im Zuge der Leitung

b) Einphasiges Ersatzschaltbild, wobei die Leitung durch den Wellenwiderstand Z_w und das Dämpfungsmaß \bar{b} dargestellt wird

mator und einer durch einen Reihenkondensator mit der Reaktanz X_c kompensierten Leitung besteht, dargestellt.

Entsprechend der Tatsache, daß die Kompensation mit einem Kondensator nur bei langen Leitungen vorgenommen wird, wählt man in Bild 10.3-5 b für die Ersatzschaltung nicht das aus konzentrierten Elementen bestehende π -Ersatzschaltbild für kurze Leitungen, sondern die Darstellung der Leitung mit dem Wellenwiderstand \bar{Z}_w und dem Dämpfungsmaß \bar{b} . Für die weiteren Überlegungen soll angenommen werden, daß die Übertragung verlustlos nachgebildet werden kann. Dann gilt mit der Theorie langer Leitungen, daß der Wellenwiderstand Z_w durch die Beziehung

$$Z_w = \sqrt{L'/C'} \quad (10.3-28)$$

gegeben ist. Dabei ist L' und C' der Induktivitäts- resp. Kapazitätsbelag der Leitung. Für das Dämpfungsmaß \bar{b} gilt

$$\bar{b} = j\omega\sqrt{L'C'}l, \quad (10.3-29)$$

wobei $\omega = 2\pi f$ mit $f = 50$ Hz und l die Leitungslänge in km ist.

Für die Strom- und Spannungsbeziehungen am Anfang und Ende der Leitung gilt ohne den Kondensator mit der Reaktanz X_c zunächst die aus der Leitungstheorie bekannte Beziehung

$$\bar{U}_A = \bar{U}_E \cos b + jZ_w \bar{I}_E \sin b \quad (10.3-30)$$

$$\bar{I}_A = \bar{I}_E \cos b + j\bar{U}_E/Z_w \sin b .$$

Zur Berechnung der gesuchten Längsreaktanz X_{12} der resultierenden Vierpolschaltung zwischen den Klemmen 1 und 2 in Bild 10.3-5 muß das Klemmenpaar 2 kurzgeschlossen werden. Dann kann der Quotient \bar{E}/\bar{I}_2 für $U = U_E = 0$ gebildet werden, der mit der gesuchten Längsreaktanz $\bar{Z}_{12} = jX_{12}$ identisch ist. Mit $b = b_1 + b_2$ gilt für die gesuchte Reaktanz

$$X_{12} = Z_w \sin b + X_A \cos b - X_c \cos b_2 (\cos b_1 - (X_A/Z_w) \sin b_1) . \quad (10.3-31)$$

Ohne den Kompensationskondensator, d. h. mit $X_c = 0$, gilt für die Längsreaktanz X_{12}

$$X_{12} = Z_w \sin b + X_A \cos b . \quad (10.3-32)$$

Eine Verminderung der Kopplungsreaktanz X_{12} durch den Reihenkondensator tritt offensichtlich nur dann ein, wenn der Klammerausdruck in Gl. (10.3-31) größer als Null ist. Um mit einem Kondensator einer bestimmten Kapazität die größtmögliche Verminderung der Kopplungsreaktanz zu erhalten, muß der Einbauort für den Reihenkondensator richtig gewählt werden.

Die maximal übertragbare Leistung P_{\max} wird entsprechend Gl. (10.2-8) durch die Verminderung der Kopplungsreaktanz X_{12} erhöht. Wegen dieser Erhöhung kann bei gleichem Übertragungswinkel eine größere Leistung übertragen werden als ohne den Reihenkondensator. Bei gleicher Leistung ergibt sich ein kleinerer Übertragungswinkel und damit eine Verbesserung der statischen Stabilität.

Durch eine entsprechende Bemessung des Reihenkondensators wäre es möglich, die Kopplungsimpedanz \bar{Z}_{12} bis auf die ohmschen Widerstände zu reduzieren. Eine derar-

tig starke Verringerung der Kopplungsimpedanz ist jedoch keineswegs erwünscht, da dann bei einem Kurzschluß der Strom nur noch durch die geringen ohmschen Widerstände begrenzt würde. Es wird deshalb immer nur soweit kompensiert, wie es für die statische Stabilität nötig ist.

Eine ähnliche Verminderung der Kopplungsreaktanz kann durch Einfügen eines Parallelkondensators, eines sog. Stützkondensators, erreicht werden. Dabei wird der Kondensator X_C nicht wie in Bild 10.3-5 als Längs-, sondern als Querkondensator im Zuge der Leitung eingebaut. Die Kopplungsreaktanz X_{12} ergibt sich nun mit den Überlegungen von Abschnitt 10.2.2 zu

$$X_{12} = Z_w \sin b + X_A \cos b - (Z_w^2 / X_C) \cos b_2 (\sin b_1 + (X_A / Z_w) \cos b_1) \quad (10.3-33)$$

Ohne Parallelkondensator wäre die Kopplungsreaktanz um den negativen Summanden in Gl. (10.3-33) größer. Aus Gl. (10.3-33) ist zu entnehmen, daß der Anschluß einer Drosselspule $X_D = -X_C$ die Kopplungsreaktanz vergrößern würde. Der Vollständigkeit halber sei noch darauf hingewiesen, daß durch den Einbau einer Drossel auf der Hochspannungsseite des Blocktransformators BT die statische Stabilität der Übertragung ebenfalls verbessert werden kann. In diesem Fall bewirkt die Erhöhung der Polradspannung keine Veränderung der Transformatorspannung U_T (Bild 10.3-1).

10.4 Statische Stabilität bei zwei Kraftwerkeinspeisungen

10.4.1 Systemaufbau

Für die statische Stabilitätsuntersuchung eines Übertragungssystems gemäß Bild 10.4-1 a, bei dem zwei Synchrongeneratoren mit den Polradspannungen \bar{E}_1 und

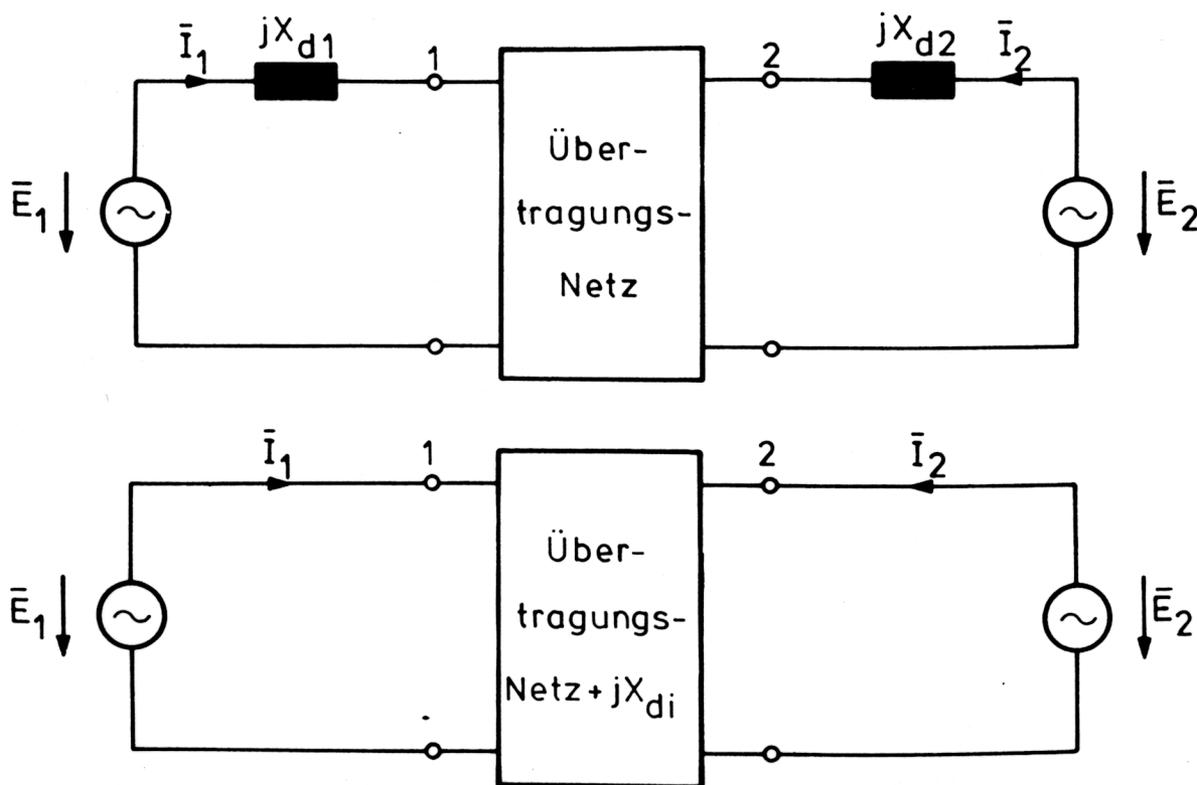


Bild 10.4-1 Einphasiges Ersatzschaltbild eines Energieversorgungssystems bestehend aus zwei Kraftwerkeinspeisungen in ein passives Netz

\bar{E}_2 in ein passives Netz speisen, ist es möglich, auf relativ einfache Weise ein analytisches Stabilitätskriterium aufzustellen. Dies beruht auf der Tatsache, daß die von den zwei Maschinen eingespeisten Leistungen P_1 und P_2 nur von einer Variablen abhängen. Unter welchen Bedingungen ist ein solches System statisch stabil?

10.4.2 Stabilitätskriterium für zwei Einspeisungen

In Bild 10.4-1 a sind für die beiden Generatoren als Ersatzschaltung die Spannungsquelle hinter der Längsreaktanz X_d gewählt. Das Übertragungssystem wird als Vierpol dargestellt. In Bild 10.4-1 b werden die beiden Maschinenreaktanzen im Netzvierpol berücksichtigt.

Zur Aufstellung eines Stabilitätskriteriums ist es zunächst erforderlich, die von den Maschinen 1 und 2 eingespeisten Leistungen P_1 und P_2 zu bestimmen. Die Berechnung dieser Wirkleistungen kann auf gleiche Weise erfolgen, wie in Abschnitt 10.2.2 die Wirkleistung einer Synchronmaschine ermittelt worden ist. Der Vergleich der Bilder 10.1-2 und 10.4-1 zeigt deutlich, daß es sich um das gleiche Problem wie in Abschnitt 10.2 handelt. Entsprechend Gl. (10.2-1) gilt hier bei gegenüber Bild 10.2-2 umgekehrtem Stromzählpfeil von \bar{I}_2 für die Vierpoldarstellung

$$\begin{aligned}\bar{I}_1 &= \bar{E}_1 / \bar{Z}_{11} - \bar{E}_2 / \bar{Z}_{12} \\ \bar{I}_2 &= -\bar{E}_1 / \bar{Z}_{21} + \bar{E}_2 / \bar{Z}_{22} .\end{aligned}\tag{10.4-1}$$

Hieraus folgt für die Leistung der beiden Maschinen entsprechend Gl. (10.2-4)

$$\begin{aligned}P_1 &= 3 \left(\frac{E_1^2}{Z_{11}} \cos \phi_{11} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \cos(\delta_1 - \delta_2 + \phi_{12}) \right) \\ P_2 &= 3 \left(\frac{E_2^2}{Z_{22}} \cos \phi_{22} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \phi_{12}) \right) .\end{aligned}\tag{10.4-2}$$

Aus Gl. (10.4-2) folgt unmittelbar, daß die beiden eingespeisten Leistungen nur von der Differenz $\delta = \delta_1 - \delta_2$ der von einer beliebigen Bezugsachse aus gerechneten Polradwinkel der beiden Maschinen abhängt. Die Differenz der Polradwinkel entspricht dem Winkel δ zwischen der Polradspannung \bar{E} und der Spannung U des starren Netzes bei der Stabilitätsuntersuchung in Abschnitt 10.2. Deshalb wird entsprechend Gl. (10.2-5) folgende Winkeldifferenz δ als einzige Systemvariable definiert

$$\angle E_1 - \angle E_2 = \delta_1 - \delta_2 = \delta .\tag{10.4-3}$$

Damit kann Gl. (10.4-2) unmittelbar vereinfacht werden. Es gilt nun für die beiden Wirkleistungseinspeisungen P_1 und P_2

$$\begin{aligned}P_1 &= 3 \left(\frac{E_1^2}{Z_{11}} \cos \phi_{11} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \cos(\delta + \phi_{12}) \right) \\ P_2 &= 3 \left(\frac{E_2^2}{Z_{22}} \cos \phi_{22} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \cos(\delta - \phi_{12}) \right) .\end{aligned}\tag{10.4-4}$$

zeichnet. Zur Überprüfung der statischen Stabilität in einem Betriebspunkt, dem die Winkeldifferenz δ^0 zugeordnet sei, wird die Winkeldifferenz δ^0 durch Verschieben der beiden Polräder um kleine Winkel $\Delta\delta_1$ und $\Delta\delta_2$ in beliebiger Richtung um den Wert $\Delta\delta = \Delta\delta_1 - \Delta\delta_2$ geändert. Für diese Änderung müssen die auf die Polräder der beiden Maschinen wirkenden, resultierenden Momente bzw. Leistungen bestimmt werden. Sind die resultierenden Momente beider Maschinen so gerichtet, daß sie die angenommenen Änderungen der Winkeldifferenzen $\Delta\delta_1$ resp. $\Delta\delta_2$ zu verkleinern und damit den durch δ^0 gekennzeichneten, ursprünglichen Betriebszustand wieder herbeizuführen suchen, dann ist die gesamte Übertragung statisch stabil. In Bild 10.4-4a sind die Zeiger der Polradspannungen der beiden betrachteten Maschinen wiedergegeben. Dabei wird die für das Endergebnis unwesentliche Annahme getroffen, daß die Maschine 1 gegenüber der Maschine 2 vorausläuft. Die Phasendifferenz beträgt δ^0 . Dieser Winkel entspricht dem Betriebszustand, bei dem die Antriebsmomente M_{a1} und M_{a2} im Gleichgewicht sind. Winkel und Drehmomente sowie die zugehörigen Leistungen zählen in der in Bild 10.4-4 angegebenen Drehrichtung positiv.

Als Störung wird nun angenommen, daß gemäß Bild 10.4-4b die Maschine 1 um den Winkel $\Delta\delta_1 > 0$ beschleunigt wird, während gleichzeitig Maschine 2 um den Winkel $\Delta\delta_2 < 0$ verzögert wird. Damit verändert die Störung die relative Lage der beiden Polräder zueinander um den Wert $\Delta\delta$. Diese Definition der Störung ist im Hinblick auf das Endergebnis keine Einschränkung der allgemeinen Gültigkeit.

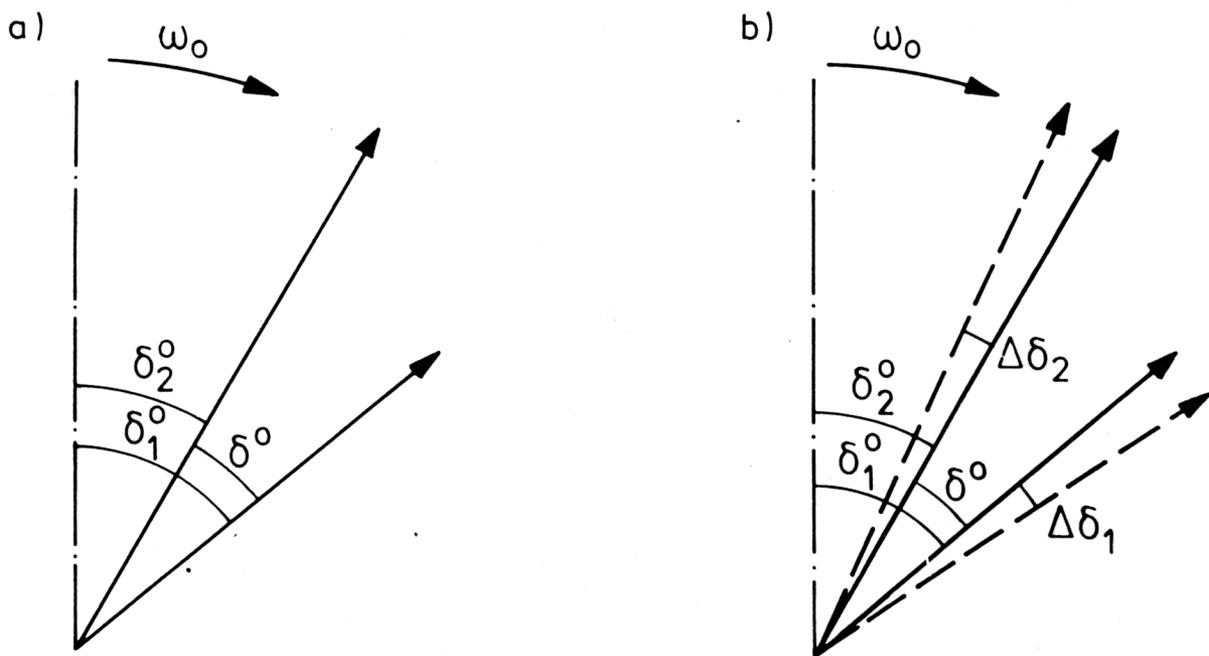


Bild 10.4-4 Zeigerdiagramme zur Herleitung eines Stabilitätskriteriums für zwei Synchrongeneratoren

Die den resultierenden Momenten im neuen Betriebspunkt $\delta + \Delta\delta$ entsprechenden Leistungen lassen sich durch folgende Linearisierung berechnen

$$\begin{aligned}
 P_{1\text{res}}(\delta^0 + \Delta\delta) &= - \left. \frac{\partial P_1}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} \Delta\delta \\
 P_{2\text{res}}(\delta^0 + \Delta\delta) &= - \left. \frac{\partial P_2}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} \Delta\delta .
 \end{aligned}
 \tag{10.4-5}$$

Da entsprechend der oben getroffenen Annahme die Maschine 2 hinter der Maschine 1 herläuft, gilt die Beziehung $\delta_1^0 < \delta_2^0$. Damit verhält sich Maschine 1 dann stabil, wenn sie bei einer Vergrößerung von δ durch das resultierende Moment gebremst wird und so der Differenzwinkel verkleinert wird. Hierfür ist ein entgegen der Drehrichtung wirkendes, resultierendes Moment erforderlich. Diese Bedingung ist nach Gl. (10.4-5) erfüllt, wenn für $\Delta\delta_1 > 0$ der Betriebspunkt δ^0 im ansteigenden Teil der Leistungskennlinie $P_1(\delta)$ liegt; d. h.

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} > 0 . \quad (10.4-6)$$

In Bild 10.4-3 ist dieser Betriebsbereich für die Maschine 1 eingezeichnet.

Maschine 2 dagegen verhält sich dann stabil, wenn sie bei einer Vergrößerung von δ durch das an ihr wirkende, resultierende Moment in positiver Richtung beschleunigt wird. Dadurch wird der Differenzwinkel ebenfalls verkleinert. Hierfür ist ein in Drehrichtung wirkendes, resultierendes Moment erforderlich. Somit muß nach Gl. (10.4-5) für $\Delta\delta_2 < 0$ der Betriebspunkt δ^0 im abfallenden Teil der Leistungskennlinie $P_2(\delta)$ liegen; d. h.

$$\left. \frac{\partial P_2}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} < 0 . \quad (10.4-7)$$

In einem Betriebspunkt, in dem sich beide Maschinen statisch stabil verhalten, für den also sowohl Gl. (10.4-6) als auch Gl. (10.4-7) erfüllt sind, ist das gesamte System sicher stabil. Andererseits ist das System in einem instabilen Gleichgewichtspunkt, wenn die Bedingungen

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} < 0 \quad (10.4-8)$$

und

$$\left. \frac{\partial P_2}{\partial \delta} \right|_{\delta = \delta^0} > 0 \quad (10.4-9)$$

erfüllt sind, da sich dann beide Maschinen instabil verhalten.

10.4.3 Erweiterung des Stabilitätskriteriums

Verhält sich nur eine Maschine statisch stabil, die andere jedoch instabil, so kann die Übertragung insgesamt dennoch stabil sein. Angenommen, die vorauslaufende Maschine 1 verhalte sich im Betriebspunkt δ^0 instabil, die nachlaufende Maschine jedoch stabil, und es trete eine Vergrößerung von δ auf. Nun wird an der instabilen Maschine 1 ein in positiver Richtung wirkendes, resultierendes Moment wirksam, das die Winkeldifferenz weiter zu vergrößern sucht und damit die Maschine 1 in positiver Richtung beschleunigt. An der Maschine 2 wird ein resultierendes Moment hervorgerufen, das ebenfalls in positiver Richtung wirkt und die Maschine 2 in dieser Richtung beschleunigt. Dadurch wird die Winkeldifferenz wieder kleiner. Das Polrad der Maschine läuft

demjenigen der Maschine 1 nach. Wenn die Beschleunigung der Maschine 2 größer ist als die der Maschine 1, gelingt es der Maschine 2, die ursprüngliche Winkeldifferenz δ wieder herzustellen; d. h. der ursprüngliche Betriebszustand wird wieder erreicht.

Allgemein kann gesagt werden, daß die Übertragung insgesamt auch dann stabil ist, wenn sich nur eine Maschine stabil verhält, diese jedoch bei einer angenommenen Änderung von δ die größere Beschleunigung erfährt. Somit sieht man, daß für die Stabilitätsuntersuchung von zwei und mehr Maschinen neben der Leistungskennlinie auch das Beschleunigungsverhalten der Polräder untersucht werden muß.

Für die Bewegung einer rotierenden Masse gilt die Beziehung

$$J \frac{d^2(\delta/p)}{dt^2} = M_{\text{res}} \quad (10.4-10)$$

Dabei bezeichnet J das Trägheitsmoment von Rotor und Antriebsmaschine, δ den räumlichen Polradwinkel, p die Polpaarzahl des Rotors und M_{res} das auf die rotierende Masse wirkende, resultierende Moment. Unter Vernachlässigung der Dämpfung und Verwendung der Beziehung (10.1-2), die nach der Leistung P aufgelöst lautet

$$P = M_e(\omega_0/p) \quad (10.4-11)$$

kann nun die Bewegungsdifferentialgleichung des Rotors angegeben werden

$$\frac{J\omega_0}{p^2} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a - P = P_{\text{res}} \quad (10.4-12)$$

Dabei bezeichnet P_a die Antriebsleistung der Turbine.

Das Trägheitsmoment J wird normalerweise durch die Anlaufzeitkonstante T_A ersetzt. Sie ist als diejenige Zeit definiert, die eine Synchronmaschine braucht, um vom Stillstand ohne Belastung und ohne Dämpfung auf die synchrone Drehzahl zu kommen, wenn sie mit dem Nennmoment M_N angetrieben wird. Das Nennmoment M_N der Maschine ist durch die Nennscheinleistung S_N wie folgt gegeben

$$M_N = \frac{S_N}{\omega_0/p} \quad (10.4-13)$$

Aus dieser Definition findet man unter Berücksichtigung, daß bei konstantem Antriebsmoment ohne Belastung und Dämpfung die Winkelgeschwindigkeit linear mit der Zeit wächst, durch einmalige Integration der Differentialgleichung (10.4-10)

$$\frac{J\omega_0}{p} = \frac{S_N}{\omega_0/p} T_A \quad (10.4-14)$$

Die Auflösung nach der Anlaufzeitkonstante T_A resp. dem Trägheitsmoment J ergibt

$$T_A = \frac{\omega_0^2}{p^2 S_N} J \quad \text{resp.} \quad J = \frac{p^2 S_N}{\omega_0^2} T_A \quad (10.4-15)$$

Damit kann die Differentialgleichung (10.4-12) wie folgt geschrieben werden

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{P_{\text{res}}}{S_N} \frac{\omega_0}{T_A} \quad (10.4-16)$$

Damit kann die Stabilitätsuntersuchung zweier Synchronmaschinen zu Ende geführt werden. Befindet sich die vorauslaufende Maschine 1 im instabilen und die nachlaufende Maschine 2 im stabilen Gleichgewicht, so haben die bisherigen Überlegungen gezeigt, daß das gesamte System trotzdem in einem statisch stabilen Betriebspunkt ist, sofern die Maschine 2 dank größerer Beschleunigung die Maschine 1 wieder einholen kann. Somit muß für die Beschleunigungen gelten

$$\frac{d^2\delta_2}{dt^2} > \frac{d^2\delta_1}{dt^2} \quad (10.4-17)$$

Durch Einsetzen der Beschleunigung gemäß Gl. (10.4-16) und unter Verwendung von Gl. (10.4-5) für die resultierenden Momente resp. Leistungen $P_{1\text{res}}$ und $P_{2\text{res}}$ gilt somit als Stabilitätsbedingung

$$-\frac{\omega_0}{S_{N2}T_{A2}} \frac{dP_2}{d\delta} + \frac{\omega_0}{S_{N1}T_{A1}} \frac{dP_1}{d\delta} > 0 \quad (10.4-18)$$

Die Ableitungen der Leistungskennlinie sind im Betriebspunkt δ^0 zu bilden.

Aus diesem Stabilitätskriterium für zwei Synchrongeneratoren folgt, daß das gesamte System auch dann statisch stabil sein kann, wenn eine Maschine im instabilen Betriebsbereich betrieben wird; d. h. das Vorzeichen der Steigung der Leistungskennlinie $P(\delta)$ ist nicht allein für die Bestimmung des Stabilitätsbereiches maßgebend, wenn mehr als eine Einspeisung untersucht wird.

Die Formulierung eines statischen Stabilitätskriteriums für ein System mit mehr als zwei Einspeisungen ist analytisch nicht mit einfachen Mitteln möglich. Die Speiseleistungen sind nicht mehr nur von einer Variablen abhängig, so daß für allgemeine Stabilitätsuntersuchungen ein Gleichungssystem mit vielen Variablen gelöst werden muß. Da dabei jedoch der Einfluß der Regeleinrichtungen nicht berücksichtigt wird, bietet sich für die Praxis eher ein simulationstechnischer Ansatz an, um auf numerischem Wege die Stabilität eines Energieübertragungssystems prüfen zu können. Die dazu erforderlichen Modelle werden im nächsten Kapitel behandelt.

Aufgaben

Aufgabe 10.1

Eine Synchronmaschine speist über einen Transformator und eine Leitung in ein starres Netz. Bild Ü10.1-1 zeigt den Systemaufbau. Die Übertragungselemente werden

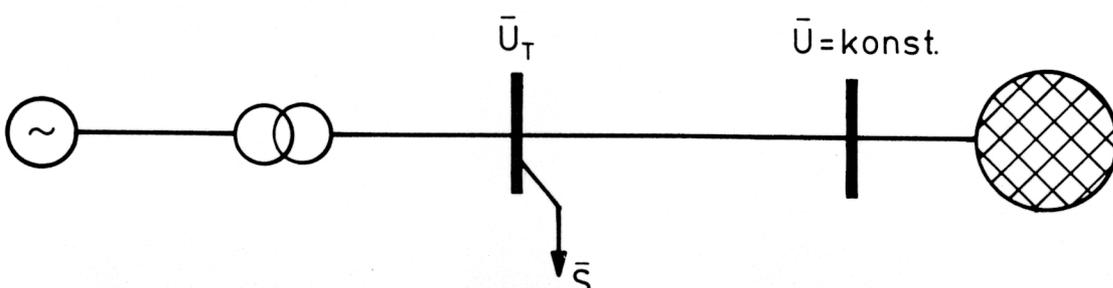


Bild Ü10.1-1 Kraftwerkeinspeisung über ein Netz mit Zwischenentnahme in ein starres Netz

alle als verlustlos angenommen. Hinter dem Blocktransformator wird die Scheinleistung \bar{S} als Zwischenentnahme abgenommen.

- Gesucht ist das einphasige Ersatzschaltbild des Übertragungsnetzes. Die Scheinlast ist dabei durch eine Admittanz \bar{Y} darzustellen.
- Wie groß sind die Impedanzen \bar{Z}_{11} und \bar{Z}_{12} des das Übertragungsnetz beschreibenden Vierpols?

Aufgabe 10.2

Für eine 1000 km lange, verlustlose 1100 kV Drehstrom-Freileitung sind die folgenden Daten vorgegeben

Leitungsinduktivität	$L' = 8,72 \cdot 10^{-4} \text{ H/km}$
Kapazitätsbelag	$C' = 1,34 \cdot 10^{-8} \text{ F/km}$
Frequenz	$f = 50 \text{ Hz}$

Für diese Übertragung sind folgende Größen zu berechnen:

- die Parameter der π -Ersatzschaltung
- die natürliche Leistung mit dem zugehörigen Leitungswinkel
- die sich bei Leerlauf am Leitungsende ohne Querkompensation einstellende Spannung bei einer Einspeisung mit $U_1 = 1100 \text{ kV}$ am Leitungsanfang
- die am Leitungsende notwendige Kompensationsblindleistung Q_2 , um bei Entnahme von 70% der natürlichen Leistung das Spannungsverhältnis $U_1/U_2 = 1$ zu erhalten
- die sich bei dieser Kompensationsreaktanz und bei Lastabwurf einstellende Spannung am Leitungsende.

Die Leitung wird nun in der Mitte mit einem Kondensator längskompensiert, so daß der Leitungswinkel bei Übertragung der sich nun ergebenden natürlichen Leistung $P_{\text{nat},k}$ gerade 50° beträgt. Für diese Längskompensation sind folgende Werte zu bestimmen:

- den Kompensationsgrad $k = 1 - (b_k/b)^2$
- die im Kompensationsfall sich ergebende natürliche Leistung $P_{\text{nat},k}$
- die erforderliche Kompensationsreaktanz.

Aufgabe 10.3

Für das in Bild 10.4-2 gezeigte System mit zwei Kraftwerkeinspeisungen und den dort vorgegebenen Netzparametern, Spannungen und Leistungen sind die in Bild 10.4-3 gezeigten Leistungskennlinien zu bestimmen.

11 Frequenz-Regelung im Inselnetz

11.1 Einleitung

11.1.1 Problemstellung

Das Thema der natürlichen, statischen Stabilität ist in Kapitel 10 für Systeme mit ein und zwei Kraftwerkeinspeisungen behandelt worden. Von großer praktischer Bedeutung ist nun die Erweiterung dieser Überlegungen auf die Untersuchung der bedingten Stabilität, bei der auch die Auswirkungen der Reglereinrichtungen untersucht werden müssen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird dabei zunächst in diesem Kapitel die Mittelzeitdynamik von Inselnetzen untersucht. Als Mittelzeitbereich ist das Zeitverhalten zwischen 0 und 60 Sekunden anzusehen. In diesem Zeitbereich bestimmt im Inselnetz die Frequenz-Regelung die bedingte Stabilität. Als Inselnetz soll ein System definiert sein, das in seiner Größe begrenzt ist und über keine Verbundleitungen zu Nachbarunternehmen verfügt. Ein typisches Inselnetz ist das Energieversorgungssystem in Berlin. In Kapitel 12 wird die Erweiterung der Modellierung im Mittelzeitbereich in Richtung Frequenz-Leistungs-Regelung von Verbundsystemen vorgenommen.

Bei der Frequenz-Regelung im Inselnetz ist zu untersuchen, wie durch Zu- und Abschalten von Verbrauchergruppen das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung gestört wird und welche Auswirkungen das resultierende Ungleichgewicht auf die Mittelzeitstabilität und die Netzfrequenz hat. Es sei der Vollständigkeit halber erwähnt, daß diese Stabilitätsuntersuchungen unter den folgenden zwei wichtigen Voraussetzungen durchgeführt wird.

- Das Ungleichgewicht der Wirkleistung hat keine Auswirkung auf das Ungleichgewicht der Blindleistung, so daß dessen Auswirkung auf die Spannung in den Netzknoten nicht untersucht wird. Es handelt sich bei den folgenden Überlegungen um reine Wirkleistungs-Frequenz-Modelle ($P - f$ -Modell); die Spannung wird dabei als konstante Größe vorausgesetzt.
- Der wesentliche Teil der folgenden Modellierung und Berechnung beschränkt sich in diesem Kapitel auf das Inselnetz. Diese Vereinfachung ist für das grundsätzliche Verständnis der Schaltvorgänge durchaus sinnvoll und zulässig. Auf die erforderlichen Erweiterungen im Hinblick auf das Verbundsystem wird im nächsten Kapitel eingegangen.

Die Ziele der Überlegungen in diesem Kapitel lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Wie ist der Zusammenhang zwischen dem Ungleichgewicht der Wirkleistung und der Netzfrequenz als dynamisches Modell für Stabilitätsuntersuchungen im Mittelzeitbereich zu formulieren?
- Welche physikalische Erklärung kann man für den Verlauf der Netzfrequenz nach einer Schaltmaßnahme oder einem Lastsprung geben?

- Durch welche Eingriffsmöglichkeiten wird das Absinken oder Ansteigen der Netzfrequenz verhindert; d. h. wie ist die Frequenz-Regelung aufgebaut?
- Was sind – vereinfacht dargestellt – typische Regelaufgaben des Netzbetriebes und mit welchen Mitteln werden diese gelöst, um so die Stabilität (d. h. Momentengleichgewicht) im Mittelzeitbereich gewährleisten zu können?

11.1.2 Leistungsgleichgewicht

Elektrische Energie ist in nennenswertem Umfang nicht speicherbar, so daß stets Gleichgewicht herrschen muß zwischen der elektrischen Leistungsbereitstellung aller einspeisenden Kraftwerke und der Gesamtheit aller Verbraucher. Da das Verbraucherverhalten vorwiegend stochastisch ist, muß die Erzeugung der Belastung möglichst schnell und genau nachgeführt werden. Eine momentane Leistungsüber- oder -unterdeckung im synchronen Netzverband wird zunächst allein durch Änderung der kinetischen Energie aller rotierenden Massen am Netz ausgeglichen. Dadurch entstehen unerwünschte, möglicherweise sogar unzulässige Abweichungen vom Frequenzsollwert. Vor allem im Hinblick auf plötzliche Ausfälle größerer Kraftwerkleistungen muß geprüft werden können, ob die dadurch verursachten Frequenzabweichungen durch Aktivierung schneller Kraftwerkreserven innerhalb der vom Netzbetrieb festgelegten Grenzen gehalten werden können und daran anschließend möglichst schnell ausgeregelt werden, damit so ein stabiler Betrieb gewährleistet werden kann.

Die natürliche statische Stabilität ist in Kapitel 10 unter der Annahme kleiner Abweichungen von einem festen Betriebspunkt für ein und zwei Kraftwerkeinspeisungen untersucht worden. Für die bedingte Stabilität im Mittelzeitbereich wird das Verhalten des Energieversorgungssystems nach Einwirkung einer Störung in Form eines Lastsprunges unter Berücksichtigung der Regeleinrichtungen betrachtet. Dabei ist diese Untersuchung gegenüber der transienten Kurzzeitstabilität abzugrenzen. Darunter versteht man die Wahrung des synchronen Laufes der einzelnen Generatoren, der durch die elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge in den Maschinen und Netzen sowie der Kinetik der Massen bestimmt wird. Da die elektromagnetischen Übergangsvorgänge ohne Beteiligungsmöglichkeiten der Kessel- und Turbinenseite in Bruchteilen von Sekunden ablaufen, endet das mathematische Modell der Kurzzeitstabilität an der Turbinenwelle. Dabei wird das Antriebsmoment der Turbine entweder konstant gehalten oder durch einfache dynamische Modelle nachgebildet. Das Thema der Kurzzeitstabilität in Form der transienten Stabilitätsanalyse wird in Kapitel 14 ausführlicher behandelt.

Stabilitätsbetrachtungen im Mittelzeitbereich müssen demgegenüber zwar möglichst genau die Änderung des Turbinenmomentes unter dem Einfluß der Primär- und Sekundärregelung nachbilden. Sie können jedoch die schnell abklingenden Polrad-schwingungen und Leistungspendelungen zwischen den Generatoren außer acht lassen und eine einheitliche Frequenz im gesamten System voraussetzen, da auch schnelle, im Fest- oder modifizierten Gleitdruck betriebene Regelblöcke erst nach 2 bis 3 Sekunden, reine Gleitdruckblöcke sogar frühestens nach 20 bis 40 Sekunden einen merklichen Stützungsbeitrag zum Leistungsungleichgewicht liefern. Die mit der Frequenz-Regelung verbundenen transienten Vorgänge im Inselnetz liegen im Mittelzeitbereich. In diesem Kapitel wird dieser Bereich ausführlich diskutiert und so die Basis für die entsprechenden Stabilitätsuntersuchungen geschaffen. Im Inselnetz spielt die Frequenz-Regelung eine wichtige Rolle, während die Frequenz-Leistungs-Regelung im Rahmen des Verbundbetriebes untersucht werden muß. Dazu wird an dieser Stelle auf das Kapitel 12 verwiesen.

11.1.3 Zielsetzung

Die Untersuchung der im folgenden betrachteten Mittelzeitstabilität gewinnt unter folgenden Gesichtspunkten zunehmend an Bedeutung:

- Durch den raschen Anstieg der Blockgröße moderner Kraftwerke und den verstärkten Ausbau der verfügbaren Kraftwerkstandorte ist die mögliche Ausfallsleistung bei einer Blockstörung oder einem Sammelschienenfehler prozentual zur Netzlast gewachsen.
- Grenzleistungsblöcke werden aus technischen und wirtschaftlichen Gründen kaum mehr an der Frequenz-Regelung beteiligt, so daß der Anteil schneller Reserveleistung zumindest prozentual zurückgeht.
- Durch die bekannten Schwierigkeiten beim Bau von Kraftwerken und Leitungen wächst die Gefahr, daß die Kraftwerk- und Netzreserven dem Leistungszuwachs nicht bedarfsgerecht angepaßt werden können.

11.1.4 Systemaufbau

Der Zielsetzung entsprechend wird für die Formulierung eines für Stabilitätsuntersuchungen geeigneten Mittelzeitmodells ($P-f$ -Modell) von dem in Bild 11.1-1 gezeigten System ausgegangen. Es besteht aus zwei Kraftwerkgruppen KW1 und KW2, die im stationären Betrieb bei Nennfrequenz $f = 50$ Hz die Last $P_L = P_{50}$ decken.

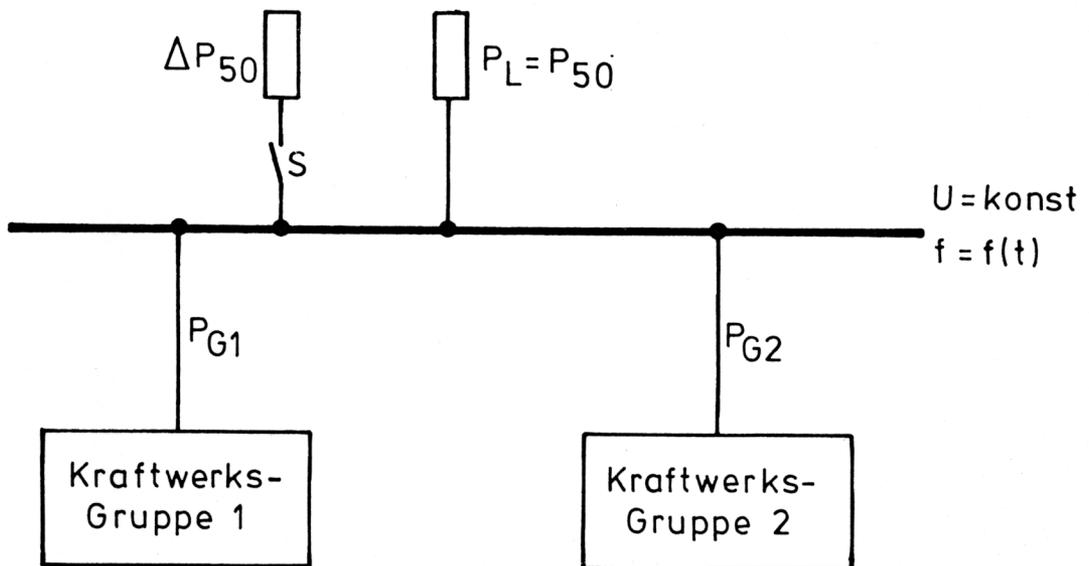


Bild 11.1-1 Aufbau des Energieversorgungssystems als Inselnetz zur Untersuchung des Frequenzverhaltens $f(t)$ nach einer Wirkleistungsänderung ΔP_{50}

Für das Leistungsgleichgewicht gilt somit vor dem Schließen des Schalters S in Bild 11.1-1

$$P_{G1} + P_{G2} = P_L = P_{50} \quad (11.1-1)$$

Dabei bezeichnet P_{G1} die Einspeisung der Kraftwerkgruppe KW1; P_{G2} diejenige von KW2. Die Last bei der Frequenz $f = 50$ Hz wird mit $P_L = P_{50}$ bezeichnet. Das Übertragungsnetz zwischen KW1 resp. KW2 und der Systemlast P_L wird als Punktnetz nachgebildet.

Die Annahme eines Punktnetzes ist gleichbedeutend mit der Annahme des kohärenten Systemverhaltens, der zufolge mit nur einer einzigen Frequenz $f(t)$ im gesamten Netz zu arbeiten ist. Im Schalt Augenblick $t = 0$ wird die zusätzliche Last ΔP_{50} durch Schließen des Schalters S zur gesamten Last P_{50} hinzugeschaltet. Dieser Vorgang läßt die folgenden zwei Interpretationen zu

- Zur Zeit $t = 0$ steigt die von den Verbrauchern geforderte Last sprunghaft um ΔP_{50}
- Zur Zeit $t = 0$ fällt ein Generator des Energieversorgungssystems mit der Einspeiseleistung ΔP_{50} aus.

Die Stabilitätsuntersuchungen lassen sich auf diesen Fall beschränken, denn der sprunghafte Lastabwurf, d. h. die Verringerung der Netzlast P_{50} um ΔP_{50} , läßt sich so lange mit den gleichen Überlegungen abdecken, als die Laständerung nur eine kleine Störung, bezogen auf die gesamte Netzlast darstellt. Als Größenordnung kann mit einer prozentualen Laständerung von 5 bis 10% der Netzlast gerechnet werden.

Für die folgenden Überlegungen zur Mittelzeitstabilität der Frequenz-Regelung im Inselnetz reicht es aus, wenn nur zwei Kraftwerkgruppen KW1 und KW2 betrachtet werden. Damit wird die allgemeine Gültigkeit der Ergebnisse in keiner Weise eingengt. Mit zwei Kraftwerkgruppen können die möglichen Kombinationen der Kraftwerk-Betriebsweisen ausführlich diskutiert werden.

11.2 Kraftwerkmodell

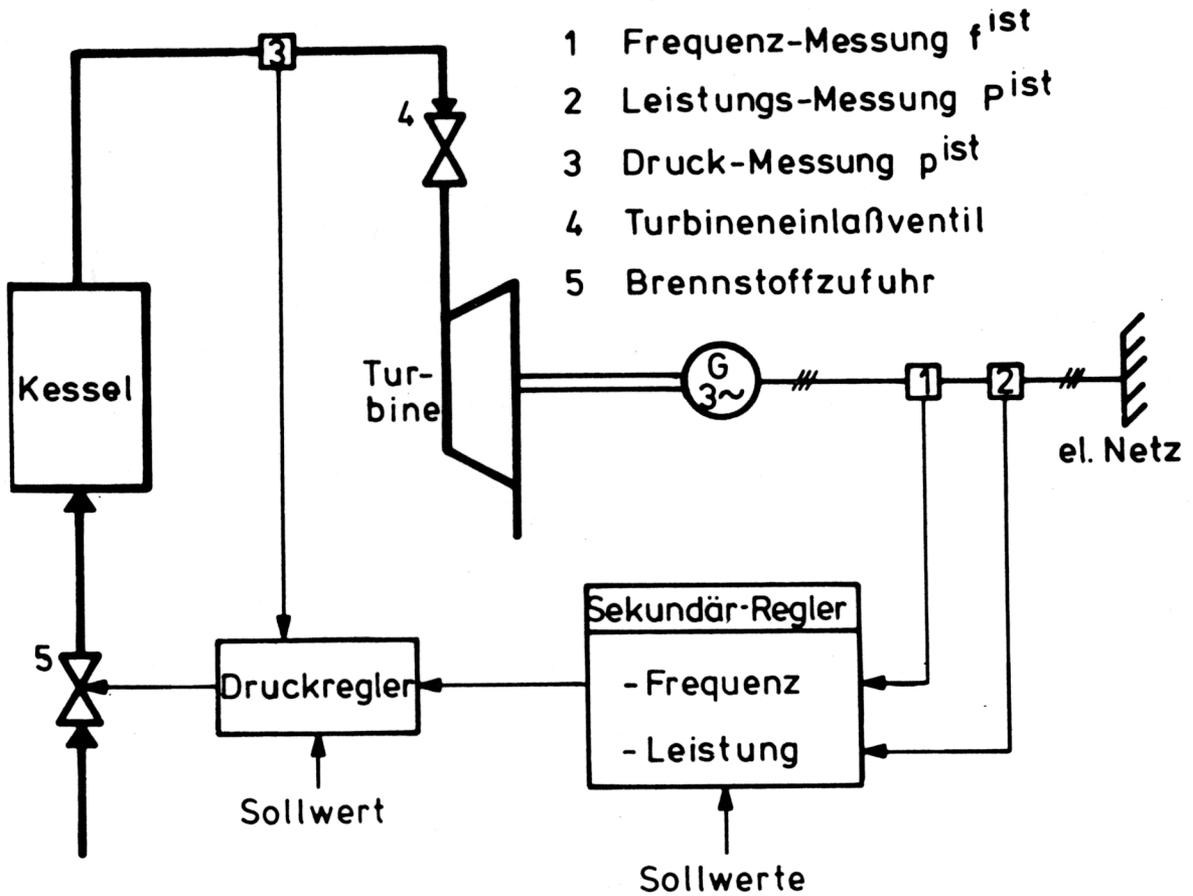
11.2.1 Betriebsweise thermischer Kraftwerke

Für die folgenden Überlegungen ist es wichtig, zwei mögliche Betriebsweisen thermischer Kraftwerke zu unterscheiden

- Gleitdruckbetrieb gemäß Bild 11.2-1 a
- Modifizierter Gleitdruckbetrieb gemäß Bild 11.2-1 b.

Bild 11.2-1 zeigt den Aufbau dieser zwei Kraftwerktypen mit den zugehörigen Regelschemata sowie den entsprechenden Blockantworten nach einem Leistungs-Sollwertsprung. Für die weiteren Überlegungen ist zu beachten, daß geeignete Modelle für die Untersuchung der Mittelzeitstabilität aufzustellen sind.

Beim reinen Gleitdruckbetrieb, der wegen des hohen Wirkungsgrades besonders bei großen Blockleistungen zur Abdeckung der Grundlast wirtschaftliche Vorteile bietet, wirkt der Regler unmittelbar auf die Brennstoffzufuhr. Wegen der großen Zeitkonstante des Dampferzeugers wirkt diese Regelung erst etwa nach 30 bis 60 Sekunden nach einer durch ein Leistungsungleichgewicht hervorgerufenen Frequenzabweichung vom Sollwert. Bezüglich der raschen Ausregelung von Störungen bringt die Regelung der im reinen Gleitdruckbetrieb arbeitenden Blöcke keinen frequenzstützenden Beitrag. Die Kernkraftwerke werden heute im reinen Gleitdruckbetrieb gefahren. Wegen der großen Zeitkonstanten im thermodynamischen Teil zeigt die Blockantwort nach einem Sollwertsprung nur eine sehr langsame Reaktion. Für den hier betrachteten Zeitbereich der Mittelzeitdynamik bleibt die mechanische Leistung nach einem Lastsprung zunächst konstant.



a)

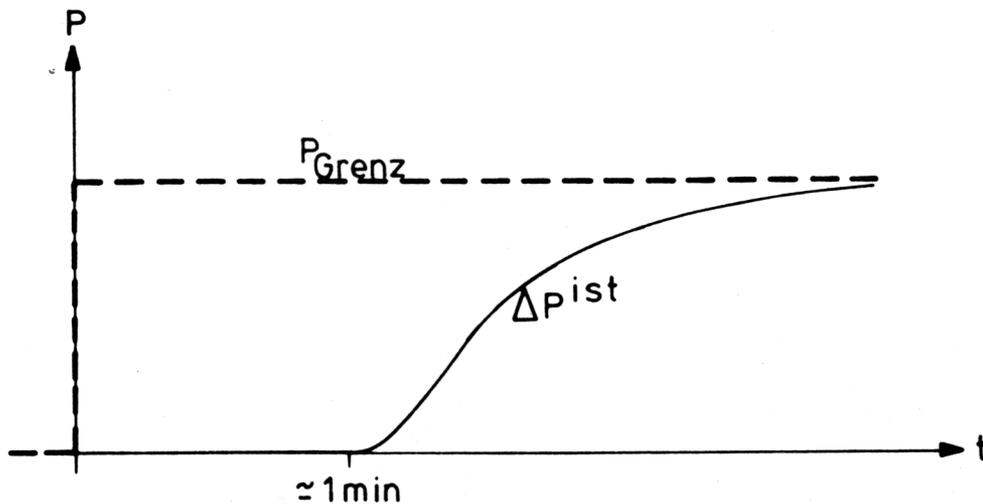
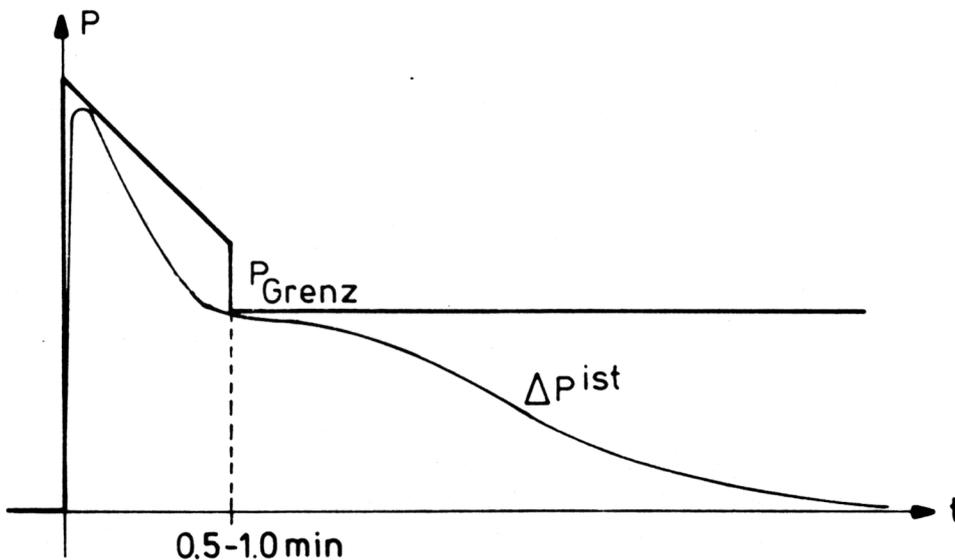
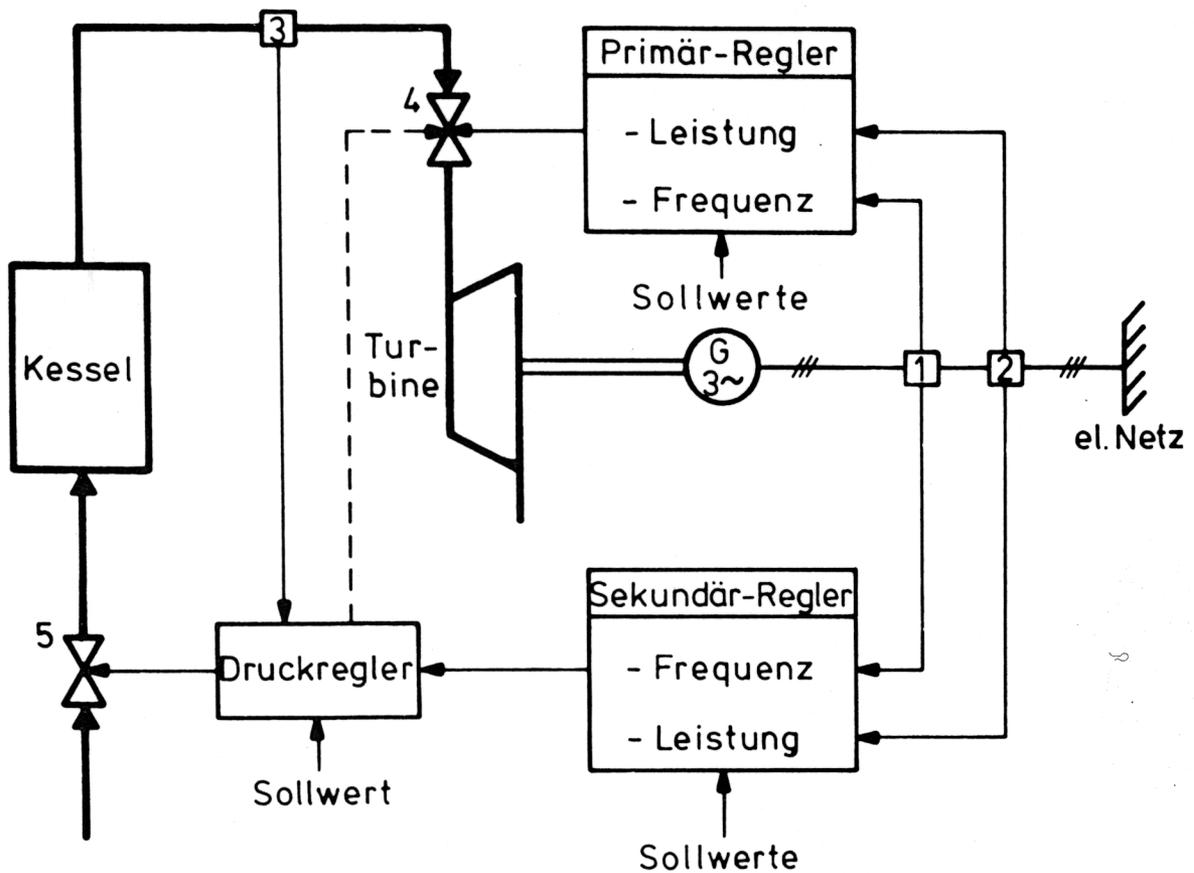


Bild 11.2-1a Regelschema und Blockantwort nach Sollwert-Leistungssprung für ein thermisches Kraftwerk im reinen Gleitdruckbetrieb

Anders verhält es sich beim modifizierten Gleitdruckbetrieb, wie er im Regelfall für Mittellastanlagen eingesetzt wird. Dabei wirkt der im allgemeinen Fall aus Frequenz- und Leistungsanteil bestehende Primärregler ($P-f$ -Regler) auf das Turbineneinlaßventil. Nach einem Sollwertsprung am Reglereingang wird durch Öffnen des Dampfeinlaßventils sehr rasch der größere Leistungsbedarf gedeckt. Allerdings ist die Dauer, wie lange die größere Leistung abgegeben werden kann, von der Speicherkapazität des Kessels abhängig. Nach einiger Zeit wird die thermische Reserve erschöpft sein, so daß die Leistung wieder abnehmen muß und zeitrichtig durch die Reserveleistung der im reinen



b)

Bild 11.2-1b Regelschema und Blockantwort nach Sollwert-Leistungssprung für ein thermisches Kraftwerk im modifizierten Gleitdruckbetrieb

Gleitdruckbetrieb arbeitenden Blöcke abgelöst werden muß. Ein gutes, zeitliches Abstimmen der beiden Kraftwerkbetriebsarten ist somit unbedingt erforderlich. Diese Koordination liegt aber bereits nicht mehr im Mittelzeitbereich, sondern muß im Rahmen von Langzeitstabilitätsuntersuchungen geklärt werden. Dabei spielt die genaue Modellierung des thermodynamischen Teils des Kraftwerkes eine große Rolle.

In Bild 11.2-1 ist angedeutet, daß die Vorgänge in dem hier betrachteten Mittelzeitbereich ausschließlich durch die im modifizierten Gleitdruckbetrieb gefahrenen Blöcke bestimmt werden. Somit bildet das in Bild 11.2-1b gezeigte Blockschaltbild den Ausgangspunkt für die Modellierung des Kraftwerkes im Mittelzeitbereich.

11.2.2 Struktur des Mittelzeitmodells

Für die Formulierung des Mittelzeitmodells zur Untersuchung der Frequenzregelung im Inselnetz ist es zweckmäßig, die Übertragungsfunktion zwischen der Frequenzänderung $\Delta f(t)$ und der daraus resultierenden Änderung des mechanischen Antriebsmomentes $\Delta P_m(t)$ an der Turbinenwelle zu bestimmen. Entsprechend Bild 11.2-2 ist im modifizierten Gleitdruckbetrieb diese Übertragungsfunktion durch den Primärregler mit der Übertragungsfunktion $G_R(s)$, das zeitliche Verhalten des Stellgliedes zur Betätigung der Dampfeinlaßventile mit der Übertragungsfunktion $G_S(s)$ sowie dem zeitlichen Verhalten der Dampfturbine, das durch die Übertragungsfunktion $G_T(s)$ beschrieben wird, vorgegeben. In normierter Darstellung lautet somit die Übertragungsfunktion im Bildbereich

$$\frac{\Delta P'_m(s)}{\Delta f'(s)} = \frac{\Delta P_m(s)/P_0}{\Delta f(s)/f_0} = G_R(s) G_S(s) G_T(s) \quad (11.2-1)$$

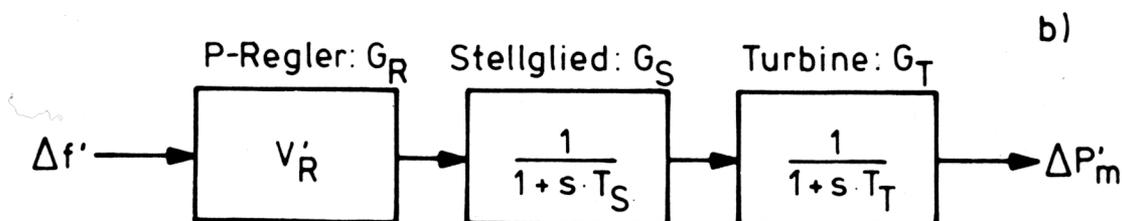
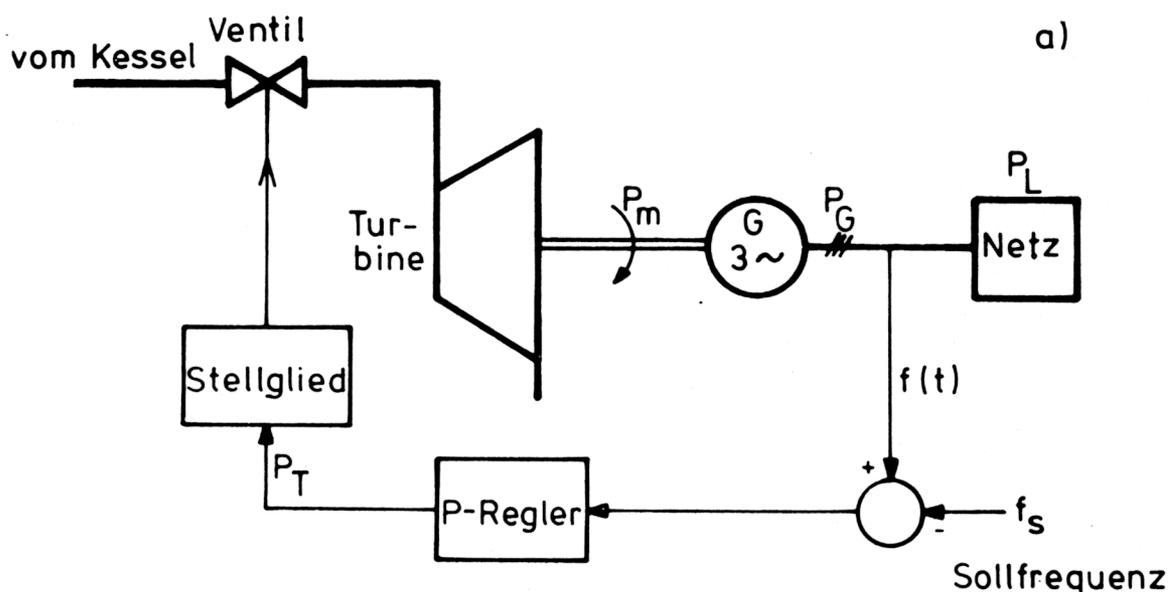


Bild 11.2-2 Vereinfachtes Kraftwerkmodell für den modifizierten Gleitdruckbetrieb

a) Anlagenbild des Turbogeneratorsatzes mit der Primärregelung

b) Blockschnittbild mit normierten Größen

Im folgenden werden bezogene, dimensionslose Größen durch ein Hochkomma ' gekennzeichnet; z. B. $P'_m = P_m/P_0$ oder $\Delta f' = \Delta f/f_0$. Dabei ist P_0 die Bezugsgröße für die Leistung. Im allgemeinen wählt man für P_0 die Nennleistung des gesamten Systems, das modelliert wird. Für die Normierung der Frequenz wählt man für f_0 die Nennfrequenz von 50 Hz.

Der Primärregler (d. h. die Drehzahlregelung) ist ein reiner Proportional-Regler. Somit ist seine Übertragungsfunktion $G_R(s)$ durch einen Verstärkungsfaktor gemäß

$$G_R(s) = V'_R = V_R(f_0/P_0) \quad (11.2-2)$$

gegeben. Das Ausgangssignal des Primärreglers ist die Regelleistung $P'_r = P_r/P_0$.

Um den in der Kraftwerktechnik üblichen Begriff „Statik“ für den Verstärkungsfaktor des Primärreglers mit dem Modell nach Bild 11.2-2 in Verbindung bringen zu können, zeigt Bild 11.2-3 das Verhalten des Primärreglers nach einer Frequenzabweichung Δf .

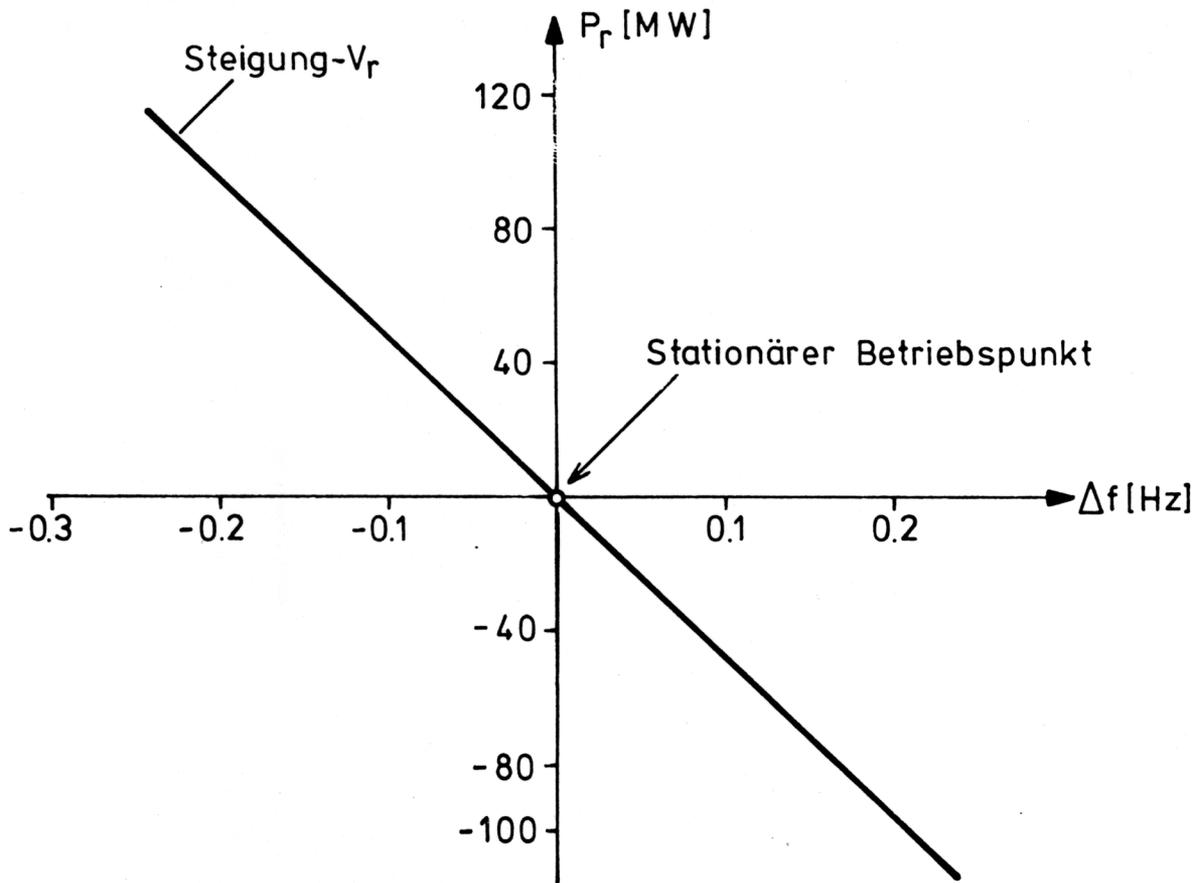


Bild 11.2-3 Zusammenhang zwischen Frequenzabweichung Δf und der Primärregelleistung P_r über den P-Regler mit dem Verstärkungsfaktor $V_R = 480 \text{ MW/Hz}$

Durch die Wahl des Verstärkungsfaktors V_R des Primärreglers wird die bleibende Regelabweichung nach einer Störung festgelegt. Für negative Frequenzabweichungen muß die Primär-Regelleistung P_r positiv sein. Es gilt somit im Zeitbereich

$$P_r(t) = -V_R \Delta f(t) . \quad (11.2-3)$$

In Bild 11.2-3 ist $V_R = 480 \text{ MW/Hz}$; d. h. die Primär-Regelleistung P_r beträgt bei einer Frequenzabweichung von 0,1 Hz entsprechend Gl. (11.2-3) $P_r = -48 \text{ MW}$.

Oft wird jedoch die zu Gl. (11.2-3) inverse Funktion für die Definition der Primär-Regelleistung angegeben; d. h.

$$\Delta f(t) = -P_r/V_R \sim sP_r . \quad (11.2-4)$$

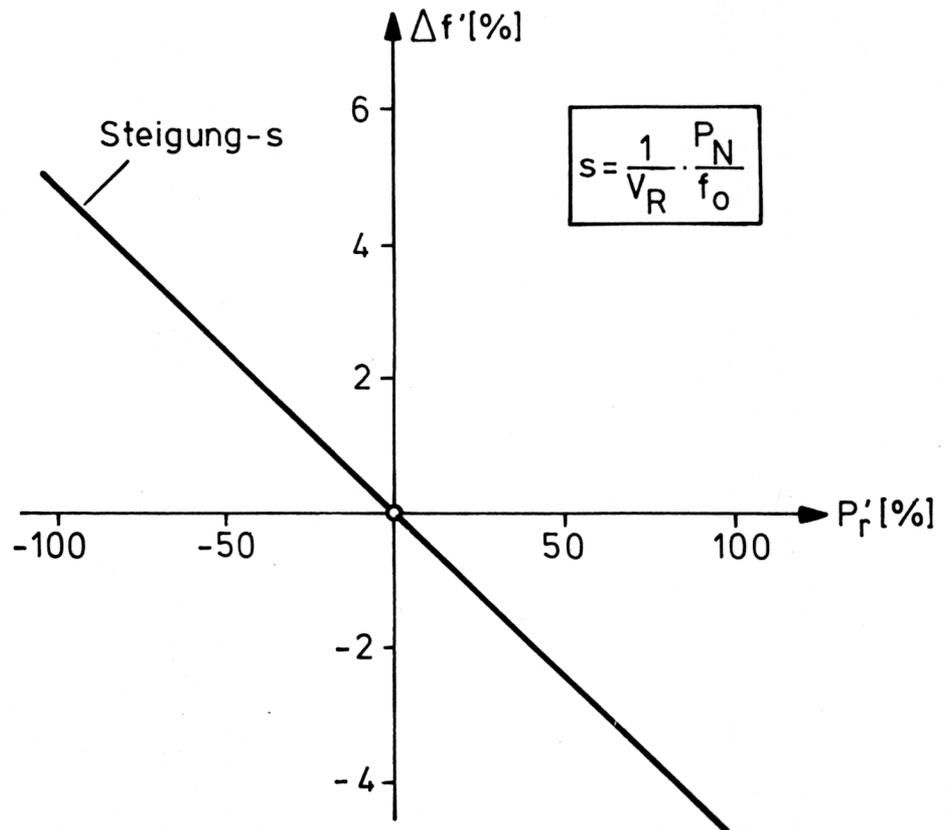


Bild 11.2-4 Begriff der Kraftwerkstatik s und Zusammenhang mit dem Verstärkungsfaktor V_R des Primärreglers

Bild 11.2-4 zeigt diesen Zusammenhang im Statik-Diagramm.

Da nach Gl. (11.2-3) der Verstärkungsfaktor V_R die Dimension MW/Hz hat, die Statik jedoch dimensionslos angegeben wird, ist die Normierungsbeziehung

$$s = \frac{1}{V_R} \frac{P_N}{f_0} \quad (11.2-5)$$

zu beachten. Dabei ist P_N die Nennleistung des Kraftwerkes oder der Kraftwerksgruppe, für die die Statik berechnet werden soll; f_0 ist die Nennfrequenz von 50 Hz.

Durch die Drehzollsollwert-Einstellung kann die Statik-Gerade in Bild 11.2-4 parallel nach oben und nach unten verschoben werden. Als mittlere Einstellung wählt man die Statik so, daß der Generator im Leerlauf mit Nenndrehzahl läuft. Demzufolge sinkt die Drehzahl beim Übergang auf Vollast um $s\%$, wenn s die eingestellte Statik ist.

Für das bereits genannte Beispiel, wo der Verstärkungsfaktor V_R des P-Reglers auf 480 MW/Hz eingestellt ist, führt diese Einstellung bei einem Block mit der Nennleistung von $P_N = 1,200$ MW gemäß Gl. (11.2-5) auf eine Statik von 5%.

Das Stellglied zur Verstellung der Turbineneinlaßventile ist ein hydraulischer Verstärker; d. h. die Übertragungsfunktion $G_S(s)$ in Gl. (11.2-1) ist durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung gegeben

$$G_S(s) = \frac{1}{1 + sT_S} \quad (11.2-6)$$

Das Eingangssignal ist die Primär-Regelleistung P_r ; das Ausgangssignal die Ventilstellung. Die Zeitkonstante T_S des hydraulischen Verstärkers liegt im Bereich von 0,1 Sekunden.

Die Übertragungsfunktion $G_T(s)$ der Turbine in Gl. (11.2-1) ist im einfachsten Fall durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung gegeben

$$G_T(s) = \frac{1}{1 + s T_T} \quad (11.2-7)$$

Das Eingangssignal ist die Ventilstellung, die den Dampfstrom durch die Turbine bestimmt. Das Ausgangssignal ist die mechanische Leistung an der Turbinen-Generator-Welle, die mit P_m bezeichnet wird. Die Turbinenzeitkonstante T_T liegt je nach Größe der Turbine im Bereich einiger Sekunden. Mit der Übertragungsfunktion nach Gl. (11.2-7) wird das zeitliche Verhalten von mehrstufigen Dampfturbinen nur sehr ungenau dargestellt. Deshalb müssen für die Nachbildung mehrstufiger Turbinen und der zugehörigen Zwischenüberhitzer Übertragungsfunktionen höherer Ordnung gewählt werden.

Das in Bild 11.2-2 gezeigte Modell ist für jedes Kraftwerk oder jede Kraftwerkgruppe des Inselnetzes aufzustellen. Um dabei mit einer einheitlichen Bezugsgröße arbeiten zu können, werden alle Leistungen auf die einheitliche Bezugsleistung P_0 und die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ auf die Nennfrequenz $f_0 = 50$ Hz bezogen. Die Modellparameter der Übertragungsfunktionen $G_R(s)$, $G_S(s)$ und $G_T(s)$ müssen für jedes zu untersuchende Kraftwerk einzeln bestimmt werden.

11.3 Netzmodell

In diesem Abschnitt ist nun für die Nachbildung des Netzes und der Lasten ein Zusammenhang zwischen der mechanischen Leistung P_m und der Frequenzabweichung Δf zu formulieren. Allgemein ist die zeitliche Änderung der Winkelgeschwindigkeit $\dot{\omega} = 2\pi \dot{f}(t)$ proportional zum Drehmoment $M(t)$. Betrachtet man insbesondere Turboläufer (d. h. Vollpolmaschinen mit der Polpaarzahl $p = 1$), so gilt

$$\dot{\omega} = \frac{M(t)}{J} \quad (11.3-1)$$

Dabei bezeichnet J das gesamte Trägheitsmoment aller rotierenden Massen bestehend aus den Rotoren der Synchrongeneratoren und aller übrigen, am Netz befindlichen rotierenden Maschinen. Der Zusammenhang zwischen dem Drehmoment $M(t)$ und der Antriebsleistung $P_a(t)$ ist durch die Beziehung

$$M(t) = \frac{P_a(t)}{\omega(t)} \approx \frac{P_a(t)}{\omega_0} \quad (11.3-2)$$

gegeben. Da nur kleine Störungen und somit nur kleine Frequenzabweichungen untersucht werden, ist die in Gl. (11.3-2) durchgeführte Approximation der Winkelgeschwindigkeit $\omega(t)$ durch die konstante Größe ω_0 zulässig. Setzt man nun Gl. (11.3-2) in Gl. (11.3-1) ein und geht zur normierten Schreibweise über, so gilt mit der Normierungsleistung P_0 , die gleich der Netznennleistung ist,

$$\frac{\dot{\omega}}{\omega_0} = \frac{\dot{f}}{f_0} = \frac{1}{J} \frac{P_0}{\omega_0^2} \frac{P_a(t)}{P_0} = \frac{1}{T_A} \frac{P_a(t)}{P_0} \quad (11.3-3)$$

Die Anlaufzeitkonstante T_A wurde bereits in Kapitel 10 mit Gl. (10.4-15) definiert. Sie bezieht sich hier auf alle im Netz rotierenden Massen; d. h.

$$T_A = \frac{J\omega_0^2}{P_0} . \quad (11.3-4)$$

Die Antriebsleistung $P_a(t)$ ist eine Beschleunigungs- oder Verzögerungsleistung, die dann auftritt, wenn kein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung besteht. Sie setzt sich aus zwei Anteilen zusammen:

- Aus der Differenz zwischen der Summe der mechanischen Leistungen P_{mi} aller an der Energieversorgung im Inselnetz beteiligten Kraftwerke und der von den Verbrauchern bei Nennfrequenz $f_0 = 50$ Hz aufgenommenen Leistung P_{50}

$$P_{a50}(t) = \sum_i P_{mi} - P_{50} \quad (11.3-5)$$

- Da rotierende Verbraucher bei $f(t) \neq f_0$ mehr oder weniger Leistung aufnehmen, gilt wegen der Frequenzabhängigkeit der Lasten, die durch die Beziehung

$$P_f = V_L \Delta f \quad (11.3-6)$$

beschrieben werden kann, daß die Leistung P_f ein Leistungsdefizit verringert; denn in diesem Fall ist die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ negativ und somit die Änderung der Verbraucherleistung P_f ebenfalls negativ.

Insgesamt setzt sich deshalb die mechanische Leistung $P_a(t)$ entsprechend Gln. (11.3-5) und (11.3-6) wie folgt zusammen

$$P_a(t) = P_{a50}(t) - P_f = \sum_i P_{mi} - P_{50} - P_f . \quad (11.3-7)$$

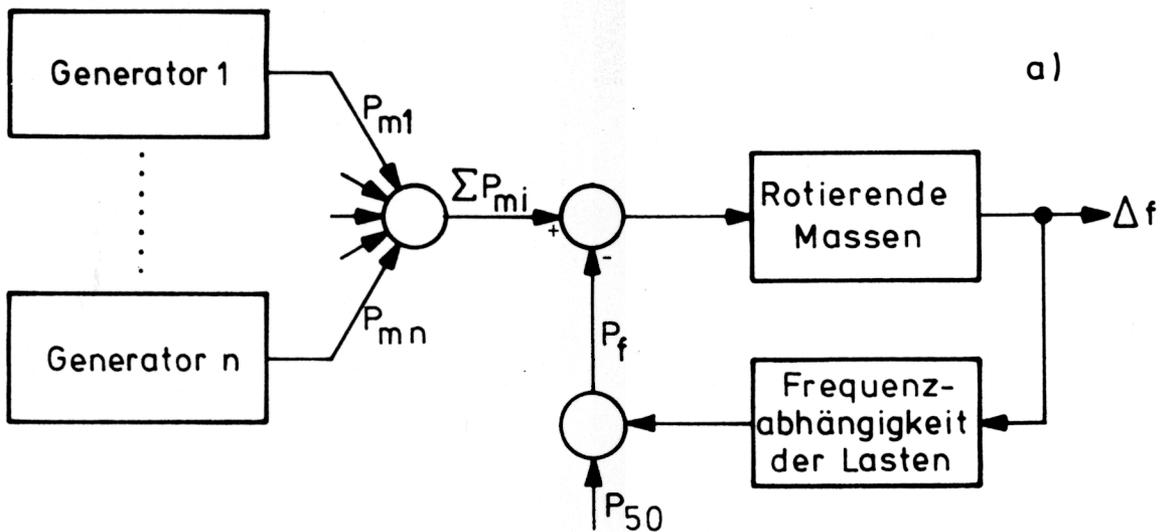
Damit erhält man das in Bild 11.3-1 a gezeigte Anlagenbild. Daraus läßt sich für die Darstellung des Netzes und der Lasten das in Bild 11.3-1 b gezeigte Schaltbild ableiten. Schließlich zeigt Bild 11.3-1 c das Statikdiagramm der Verbraucher.

Die Frequenzabhängigkeit V_L der Lasten hat nach Gl. (11.3-6) die Dimension MW/Hz. Durch Normierung analog zum Verstärkungsfaktor V'_R des Primärreglers erhält man für V'_L , definiert als $V'_L = V_L(f_0/P_0)$ eine dimensionslose Größe. Es ist oft zweckmäßig, die Frequenzabhängigkeit der Lasten auf die Netznennlast P_0 zu beziehen. Man erhält dann zur Kennzeichnung der Frequenzabhängigkeit der Lasten den Parameter α als

$$\alpha = V'_L/f_0 \quad \text{in } \text{‰}/\text{Hz} . \quad (11.3-8)$$

Durch die Zusammenfassung des in Bild 11.3-1 b gezeigten Strukturbildes erhält man die für dynamische Untersuchungen zweckmäßige Darstellung des Netzes und der Lasten als Übertragungsfunktion $G_N(s)$ wie folgt

$$G_N(s) = \frac{K'_L}{1 + sT_N} . \quad (11.3-9)$$



- | | | |
|---------------------------|------------------|-------------------------|
| 1) $f = 50 \text{ Hz}$ | $\dot{f} = 0$ | $P_L = P_{50}$ |
| 2) $f \neq 50 \text{ Hz}$ | $\dot{f} = 0$ | $P_L = P_{50} + P_f$ |
| 3) $f \neq 50 \text{ Hz}$ | $\dot{f} \neq 0$ | $P_L \neq P_{50} + P_f$ |

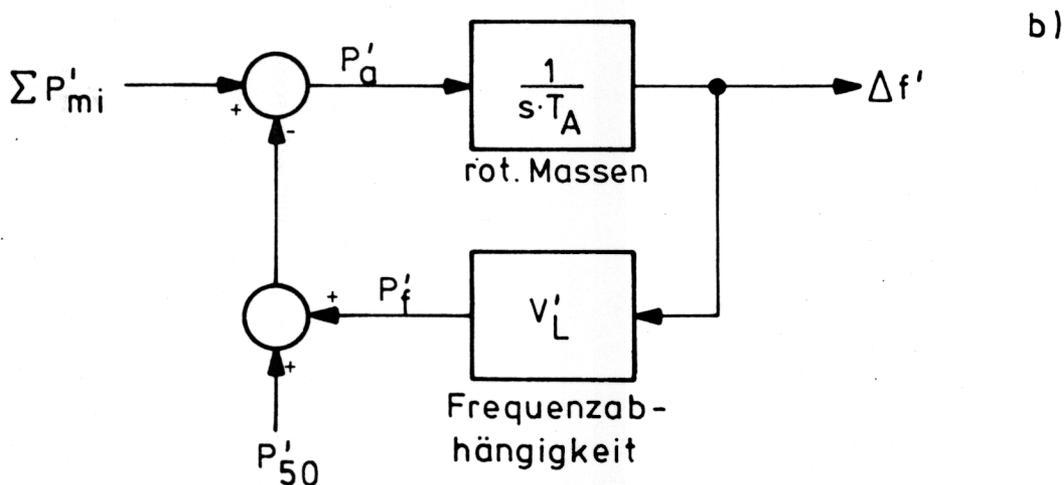


Bild 11.3-1 Modell des Netzes und der Verbraucher
 a) Anlagenmodell zusammen mit den Kraftwerkmodellen
 b) Schaltbild in normierter Darstellung

Dabei werden die Leistungen auf die Netznennleistung P_0 und die Frequenz auf die Nennfrequenz $f_0 = 50 \text{ Hz}$ normiert. Der dimensionslose Verstärkungsfaktor K'_L in Gl. (11.3-9) ergibt sich zu

$$K'_L = 1/V'_L, \quad (11.3-10)$$

falls V'_L als normierte Größe eingesetzt wird. Anderenfalls folgt aus der Definition des Verstärkungsfaktors $V_L = \frac{1}{K'_L} \frac{P_0}{f^0}$, daß die dimensionsbehaftete Größe K_L durch

$$K_L = \frac{1}{V_L} = K'_L \frac{f_0}{P_0} = \frac{1}{V'_L} \cdot \frac{f_0}{P_0} \quad (11.3-11)$$

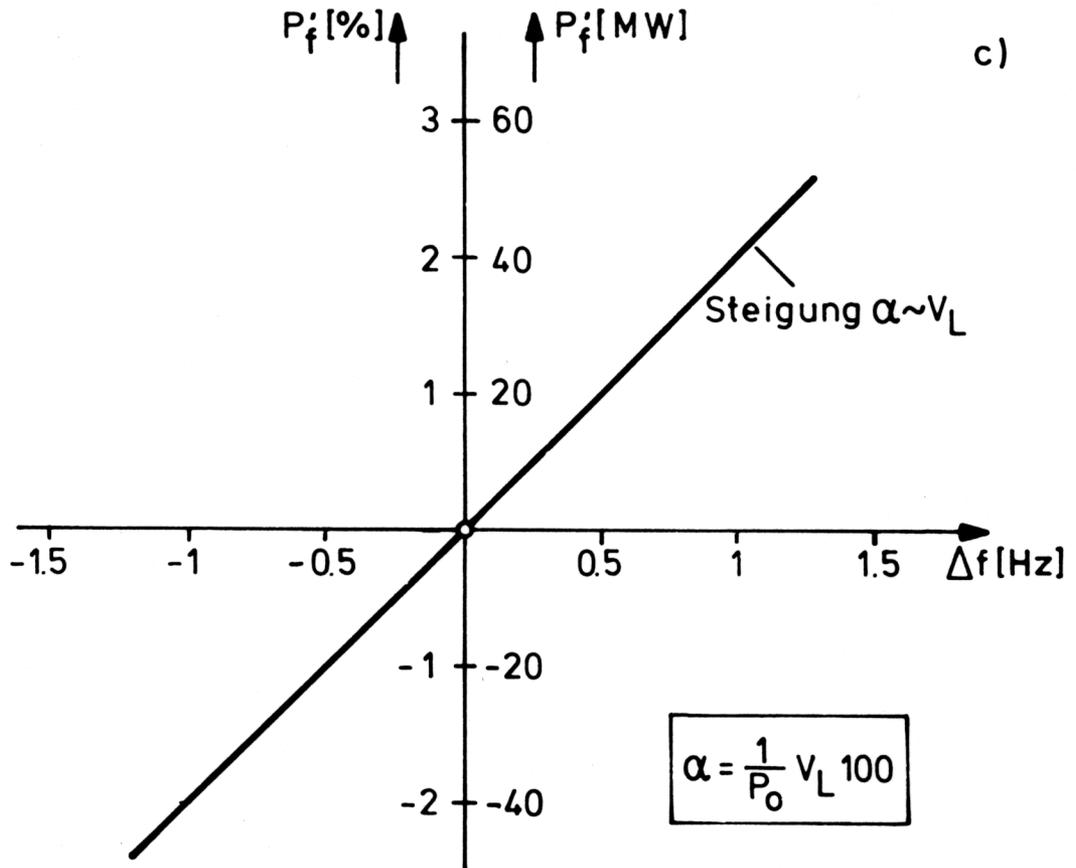


Bild 11.3-1 Modell des Netzes und der Verbraucher

c) Darstellung der Frequenzabhängigkeit der Lasten in einem „Statikdiagramm“ analog zu demjenigen in Bild 11.2-3 resp. 11.2-4 der Kraftwerke

gegeben ist. Da V_L die Einheit MW/Hz hat, ist die Einheit von K_L durch Hz/MW gegeben. Die in Gl. (11.3-9) auftretende Netzzeitkonstante T_N ergibt sich ebenfalls aus der Umformung des Blockschaltbildes zu

$$T_N = T_A K'_L \quad (11.3-12)$$

11.4 Beispiel

Die bisherigen Überlegungen sollen nun anhand des in Bild 11.1-1 gezeigten Beispielnetzes illustriert werden. In Tabelle 11-1 sind die erforderlichen Parameter für die Beschreibung der Kraftwerke KW1 und KW2 sowie der Lasten zusammengestellt. Da in vielen Fällen nicht das Trägheitsmoment J , sondern das Schwungmoment GD^2 der rotierenden Massen angegeben wird, soll hier noch auf den Zusammenhang

Tabelle 11-1 Parameterwerte für die Beschreibung des Beispielnetzes

	Leistung MW	GD^2 10^3 kp/m^2	J 10^3 kg/m^2	T_A s	Stellglied T_T in s	Turbine Statik in %		V MW/Hz	V'
						Fall 1	Fall 2		
KW1	$P_{N1} = 1200$	350	87,5	4,3	0,2	1,5	5	5	$V_R = 480$ $V'_R = 12$
KW2	$P_{N2} = 800$	400	100	4,93	0,3	2,5	∞	5	$V_R = 0/320$ $V'_R = 0/8$
Netzlast bei 50 Hz	$P_{50} = 1000$	150	37,5	1,85	—	—	50	50	$V_L = 40$ $V'_L = 1$
Systemnennleistung	$P_0 = 2000$	900	225	11,1	—	—	3,85	2,38	$V_N = 520$ $V'_N = 13$ $V_N = 840$ $V'_N = 21$

$$J = \frac{GD^2}{4g} \quad (11.4-1)$$

hingewiesen werden. In der Praxis kennt man nur die Trägheitsmomente der Turbinen-Generatorsätze exakt, während die von den Verbrauchern stammenden Anteile der rotierenden Massen geschätzt werden müssen. Die in Tabelle 11-1 dick umrandeten Parameterwerte sind angenommene Größen; daraus werden die übrigen Werte mit den bisher behandelten Beziehungen berechnet. Die Last nimmt zur Zeit $t = 0$ s sprunghörmig um $\Delta P_{50} = 100$ MW zu. Gesucht ist das Frequenz- und Leistungsverhalten des Systems.

Entsprechend Tabelle 11-1 sollen die folgenden zwei Fälle untersucht werden:

Fall 1: KW2 wird im reinen Gleitdruckbetrieb gefahren, so daß sich nur KW1 an der Primärregelung beteiligt. Deshalb ist die Statik von KW2 bei Fall 1 $s = \infty$.

Fall 2: Beide Kraftwerksgruppen KW 1 und KW 2 beteiligen sich mit der gleichen Statik von jeweils 5% an der Primärregelung.

Bild 11.4-1 zeigt das vollständige Blockschaltbild in normierter Darstellung, so wie sie für die numerische Stabilitätsuntersuchung der Frequenz-Regelung benutzt wird. Mit diesem Modell wird nun der Verlauf der Frequenzabweichung $\Delta f(t)$, der mechanischen Leistungen $P_{m1}(t)$ resp. $P_{m2}(t)$ sowie die elektrischen Leistungen $P_{e1}(t)$, $P_{e2}(t)$ und $P_L(t)$ berechnet, wenn die Last zur Zeit $t = 0$ sprunghörmig um $\Delta P_L(t) = 100$ MW zunimmt. Es ist also das dynamische Netzverhalten bei einem Leistungssprung von 10%, bezogen auf die momentane Gesamlast $P_{50} = 1000$ MW, zu untersuchen. Dieses entspricht einem Leistungssprung, bezogen auf die Netznennleistung $P_0 = 2000$ MW, von $\Delta P_{50} = 5\%$.

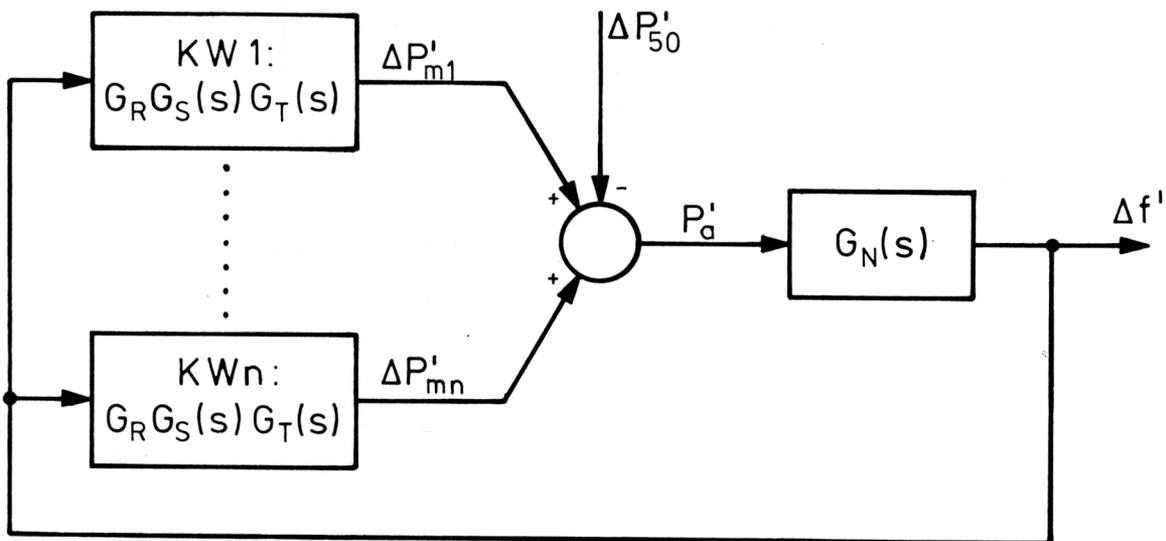


Bild 11.4-1 Dynamisches Kraftwerk- und Netzmodell zur Bestimmung des transienten Verhaltens nach einem Lastsprung ΔP_{50} unter Einwirkung der Primärregelung (Drehzahlregelung). In dem hier untersuchten Beispiel ist $n = 2$

Bild 11.4-2 zeigt die mit einem auf Bild 11.4-1 basierenden, numerischen Simulationsprogramm berechnete Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ von der Nennfrequenz von $f_0 = 50$ Hz für die beiden Fälle 1 und 2 der Tabelle 11-1. Im Zeitbereich I stellt man einen steilen Frequenzeinbruch unmittelbar nach Auftreten der Störung fest. Die größte Frequenzabweichung wird etwa 2 bis 3 Sekunden nach Störungseintritt erreicht. Die Wirkung der Drehzahlregelung führt dazu, daß durch Öffnen des Dampfeinlaßventils

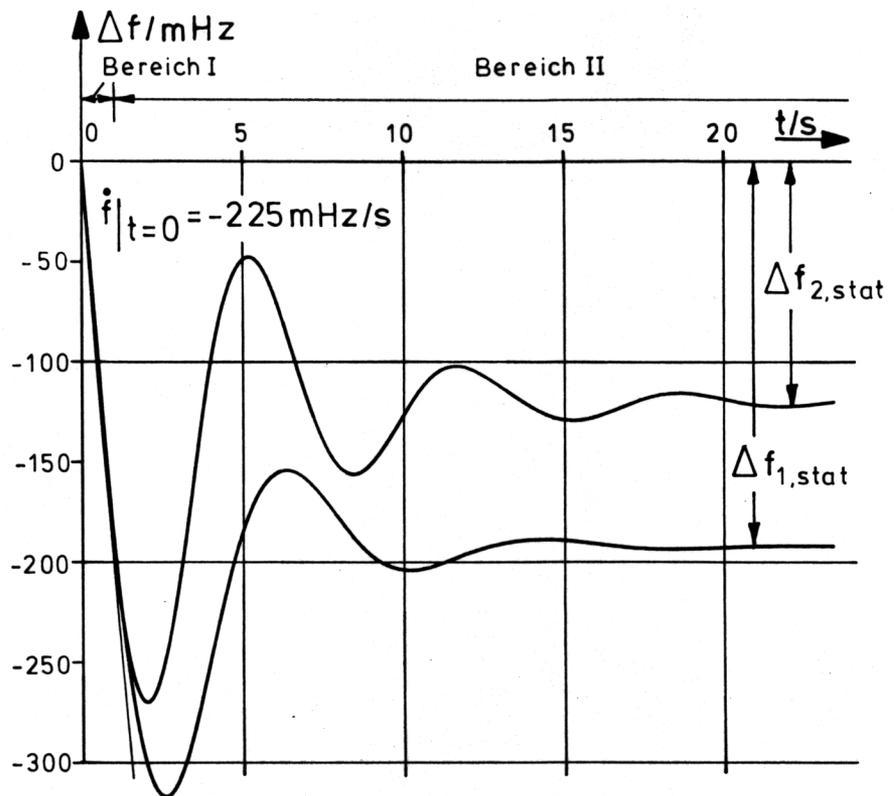


Bild 11.4-2 Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ nach einem Lastsprung für Fall 1 und Fall 2. Die stationären Frequenzabweichungen $\Delta f_{1,stat}$ und $\Delta f_{2,stat}$ werden wegen des P-Charakters der Primärregelung nicht ausgeglichen

der Dampfstrom in die Turbine vergrößert wird. Dadurch steigt das mechanische Antriebsmoment P_m an. Da im Fall 1 nur KW1 an der Drehzahlregelung beteiligt ist, ist die sich wegen des Proportionalreglers einstellende, stationäre Frequenzabweichung Δf_{stat} im Fall 1 größer als im Fall 2, wo sich beide Kraftwerke an der Drehzahlregelung beteiligen.

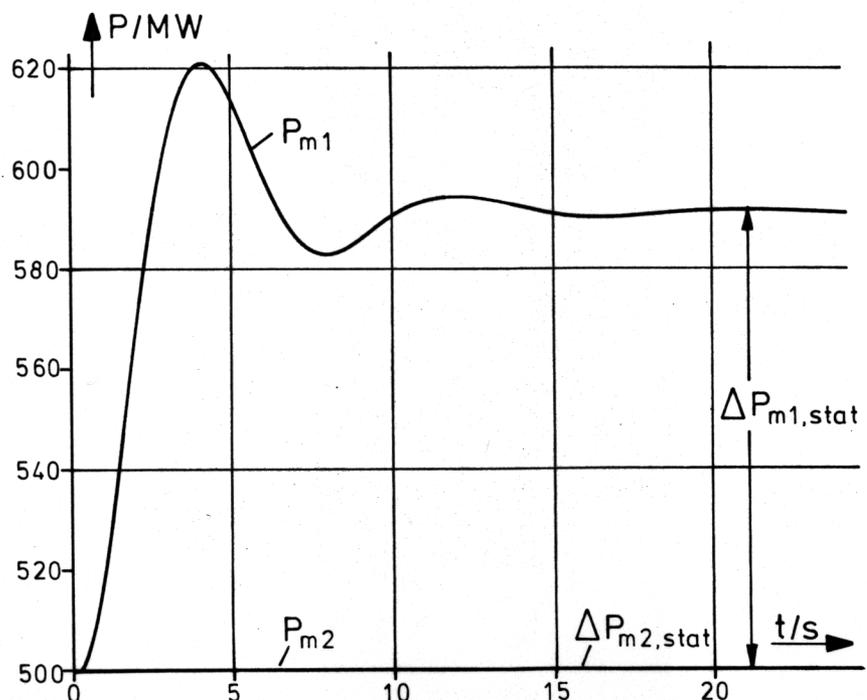


Bild 11.4-3 Mechanische Leistung $P_{m1}(t)$ von Kraftwerk 1 für den Fall 1, wo Kraftwerk 2 als Grundlastkraftwerk nicht an der Primärregelung beteiligt ist

Bild 11.4-3 zeigt den zeitlichen Verlauf der mechanischen Leistungen ΔP_{m1} und ΔP_{m2} der beiden Kraftwerke für den Fall 1. Da dabei Kraftwerk 2 im reinen Gleitdruck gefahren wird, ist die Änderung der mechanischen Leistung $\Delta P_{m2}(t)$ in dem hier betrachteten Zeitbereich der Primärregelung gleich Null.

Für die analytische Untersuchung des dynamischen Mittelzeitmodelles wird auf Abschnitt 11.5 verwiesen. Dabei werden sowohl die stationären Frequenzabweichungen $\Delta f(t)$ am Ende des Bereiches II wie auch die zeitliche Frequenzänderung \dot{f} zur Zeit $t = 0$ berechnet.

Bei der Darstellung der mechanischen Leistungen $P_{m1}(t)$ und $P_{m2}(t)$ wird sowohl in Bild 11.4-3 wie auch 11.4-4 ein absoluter Maßstab mit unterdrücktem Nullpunkt angegeben. Dementsprechend ist die Last $P_L = 1000$ MW für $t < 0$ gleichmäßig auf die beiden Kraftwerke 1 und 2 mit je 500 MW aufgeteilt. Da sich im Fall 1 das Kraftwerk 2 nicht an der Primärregelung beteiligt, bleibt $P_{m2}(t) = 500$ MW für $t > 0$. Das als Regelkraftwerk eingesetzte KW1 übernimmt die gesamte, zusätzliche Leistung. Wegen der Frequenzabhängigkeit der Last beträgt $\Delta P_{m1,stat} \approx 92$ MW.

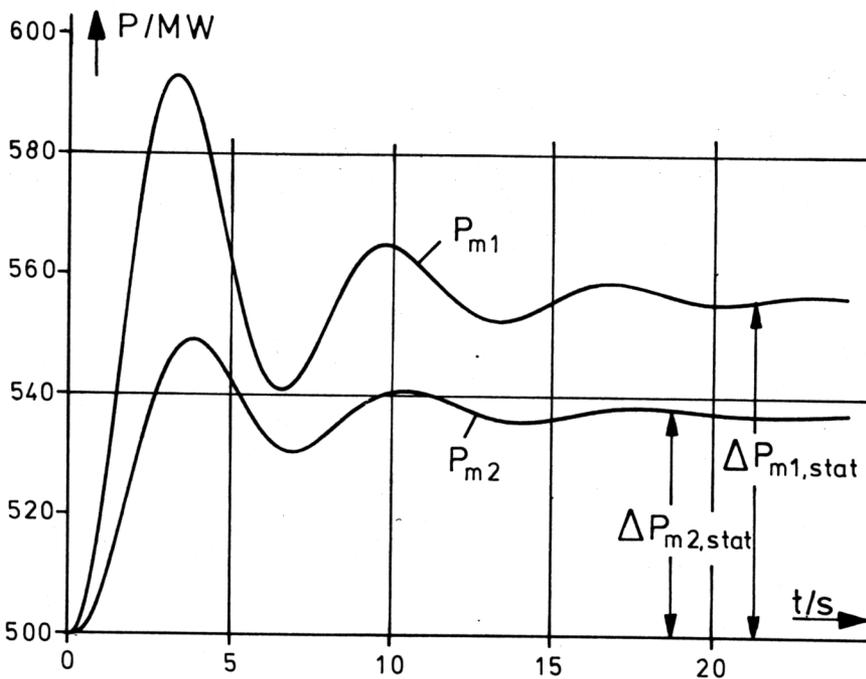


Bild 11.4-4 Mechanische Leistungen $P_{m1}(t)$ und $P_{m2}(t)$ für den Fall 2, wo sich beide Kraftwerke an der Primärregelung beteiligen

Wenn sich beide Kraftwerke KW1 und KW2 an der Primärregelung beteiligen (Fall 2), so verteilt sich die erhöhte Leistungsanforderung des Netzes auf die beiden Kraftwerke gemäß den in Bild 11.4-4 gezeigten, zeitlichen Verläufen.

11.5 Analyse der Primärregelung

Um das zeitliche Verhalten der Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ nach einem Lastsprung $\Delta P'_{50}$ analytisch untersuchen zu können, muß die Übertragungsfunktion zwischen dem Lastsprung und der Frequenzabweichung anhand von Bild 11.4-1 aufgestellt werden. Sie lautet für den allgemeinen Fall von n Kraftwerkgruppen im Inselnetz

$$\frac{\Delta f'(s)}{\Delta P'_{50}} = \frac{G_N(s)}{1 + G_N(s) [\sum G_{Ri}(s) G_{Si}(s) G_{Ti}(s)]} \quad (11.5-1)$$

Dabei erstreckt sich die Summe über alle $i = 1, 2, \dots, n$, unter Primärregelung stehenden Kraftwerke. Die Übertragungsfunktionen des Primärreglers $G_{Ri}(s)$, des Stellgliedes $G_{Si}(s)$ und der Turbine $G_{Ti}(s)$ sind pro Kraftwerkgruppe durch den Index „ i “ gekennzeichnet. Die vollständige, analytische Auswertung der Übertragungsfunktion (11.5-1) ist nur mit erheblichem Aufwand durchzuführen. Für praktische Arbeiten zur Bestimmung der Mittelzeitstabilität ist es zweckmäßiger, mit Simulationsmethoden zu arbeiten.

Zunächst soll nun die Frage geklärt werden, woher die vom Verbraucher sprungförmig geforderte Leistung ΔP_{50} gedeckt wird, die der Verbraucher sofort zur Zeit $t = 0$ zur Verfügung hat. In den ersten Millisekunden, nachdem der Schalter S in Bild 11.1-1 geschlossen worden ist, hat sich die Frequenz noch nicht sehr wesentlich geändert. Deshalb wirkt sich die Primärregelung noch nicht so aus, daß die Turbine zusätzliche Leistung abgeben könnte. Mit anderen Worten, es muß also in diesem ersten Zeitbereich I (er ist in Bild 11.4-2 auf der Zeitachse markiert) die gesamte, zusätzlich zu deckende Last ΔP_{50} aus der kinetischen Energie der rotierenden Massen gedeckt werden. Dadurch nimmt die kinetische Energie ab, was zu einer Drehzahlverringern (Frequenzabnahme) führt.

Die maximale Frequenzänderung $\dot{f}(t)$ zur Zeit $t = 0$ ist gemäß Gl. (11.3-3) durch die Anlaufzeitkonstante T_A aller rotierenden Massen im Inselnetz gegeben

$$\dot{f}|_{t=0} = \frac{f_0}{T_A} \frac{P_a(t)}{P_0} = \frac{f_0}{T_A} \Delta P'_{50} . \quad (11.5-2)$$

Im vorliegenden Beispiel beträgt der Frequenzabfall zur Zeit $t = 0$: $\dot{f}(t=0) = -0,225$ Hz/s, da die gesamte Anlaufzeitkonstante $T_A = 11,1$ s und die normierte Antriebsleistung $\Delta P'_{50} = 100/2000 = 0,05$ ist. Da der Frequenzabfall zur Zeit $t = 0$ von der Primärregelung unabhängig ist, ist er für beide Fälle 1 und 2 gleich groß.

Die im Zeitbereich I rasch zunehmende Frequenzabweichung hat über den P-Regler zur Folge, daß das Stellglied die Turbinenventile öffnet, wodurch mehr Dampf in die Turbine einströmt. Dadurch nimmt die mechanische Leistung $P_m(t)$ an der Turbinenwelle zu. Als Folge davon wird das ursprüngliche Leistungsdefizit verkleinert; die Frequenzabnahme wird abgebremst. Schließlich stellt sich eine stationäre Frequenzabweichung Δf_{stat} ein. Die Kraftwerke geben nun die zusätzliche Leistung ΔP_m ab. Im Fall 1 ist der Beitrag des Kraftwerkes zur mechanischen Leistung $\Delta P_m(t) = 0$; d. h. das Kraftwerk 1 deckt das Leistungsdefizit allein. Im Fall 2 beteiligen sich beide Kraftwerke gemäß Bild 11.4-4 an der Drehzahlregelung; dabei ist die Beteiligung auf Grund der verschiedenen Systemparameter trotz gleich eingestellter Statik unterschiedlich. Gleichzeitig ist wegen der Frequenzabhängigkeit der Lasten zu beachten, daß von den Generatoren nicht die gesamte, zusätzliche Last ΔP_{50} gedeckt werden muß, sondern lediglich das Leistungsdefizit $\Delta P_{50} + V_L \Delta f_{\text{stat}}$.

Von großem, praktischem Interesse ist auch der am Ende von Zeitbereich II erreichte, neue stationäre Betriebszustand, der analytisch mit dem Endwert-Theorem und Gleichung (11.5-1) berechnet werden kann. Bezeichnet man wiederum mit s den Laplace-Operator, so gilt

$$\Delta f_{\text{stat}} = \lim_{s \rightarrow 0} |s f(s)| = \frac{K'_L}{1 + V'_R K'_L} \Delta P'_{50} = \frac{1}{V'_R + V'_L} \Delta P'_{50} . \quad (11.5-3)$$

Dabei folgt die letzte Beziehung aus Gl. (11.3-10). Man bezeichnet als Leistungszahl eines Netzes die Größe V_N , die durch den Verstärkungsfaktor der Primärregelung und die Frequenzabhängigkeit der Lasten gegeben ist; d. h.

$$V_N = \frac{\Delta P_{50}}{\Delta f_{\text{stat}}} = V_L + V_R \quad \text{in MW/Hz} . \quad (11.5-4)$$

Die Leistungszahl V_N wird in der Literatur häufig mit K_N bezeichnet. Der Kehrwert der Leistungszahl ist die Netzstatik s_N . Sie wird als dimensionslose Größe angegeben; d. h. die Normierung erfolgt bezüglich der Netzlast P_{50} entsprechend

$$s_N = \frac{1}{V_N} \frac{P_{50}}{f_0} . \quad (11.5-5)$$

Die Netzstatik s_N setzt sich also aus den Kraftwerkstatiken s_i der primärgeregelten Kraftwerkblöcke und der Frequenzabhängigkeit K_L der Lasten zusammen.

Aus Gl. (11.5-3) folgt für die Berechnung der stationären Frequenzabweichung Δf_{stat}

$$\Delta f_{\text{stat}} = \frac{\Delta P_L}{V_L + V_R} = \frac{\Delta P_L}{V_N} , \quad (11.5-6)$$

wobei ΔP_L in MW und V_L resp. V_R in MW/Hz einzusetzen sind, um Δf_{stat} in Hz zu erhalten.

Für den im Beispiel vorgegebenen Lastsprung $\Delta P_L = 100$ MW ergibt sich mit Gl. (11.5-3) für die stationäre Frequenzabweichung in Fall 1 $\Delta f_1 = 0,192$ Hz (Bild 11.4-2). In Fall 2 stellt sich eine stationäre Frequenzabweichung von $\Delta f_2 = 0,119$ Hz ein. Daraus lassen sich die Leistungsbeträge der beiden Kraftwerke für die Ausregelung des Lastsprunges berechnen. Für Fall 1 gilt $\Delta P_m = 92,2$ MW; d. h. die Frequenzabhängigkeit der Lasten bewirkt eine Lastreduktion von 7,8 MW. In Fall 2 teilt sich der Lastsprung auf beide Kraftwerke wie folgt auf. KW1 übernimmt eine Leistung von $\Delta P_{m1} = 57,1$ MW, während KW2 eine Leistung von $\Delta P_{m2} = 38,1$ MW übernimmt. Da die stationäre Frequenzabweichung entsprechend der größeren Regelfähigkeit der beiden Kraftwerke in Fall 2 geringer ist als in Fall 1, wird auch der Beitrag der Frequenzabhängigkeit der Lasten geringer sein. Die durch die stationäre Frequenzabsenkung verursachte Lastreduktion beträgt im vorliegenden Beispiel 4.8 MW.

11.6 Vollständiges Mittelzeitmodell

Zur Vervollständigung des bisher abgeleiteten Mittelzeitmodells ist nun noch die von den Generatoren abgegebene, elektrische Leistung $P_e(t)$ bei kohärentem Systemverhalten zu bestimmen. Dazu muß das Blockschaltbild 11.4-1 erweitert werden. Die vom Kraftwerk i abgegebene, normierte elektrische Leistung $P'_{ei}(t)$ ist als Differenz zwischen mechanischer Leistung $P'_{mi}(t)$ und der Antriebsleistung $P'_a(t)$ des betreffenden Blockes gegeben; d. h.

$$P'_{ei}(t) = P'_{mi}(t) - P'_a(t) . \quad (11.6-1)$$

Da im Mittelzeitmodell in jedem Zeitpunkt t für alle rotierenden Maschinen eine einheitliche Drehzahl angenommen wird, muß für die Antriebsleistungen $P'_a(t)$ die Beziehung

$$\frac{P'_{ai}(t)}{P'_a(t)} = \frac{T_{Ai}}{T_A} \quad (11.6-2)$$

gelten. Dabei ist T_{Ai} die Anlaufzeitkonstante des i -ten Kraftwerkes und T_A die Summe aller Anlaufzeitkonstanten. Ersetzt man nun in Gl. (11.6-1) die Antriebsleistungen P'_{ai} mit Gl. (11.6-2), so erhält man für die gesuchte, elektrische Leistung $P'_{ei}(t)$

$$P'_{ei}(t) = P'_{mi}(t) - (T_{Ai}/T_A)P'_a(t) \quad (11.6-3)$$

Wegen der Annahme des kohärenten Systemverhaltens im Mittelzeitbereich läßt sich die elektrische Leistung $P_e(t)$ mit der algebraischen Gl. (11.6-3) berechnen.

Die gesamte, elektrische Wirklast $P'_L(t)$ setzt sich aus drei Anteilen zusammen. Erstens bildet die Wirklast P'_{50} bei Nennfrequenz $f_0 = 50$ Hz den Hauptanteil der Last. Durch die Frequenzabhängigkeit der Lasten kommt der zweite Beitrag $P'_f = V'_L \Delta f$ zustande. Schließlich sind drittens die rotierenden Lasten zu berücksichtigen. Ihr Anteil an der gesamten Last wird durch die mit dem Verhältnis der Anlaufzeitkonstante T_{AL} der Lasten zur gesamten Anlaufzeitkonstante T_A gewichtete Antriebsleistung $P'_a(t)$ bestimmt. Somit gilt für das dynamische Verhalten der elektrischen Last $P'_L(t)$

$$\Delta P'_L(t) = \Delta P'_{50} + V'_L \Delta f' - \frac{T_{AL}}{T_A} P'_a \quad (11.6-4)$$

Die beiden Gln. (11.6-3) und (11.6-4) sind als Blockdiagramm für das Beispiel aus Abschnitt 11.4 in Bild 11.6-1 dargestellt. Damit kann mit den in Tabelle 11-1 vorgegebenen Parameterwerten für T_{A1} , T_{A2} und T_{AL} der zeitliche Verlauf der elektrischen Leistungen $P_{e1}(t)$ und $P_{e2}(t)$ der beiden Kraftwerke sowie der Last $P_L(t)$ nach dem Lastsprung $\Delta P_{50} = 100$ MW im Zeitpunkt $t = 0$ berechnet werden.

Bild 11.6-2 zeigt das Verhalten der elektrischen Leistungen für den Fall 1, wobei wiederum vorausgesetzt worden ist, daß sich die beiden Kraftwerke KW1 und KW2

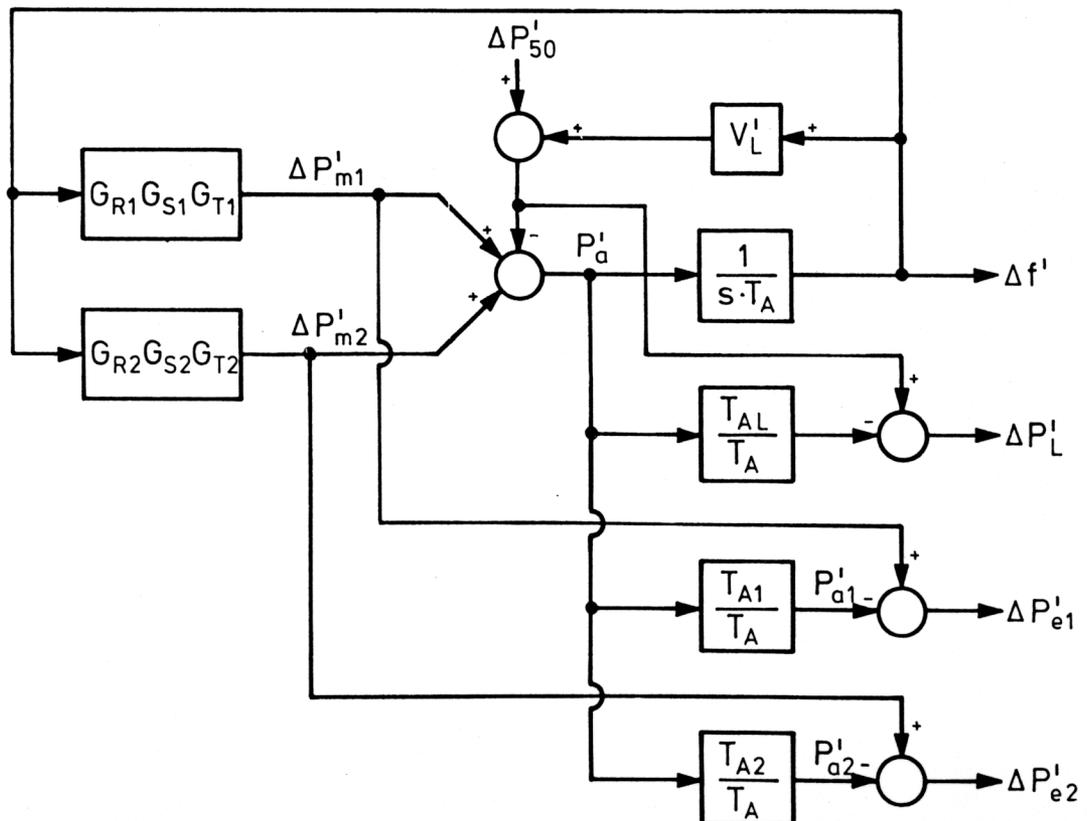


Bild 11.6-1 Vollständiges Mittelzeitmodell für ein Inselnetz mit zwei Kraftwerken

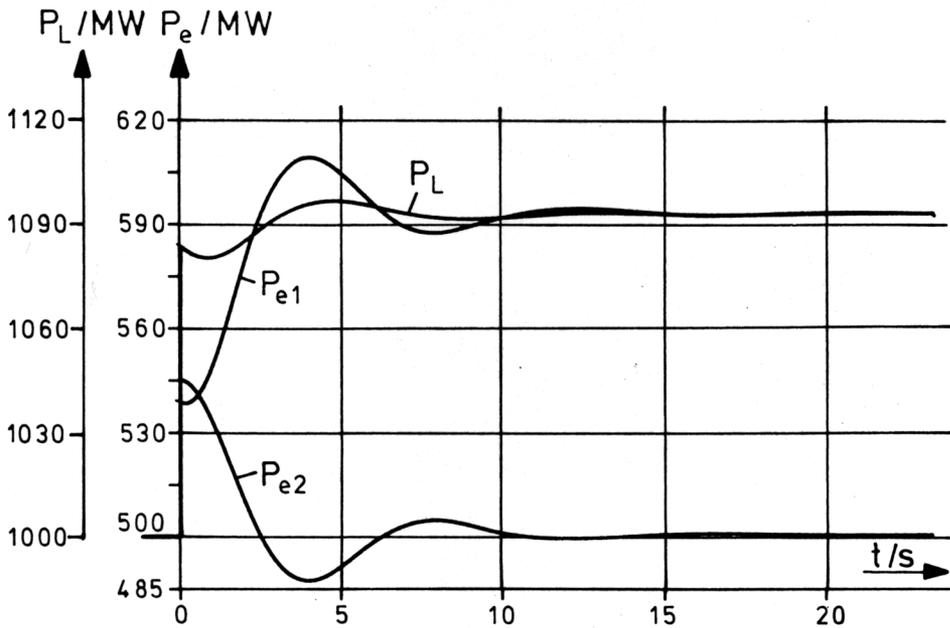


Bild 11.6-2 Elektrische Leistungen von KW1 und KW2 sowie Lastverhalten für Fall 1

vor Auftreten des Lastsprunges gleichmäßig mit jeweils 500 MW an der Lastdeckung beteiligt haben. Im Zeitpunkt $t = 0$ springt die elektrische Leistung $P_{e1}(t)$ von KW1 entsprechend Gl. (11.6-3) und mit den in Tabelle 11-1 genannten Werten um $\Delta P_{e1}(t=0) = (4,3/11,1) \cdot 100 = 38,7$ MW. Dabei ist zu beachten, daß im Zeitpunkt $t = 0: P_a(t=0) = \Delta P_{50} = 100$ MW ist. Die Wirkleistung $P_{e2}(t)$ von KW2 springt im Zeitpunkt $t = 0$ um den Wert $\Delta P_{e2} = (4,93/11,1) \cdot 100 = 44,5$ MW. Schließlich beträgt die sprungförmige Änderung der Last $P_L(t)$ gemäß Gl. (11.6-4) $\Delta P_L(t=0) = [1 - (1,85/11,1)] \cdot 100 = 83,2$ MW. Daran anschließend stellt sich ein Gleichgewicht zwischen der von KW1 abgegebenen, elektrischen Leistung $P_{e1}(t)$ und der Last $P_L(t)$ ein. Die elektrische Leistung von KW2, d. h. $P_{e2}(t)$ ist nur während des Übergangsverhaltens ungleich Null, da sich Kraftwerk 2 im Fall 1 nicht an der Primärregelung beteiligt. Der Vergleich mit Bild 11.4-3 zeigt jedoch deutlich, daß zwischen der mechanischen und der elektrischen Leistung im Mittelzeitbereich erhebliche Unterschiede auftreten. Dabei ist

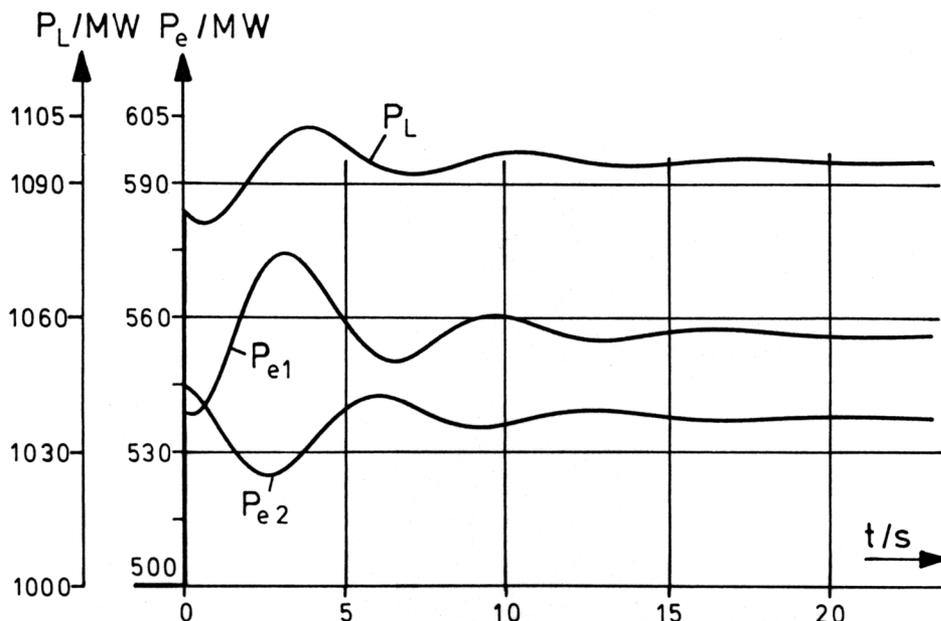


Bild 11.6-3 Elektrische Leistungen von KW1 und KW2 sowie Lastverhalten für Fall 2

noch einmal deutlich darauf hinzuweisen, daß das sprungförmige Verhalten der elektrischen Leistung $P_{ei}(t)$ eine direkte Konsequenz des kohärenten Systemverhaltens ist. In Kapitel 14 werden für den Kurzzeitbereich gültige, dynamische Modelle vorgestellt, mit denen das genaue, zeitliche Verhalten der elektrischen Leistung nach einer Störung im Netz berechnet werden kann.

Bild 11.6-3 zeigt das zeitliche Verhalten der elektrischen Leistungen für den Fall 2, wo beide Kraftwerke an der Primärregelung beteiligt sind. Im Zeitpunkt $t = 0$ treten die bereits in Bild 11.6-2 gezeigten Leistungssprünge auf. Tatsächlich ändert sich somit im ersten Augenblick nach Auftreten des Lastsprunges $\Delta P_{50} = 100$ MW nichts gegenüber dem bisher untersuchten Fall 1. Unterschiede treten jedoch im anschließenden Übergangsverhalten auf, indem sich im vorliegenden Fall beide Kraftwerke mit ihren elektrischen Leistungen $P_{e1}(t)$ und $P_{e2}(t)$ an der Lastdeckung $P_L(t)$ beteiligen. Es ist noch darauf hinzuweisen, daß sowohl in Bild 11.6-2 wie auch in Bild 11.6-3 der Ursprung des Koordinatensystems unterdrückt worden ist. Der Maßstab P_e gilt für die beiden elektrischen Leistungen von KW 1 und KW 2, während P_L für die Last gilt.

11.7 Sekundärregelung

11.7.1 Aufgaben der Sekundärregelung

Die bisherigen Überlegungen beziehen sich alle auf die Primärregelung, deren Aufgabe darin besteht, bei Lastsprüngen Frequenzabweichungen mit einem P-Regler in Grenzen zu halten. Es handelt sich somit um eine Drehzahlregelung, die im Zeitbereich bis zu einigen zehn Sekunden wirksam ist. Die Aufgabe der Sekundärregelung besteht darin, die durch den P-Regler der Primärregelung verursachte stationäre Frequenzab-

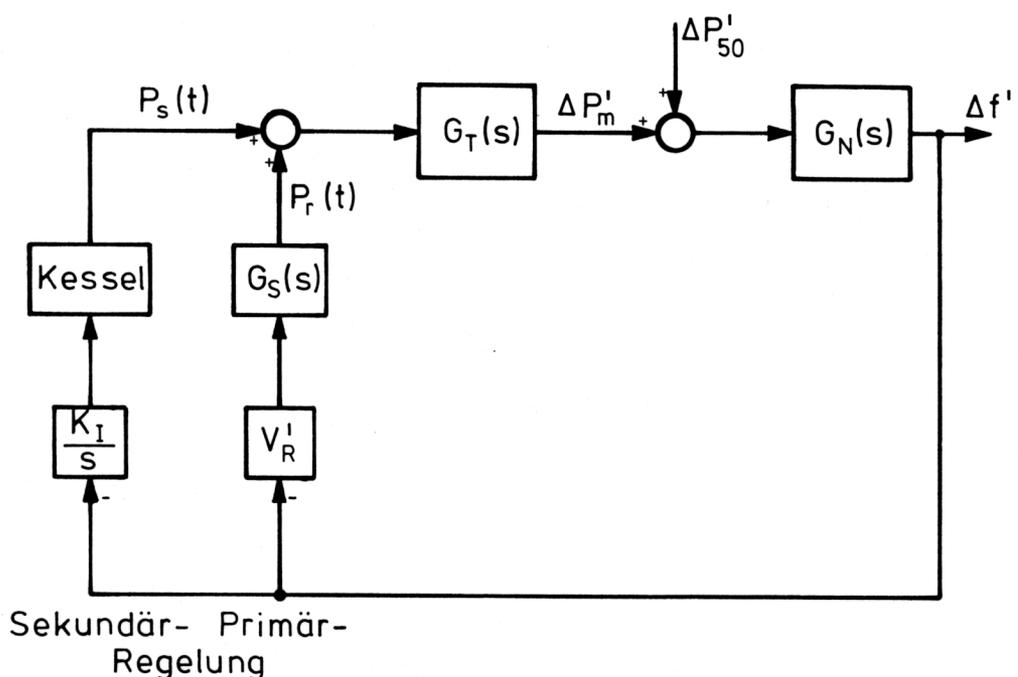


Bild 11.7-1 Einfluß der Sekundärregelung auf das Mittelzeitmodell des Kraftwerkes

weichung Δf_{stat} auf Null auszuregeln. Deshalb muß die Sekundärregelung die Wirkung eines Integral-Reglers haben.

Das dynamische Kraftwerks- und Netzmodell muß nun entsprechend Bild 11.7-1 erweitert werden. Dazu wird der P-Regler und die Übertragungsfunktion $G_S(s)$ des Stellgliedes für die Turbineneinlaßventile getrennt von der Übertragungsfunktion $G_T(s)$ der Turbine dargestellt. Parallel zur Primärregelung ist nun die Sekundärregelung mit dem integrierenden Verhalten $-K_I/s$ zu sehen. Sie wirkt auf den Kessel. Für die Modellvorstellung in dem hier zu untersuchenden Mittelzeitbereich muß für den Kessel kein dynamisches Modell eingeführt werden. Die Integrationskonstante K_I des Sekundärreglers wird groß gewählt, damit die Sekundärregelung nur langsam wirkt. Als Grenze der Wirksamkeit kann etwa 1 bis 2 Minuten angesetzt werden. In diesem Zeitbereich genügt es, für den Kessel die Übertragungsfunktion $G_K(s) = 1$ zu setzen.

Die Sekundärregelung bewirkt nun, daß bei einem Lastsprung die Brennstoffzufuhr soweit erhöht wird, daß die geforderte, neue Leistung bei Nennfrequenz $f_0 = 50$ Hz zur Verfügung gestellt werden kann. Im gleichen Maße, wie die Sekundärregelung wirksam wird, strebt die Frequenzabweichung dem Wert Null zu. Dadurch gehen die Dampf-einlaßventile der primärgeregelten Blöcke auf die ursprüngliche Ventilstellung zurück. Die gesamte, zusätzliche Leistung wird damit über die Sekundärregelung bereitgestellt. Da die Frequenzabweichung auf den Wert Null ausgeregelt werden muß, ist in diesem Zusammenhang die Auswirkung der Frequenzabhängigkeit nicht wirksam; d. h. über die Sekundärregelung muß der gesamte Lastsprung ΔP_{50} bereitgestellt werden.

11.7.2 Realisierung der Sekundärregelung

Mathematisch kann die Sekundärregelung durch einen Integral-Regler gemäß der Beziehung

$$\Delta P_s = -K_I \int \Delta f(t) dt \quad (11.7-1)$$

beschrieben werden. Dabei bewirkt das negative Vorzeichen, daß bei einer negativen Frequenzabweichung die sekundäre Regelleistung ΔP_s positiv ist. Der Regelparameter K_I muß genügend klein gewählt werden, damit die Sekundärregelung nicht zu rasch auf einzelne Frequenzabweichungen reagiert.

Bild 11.7-2 zeigt den Frequenzverlauf für Fall 1 bei eingeschalteter Sekundärregelung gemäß Gl. (11.7-1). Hier sieht man, daß im Bereich II für kurze Zeit eine stationäre Frequenzabweichung, die durch die Primärregelung bedingt ist, gerade noch erkennbar ist. Im Bereich III wird diese dann langsam auf Null zurückgeführt.

Da die Sekundärregelung über den Kessel wirksam ist, ist sie in ihrer Reaktion langsam. Deshalb beteiligen sich an der Sekundärregelung sowohl die im reinen wie auch im modifizierten Gleitdruck betriebenen Kraftwerksblöcke. Aus diesem Grund ist in Bild 11.7-1 nur eine Übertragungsfunktion $G_T(s)$ für alle an der Primärregelung beteiligten Kraftwerke dargestellt. Durch Auswahl von Beteiligungsfaktoren kann im voraus bestimmt werden, welche Kraftwerksblöcke sich an der Primärregelung beteiligen sollen.

Bild 11.7-3 zeigt den Verlauf der Primärregelleistung $P_r(t)$ sowie der Sekundärregelleistung $P_s(t)$. In dem gewählten Beispiel mit dem Lastsprung von $\Delta P_L(t) = 100$ MW muß die Primärregelleistung im Fall 1 eine Leistung von $\Delta P_r = 92,3$ MW aufbringen. Die Sekundärregelleistung muß allerdings den gesamten Leistungssprung von 100 MW ausregeln, da ja am Ende von Bereich III wiederum Nennfrequenz f_0 erreicht wird. Im Zeitpunkt $t = 100$ s stellt die Primärregelung noch $P_r \approx 10$ MW die Sekundär-

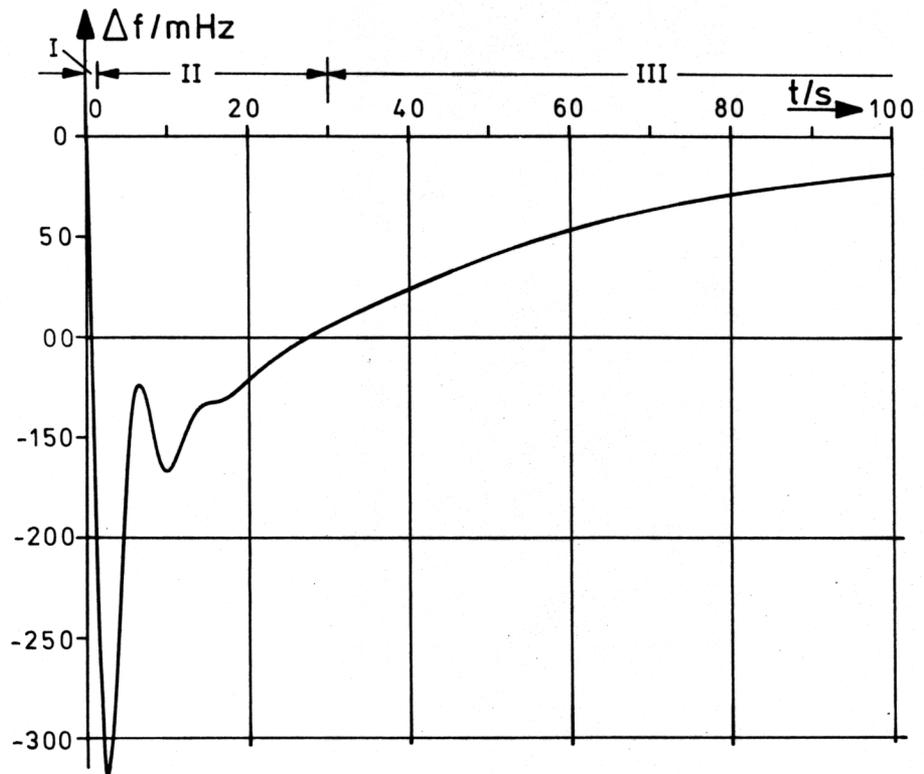


Bild 11.7-2 Frequenzverhalten nach einem Lastsprung für Fall 1 unter Berücksichtigung der Sekundärregelung mit $K_I = 12 \text{ MW/s Hz}$

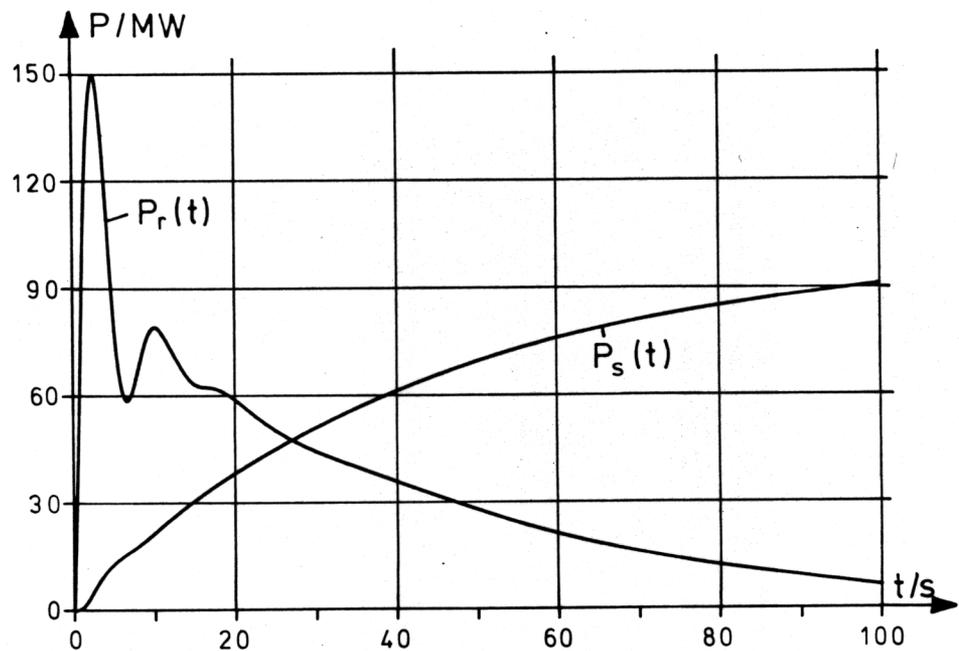


Bild 11.7.3 Verlauf der Primärregelleistung $P_r(t)$ und der Sekundärregelleistung $P_s(t)$ für die Ausregelung des Lastsprunges von $\Delta P = 100 \text{ MW}$

regelung $P_s \approx 90 \text{ MW}$ gemäß Bild 11.7-3 für die Ausregelung des Lastsprunges zur Verfügung.

Aufgaben

Aufgabe 11.1

In einem Inselnetz mit einer Gesamtleistung von $P_0 = 2,000$ MW wird die Frequenzabhängigkeit der Lasten α als $\alpha = 2\%/Hz$ geschätzt.

- Wie groß ist V_L in MW/Hz und als normierte Größe V'_L ?
- Wie groß ist der Verstärkungsfaktor K_L in MW/Hz resp. als dimensionslose Größe K'_L ?

Aufgabe 11.2

Für das in Abschnitt 11.4 vorgestellte Beispiel sind für Fall 1 und Fall 2 folgende Größen zu berechnen:

- die Verstärkungsfaktoren der Primärregelung
- die Verstärkungsfaktoren der Last
- die stationären Frequenzabweichungen Δf_{stat}
- die Netzstatik s_N
- die Aufteilung des Lastsprunges von $\Delta P_{50} = 100$ MW auf die beiden Kraftwerke unter Einwirkung der Primärregelung sowie den Anteil des Selbstregeleffektes
- die stationäre Frequenzabweichung und die Leistungsaufteilung ist in einem Statik-Diagramm graphisch zu bestimmen
- Wie groß muß die Netzstatik s_N gewählt werden, damit die stationäre Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{stat}} = 0,100$ Hz bei einem Lastsprung von $\Delta P_{50} = 100$ MW nicht überschritten wird?

12 Frequenz-Leistungs-Regelung im Verbundnetz

12.1 Einleitung

Ausgehend von der Frequenz-Regelung im Inselnetz, wie sie in Kapitel 11 beschrieben worden ist, wird nun die Modellierung des Verbundnetzes im Mittelzeitbereich vorgenommen. Darauf aufbauend wird dann die Frequenz-Leistungs-Regelung hergeleitet. In Erweiterung der in Kapitel 11 behandelten Drehzahlregelung geht es dabei um die gleichzeitige Regelung der Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ von der Nennfrequenz $f_0 = 50$ Hz sowie den zwischen den Verbundpartnern ausgetauschten Wirkleistungen. Da diese durch vertragliche Absprachen zwischen den Verbundpartnern festgelegt ist, muß durch die automatische Frequenz-Leistungs-Regelung erreicht werden, daß Leistungsabweichungen vom Sollwert so rasch wie möglich ausgeregelt werden. Tatsächlich beruht der Verbundbetrieb auf der zwischen den Partnern getroffenen Vereinbarung, daß nach einer zusätzlichen Lastanforderung oder einer Störung zunächst alle Verbundpartner dazu beitragen, das resultierende Leistungsdefizit durch Austausch von Wirkleistung über die Verbundleitungen zu decken. Nach Abklingen der transienten Phase ist jedoch jedes Unternehmen verpflichtet, die in seinem Netz aufgetretene Leistungsänderung aus eigenen Kraftwerksreserven zu decken.

12.2 Aufbau des Verbundsystems

12.2.1 Struktur des Verbundsystems

Bild 12.2-1 zeigt den Aufbau des Verbundsystems bestehend aus mehreren Netzbereichen. Jeder einzelne Netzbereich kann zunächst als Inselnetz mit den Ergebnissen aus Kapitel 11 modelliert werden. Die Bedeutung der in Bild 12.2-1 gezeigten Parameter ist aus Kapitel 11 bekannt. Der Vollständigkeit halber werden diese noch einmal zusammengestellt. Der Index „ i “ gibt an, daß sich die entsprechenden Parameter auf den i -ten Netzbereich beziehen. In Bild 12.2-1 und der folgenden Zusammenstellung ist dieser Index jedoch weggelassen worden.

- T_A Anlaufzeitkonstante aller rotierenden Massen im entsprechenden Netzbereich
- V_L Frequenzabhängigkeit der Lasten
- T_S Zeitkonstante des Stellgliedes für die Turbineneinlaßventile
- T_T Turbinenzeitkonstante
- V_R Verstärkungsfaktor des Primärreglers
- K_I Integrationskonstante der Sekundärregelung
- B Gewichtungsfaktor für die Frequenzabweichung (siehe Kapitel 12.3.2)
- P_N Nennleistung des Netzbereiches

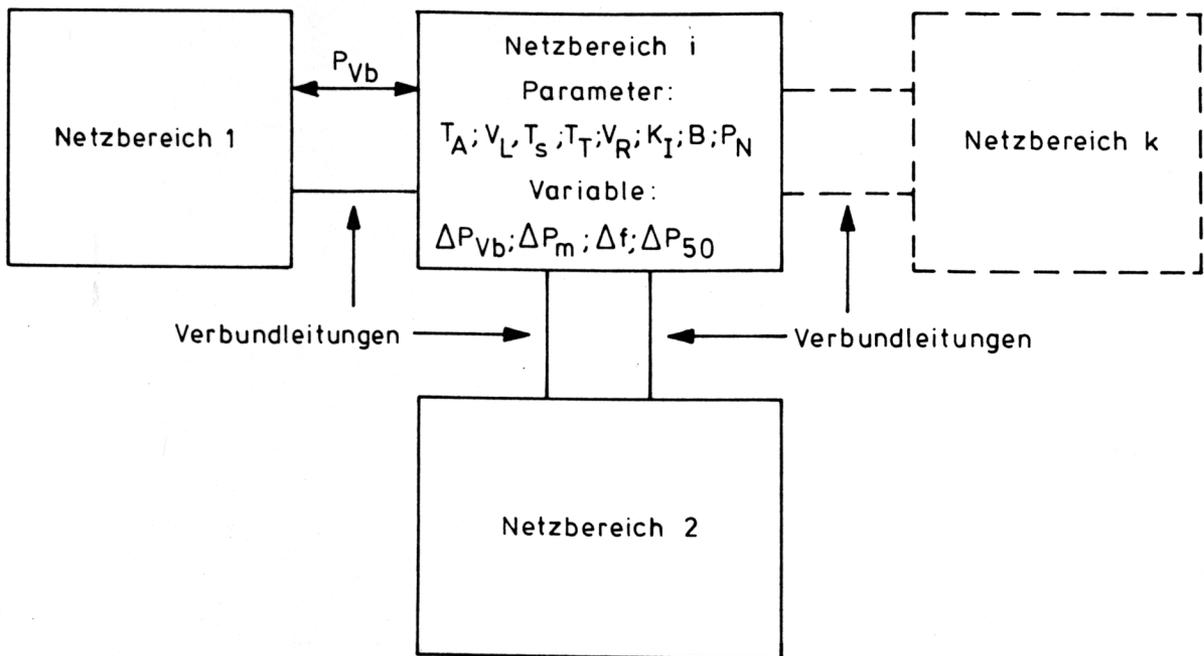


Bild 12.2-1 Aufbau des Verbundnetzes aus mehreren Netzbereichen (Verbundpartnern)

Die zu berechnenden Systemvariablen sind die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ sowie die folgenden Leistungsänderungen

- ΔP_m mechanische Antriebsleistung
- ΔP_e elektrische Leistungsabgabe des Generators
- ΔP_L Laständerung unter Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit
- ΔP_{vb} zwischen den Netzbereichen ausgetauschte Verbundleistung

Die Angabe eines Parametersatzes pro Netzbereich bedeutet, daß nur eine Kraftwerkeinspeisung pro Netzbereich definiert worden ist. Diese kann als Zusammenfassung aller im Netzbereich i vorkommenden Kraftwerkeinspeisungen interpretiert werden. Andererseits kann natürlich jede einzelne Einspeisung, wie in Kapitel 11 gezeigt worden ist, im Netzbereich i modelliert werden. In diesem Fall müssen die in Bild 12.2-1 angegebenen Parameter für jedes Kraftwerk einzeln angegeben werden.

Von der betrieblichen Seite gesehen bietet der nationale und internationale Verbundbetrieb wesentliche Vorteile. Ursprung und Entwicklung des Verbundbetriebes beruhen auf den unterschiedlichen Erzeugungsmöglichkeiten und dem regional unterschiedlichen Verbraucherverhalten der Abnehmer. Insbesondere ist dabei auf das Zusammenwirken der Kraftwerke zur Deckung der Grund-, Mittel- und Spitzenlast hinzuweisen. So können aus den leistungsstarken Speicherkraftwerken, in denen die Wasserkraft der Gebirge nutzbar gemacht wird, bedeutende Mengen hochwertiger Tagesenergie bereitgestellt werden. Die im Grund- und Mittellastbereich erforderlichen, großen Energiemengen werden durch Laufkraftwerke, konventionelle, thermische Kraftwerke und durch Kernkraftwerke bereitgestellt. Dabei spielt die Verfügbarkeit der Primärenergie zum Teil eine entscheidende Rolle. Der Austausch elektrischer Energie über die Verbundleitungen spielt sich in einem vertraglich genau festgelegten Rahmen ab. Für ein reibungsloses Zusammenarbeiten der verschiedenen Unternehmen im Verbund muß die Frequenz in engen Grenzen geregelt werden. Darüber hinaus ist der vereinbarte Energieaustausch im Normalfall genau einzuhalten. Störungen wie z. B. der Ausfall einer Maschine werden durch die Bereitstellung von Reserveleistung innerhalb des Verbundsystems in ihrer Auswirkung begrenzt. Das Ziel der Frequenz-Leistungs-Regelung

besteht darin, den Leistungsaustausch bei Nennfrequenz genau einzuhalten, auch dann wenn in den einzelnen Netzbereichen Lastsprünge auftreten.

Auf europäischer Ebene arbeiten die Energieversorgungsunternehmen von Deutschland, Frankreich, Italien, Benelux, Österreich und Schweiz zusammen. Im Jahre 1980 betrug die parallel betriebene Leistung des europäischen Verbundnetzes etwa 160 000 MW.

12.2.2 Wirkleistungsbilanz im Verbundsystem

Wenn in einem Netzbereich eine Laständerung $\Delta P_{50,i} > 0$ auftritt, so wird durch das Eingreifen der Turbinenregler die gesamte, im Verbundsystem erzeugte Leistung um ΔP_{mi} zunehmen. Der Leistungsüberschuß im i -ten Netzbereich ist somit gleich $\Delta P_{mi} - \Delta P_{50,i}$. Dieses Leistungsungleichgewicht wird vom Gesamtsystem auf folgende drei Arten gedeckt:

1. Durch Beschleunigung aller rotierenden Massen des i -ten Netzbereiches
2. Durch Veränderung der Last P_L des i -ten Netzbereiches, da sich diese wegen der Frequenzabhängigkeit gemäß Gl. (11.3-6) ändern wird
3. Durch Vergrößerung der über die Verbundleitungen ausgetauschten Übergabeleistungen $\Delta P_{vb,i}$.

Dadurch erhält man folgende Beziehung für die Wirkleistungsänderungen nach einem Lastsprung $\Delta P_{50,i}$ im i -ten Netzbereich

$$\Delta P_{mi} - \Delta P_{50,i} = P_{ai} + P_{fi} + \Delta P_{vb,i} \quad (12.2-1)$$

Für die Definition der Beschleunigungsleistung P_{ai} sowie der Frequenzabhängigkeit der Lasten P_{fi} als Funktion der Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ wird auf Kapitel 11 verwiesen. Der Index „ i “ gibt an, welcher Netzbereich untersucht werden soll.

Die Zunahme der Übergabeleistung $\Delta P_{vb,i}$ ist gleich der Summe aller Leistungsänderungen auf allen Verbundleitungen zu den Nachbarnetzen

$$\Delta P_{vb,i} = \sum_j \Delta P_{vb,ij} \quad (12.2-2)$$

Dabei erstreckt sich die Summe über alle Verbundleitungen, die den Netzbereich i mit dem übrigen Verbundnetz verbinden.

12.2.3 Berechnung der Übergabeleistung

Unter Vernachlässigung der ohmschen Leitungsverluste gilt für die Veränderung der einzelnen Übergabeleistungen zwischen den Netzbereichen i und j

$$\Delta P_{vb,ij} = T_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (12.2-3)$$

Dabei bezeichnet die Winkeldifferenz in Gl. (12.2-3) die Differenz zwischen den Spannungswinkeln am Anfang und am Ende der Verbundleitung. Der Synchronisierungskoeffizient T_{ij} ist wie folgt definiert

$$T_{ij} = \frac{dP_{vb,ij}}{d(\delta_i - \delta_j)} \quad (12.2-4)$$

Da die über die Verbundleitung fließende Leistung durch

$$P_{vb,ij} = P_{vb,ij}^{\max} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (12.2-5)$$

gegeben ist, kann der Synchronisierkoeffizient für die betreffende Verbundleitung berechnet werden

$$T_{ij} = P_{vb,ij}^{\max} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (12.2-6)$$

Dabei bezeichnet $P_{vb,ij}^{\max}$ die maximal, statisch stabil übertragbare Leistung zwischen Netzbereich i und j . Bezeichnet man die Spannungsbeträge am Anfang und Ende der Verbundleitung mit U_i und U_j sowie die Reaktanz der Verbundleitung mit X_{ij} , so gilt für die maximal übertragbare Leistung entsprechend Kapitel 2

$$P_{vb,ij}^{\max} = 3 \frac{U_i U_j}{X_{ij}} \quad (12.2-7)$$

Unterschiedliche Spannungswinkeländerungen $\Delta\delta_i$ und $\Delta\delta_j$ in zwei benachbarten Netzbereichen, die über eine Verbundleitung gekoppelt sind, bedeutet, daß während der transienten Phase unmittelbar nach dem Lastsprung $\Delta P_{50,i}$ in den beiden Netzbereichen unterschiedliche Frequenzabweichungen auftreten. Somit kann jeder Netzbereich für sich als kohärente Gruppe angesehen werden. Aber zwei unterschiedliche Netzbereiche bilden zunächst keine kohärente Gruppe und tauschen somit in der transienten Phase Leistung aus. Mit anderen Worten, es kommt unmittelbar nach dem Lastsprung zwischen zwei Netzbereichen zu Leistungspendelungen. Für die Nachbildung dieser Leistungspendelungen ist zu beachten, daß die Frequenzabweichungen Δf_i im i -ten Netzbereich und die Änderung des Spannungswinkels durch die Beziehung

$$\Delta f_i = (1/2 \pi) \frac{d}{dt} \Delta\delta_i \quad (12.2-8)$$

gegeben ist; d. h. die zeitliche Änderung des Winkels $\Delta\delta_i$ ist gleich der Winkelgeschwindigkeitsänderung $\Delta\omega_i = 2 \pi \Delta f_i$.

Damit kann nun die Gl. (12.2-3) für die Änderung der Verbundleistung $\Delta P_{vb,ij}$ als Funktion der Frequenzabweichungen $\Delta f_i(t)$ und $\Delta f_j(t)$ geschrieben werden

$$\Delta P_{vb,ij} = 2 \pi T_{ij} (\int \Delta f_i(t) dt - \int \Delta f_j(t) dt) \quad (12.2-9)$$

Die gesamte Änderung der Verbundleistung in Knoten i ist somit als Summe über alle Verbundleitungen gemäß Gl. (12.2-2) gegeben

$$\Delta P_{vb,i} = 2 \pi \sum_j T_{ij} (\int \Delta f_i(t) dt - \int \Delta f_j(t) dt) \quad (12.2-10)$$

Für die Blockdiagrammdarstellung eines Netzbereiches ist von Gl. (12.2-1) auszugehen. Unter Verwendung der Gln. (11.3-3) und (11.3-6) sowie nach dem Übergang auf normierte Größen lautet die Beziehung für das Leistungsgleichgewicht (12.2-1)

$$\Delta P'_{mi} - \Delta P'_{50,i} = T_{Ai} \frac{d}{dt} (\Delta f'_i) + V'_{Li} \Delta f'_i + \Delta P'_{vb,i} \quad (12.2-11)$$

Die normierten Leistungen sind mit der Nennleistung des Verbundsystems, die normierten Frequenzabweichungen mit der Nennfrequenz $f = 50$ Hz zu berechnen. Normierte Größen werden durch ' gekennzeichnet.

$$\Delta P' = \Delta P / P_N, \quad \text{wobei } P_N \text{ die Nennleistung des Verbundsystems ist} \quad (12.2-12)$$

$$\Delta f'_i = \Delta f_i / f_0, \quad \text{wobei } f_0 = 50 \text{ Hz ist.} \quad (12.2-13)$$

Die in Gl. (12.2-11) benutzte Frequenzabhängigkeit der Lasten im i -ten Netzbereich V'_{Li} ist ebenfalls als normierte Größe zu verwenden. Dabei ist die Beziehung

$$V'_{Li} = V_{Li}(f_0 / P_N) \quad (12.2-14)$$

zu beachten.

Nach Anwendung der LAPLACE-Transformation auf die Differentialgleichung (12.2-10) gilt für die Verbundleistung $\Delta P'_{vb,i}(s)$ folgende, algebraische Beziehung

$$\Delta P'_{vb,i} = \frac{2\pi}{s} \sum_j T'_{ij} (\Delta F'_i(s) - \Delta F'_j(s)) . \quad (12.2-15)$$

Für die Frequenzabweichung $\Delta F'_i(s)$ gilt wegen Gl. (12.2-11)

$$\Delta F'_i(s) = G_{Ni}(s) [\Delta P'_{mi}(s) - \Delta P'_{50,i}(s) - \Delta P'_{vb,i}(s)] . \quad (12.2-16)$$

Dabei ist der normierte Synchronisierkoeffizient T'_{ij} durch

$$T'_{ij} = T_{ij}(f_0 / P_N) \quad (12.2-17)$$

gegeben. Die Übertragungsfunktion $G_{Ni}(s)$ zur Beschreibung des i -ten Netzbereiches ist bereits in Kapitel 11 hergeleitet worden

$$G_{Ni}(s) = \frac{K'_{Li}}{1 + s T_{Ni}} . \quad (12.2-18)$$

Die Netzzeitkonstante T_{Ni} ist durch die Anlaufzeitkonstante T_{Ai} und den Faktor V'_{Li} gegeben

$$T_{Ni} = \frac{T_{Ai}}{V'_{Li}} . \quad (12.2-19)$$

Die Leistungszahl des i -ten Netzbereiches K'_{Li} ist durch die Frequenzabhängigkeit der Lasten, d. h. durch den inversen Wert von V'_{Li} gegeben

$$K'_{Li} = 1 / V'_{Li} . \quad (12.2-20)$$

Die Gln. (12.2-15) und (12.2-16) können in Blockdiagrammform wie in den Bildern 12.2-2 und 12.2-3 gezeigt dargestellt werden.

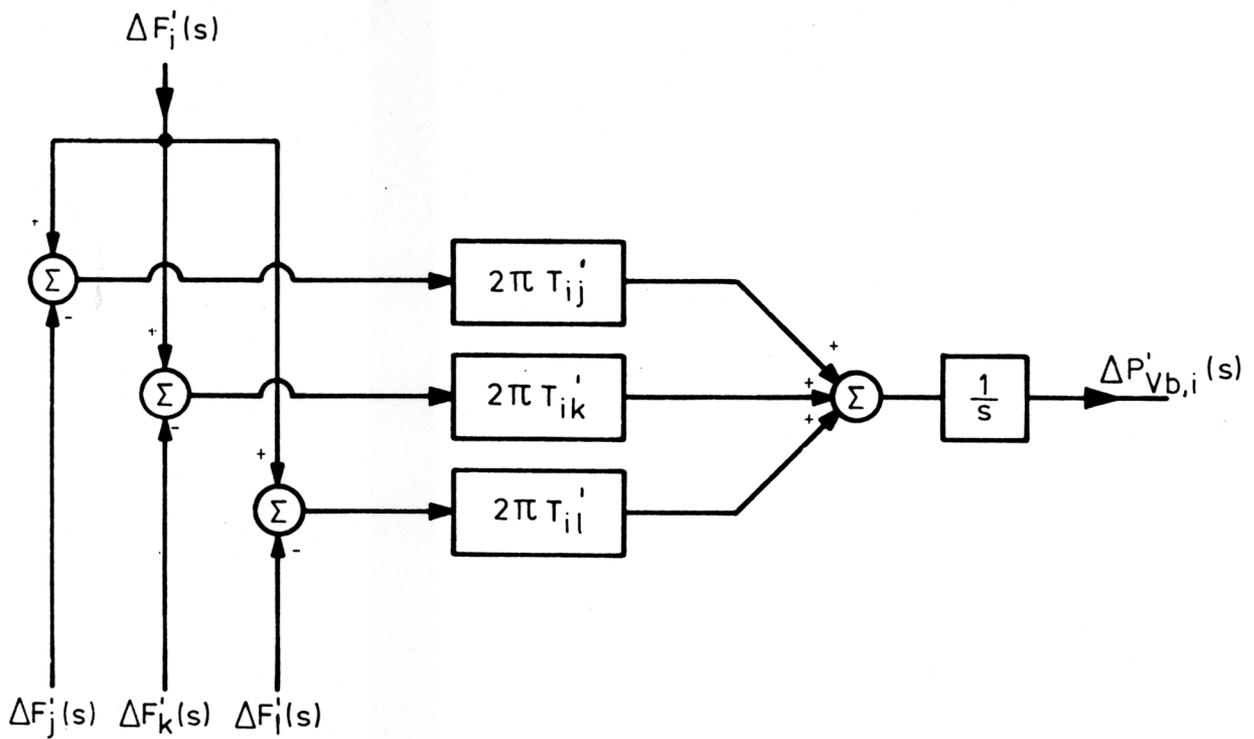
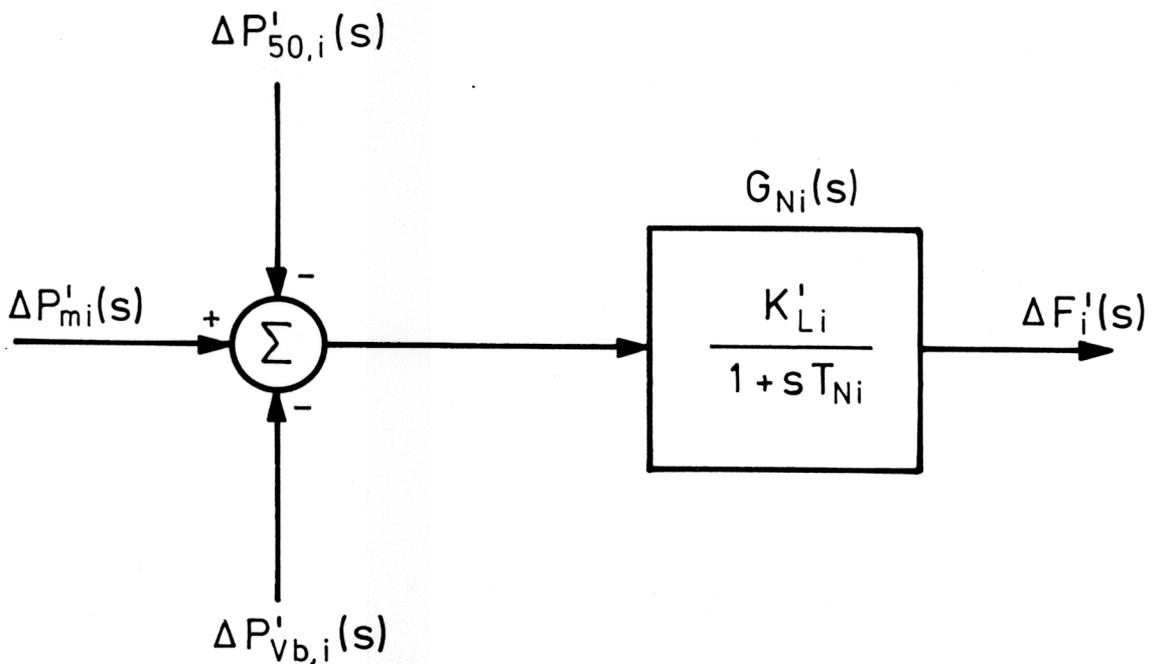


Bild 12.2-2 Auswirkung von Frequenzabweichungen auf die Verbundleistungsänderung

Bild 12.2-3 Darstellung des i -ten Netzbereiches mit der Übertragungsfunktion $G_{Ni}(s)$

12.2.4 Dynamisches Verhalten des Verbundsystems

Betrachtet man nur zwei Netzbereiche gleicher Nennleistung, die über eine Verbundleitung gekoppelt sind, so kann für die Berechnung des dynamischen Verhaltens der Übergabeleistung das in Bild 12.2-4 gezeigte Blockschaltbild angegeben werden. Es ergibt sich aus der Kombination der Bilder 12.2-2 und 12.2-3 für $i = 1$ und $j = 2$.

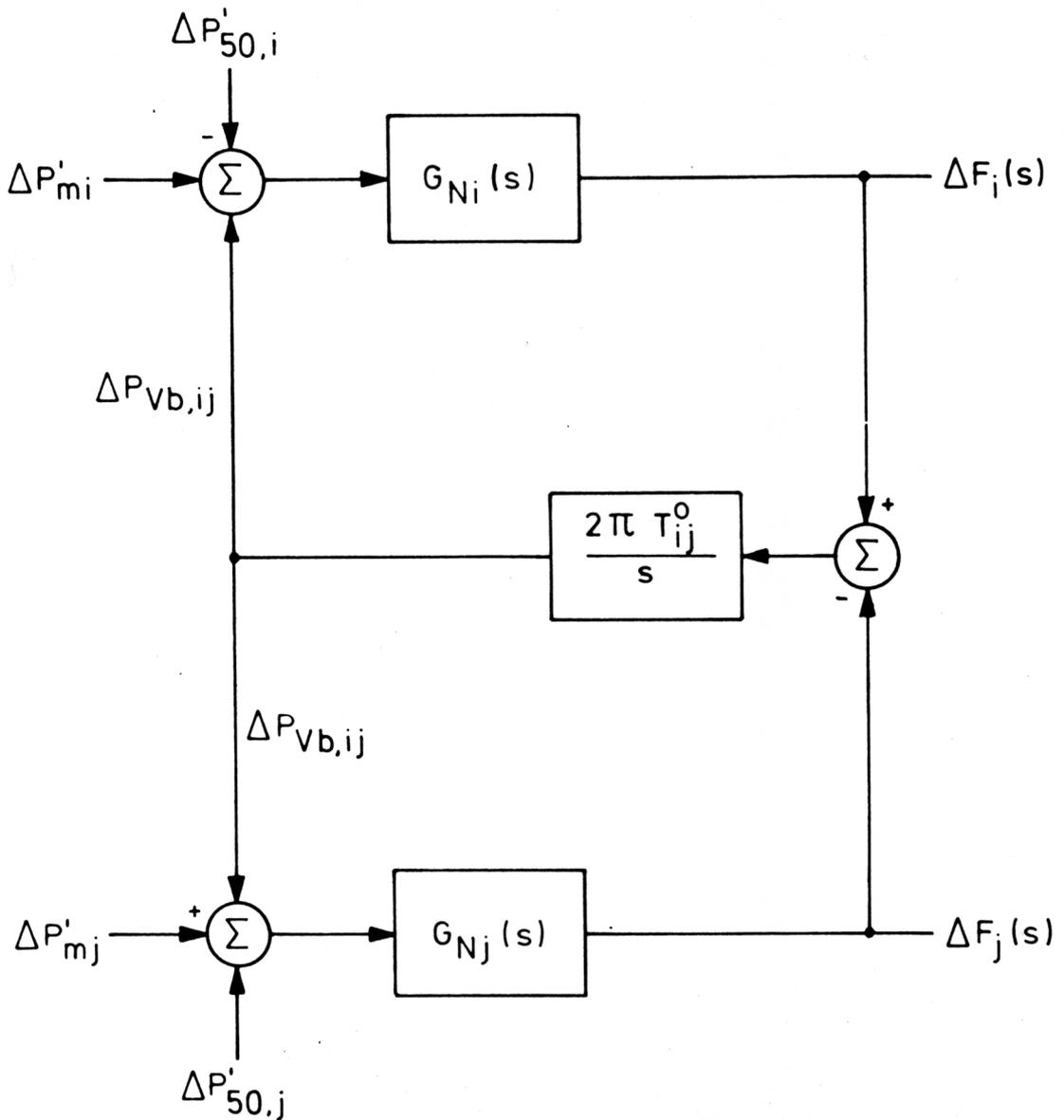


Bild 12.2-4 Blockdiagramm zur Berechnung der Leistungspendelung zwischen zwei Netzbereichen

Eine genauere Analyse dieses Blockschaltbildes zeigt, daß die in den Netzübertragungsfunktionen $G_{Ni}(s)$ auftretende Frequenzabhängigkeit der Lasten, ausgedrückt durch die Faktoren V'_{Li} , die einzigen Dämpfungsterme in dem System dritter Ordnung darstellen. Tatsächlich handelt es sich jedoch um Schwingungen kohärenter Netzbereiche gegeneinander. Wäre pro Netzbereich nur ein Generator im Einsatz, so müßte man die Polradpendelungen der beiden Maschinen gegeneinander untersuchen. Dazu müßten die beiden Synchrongeneratoren bezüglich ihres Dämpfungsverhaltens dargestellt werden. Im vorliegenden Modell werden die Generatoren jedoch nur durch das Trägheitsmoment dargestellt.

Wenn man die rasch gedämpften Polradpendelungen wegläßt, so muß für die Behandlung der Frequenz-Leistungs-Regelung der Ausgleichvorgang in der Verbundleistung $\Delta P_{vb,i}$, der durch die unterschiedlichen Frequenzabweichungen hervorgerufen wird, weggelassen werden. Bezüglich der Mittelzeitdynamik wird dabei kein systematischer Fehler gemacht. Der Übergang zu einem kohärenten Systemverhalten des gesamten Verbundsystems bedeutet, daß die raschen Ausgleichvorgänge der Synchronmaschinen-Pendelung vernachlässigt werden. Dies ist in einem eng gekoppelten Verbundsystem eine durchaus zulässige Annahme. Erst in sehr weiträumigen Systemen mit

schwachen Verbundleitungen sind die Pendelungen der Netzbereiche gegeneinander mit Hilfe genauerer Modelle zu untersuchen. Dabei sind jedoch dann auch die Auswirkungen der Spannungsregelung (siehe Kapitel 13) mit zu berücksichtigen. Ferner sind die einzelnen Frequenzabweichungen dann genau nachzubilden, wenn die zeitlichen Vorgänge unmittelbar nach Auftreten der Störung untersucht werden müssen. Dazu werden in Kapitel 14 Kurzzeitmodelle für die Untersuchung der dynamischen Stabilität vorgestellt.

Zur Illustration dieses Sachverhaltes wird auf das tatsächliche Verhalten des Deutschen Verbundsystems verwiesen. Bild 12.2-5 zeigt das gemessene Frequenzverhalten des Deutschen Verbundsystems nach dem Ausfall eines 660 MW-Kraftwerkblockes. Unterteilt man das gesamte Verbundnetz so in drei Netzbereiche, daß der dritte Bereich das Netz in der Umgebung des ausgefallenen Blockes darstellt, während die Netzbereiche 1 und 2 die weiter weg liegenden Teilnetze beinhalten, so stellt man aufgrund der Frequenzmessung fest, daß in den drei verschiedenen Netzbereichen unmittelbar nach der Störung lokale, voneinander abweichende Frequenzen $f_i(t)$ auftreten. Diese lokalen Frequenzunterschiede klingen jedoch sehr rasch ab, so daß nach etwa 3 bis 5 Sekunden ein kohärentes Frequenzverhalten festgestellt wird.

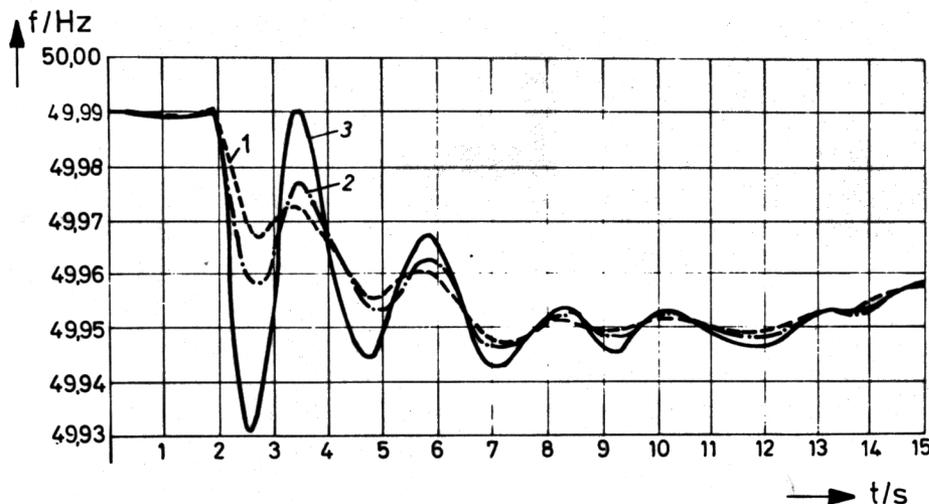


Bild 12.2-5 Frequenzverhalten des Deutschen Verbundnetzes nach dem Ausfall eines 660 MW-Blockes im Abstand von 280 km (Kurve 1), 210 km (Kurve 2) und 60 km (Kurve 3) nach G. GRIMM, etz Bd(101) 1980 Heft 4

Die rasche Dämpfung der einzelnen Frequenzabweichungen $\Delta f_i(t)$ untereinander wird durch das in Bild 12.2-4 dargestellte Modell nicht nachgebildet. Dazu müßte man die Generatoren und die Leitungsimpedanzen im einzelnen nachbilden. Wie bereits in Kapitel 11 erwähnt, greift die Primärregelung nur mit einer gewissen Verzögerung ein. Deshalb kann für die Untersuchung der Frequenz-Leistungs-Regelung auf die Darstellung der individuellen Frequenzabweichungen verzichtet werden. Das auf dieser Vereinfachung basierende, dynamische Modell des Verbundsystems gilt ausschließlich im Mittelzeitbereich, d. h. im zeitlichen Bereich zwischen 3 und 60 Sekunden nach Auftreten der Störung. In diesem Zeitbereich ist die Frequenz-Leistungs-Regelung aktiv im Eingriff. Der Verlauf der Systemgrößen unmittelbar nach Auftreten der Störung gilt deshalb nur approximativ. Falls jedoch die Kurzzeitdynamik für Stabilitätsuntersuchungen von Interesse ist, dürfen die einzelnen Frequenzabweichungen natürlich nicht weggelassen werden, wie das näher in Kapitel 14 ausgeführt wird.

Für die dynamische Modellierung des Verbundsystems hat diese Überlegung folgende, wichtige Konsequenz. Da in stark gekoppelten Verbundnetzen bereits nach wenigen Sekunden ein kohärentes Verhalten erreicht wird, kann auf die Leistungspendelungen auf den Verbundleitungen, die nach 1 bis 3 Sekunden abgeklungen sind, dann verzichtet werden, wenn die Frequenz-Leistungs-Regelung untersucht wird. Dabei wird von Anfang an mit nur einer Frequenzabweichung gerechnet. Für die Untersuchung der Kurzzeitstabilität (transiente Stabilität) ist dieser Modellansatz nicht zu verwenden.

12.3 Aufbau der Netzregelung

12.3.1 Mittelzeitmodell

Nach den grundsätzlichen Überlegungen zur Modellierung eines Verbundsystems mit einer einzigen Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ und der daraus resultierenden Annahme, daß die Verbundleistungsabweichungen $\Delta P_{vb,i}$ durch die Differenz zwischen der elektrischen Leistung im Netzbereich i , ΔP_{ei} , und der Laständerung im Netzbereich i , ΔP_{Li} , gegeben ist, wird nun die Auswirkung der Frequenz-Leistungs-Regelung behandelt. Deren Aufgabe im Verbundsystem ist durch folgende zwei Forderungen gekennzeichnet:

1. Unter normalen Betriebsbedingungen sorgt jeder Partner des Verbundsystems für die Lastdeckung in seinem eigenen Netz. Ausnahmen bilden die vorher vertraglich vereinbarten Übergabeleistungen
2. Jeder Verbundpartner muß für den Fall einer plötzlichen Laständerung in einem Netzbereich in der Lage sein, durch kurzfristige Regelleistung (Sekundenreserve) den erhöhten Leistungsbedarf mit abzudecken. Nach Ablauf der transienten Phase muß der erhöhte Leistungsbedarf in dem Netzbereich bereitgestellt werden, wo er ursprünglich aufgetreten ist.

Für die weitere Untersuchung wird das Modell eines Verbundsystems hergeleitet, das aus zwei Netzbereichen besteht. Dabei wird angenommen, daß die beiden Netzbereiche durch die in Tabelle 11-1 gegebenen Parameter beschrieben werden. Dabei bezeichnet nun KW1 das äquivalente Kraftwerkmodell im Netzbereich 1, während KW2 das Modell aller Kraftwerke im Netzbereich 2 darstellt.

Um das dynamische Verhalten des Verbundnetzes untersuchen zu können, muß für die Modellierung auf die in Abschnitt 12.2 gemachten Überlegungen zurückgegriffen werden. Entsprechend Bild 12.2-5 treten in den beiden Netzbereichen nur während einer Zeitperiode von bis zu 3 Sekunden unterschiedliche Frequenzabweichungen $\Delta f_1(t)$ und $\Delta f_2(t)$ auf. Für die Nachbildung der Frequenz-Leistungs-Regelung des Verbundsystems reicht es daher aus, wenn im gesamten System kohärentes Frequenzverhalten vorausgesetzt wird. Die Vernachlässigung der Frequenzunterschiede in den ersten Sekunden nach Auftreten der Laständerung hat auf die Wirkungsweise der Regelung nur einen geringen Einfluß, sofern das Verbundsystem eng gekoppelt ist. Als Störung soll im folgenden stets ein Lastsprung $\Delta P_{50,1} = 100 \text{ MW}$ im Netzbereich 1 angenommen werden.

Für die Nachbildung des dynamischen Verhaltens eines Verbundsystems kann auf das in Bild 11.4-1 gezeigte Modell zurückgegriffen werden, da die zeitliche Änderung der Verbundleistung nicht mit dem in Bild 12.2-4 gezeigten Teilmodell der Kurzzeitdynamik nachgebildet wird. Da neben der Frequenzabweichung nun auch die Übergabeleistung zwischen den beiden Netzbereichen geregelt werden muß, ist Bild 11.4-1 ent-

sprechend Bild 11.6-1 zur Berechnung der elektrischen Leistungen zu ergänzen. Damit erhält man für die Modellierung der Frequenz-Leistungs-Regelung das in Bild 12.3-1 gezeigte Mittelzeitmodell. Für die Erklärung der einzelnen Übertragungsfunktionen wird auf Kapitel 11 verwiesen. In Bild 12.3-1 ist die Möglichkeit vorgesehen, daß sowohl im Netzbereich 1 wie auch im Netzbereich 2 Lastsprünge auftreten können. Sie werden als Eingangsgrößen des Blockschaltbildes zu behandeln sein und sind mit $\Delta P_{50,1}$ und $\Delta P_{50,2}$ bezeichnet.

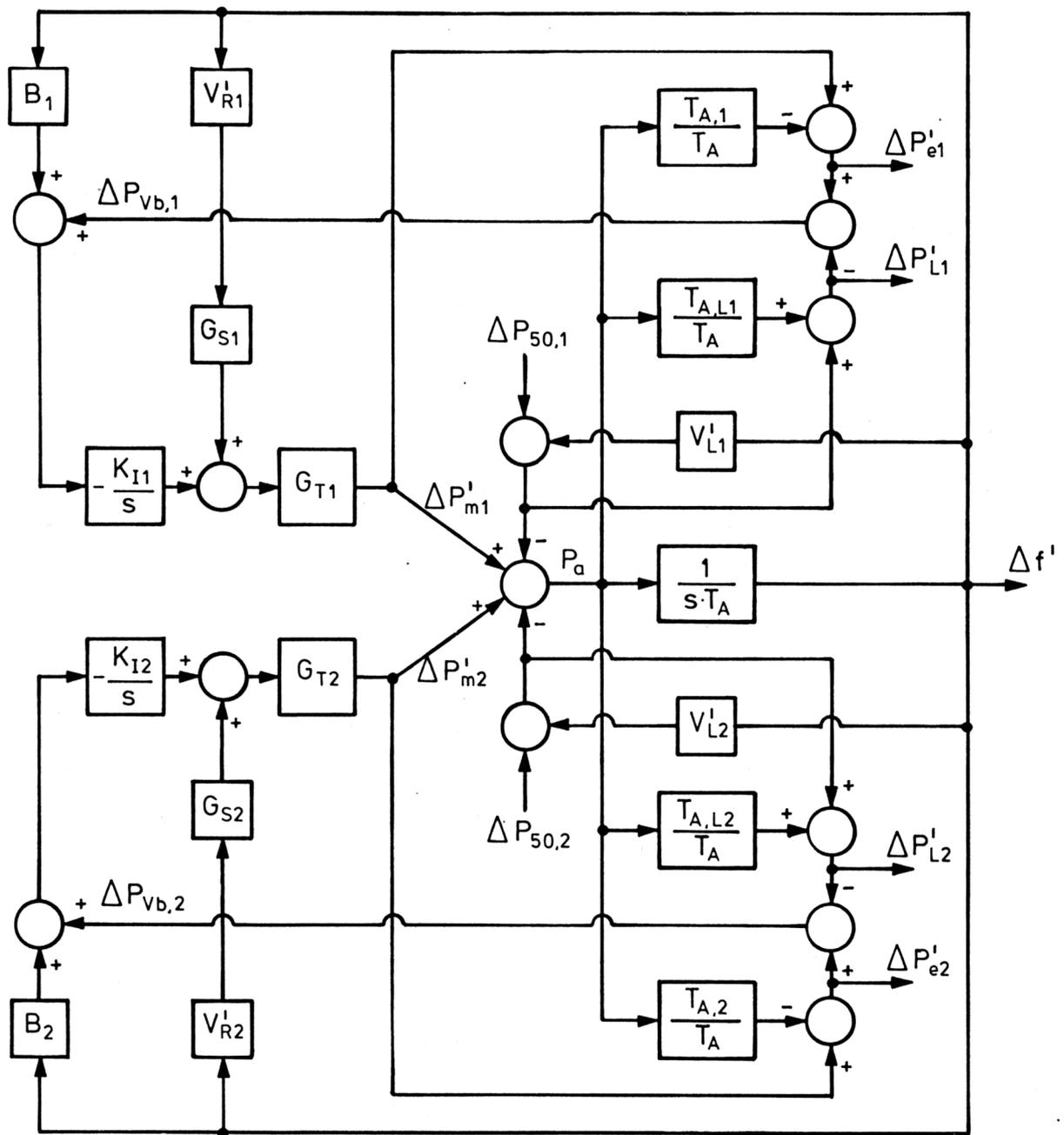


Bild 12.3-1 Mittelzeitmodell zur Berechnung der zeitlichen Vorgänge der Frequenz-Leistungs-Regelung

Für die Berechnung einer einheitlichen Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ im gesamten Verbundsystem ist für die Netznachbildung die Anlaufzeitkonstante T_A des gesamten Verbundnetzes einzusetzen. Ebenso ist die Frequenzabhängigkeit aller Verbraucher im Netzbereich 1 und 2 durch die als bekannt vorausgesetzten Größen V'_{L1} und V'_{L2} gegeben. Aus der Beschleunigungsleistung $P_a(t)$ sind die Änderungen der elektrischen Lei-

stungen $\Delta P_{ei}(t)$ durch das Verhältnis der Anlaufzeitkonstanten T_{Ai}/T_A für $i = 1, 2$ gegeben. Dabei beinhalten die Zeitkonstanten T_{Ai} die rotierenden Massen der Turbinen-Generator-Sätze im i -ten Netzbereich. Die Laständerung $\Delta P'_{Li}$ ist durch das Verhältnis der Zeitkonstanten T_{ALi}/T_A gegeben. Die Zeitkonstante T_{ALi} ist durch die nicht Drehzahl-geregelten, rotierenden Belastungsmaschinen im i -ten Netzbereich gegeben. Die Differenz zwischen den Änderungen der elektrischen Leistung $\Delta P'_{ei}$ und der Laständerung $\Delta P'_{Li}$ ergibt die Änderung der Verbundleistung $\Delta P'_{vb,i}$. In normierter Darstellung gilt

$$\Delta P'_{vb,i} = \Delta P'_{ei}(t) - \Delta P'_{Li}(t) \quad . \quad (12.3-1)$$

Im Gegensatz zur allgemein gültigen Gl. (12.2-15) zur Berechnung der Verbundleistungsänderung gilt Gl. (12.3-1) nur unter der Annahme eines kohärenten Systemverhaltens und gibt somit die Vorgänge unmittelbar nach Auftreten des Lastsprunges nicht exakt wieder.

Da im vorliegenden Fall nur zwei Netzbereiche untersucht werden, die mit einer Verbundleitung gekoppelt sind, muß die Beziehung $\Delta P_{vb,1} = -\Delta P_{vb,2}$ gültig sein; d. h. der Export aus Netzbereich 1 ist gleich dem Import in Netzbereich 2.

Jeder Netzbereich hat einen eigenen Netzregler, der im folgenden untersucht werden soll. Der i -te Netzregler hat als Eingangsgrößen die Frequenzabweichungen $\Delta f'(t)$ sowie die Änderung der Verbundleistung $\Delta P'_{vb,i}$.

12.3.2 Primärregelung

Unter der Annahme, daß die Netzregelung nur auf der Primärregelung beruht, so liegt entsprechend den Ausführungen in Kapitel 11 eine reine Proportional-Regelung der Drehzahl vor. Das Eingangssignal ist die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$, das Ausgangssignal die Primärregelleistung $P_r(t)$. Aus Bild 12.3-1 geht hervor, daß für die Behandlung der Primärregelung der Netzregler noch nicht betrachtet wird.

Im stationären Fall nach Abklingen der transienten Phase sind die Änderungen in der Frequenz und den Übergabeleistungen durch die Verstärkungsfaktoren V'_{Ri} der Primärregelung gegeben. Aus Bild 12.3-1 folgt mit $i = 1$ und $i = 2$

$$\Delta P'_{mi,stat} = -V'_{Ri} \Delta f'_{stat} \quad . \quad (12.3-2)$$

Da im stationären Fall die Frequenzänderung $df/dt = 0$ ist, gilt für die Leistungsbilanz in jedem Netzbereich für Lastsprünge $\Delta P_{50,1}$ und $\Delta P_{50,2}$

$$-V'_{Ri} \Delta f'_{stat} - \Delta P'_{50,i} - V'_{Li} \Delta f'_{stat} = \Delta P'_{vb,istat} \quad \text{für } i = 1, 2 \quad . \quad (12.3-3)$$

Die Auflösung nach den beiden gesuchten Größen $\Delta f'_{stat}$ und $\Delta P_{vb,1stat} = -\Delta P_{vb,2stat}$ ergibt für die Frequenzabweichung

$$\Delta f'_{stat} = -\frac{\Delta P'_{50,2} + \Delta P'_{50,1}}{V'_{N1} + V'_{N2}} \quad . \quad (12.3-4)$$

Die Änderung der Verbundleistung ergibt sich zu

$$\Delta P'_{vb,1stat} = \frac{-V'_{N1} \Delta P'_{50,1} + V'_{N2} \Delta P'_{50,2}}{V'_{N1} + V'_{N2}} \quad . \quad (12.3-5)$$

Dabei sind in beiden Gln. (12.3-4) und (12.3-5) die bereits in Kapitel 11 eingeführten Netzstatiken V_{Ni} benutzt worden. Sie sind wie folgt definiert

$$V'_{Ni} = V'_{Li} + V'_{Ri} \quad \text{mit} \quad V'_{N1} = 12,5 \quad \text{und} \quad V'_{N2} = 8,5 . \quad (12.3-6)$$

Untersucht man nur den einfacheren Fall eines Lastsprunges $\Delta P'_{50,1}$ im Netzbereich 1, so gehen die Gln. (12.3-4) und (12.3-5) in die Beziehungen über

$$\Delta f'_{\text{stat}} = -\frac{\Delta P'_{50,1}}{V'_N} \quad \text{mit} \quad V'_N = V'_{N1} + V'_{N2} = 21 \quad (12.3-4a)$$

$$\Delta P'_{\text{vb},1\text{stat}} = -\frac{V'_{N1} \Delta P'_{50,1}}{V'_N} . \quad (12.3-5a)$$

Mit den in Tabelle 11-1, Fall 2 vorgegebenen Modellparametern ergibt sich aus Gl. (12.3-4a) für die Frequenzabweichung im stationären Fall und aus Gl. (12.3-5a) für die Änderung der Verbundleistung

$$\Delta f'_{\text{stat}} = -0,119 \text{ Hz} \quad (12.3-7)$$

$$\Delta P'_{\text{vb},1\text{stat}} = -41 \text{ MW} .$$

Das transiente Verhalten des Verbundsystems bestehend aus zwei Netzbereichen ist in Bild 12.3-2 dargestellt. Entsprechend Bild 12.3-1 muß die Verbundleistungsänderung $\Delta P_{\text{vb},1}$ im Schalt Augenblick $t = 0$ sprunghaft verlaufen, da die Leistungspendelungen, die für einen kurzen Zeitbereich auftreten, wegen der Annahme des kohärenten Netzverhaltens mit dem gewählten Mittelzeitmodell nicht dargestellt werden.

Entsprechend Gl. (12.3-7) stellt sich unter der Einwirkung der Primärregelung gemäß Kapitel 11 eine dauernde Frequenzabweichung $\Delta f'_{\text{stat}}$ ein. Ferner beteiligt sich Netzbereich 2 entgegen den Absprachen des Verbundbetriebes auch im stationären Zustand an

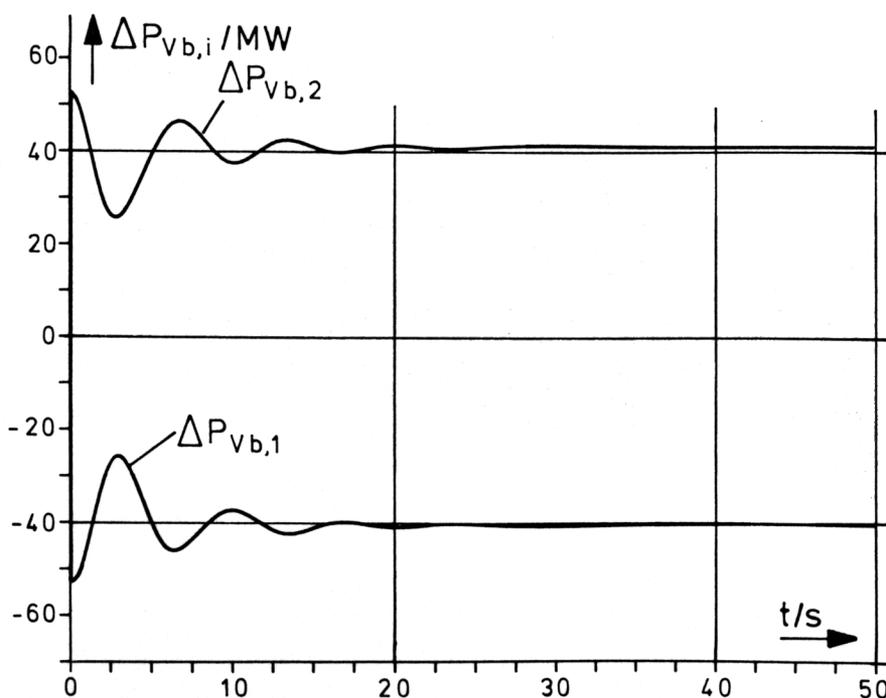


Bild 12.3-2 Verlauf der Verbundleistungsänderung unter Primärregelung

der Deckung des zusätzlichen Leistungsbedarfes $\Delta P_{50,1} = 100$ MW, indem aus Netzbereich 2 in den Netzbereich 1 hinein eine Leistung von etwa 40 MW übertragen wird. Dabei ist natürlich in dem vorliegenden Beispiel $\Delta P_{vb,1} = -\Delta P_{vb,2}$.

12.3.3 Sekundärregelung

Die Analyse der Primärregelung zeigt, daß auch im Verbundnetz eine Integralregelung als Sekundärregelung eingeführt werden muß, damit nach einem Lastsprung die Abweichungen der Frequenz und der Übergabeleistung von den Sollwerten gleich Null werden. Diese Aussage bedeutet, daß im stationären Zustand jeder Netzbereich selber in der Lage ist, seine Last zu decken.

Aus diesen Überlegungen folgt, daß das Regelsignal in Bild 12.3-1 eine Kombination aus Frequenz- und Übergabeleistungs-Abweichung sein muß. Es hat für den i -ten Netzregler die Form

$$u_i(t) = \Delta P_{vb,i} + B_i \Delta f \quad (12.3-8)$$

Der Gewichtungsfaktor B_i für die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ hat die Dimension MW/Hz. Der Netzregler in Bild 12.3-1 nimmt somit folgende Form an

$$\Delta P_{si} = -K_{ii} \int (\Delta P_{vb,i} + B_i \Delta f) dt \quad (12.3-9)$$

Das Minuszeichen in Gl. (12.3-9) bewirkt, daß die Erzeugung zunimmt, wenn entweder Δf oder $\Delta P_{vb,i}$ negativ ist. Der integrierende Charakter der Sekundärregelung führt dazu, daß im stationären Zustand sowohl die Frequenz wie auch die Übergabeleistung auf die vorgegebenen Sollwerte ausgeregelt werden.

Wenn man den Gewichtungsfaktor B_i gleich der Netzstatik V_N setzt, so arbeitet die Sekundärregelung nach dem Netzkennlinienverfahren. Als Illustration wird der Fall einer Störung $\Delta P_{L2} \neq 0$ in Netz 2 untersucht. Im Mittelzeitbereich gilt für das durch ΔP_{L2} hervorgerufene Leistungsungleichgewicht in Netz 1 mit der Netzstatik V_{N1}

$$\Delta P_1(t) = -V_{N1} \Delta f(t) \quad (12.3-10)$$

Die Leistung ΔP_1 wird über die Verbundleitung aus Netz 2 gedeckt; d.h. $\Delta P_1(t) = \Delta P_{vb,1}$.

Setzt man nun Gl. (12.3-10) in (12.3-9) mit $B_1 = V_{N1}$ ein, folgt unmittelbar die Eigenschaft $\Delta P_s(t) = 0$ in Netzbereich 1; d.h. die Sekundärregelung des Netzbereiches 1 beteiligt sich nicht an der Deckung der zusätzlichen Last ΔP_{L2} in Netzbereich 2.

In Netz 2 gilt mit $\Delta P_2(t) = -V_{N2} \Delta f(t)$ und $\Delta P_{vb,2} = -\Delta P_{vb,1}$ für die Sekundärregelung gemäß Gl. (12.3-9) mit $B_2 = V_{N2}$, daß $\Delta P_{s2} = \Delta P_{L2}$ ist.

Für die Darstellung des dynamischen Verhaltens der Frequenz-Leistungs-Regelung wird nun ein Verbundnetz bestehend aus zwei Netzbereichen untersucht. Dabei werden für die Beschreibung des Netzes wiederum die in Tabelle 11-1 verwendeten Parameter verwendet. Die Störung $\Delta P_{50,1} = 100$ MW tritt im Netzbereich 1 auf. Für die Simulation des Beispielnetzes wird auf Bild 12.3-1 verwiesen. Für das Regelverhalten wird in Bild 12.3-3 der Fall untersucht, wo die beiden Koeffizienten B_1 und B_2 , die zur Bildung des sekundären Regelsignals entsprechend Gl. (12.3-8) benötigt werden, gleich Null sind. Mit anderen Worten wird also die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ im Integralregler (12.3-9) der Sekundärregelung nicht berücksichtigt. Wie zu erwarten ist, bleibt in

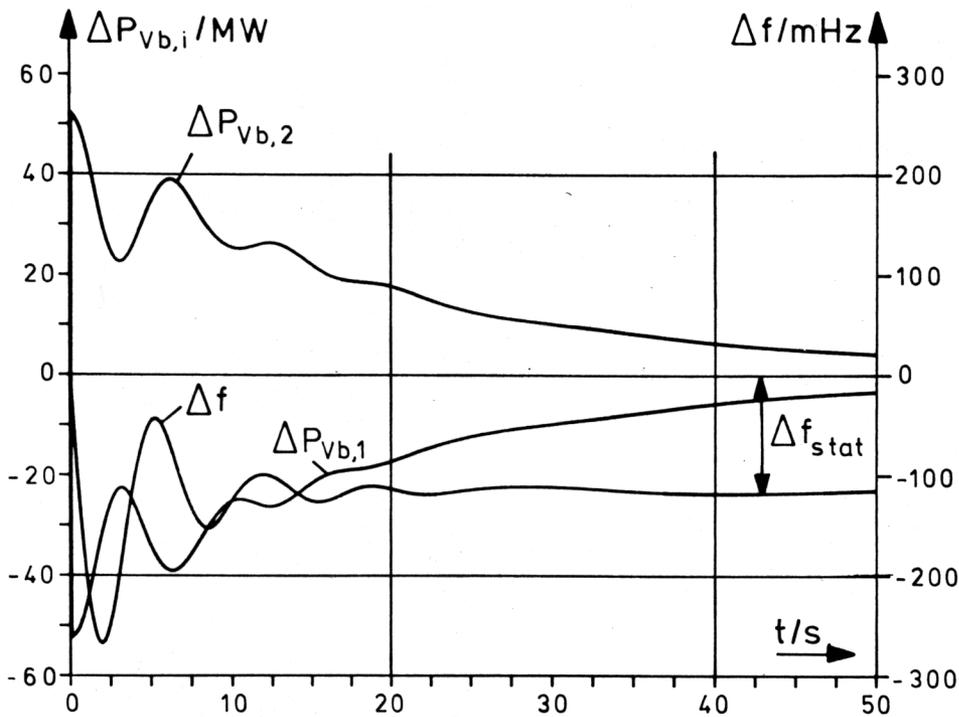


Bild 12.3-3 Zeitliches Verhalten der Verbundleistungen und Frequenz bei $B_1 = B_2 = 0$

diesem Fall eine stationäre Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{stat}} \neq 0$ bestehen. Andererseits werden aber die Abweichungen der Verbundleistungen $\Delta P_{\text{vb},1}$ unter der Wirkung der integrierenden Sekundärregelung vollständig ausgeglet.

In der Praxis wird der Koeffizient B_i zur Gewichtung der Frequenzabweichung so gewählt, daß man B_i gleich der in Gl. (11.5-4) definierten Netzleistungszahl V_{Ni} des i -ten Netzbereiches gleich setzt. In diesem Fall spricht man vom Netzkennlinienverfahren der Sekundärregelung. Das dynamische Verhalten des Verbundsystems bei dieser Parametereinstellung ist in Bild 12.3-4 dargestellt. Man stellt nun fest, daß nicht nur die

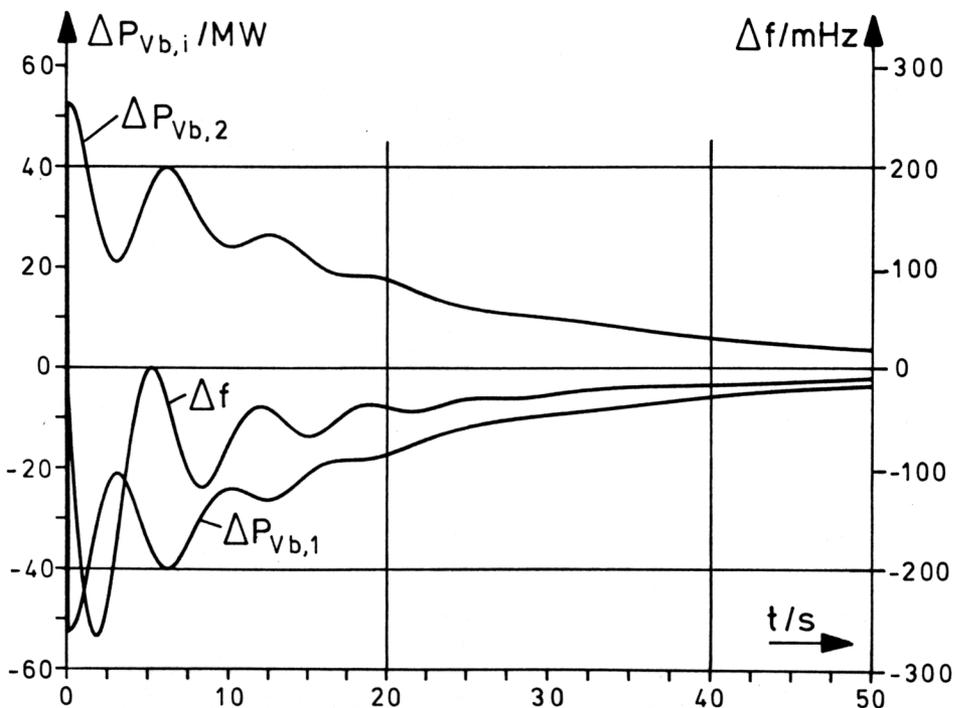


Bild 12.3-4 Regelung des Verbundsystems nach dem Netzkennlinienverfahren

Übergabeleistungen $\Delta P_{vb,i}$, sondern auch die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ vollständig ausgeregelt werden. Somit sind bei dieser Einstellung die Absprachen des Verbundbetriebes erfüllt. Unmittelbar nach Auftreten der Störung beteiligt sich Netzbereich 2 mit der Reserveleistung $\Delta P_{vb,2}$ an der Deckung der zusätzlichen Lastanforderung. Allerdings ist diese Leistungsaushilfe von Netzbereich 2 für Netzbereich 1 nur von begrenzter Dauer. Nach dem Eingriff der Sekundärregelung wird die Änderung der Verbundleistung $\Delta P_{vb,2}$ auf Null ausgeregelt. Die zusätzliche Last $\Delta P_{50,1} = 100$ MW wird ausschließlich von den Kraftwerken in Netzbereich 1 bereitgestellt.

Von Interesse ist schließlich noch das Verhalten von zwei Netzbereichen mit unterschiedlichem Regelverhalten. In Bild 12.3-5 ist das Regelverhalten eines Systems dargestellt, wo in Netzbereich 1 nur eine Sekundärregelung, im Netzbereich 2 eine Primär- und Sekundärregelung vorhanden ist. Da die Störung $\Delta P_{50,1} = 100$ MW im Netzbereich 1, das also nur sekundär geregelt ist, auftritt, muß zunächst über die Verbundleitung die Reserveleistung $\Delta P_{vb,2}$ aus Netzbereich 2 nach Netzbereich 1 importiert werden. Da im Netzbereich 1 keine Primärregelung vorhanden ist, besteht zunächst keine Möglichkeit zur Ausregelung von $\Delta P_{50,1}$. Deshalb tritt ein relativ starkes Absinken der Frequenz auf einen minimalen Wert von $\Delta f_{\min} = -430$ mHz auf. Die Primärregelung in Netzbereich 2 versucht den Frequenzeinbruch aufzuhalten, wobei jedoch kurzzeitig ein Leistungsüberschuß im Netzbereich 1 entsteht. Deshalb schwingt die Frequenz $f(t)$ kurzzeitig über 50 Hz. Insgesamt führt der Leistungssprung $\Delta P_{50,1}$ zu erheblichen Leistungs- und Frequenzänderungen.

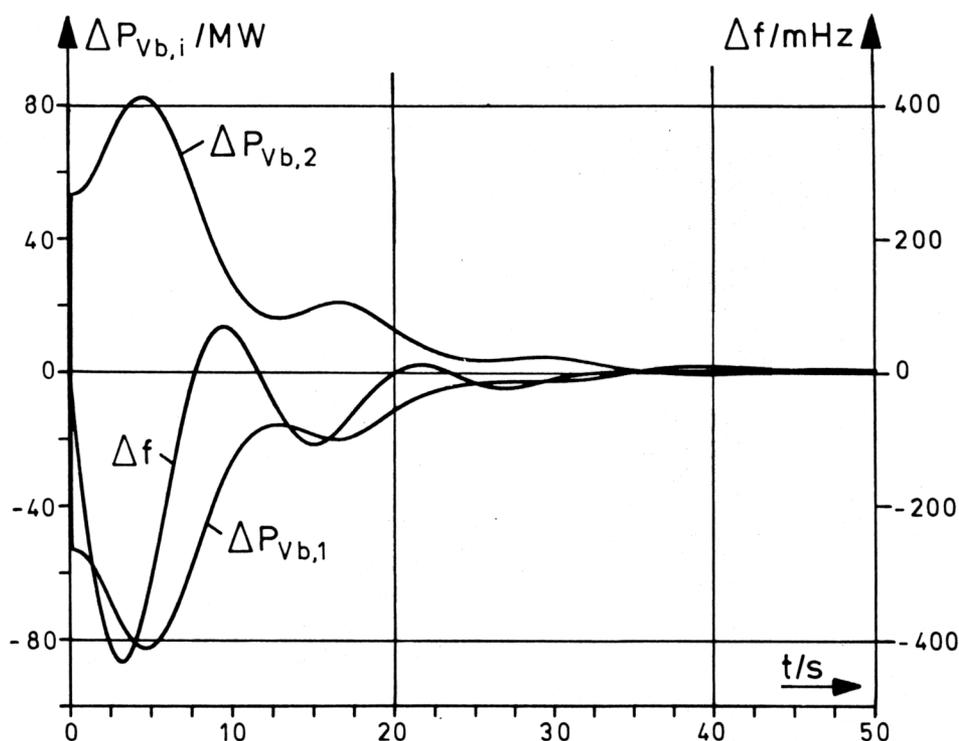


Bild 12.3-5 Dynamisches Verhalten eines Verbundsystems, in dem Netzbereich 1 nur sekundär, Netzbereich 2 primär und sekundär geregelt ist

Im Gegensatz dazu ist die in Bild 12.3-6 dargestellte Situation zu sehen. Dabei wird angenommen, daß im Netzbereich 1, in dem der Lastsprung $\Delta P_{50,1} = 100$ MW auftritt, sowohl eine Primär- wie auch eine Sekundärregelung vorhanden ist. Andererseits wird für Netzbereich 2 nur eine Sekundärregelung angenommen. Das transiente Verhalten ist in Bild 12.3-6 dargestellt. Es zeigt im Vergleich zu Bild 12.3-5 erheblich geringere

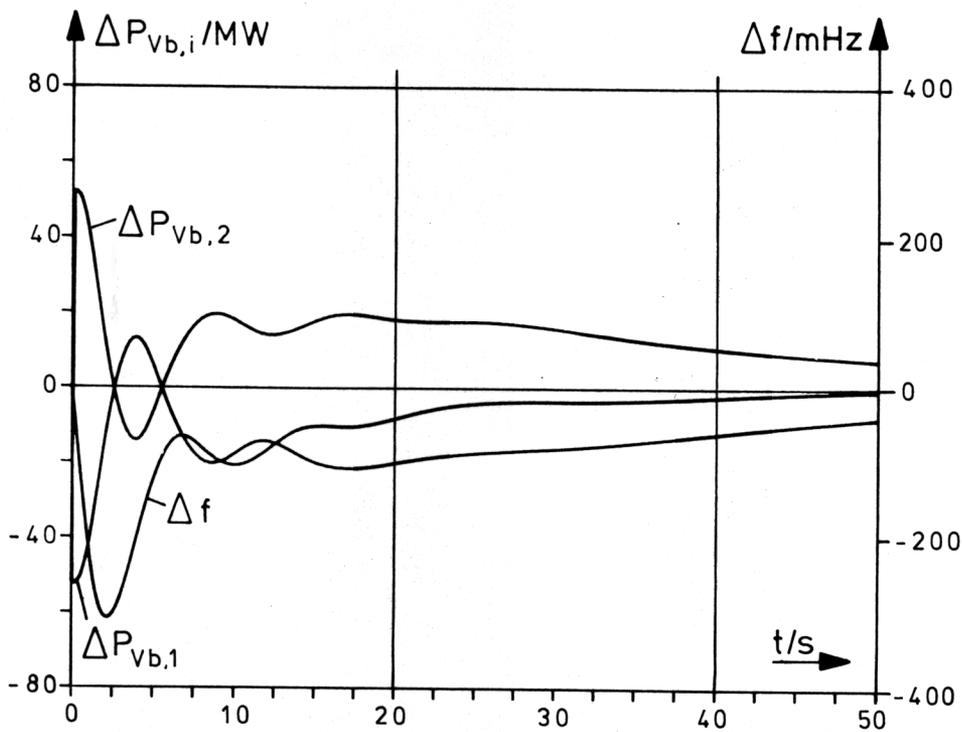


Bild 12.3-6 Dynamisches Verhalten eines Verbundsystems, in dem Netzbereich 1 sowohl primär als auch sekundär, Netzbereich 2 nur sekundär geregelt ist

Abweichungen sowohl bezüglich der Frequenz als auch der Übergabeleistung. Der Grund für dieses verbesserte Verhalten liegt darin, daß nun die Primärregelung in Netzbereich 1 sofort auf die Laständerung $\Delta P_{50,1}$ reagieren kann. Allerdings kommt es in diesem Fall zu einer Leistungspendelung auf der Verbundleitung, da $\Delta P_{vb,1}$ im Zeitintervall $2,5 < t < 5,0$ Sekunden das Vorzeichen und somit die Übertragungsrichtung ändert.

Der Vollständigkeit halber sei nochmals auf Bild 12.3-4 verwiesen, wo beide Netzbereiche sowohl primär als auch sekundär geregelt sind. Man erkennt hier, daß dadurch im Vergleich zu den beiden behandelten Sonderfällen ein besseres, dynamisches Verhalten erzielt wird.

12.4 Abschließende Bemerkungen

Die Behandlung der Frequenz-Leistungs-Regelung setzt die Entwicklung eines geeigneten Mittelzeitmodelles voraus. Im vorliegenden Zusammenhang werden Verbundsysteme untersucht, die durch relativ starre Kopplungen gekennzeichnet sind. Deshalb können im Mittelzeitmodell die Frequenzabweichungen $\Delta f_i(t)$ der einzelnen Netzbereiche vernachlässigt werden; d. h. für das Verbundsystem wird ein kohärentes Frequenzverhalten vorausgesetzt. Die Gültigkeit des Mittelzeitmodelles wird an Hand von Netzmessungen bestätigt. Es ist darauf hinzuweisen, daß das so entwickelte Mittelzeitmodell die zeitlichen Vorgänge unmittelbar nach Auftreten einer Störung nicht richtig wiedergeben. Da eine genaue Darstellung der Vorgänge im Kurzzeitbereich zwischen 0 und 3 Sekunden für die Simulation der Vorgänge im Mittelzeitbereich zwischen 3 und 60 Sekunden nicht erforderlich ist, erweist sich die hier vorgenommene Abgrenzung als zweckmäßig. Man erhält dadurch ein übersichtliches, physikalisch durchschaubares Modell, mit dem die zeitlichen Vorgänge der Frequenz-Leistungs-Regelung gut dargestellt werden können.

Aufgaben

Aufgabe 12.1

Für ein Verbundsystem bestehend aus zwei Netzbereichen ist mit Hilfe des in Bild 12.2-4 gezeigten Mittelzeitmodells die Eigenfrequenz der Pendelung der Verbundleistung $\Delta P_{vb,ij}$ zu berechnen. Als Parameter für die Beschreibung der beiden Netzbereiche sind die in Tabelle 11-1 vorgegebenen Werte zu benutzen. Als Verbundleitung steht eine 380 kV Doppelleitung zur Verfügung, deren Synchronisierkoeffizient durch $T_{ij} = 4400 \text{ MW/rad}$ gegeben ist. Die Frequenzabhängigkeit der Lasten soll vernachlässigt werden; d. h. $V_{L1} = V_{L2} = 0$.

Aufgabe 12.2

Für das in Aufgabe 12.1 untersuchte Verbundsystem sollen entsprechend Bild 12.3-2 die zeitlichen Verläufe der folgenden Größen dargestellt werden:

Frequenzabweichung $\Delta f(t)$

Elektrische Leistung der Kraftwerke im Netzbereich 1 $\Delta P_{e1}(t)$

Mechanische Leistung der Kraftwerke im Netzbereich 1 $\Delta P_{m1}(t)$.

Diese Kurven sind unter der Annahme zu zeichnen, daß die Sekundärregelung nicht aktiv ist; d. h. $K_{I1} = K_{I2} = 0$.

Aufgabe 12.3

Entsprechend Bild 12.3-4 sind für die Störung $\Delta P_{50,1} = 100 \text{ MW}$ in Netzbereich 1 der zeitliche Verlauf folgender Größen zu zeichnen:

Mechanische Leistungen $\Delta P_{m1}(t)$ und $\Delta P_{m2}(t)$ in Netzbereich 1 und 2

Elektrische Leistungen $\Delta P_{e1}(t)$ und $\Delta P_{e2}(t)$ in Netzbereich 1 und 2.

13 Spannungs-Regelung

13.1 Einleitung

In den beiden vorangehenden Kapiteln 11 und 12 ist das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung in Insel- und Verbundnetzen untersucht worden. Für die Darstellung des Übergangsverhaltens zwischen zwei Gleichgewichtszuständen ist ein Mittelzeitmodell entwickelt worden. Es eignet sich besonders gut für die Darstellung der Primär- und Sekundärregelung. Es enthält die Kraftwerk- und Netzdynamik als Übertragungsfunktion zwischen der elektrischen Laständerung ΔP_{50} als Eingangsgröße und der Frequenzabweichung Δf von der Nennfrequenz $f = 50$ Hz als Ausgangsgröße. Im Inselnetz betrifft die Mittelzeitstabilität das Frequenzverhalten nach einem elektrischen Lastsprung. Dabei bewirkt die proportional wirkende Primärregelung, daß das Wirkleistungsgleichgewicht möglichst rasch bei einer kleinen Frequenzabweichung erreicht wird. Die integrierend wirkende Sekundärregelung führt die Frequenzabweichung auf Null zurück. Im Verbundnetz ist neben der Frequenz auch die Übergabeleistung zwischen den einzelnen Netzbereichen auf die vertraglich vereinbarten Import- resp. Exportwerte zu regeln.

Bei der analytischen Behandlung der Netzgleichungen ist gezeigt worden, daß die Wirkleistungen stark von den Spannungswinkeln und schwach von den Spannungsbeträgen abhängig sind. Andererseits sind die Blindleistungen stark von den Spannungsbeträgen, aber nur schwach von den Spannungswinkeln abhängig. Diese physikalisch bedingte Entkopplung zwischen Wirk- und Blindleistung gilt besonders im stationären Betriebszustand. Sie wurde bei der Modellierung der Netzdynamik insofern berücksichtigt, als die bisherigen Modelle die Abhängigkeit zwischen Wirkleistung und Frequenz berücksichtigen. Die Spannungsbeträge werden dabei als konstant vorausgesetzt. Darüber hinaus ist zu beachten, daß die in Kapitel 11 und 12 behandelten, dynamischen Vorgänge eindeutig dem Mittelzeitbereich, der zwischen 3 und 60 Sekunden liegt, zuzuordnen sind.

Das Thema dieses Kapitels betrifft die dynamischen Vorgänge im Zusammenhang mit der Blindleistungs-Spannungs-Regelung. Diese liegen im Kurzzeitbereich, so daß neben der oben genannten physikalischen auch eine zeitliche Entkopplung vorhanden ist, die eine eigene Untersuchung der Spannungs-Regelung rechtfertigt.

Die Spannungs-Regelung hat folgende Merkmale:

Die Erzeugung der Blindleistung zur Spannungs-Regelung bewirkt im Vergleich zur Wirkleistung nur unerhebliche Kosten.

Es besteht keine zwingende, betriebliche Notwendigkeit, die Spannung in so engen Grenzen zu regeln, wie das bei der Frequenz der Fall ist.

In einem Energieversorgungssystem sind die an die Spannungs-Regelung gestellten Forderungen während der Spitzenlast von denjenigen während der Schwachlast verschieden.

Diese Überlegungen führen zu folgender Regelstruktur der Spannungs-Regelung:

Das Spannungsprofil des Netzes wird im Rahmen der Betriebsplanung mit Hilfe der Lastflußberechnung im voraus so gewählt, daß keine betrieblichen Randbedingungen verletzt werden.

Die Spannungsregelung erfolgt dezentral in jedem Generator über die Erregungs-Regelung oder über die Stufung des Blocktransformators.

Das Spannungsprofil des gesamten Netzes muß an die unterschiedlichen Belastungszustände angepaßt werden.

13.2 Vereinfachte Darstellung der Spannungs-Regelung

Über die Erregung der Synchronmaschine, die mit einem festen Drehmoment M_a angetrieben wird, kann sowohl die Klemmenspannung U_G wie auch der Belastungswinkel ϕ und der Betrag des Generatorstromes I beeinflusst werden. Zur Erklärung der Spannungs-Regelung wird die in Bild 13.2-1 gezeigte Ersatzschaltung eines Synchrongenerators untersucht. Dabei wird angenommen, daß die Erregung die Polradspannung \bar{E} auf den Wert \bar{E}' anhebt. Gleichzeitig wird vorausgesetzt, daß die Klemmenspannung U_G , die die Referenzachse definieren möge, konstant bleibt. Gesucht sind die zur neuen Polradspannung \bar{E}' gehörenden stationären Werte für den Generatorstrom \bar{I}' , den Belastungswinkel ϕ' sowie den Polradwinkel δ' ; d. h. das Übergangverhalten zwischen den beiden Betriebszuständen wird zunächst noch nicht untersucht. Somit ist es möglich, die gestellte Aufgabe mit Hilfe des Zeigerdiagramms zu lösen. Die Ausgangssituation ist in Bild 13.2-2 dargestellt.

Die vom Generator abgegebene Wirkleistung P läßt sich auf zwei Arten ausdrücken. Unter Verwendung der Klemmengrößen für Strom I und Spannung U_G gilt mit dem Belastungswinkel ϕ

$$P = 3 U_G I \cos \phi . \quad (13.2-1)$$

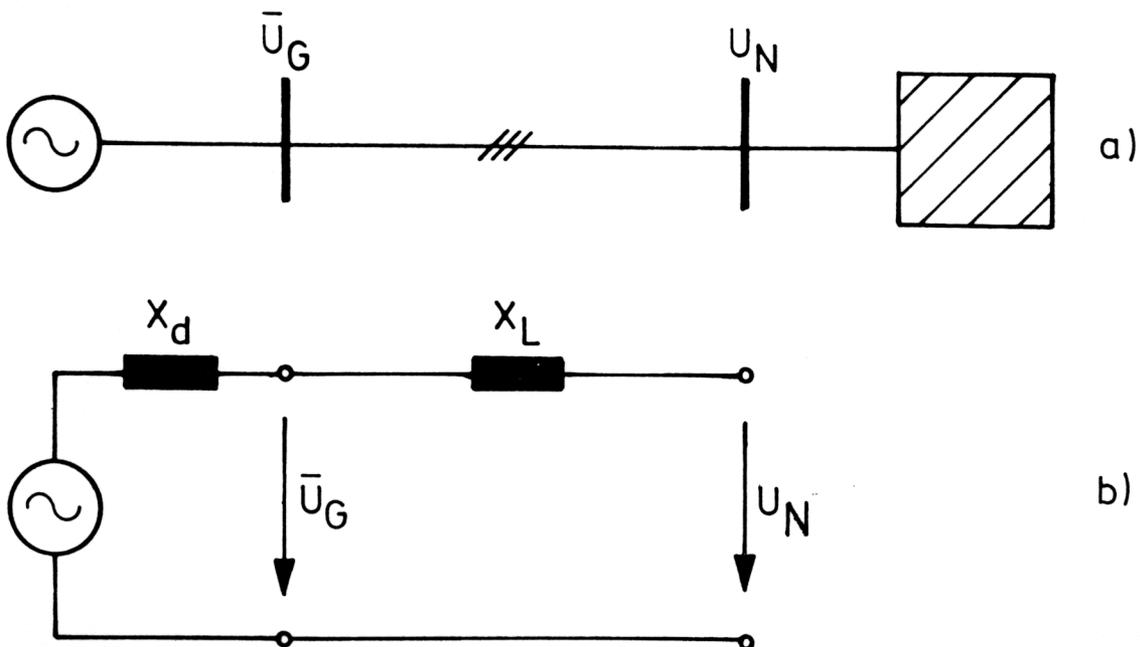


Bild 13.2-1 Kraftwerkeinspeisung

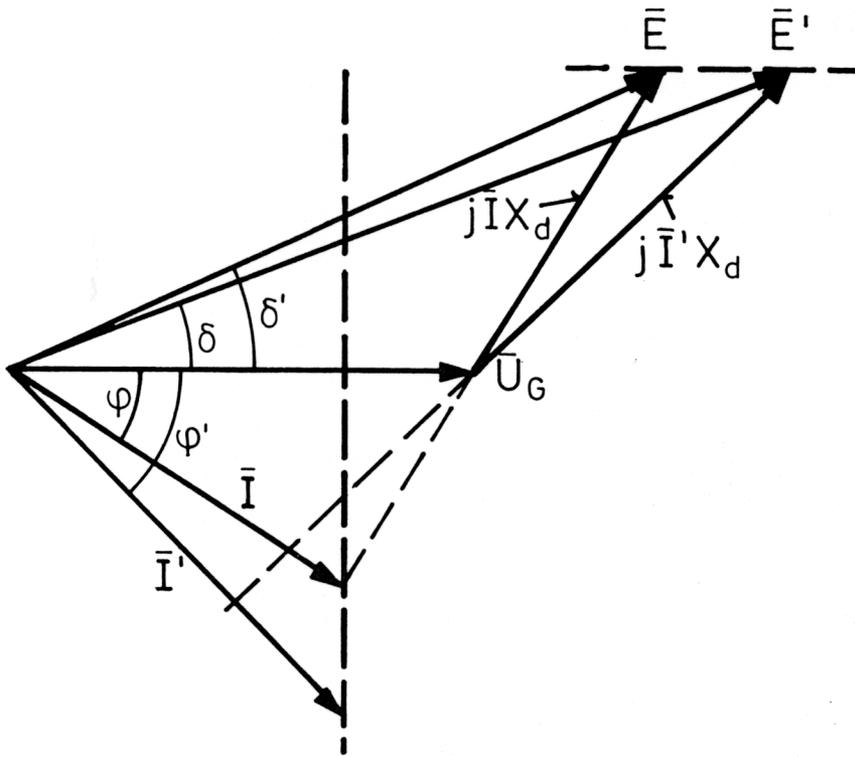


Bild 13.2-3 Vergleich zweier stationärer Betriebszustände mit $I' > I$, aber $P' = P$

In den folgenden Abschnitten dieses Kapitels wird nun die Frage des dynamischen Übergangverhaltens von einem Betriebszustand in einen anderen behandelt. Dabei wird die Klemmenspannung U_G des Generators als zu regelnde Größe behandelt.

13.3 Struktur der Spannungs-Regelung

Bild 13.3-1 zeigt schematisch eine vereinfachte Struktur der Spannungs-Regelung eines Synchrongenerators. Dabei wird der Transformator zwischen Polradkreis und Spannungsfehler zunächst noch nicht betrachtet. Für die Erstellung eines dynamischen Modelles ist jeder Block in Bild 13.3-1 mit Hilfe einer Übertragungsfunktion zu beschreiben. Der Spannungsfehler e (d. h. die Regelabweichung zwischen der tatsächlichen Generatorspannung und der gewünschten Referenzspannung U_{ref}) ergibt sich als Differenz zwischen der Klemmenspannung U_G des Generators und einem fest eingestellten Referenz- oder Sollwert U_{ref} , der in einer vorgeschalteten Netzberechnung bestimmt worden ist

$$e = U_{ref} - U_G = \Delta U . \quad (13.3-1)$$

Für die Spannungs-Regelung wird die Regelabweichung e zunächst verstärkt. Der Verstärker kann durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung mit dem Verstärkungsfaktor K_A und der Zeitkonstante T_A dargestellt werden. T_A liegt in der Größenordnung von weniger als 100 ms. Die Übertragungsfunktion des Verstärkers lautet somit im Bildbereich

$$\frac{u_2(s)}{u_1(s)} = \frac{K_A}{1 + s T_A} . \quad (13.3-2)$$

wicklung gegeben. Da der Erregerstrom i_r ein Gleichstrom ist, ist bei der Berechnung des Spannungsbetrages der Faktor $1/\sqrt{2}$ zu beachten. Für die Drehgeschwindigkeit ω des Polrades gilt für die Polradspannung E

$$E = U_G = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega L i_r . \quad (13.3-5)$$

Die gesuchte Übertragungsfunktion zwischen Klemmenspannung U_G und der Erregerspannung u_r erhält man dadurch, daß die Differentialgleichung (13.3-4) in den Bildbereich transformiert wird und anschließend Gl. (13.3-5) durch Gl. (13.3-4) dividiert wird. Es gilt

$$\frac{U_G(s)}{u_r(s)} = \frac{\omega L}{\sqrt{2}(R_r + sL_r)} = \frac{K_r}{1 + sT_r} . \quad (13.3-6)$$

Somit erhält man ein Verzögerungsglied erster Ordnung für die Übertragungsfunktion zwischen Erreger- und Generatorklemmenspannung, sofern der Generator im Leerlauf untersucht wird. Der Verstärkungsfaktor K_r ist durch die Maschinenparameter

$$K_r = \frac{\omega L}{\sqrt{2}R_r} \quad (13.3-7)$$

gegeben. Die Zeitkonstante T_r ist als Verhältnis der Polradinduktivität L_r zum Polradwiderstand R_r gegeben

$$T_r = L_r/R_r . \quad (13.3-8)$$

Sie liegt in der Größenordnung von einigen Sekunden.

13.4 Simulation der Spannungs-Regelung

13.4.1 Modellierung

Die Beschreibung der Struktur für die Spannungs-Regelung in Abschnitt 13.3 ermöglicht nun die Formulierung eines Blockdiagramms sowie der entsprechenden Übertragungsfunktion gemäß Bild 13.4-1. Dabei ist der Block des Stabilisierungs-Transformators noch nicht behandelt worden. Er wird in der folgenden Diskussion noch weglassen.

Bezeichnet man die Übertragungsfunktion des offenen Kreises mit $G(s)$, so erhält man für die Übertragungsfunktion der Spannungsregelung

$$\frac{U_G}{U_{\text{ref}}} = \frac{G(s)}{1 + G(s)} , \quad (13.4-1)$$

wobei gilt

$$G(s) = \frac{K_A}{1 + sT_A} \frac{K_E}{1 + sT_E} \frac{K_r}{1 + sT_r} . \quad (13.4-2)$$

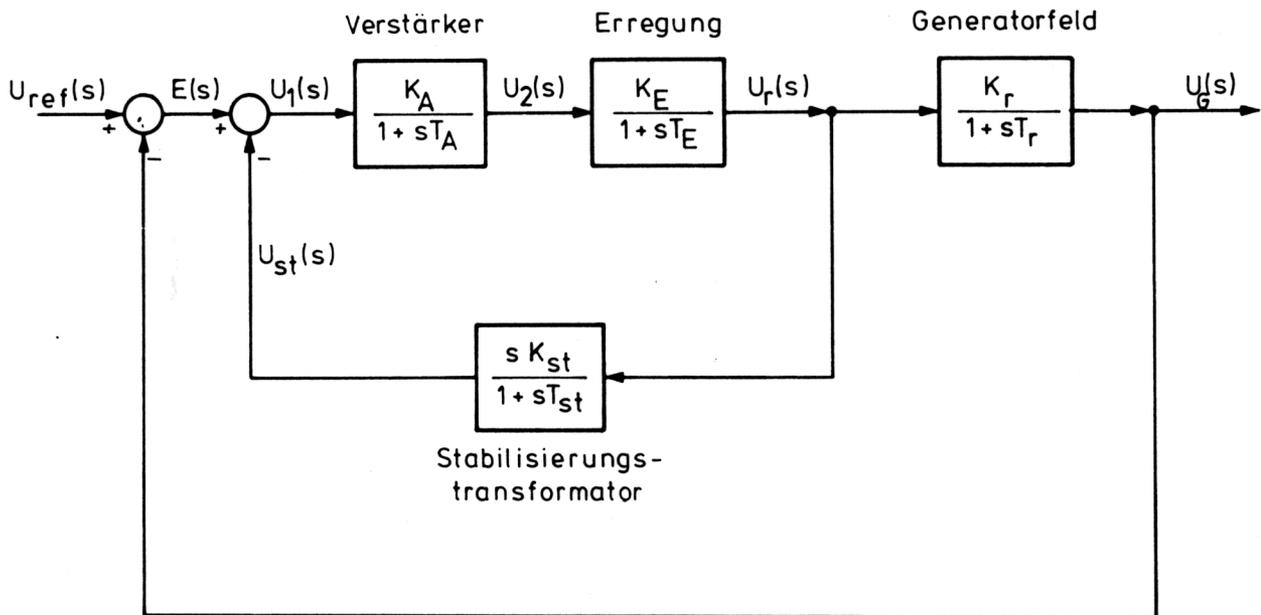


Bild 13.4-1 Darstellung der Spannungs-Regelung als Blockdiagramm

Somit erhält man für die einfache, lineare Nachbildung der Spannungs-Regelung ein System dritter Ordnung

$$\frac{U_G(s)}{U_{ref}} = \frac{K_A K_E K_r}{(1 + sT_A)(1 + sT_E)(1 + sT_r) + K_A K_E K_r} \quad (13.4-3)$$

13.4.2 Stabilitätsuntersuchung

Bild 13.4-2 zeigt die Wurzelortskurve für den offenen und geschlossenen Kreis der Spannungs-Regelung gemäß Gl. (13.4-3). Man stellt fest, daß das Produkt der beiden Verstärkungsfaktoren $K_A K_E$ nicht frei wählbar ist, da zu große Werte dazu führen, daß die Pole der Übertragungsfunktion in die rechte Halbebene wandern, d. h. daß die Spannungs-Regelung bei zu großem Verstärkungsfaktor instabil wird. Da jedoch die Zeitkonstante T_r des Generatorfeldes relativ groß ist, ist man für eine rasche Spannungs-Regelung auf große Verstärkungsfaktoren $K_A K_E$ angewiesen. Ferner zeigt die Anwendung des Endwerttheorems auf Gl. (13.4-3), daß nur bei großem Verstärkungsfaktor $K_A K_E$ erreicht wird, daß der stationäre Regelfehler klein wird.

Bild 13.4-3 zeigt den zeitlichen Verlauf der Generatorklemmenspannung U_G für den Fall, wo die Referenzspannung sprunghaft um $\Delta U_{ref} = 1,0$ verändert wird. Dabei werden für die Simulationsrechnungen die in Tabelle 13-1 angegebenen Parameter verwendet.

Die Interpretation der in Bild 13.4-3 gezeigten Spannungsverläufe zeigt, daß bei kleinem Verstärkungsfaktor K_A die Spannungsänderung relativ langsam auf Änderungen des Eingangssignals U_{ref} abläuft. Ferner stellt man fest, daß kleine Verstärkungsfakto-

Tabelle 13-1 Parameter für die Stabilitätsuntersuchung der Spannungs-Regelung

$T_A = 0,1 \text{ s}$	$K_A = 10 \text{ resp. } 35 \text{ resp. } 70$
$T_E = 1,0 \text{ s}$	$K_E = 0,5$
$T_r = 2,0 \text{ s}$	$K_r = 1,0$

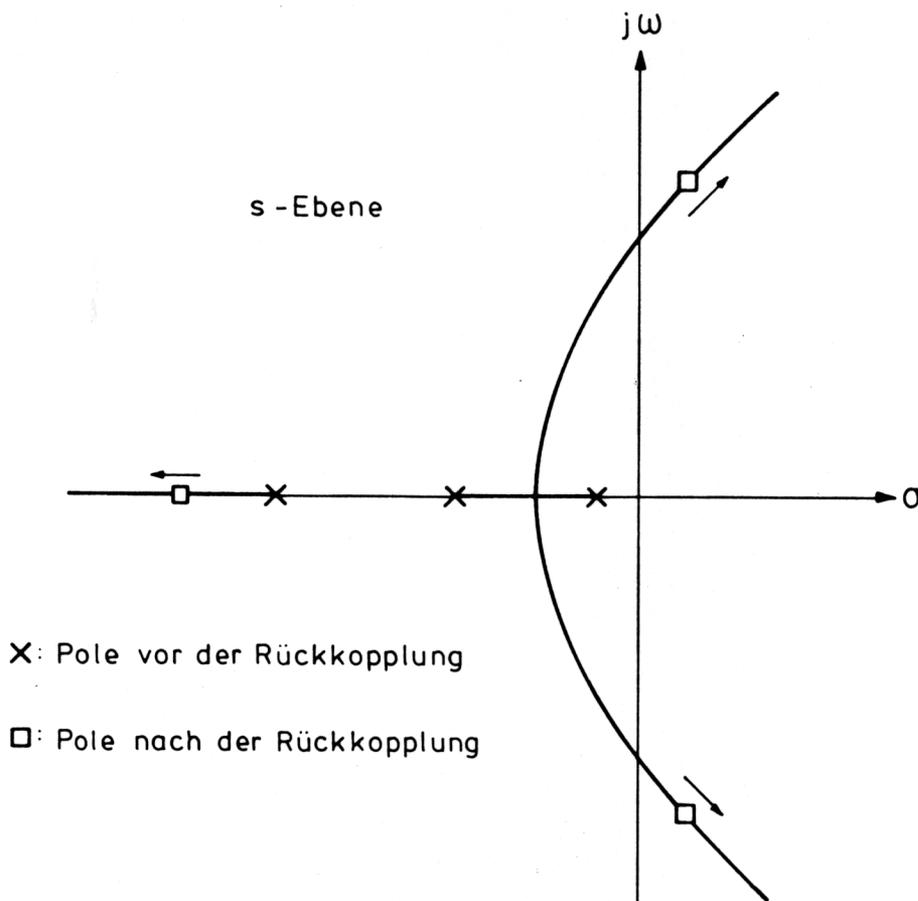


Bild 13.4-2 Wurzelortskurve der Spannungs-Regelung gemäß Gl. (13.4-3)

ren K_A zu erheblichen Regelfehlern im stationären Zustand führen. Andererseits bewirkt nun die Vergrößerung des Verstärkungsfaktors K_A , daß für $K_A > 70$ Instabilitäten in der Spannungs-Regelung auftreten. Die Anwendung des Endwerttheorems ergibt für die drei in Bild 13.4-3 dargestellten Parametereinstellungen folgende stationären Werte für die normierten Spannungen

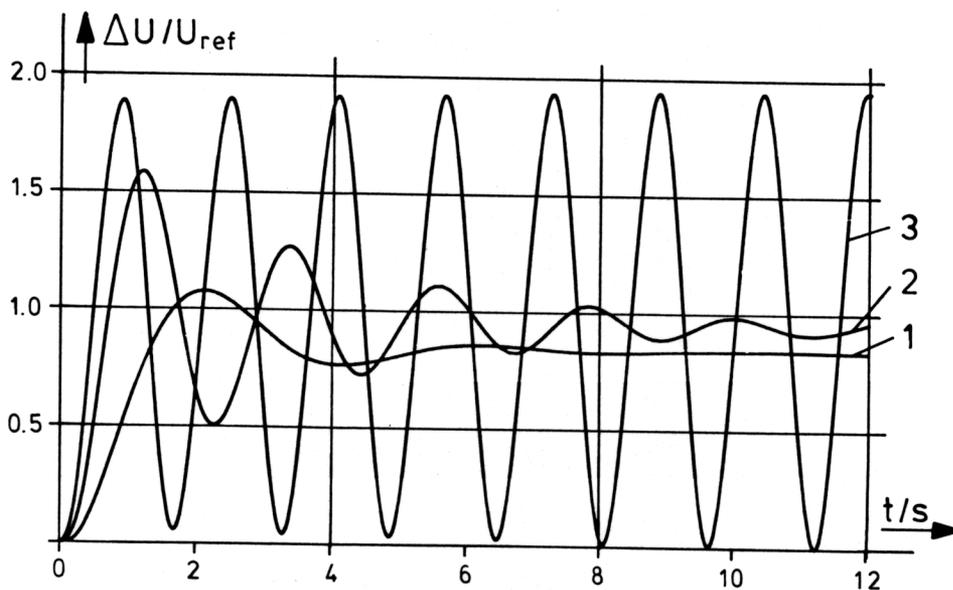


Bild 13.4-3 Zeitlicher Verlauf der Spannungsänderung $\Delta U/\Delta U_{\text{ref}}$ der Generator клемmenspannung nach einer sprungförmigen Änderung der Referenzspannung um 1,0
 Kurve 1: $K_A = 10$ Kurve 2: $K_A = 35$ Kurve 3: $K_A = 70$

$$\frac{\Delta U}{\Delta U_{\text{ref}}} = \frac{K_A K_E K_r}{1 + K_A K_E K_r} = 0,833 \quad \text{für } K_A = 10 \quad .$$

$$= 0,946 \quad \text{für } K_A = 35$$

Für $K_A = 70$ existiert kein stationärer Endwert, da der Spannungs-Regler instabil ist.

13.4.3 Stabilisierungsmaßnahmen

Die bisherigen Überlegungen haben gezeigt, daß der Regelkreis für die Spannungs-Regelung zu Instabilität neigt, wenn K_A zu groß gewählt wird. Das Regelsystem kann auf verschiedene Arten stabilisiert werden. In Bild 13.3-1 resp. im Blockschaltbild 13.4-1 ist gezeigt, wie mit Hilfe eines Stabilisierungs-Transformators eine Spannung u_{st} erhalten wird, die proportional zur Ableitung der Erregerspannung u_r ist. Somit gilt für die sekundäre Spannung des Stabilisierungs-Transformators

$$u_{\text{st}} = M \frac{di_{\text{st}}}{dt} \quad , \quad (13.4-4)$$

wobei M die Gegeninduktivität des Stabilisierungs-Transformators darstellt. Für den Primärstrom dieses Transformators gilt der Zusammenhang

$$u_r = R i_{\text{st}} + L \frac{di_{\text{st}}}{dt} \quad . \quad (13.4-5)$$

Dividiert man nun Gl. (13.4-4) durch (13.4-5), so erhält man im Bildbereich die Übertragungsfunktion zwischen der Stabilisierungsspannung u_{st} und der Erregerspannung u_r

$$\frac{u_{\text{st}}(s)}{u_r(s)} = \frac{sM}{R + sL} = \frac{sK_{\text{st}}}{1 + sT_{\text{st}}} \quad . \quad (13.4-6)$$

Dabei ist K_{st} durch die Parameter des Stabilisierungs-Transformators gegeben, da gilt

$$K_{\text{st}} = M/R \quad . \quad (13.4-7)$$

Die Zeitkonstante T_{st} ist durch

$$T_{\text{st}} = L/R \quad (13.4-8)$$

gegeben. Durch konstruktive Maßnahmen des Stabilisierungs-Transformators können diese beiden Parameter variiert werden.

Approximiert man die Übertragungsfunktion (13.4-6) dadurch, daß man $T_{\text{st}} = 0$ setzt, so führt Gl. (13.4-6) dazu, daß in der komplexen Wurzelebene gemäß Bild 13.4-4 für das geschlossene Übertragungssystem U/U_{ref} gemäß Bild 13.4-1 eine Nullstelle eingeführt wird. Dadurch erhält man die in Bild 13.4-4 gezeigte Wurzelortskurve für die stabilisierte Spannungs-Regelung.

Wie bereits erwähnt, muß die Wirkung des Stabilisierungs-Transformators im Blockschaltbild 13.4-1 als eine innere Rückführung von U_r zum Eingang des Regelsystems

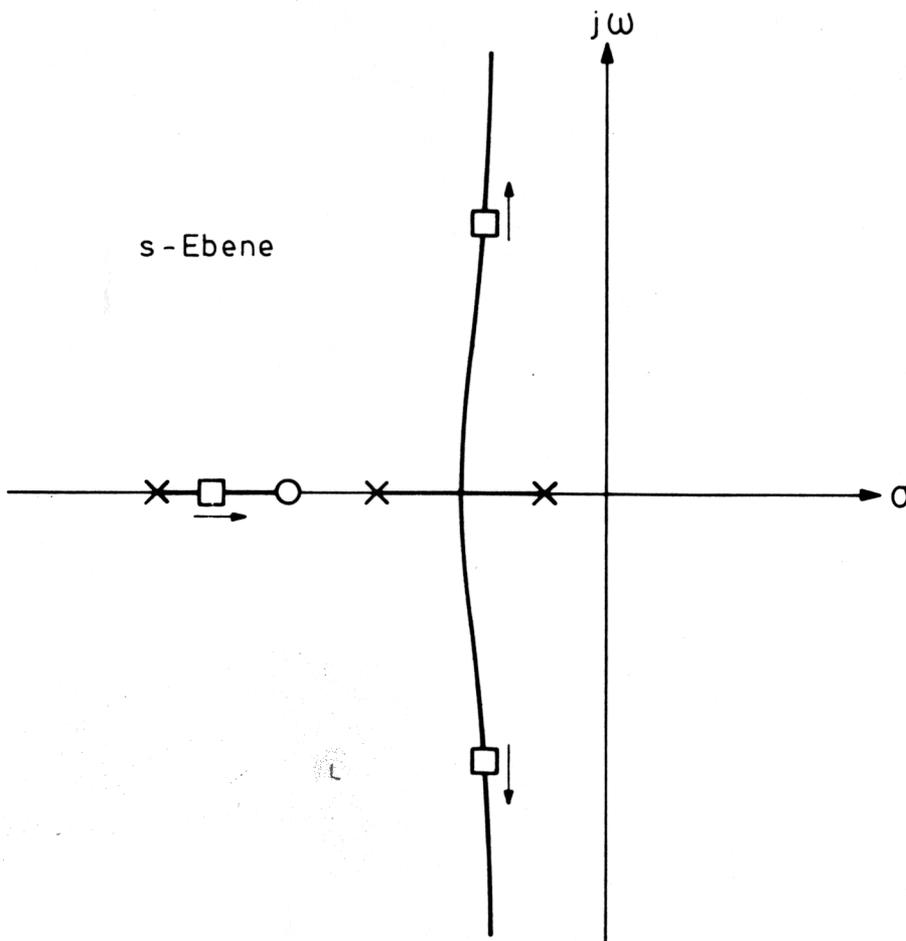


Bild 13.4-4 Wurzelortskurve für die stabilisierte Spannungs-Regelung

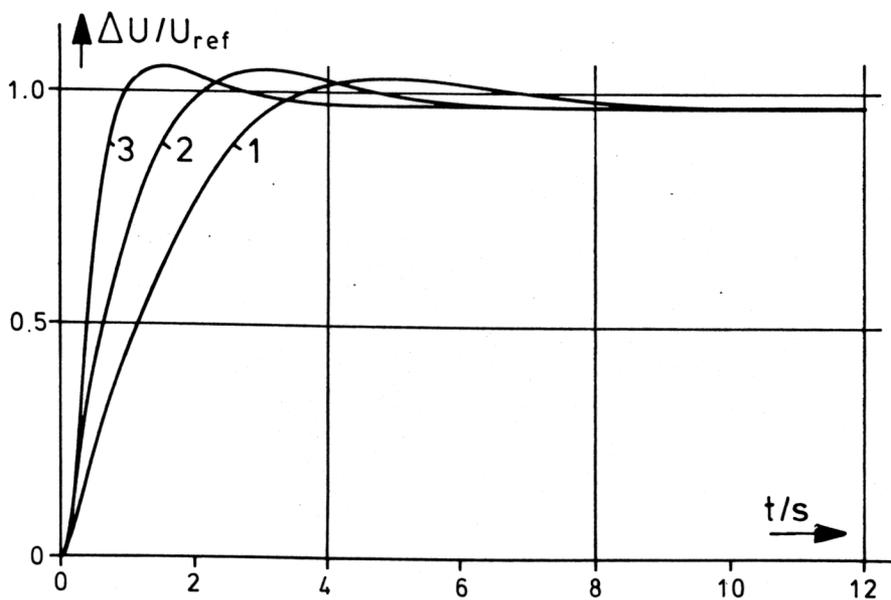


Bild 13.4-5 Zeitlicher Verlauf der Spannungsänderung $\Delta U/\Delta U_{\text{ref}}$ der Generatorklemmenspannung nach einer sprungförmigen Änderung der Referenzspannung um 0,1

Kurve 1: $K_{\text{st}} = 1,0$ Kurve 2: $K_{\text{st}} = 0,5$ Kurve 3: $K_{\text{st}} = 0,2$
 $T_{\text{st}} = 1,0$ $T_{\text{st}} = 1,0$ $T_{\text{st}} = 1,0$

behandelt werden. Für die Wahl des Verstärkungsfaktors K_{st} sowie der Zeitkonstante T_{st} ist die Schrittantwort der Klemmenspannung U_G bezüglich Überschwingen und Anstiegszeit zu analysieren. Dazu sind entsprechende Entwurfsverfahren der Regelungstechnik zu verwenden. Bild 13.4-5 zeigt die Generator-Klemmenspannung U_G als Funktion der Zeit für den Fall $K_A = 70$, der ohne Stabilisierungsmaßnahmen zu einem instabilen Verhalten führt. Bild 13.4-5 zeigt deutlich, daß die Wahl von K_{st} und T_{st} das Regelverhalten wesentlich beeinflussen. Dabei zeigt Kurve 3, daß mit $K_{st} = 0,2$ und $T_{st} = 1,0$ sowohl eine schnelle Anstiegszeit wie auch ein kleines Überschwingen realisiert werden kann.

Aufgaben

Aufgabe 13.1

Gegeben sind die folgenden Daten eines dreiphasigen Synchrongenerators mit Turboläufer

$$\begin{aligned} \text{Nennspannung} \quad U_N &= 21 \text{ kV} \\ \text{Nennstrom} \quad I_N &= 8 \text{ kA} \\ \text{Synchrone Reaktanz} \quad X_d &= 1,5 \text{ Ohm.} \end{aligned}$$

- Welcher Wert ergibt sich für die induzierte Spannung, wenn die Maschine bei rein induktiver Blindleistungsabgabe mit Nennstrom und Nennspannung betrieben wird.
- Wie groß ist mit der unter a) ermittelten induzierten Spannung die maximal vom Generator abgegebene Wirkleistung?

Aufgabe 13.2

Für das in Bild 13.4-1 gezeigte Blockschaltbild der Spannungs-Regelung ist mit den in Tabelle 13-1 angegebenen Werten die Wurzelortskurve zu zeichnen. Bei welchem Verstärkungsfaktor K_A ist die Stabilitätsgrenze errechnet? Gesucht ist ferner der stationäre Endwert der Generatorspannungs-Änderung nach einer sprungförmigen Änderung der Referenzspannung.

Aufgabe 13.3

Mit Hilfe des ROUTH-Kriteriums ist für die stabilisierte Spannungs-Regelung der Bereich für den Verstärkungsfaktor K_{st} zu bestimmen, in dem der stabilisierte Regelkreis für $K_A = 70$ und für die Zeitkonstante $T_{st} = 1,0 \text{ s}$ stabil ist.

14 Transiente Stabilität

14.1 Einleitung

Wie bereits in Kapitel 10 ausgeführt, beschreibt die transiente Stabilität die Systemeigenschaft, ob beim Übergang von einem Betriebszustand in einen anderen (z. B. nach einer Schaltmaßnahme) der Synchronismus des gesamten Energieübertragungssystems erhalten bleibt. In den in Kapitel 11 und 12 ausführlich diskutierten Mittelzeitmodellen wird das Problem des Synchronismus nicht untersucht, da im gesamten System nur eine Frequenz (d. h. kohärentes Verhalten) angenommen wird. Stabilitätsuntersuchungen im Mittelzeitbereich müssen im allgemeinen transiente Stabilitätsuntersuchungen im Kurzzeitbereich vorgeschaltet werden. Wenn gezeigt werden kann, daß der Synchronismus im Kurzzeitbereich bis etwa 5 Sekunden nach Eintritt einer Störung erhalten bleibt, so sind damit die notwendigen Voraussetzungen für Stabilitätsuntersuchungen mit Mittelzeitmodellen geschaffen worden.

In der Vergangenheit haben in vermaschten Netzen transiente Stabilitätsuntersuchungen im Kurzzeitbereich nur verhältnismäßig eine geringe Rolle gespielt. Der Grund dafür liegt in der stabilisierenden Wirkung der engen Vermaschung der Übertragungsnetze einerseits und den relativ kurzen Leitungslängen andererseits. Unter diesen beiden Voraussetzungen treten transiente Stabilitätsprobleme im Kurzzeitbereich nur in Sonderfällen auf. Mit dem Übergang zu großen Blockleistungen haben transiente Stabilitätsuntersuchungen zunehmend auch in vermaschten Netzen an Bedeutung gewonnen. Es sei an dieser Stelle angemerkt, daß transiente Stabilitätsprobleme in Systemen mit langen Übertragungstrecken schon seit langer Zeit intensiv untersucht und bearbeitet worden sind.

Der dynamische Übergang eines Energieübertragungssystems von einem Betriebszustand in einen anderen ist durch die elektrische Leistungskennlinie der Generatoren und die mechanische Antriebsleistung der Turbinen gegeben. Von den möglichen Änderungen im Übertragungssystem zwischen den an der Energieversorgung beteiligten Generatoren sind folgende zwei Klassen zu unterscheiden:

1. Geplante oder nicht geplante Schaltvorgänge, die die Impedanzen des Übertragungsnetzes verändern. Beispiele sind: Abschaltung einer Leitung; Zu- oder Abschalten einer großen Last; Trennen eines Generators vom Netz.
2. Fehler im Übertragungsnetz wie z. B. ein- oder mehrphasige Kurzschlüsse oder ein- oder mehrpolige Kurzunterbrechungen. Diese Vorgänge verändern ebenfalls die Impedanzen des Übertragungsnetzes.

Im Kurzzeitbereich erfolgt der Übergang von einem Betriebszustand in einen anderen über Pendelungen der Polräder der beteiligten Synchrongeneratoren. Dadurch werden Veränderungen in den Spannungen, Strömen und Leistungen hervorgerufen. In den meisten Fällen steht es bereits nach einigen Zehntelsekunden nach Eintritt der Störung fest, ob der Synchronismus erhalten bleibt (d. h. ein neuer stabiler Betriebspunkt erreicht wird) oder nicht. Für die folgenden Untersuchungen ist es deshalb zweckmäßig,

ein Kurzzeitmodell für das Intervall unmittelbar nach Eintritt einer Störung zu formulieren. Dieses Zeitintervall enthält das Auftreten der Störung und mögliche erste Abhilfemaßnahmen, die durch die Schutzeinrichtungen ausgelöst werden. Ein wichtiges Beispiel dafür ist die ein- oder mehrpolige Kurzunterbrechung nach einem Kurzschlußfehler.

Das dynamische Verhalten der Rotoren der Synchrongeneratoren ist im Kurzzeitintervall noch nicht regelbar, da die Frequenz-Leistungs-Regelung in diesem Zeitintervall noch nicht eingreifen kann. Für grundsätzliche Überlegungen im Kurzzeitbereich kann die Wirkung der Blindleistungs-Spannungs-Regelung durch eine sprungförmige Änderung der Polradspannung dargestellt werden. Die einzige Maßnahme zur Sicherung der transienten Stabilität im Kurzzeitbereich besteht in Schaltmaßnahmen, um z. B. fehlerbehaftete Leitungen abzuschalten, Kondensatoren für Kompensationszwecke einzuschalten oder Generatoren vom Netz zu trennen.

Die Kenntnis der dynamischen Vorgänge im Kurzzeitbereich ist deshalb wichtig, weil nach diesem Zeitbereich feststeht, ob das System die Störung unter Wahrung des Synchronismus überstehen wird und damit die Versorgungskontinuität erhalten bleibt. Erst wenn die transiente Stabilität im Kurzzeitbereich nachgewiesen ist, soll die Stabilität im Mittelzeitbereich untersucht werden. Natürlich können dann in diesem Zeitbereich Vorgänge ablaufen, die die Mittelzeitstabilität u. U. verletzen und dadurch die Versorgungssicherheit tangieren können. Die Unterteilung der Stabilitätsuntersuchungen in Kurz- und Mittelzeitbereich hat den Vorteil, daß mit einfachen und übersichtlichen Modellen gearbeitet werden kann. Der Nachteil, daß diese Modelle nur in einem bestimmten Zeitintervall gültig sind, wird durch die bessere Überschaubarkeit von Ursache und Wirkung mehr als kompensiert.

14.2 Einfaches, dynamisches Modell der Synchronmaschine

14.2.1 Vereinfachungen

Für die Untersuchungen der transienten Stabilität im Kurzzeitbereich muß zunächst ein einfaches, dynamisches Modell der Synchronmaschine entwickelt werden, das die Vorgänge im Kurzzeitbereich mit genügender Genauigkeit darstellt. Wesentliches Merkmal sind dabei die Relativbewegungen der Rotoren untereinander; d. h. die Polradpendelungen der Synchrongeneratoren, die typischerweise im Kurzzeitbereich auftreten. Dazu muß jeder einzelne Synchrongenerator, der an der Energieversorgung beteiligt ist, modelliert werden.

Im einfachsten Fall handelt es sich dabei um eine einzige Maschine, die über eine Übertragungsleitung in ein starres Netz einspeist. Bild 14.2-1 zeigt ein derartiges System. Es ist bereits in Kapitel 10 für die Untersuchung der statischen Stabilität behandelt worden.

Unter der Voraussetzung, daß das Leistungsgleichgewicht zwischen mechanischer Antriebsleistung P_T und elektrischer Generatorleistung P_G , d. h. $P_T = P_G$, erfüllt ist, kann mit dem in Bild 14.2-1 b gezeigten, einphasigen Ersatzschaltbild das stationäre Zeigerdiagramm gemäß Bild 14.2-1 c berechnet werden. Dabei ist hier der Synchrongenerator entsprechend Kapitel 2 als Spannungsquelle hinter der synchronen Längsreaktanz X_d dargestellt. Da das Netz zwischen Generator und starrem Netz durch die Reaktanz X_e modelliert wird, kann die zum Leitungsstrom \bar{I} senkrecht stehende Spannungsdifferenz zwischen der starren Netzspannung U_N und der Polradspannung \bar{E} unmittelbar berechnet werden. Zwischen der Generatorklemmenspannung \bar{U} und der Pol-

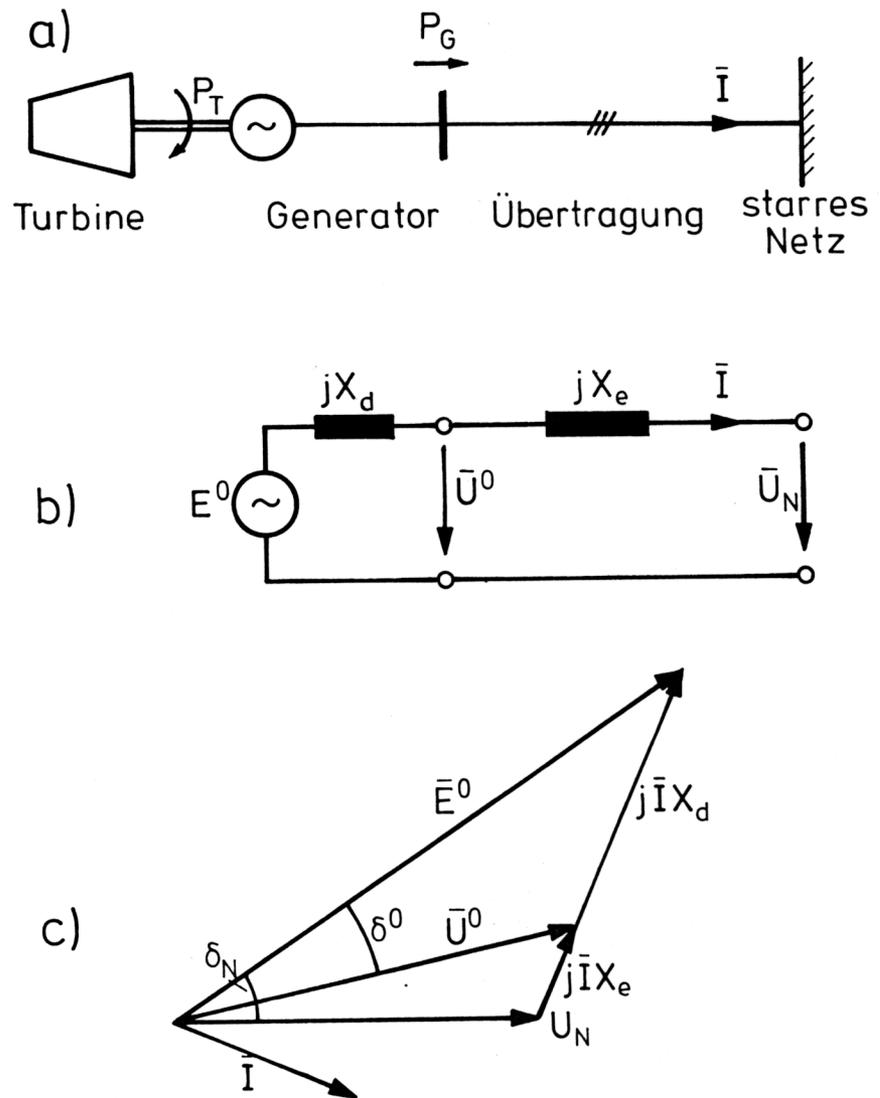


Bild 14.2-1 Synchrongenerator am starren Netz

- a) Anlagenbild
 b) Einphasiges Ersatzschaltbild
 c) Stationäres Zeigerdiagramm

radspannung \bar{E} tritt der Polradwinkel δ^0 , zwischen \bar{E} und der starren Netzspannung U_N der Spannungswinkel δ_N auf.

Für die Beschreibung der Polradbewegung ist es zweckmäßig, als Zustandsgröße den die Rotorstellung beschreibenden Winkel δ_N zu verwenden. Für die weiteren Ausführungen wird dabei der Index „N“ weggelassen, um die Übersichtlichkeit der Gleichungen zu erhalten. Die Netzspannung des starren Netzes U_N legt die Referenzachse fest.

Da die Trägheitsmomente der Generatoren groß sind, sind die einzelnen Generator-Drehzahlabweichungen von der Nenndrehzahl klein im Vergleich mit der synchronen Drehzahl $\omega_0 = 2\pi f_0 = 314 \text{ rad/s}$. Für die Berechnung der transienten Stabilität können deshalb die Hochspannungsleitungen und Transformatoren als im stationären Zustand befindlich angenommen werden. Daraus ergibt sich, daß die Spannungen, Ströme und Leistungen im Übertragungsnetz mit Hilfe der in Kapitel 2 aufgestellten, algebraischen Netzgleichungen bestimmt werden können. Somit werden die Bewegungen der Pol-

räder der einzelnen Generatoren durch Differentialgleichungen beschrieben, während das die Maschinen verbindende Übertragungssystem durch algebraische Gleichungen dargestellt wird. Die Differentialgleichungen nennt man auch Schwingungsgleichungen, da sie die Pendelungen der Synchrongeneratoren nach Störungen beschreiben.

Falls symmetrische Störungen (z. B. dreipoliger Kurzschluß) untersucht werden, sind die algebraischen Gleichungen mit den in Kapitel 2 behandelten, stationären Lastflußgleichungen identisch. Falls unsymmetrische Störungen (z. B. einpoliger Erdkurzschluß) untersucht werden, müssen die das Mitsystem beschreibenden Gleichungen der Knotenströme und -spannungen verwendet werden, denn nur die Mitkomponenten führen zu einer synchronisierenden Wirkung auf die Polräder der Generatoren.

14.2.2 Schwingungsgleichung des Synchrongenerators

Im folgenden wird die Differentialgleichung (Schwingungsgleichung) für die Relativbewegung des Rotors einer Synchronmaschine gegenüber der synchronen Winkelgeschwindigkeit ω_0 eines starren Netzes hergeleitet. Der Generator wird von einer Turbine mit der mechanischen Leistung P_T angetrieben und gibt – wie in Bild 14.2-1 gezeigt – die elektrische Leistung P_G an das Netz ab. Vernachlässigt man die Maschinenverluste, so dreht sich der Rotor des Generators dann mit konstanter, synchroner Geschwindigkeit, wenn die beiden Leistungen gleich groß sind; d. h. $P_T^0 = P_G^0$. Ist dieses Leistungsgleichgewicht nicht erfüllt, so führt die Leistungsdifferenz $P_a = P_T - P_G$ zu folgenden Auswirkungen

1. Die kinetische Energie des Turbinen-Generator-Satzes ändert sich.
2. Die von den Dämpferwicklungen der Synchronmaschine nun erzeugte Dämpfungsleistung P_D dämpft die Pendelbewegungen des Polrades.

Allgemein gilt somit folgende Beziehung für das Leistungsungleichgewicht des i -ten Generators

$$P_{ai} = P_{Ti} - P_{Gi} = \frac{dW_i}{dt} + P_{Di} \quad \text{mit } i = 1, 2, \dots, n_G . \quad (14.2-1)$$

Dabei bezeichnet n_G die gesamte Anzahl der im System befindlichen Generatoren. Im einfachen Beispiel von Bild 14.2-1 ist $n_G = 1$.

Die Beschleunigungsleistung P_{ai} ist gleich der zeitlichen Änderung der kinetischen Energie W_i der rotierenden Massen minus die dämpfende Wirkung der Dämpferwicklungsleistung P_{Di} . Die kinetische Energie W_i stellt die gesamte kinetische Energie des Generators und der Turbine, ausgedrückt in Ws, dar. Ausgehend vom Zusammenhang zwischen kinetischer Energie W_i , Anlaufzeitkonstante T_{Ai} und Trägheitsmoment J_i gilt für die i -te Maschine

$$W_i = \frac{1}{2} J_i \omega_i^2 = \frac{1}{2} T_{Ai} P_i^0 \left(\frac{\omega_i}{\omega^0} \right)^2 = \frac{1}{2} T_{Ai} P_i^0 \left(\frac{f_i}{f^0} \right)^2 . \quad (14.2-2)$$

Untersucht man nun Änderungen der Frequenzabweichung Δf_i von der Nennfrequenz f^0 , so wird die Frequenz f_i der i -ten Maschine wie folgt linearisiert

$$f_i = f^0 + \Delta f_i . \quad (14.2-3)$$

Damit kann der quadratische Ausdruck in Gl. (14.2-2) linearisiert werden, da gilt

$$\left(\frac{f^0 + \Delta f_i}{f^0}\right)^2 \approx 1 + 2 \frac{\Delta f_i}{f^0} . \quad (14.2-4)$$

Bildet man nun die Ableitung der kinetischen Energie W_i nach der Zeit t , so erhält man mit Gln. (14.2-2) und (14.2-4)

$$\frac{dW_i}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} T_{Ai} P_i^0 + T_{Ai} P_i^0 \frac{\Delta f_i}{f^0} \right) = \frac{T_{Ai} P_i^0}{f^0} \frac{d\Delta f_i}{dt} . \quad (14.2-5)$$

Ersetzt man nun in Gl. (14.2-5) die zeitliche Änderung der Frequenzabweichung Δf_i durch die zeitliche Änderung der Winkelabweichung $\Delta \delta_i$ der Polradstellung gegenüber der durch die Netzspannung U_N vorgegebenen Referenzachse, d. h.

$$\Delta f_i = \frac{1}{2\pi} \Delta \omega_i = \frac{1}{2\pi} \frac{d\Delta \delta_i}{dt} , \quad (14.2-6)$$

so kann die Abweichung der kinetischen Energie W_i vom Arbeitspunkt durch die Differentialgleichung

$$\frac{dW_i}{dt} = \frac{T_{Ai} P_i^0}{2\pi f^0} \frac{d^2 \Delta \delta_i}{dt^2} \quad i = 1, 2, \dots, n_G \quad (14.2-7)$$

dargestellt werden. Diese Beziehung gilt für jeden Turbinen-Generator-Satz einzeln. Die die Rotorstellung beschreibende Polradwinkeländerung $\Delta \delta_i$ wird in elektrischen Graden ausgedrückt und auf die Rotorstellung δ^0 im synchronen Betrieb vor Auftreten des Fehlers bezogen.

Sobald die Rotorgeschwindigkeit von der synchronen Geschwindigkeit abweicht, werden in den Dämpferwicklungen der Synchronmaschine Ströme induziert, die zu einem Dämpfungsmoment des Rotors führen. Die Größe des Dämpfungsmomentes nimmt mit der relativen Drehzahl $d\Delta \delta_i/dt$ zu. Für die zum Dämpfungsmoment proportionale Dämpfungsleistung P_{Di} gilt

$$P_{Di} \approx D_i \frac{d\Delta \delta_i}{dt} , \quad (14.2-8)$$

wobei D_i ein durch die Maschinenbauform gegebener Parameter, ausgedrückt in MW/rad s, ist. Damit läßt sich die Leistungsbilanz der Gl. (14.2-1) wie folgt schreiben

$$P_{ai} = P_{Ti} - P_{Gi} = \frac{T_{Ai} P_i^0}{2\pi f^0} \frac{d^2 \Delta \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\Delta \delta_i}{dt} . \quad (14.2-9)$$

Die in Gl. (14.2-9) auftretenden Leistungen werden alle in MW eingesetzt. Dividiert man mit der Nennleistung P_i^0 , so ergibt sich folgende, normierte Darstellung

$$P'_{ai} = P'_{Ti} - P'_{Gi} = \frac{T_{Ai}}{2\pi f^0} \frac{d^2 \Delta \delta_i}{dt^2} + D'_i \frac{d\Delta \delta_i}{dt} . \quad (14.2-10)$$

Zur Kennzeichnung der dimensionslosen Größen wird hier für die Leistungen und die Dämpfungskonstante der Index ' verwendet. Im weiteren wird darauf verzichtet und die Schwingungsgleichung immer in der normierten Form (14.2-10) verwendet.

Abschließend soll noch einmal darauf hingewiesen werden, daß die in Gl. (14.2-10) auftretende Anlaufzeitkonstante T_{Ai} eine für den Turbinen-Generator-Satz spezifische Größe darstellt und nicht wie in Kapitel 11 und 12 die Anlaufzeitkonstante eines gesamten Systems mit allen darin enthaltenen, rotierenden Maschinen.

14.2.3 Transiente Turbinenleistung

Das dynamische Verhalten des Rotors hängt entsprechend Gl. (14.2-10) von der Beschleunigungsleistung $P_{ai} = P_{Ti} - P_{Gi}$ ab. Ist diese Differenz positiv, so wird der Rotor beschleunigt; ist sie negativ, so wird der Rotor abgebremst. Die beiden Leistungsterme P_{Ti} und P_{Gi} der Differenz in Gl. (14.2-10) sollen nun einzeln untersucht werden. Änderungen in der Turbinenleistung P_{Ti} hängen wesentlich von der Wirkung der Frequenz-Leistungs-Regelung, die in Kapitel 12 behandelt worden ist, ab. Im Zeitintervall unmittelbar nach der Störung wird die Turbinenleistung P_{Ti} in erster Näherung konstant bleiben, da sie durch die Regelung noch nicht beeinflußt wird. Somit ist die mechanische Antriebsleistung P_{Ti} im Kurzzeitintervall der transienten Stabilität als eine konstante Größe zu betrachten, d. h.

$$P_{Ti} \approx P_{Ti}^0 = \text{konst.} \quad (14.2-11)$$

Durch diese Vereinfachung können die in Kapitel 11 und 12 vorgestellten Kraftwerkmodelle zur Berechnung der mechanischen Antriebsleistung weggelassen werden. Allerdings begrenzt die Approximation (14.2-11) natürlich die Gültigkeit des Kurzzeitmodells auf einen Zeitbereich bis höchstens einige Sekunden nach Auftreten einer Störung. Wie bereits ausgeführt, entscheidet sich jedoch gerade in diesem Zeitbereich, ob ein System eine bestimmte Störung übersteht, ohne den Synchronismus zu verlieren. Mit anderen Worten ist somit die Approximation (14.2-11) für die Untersuchung der transienten Stabilität zunächst ausreichend.

14.2.4 Transiente Generatorleistung

Die im Anschluß an eine Störung auftretenden Polradpendelungen sind dafür verantwortlich, daß der Generator im Kurzzeitbereich keine konstante, elektrische Leistung an das Netz abgibt. Ohne an dieser Stelle bereits ein detailliertes Synchronmaschinenmodell zu entwickeln, soll zunächst das Problem der sich dabei ändernden Maschinenreaktanzen durch folgende Näherung umgangen werden. Dazu wird von dem in Bild 14.2-1 gezeigten System ausgegangen.

Wenn an den Generatorklemmen ein widerstandsbehafteter Kurzschluß auftritt, so wird sich die Klemmenspannung vom Wert \bar{U}^0 vor Auftreten des Fehlers sehr schnell auf den störungsbehafteten Wert \bar{U}^f ändern. Zur Vereinfachung wird angenommen, daß sowohl \bar{U}^0 wie auch \bar{U}^f sinusförmige, dreiphasige, symmetrische Spannungsgrößen sind. Ferner wird hier vorausgesetzt, daß sich die Spannung nach Auftreten des Kurzschlusses sprunghaft von \bar{U}^0 auf \bar{U}^f ändert. Dies ist im Hinblick auf die im Vergleich dazu langsameren Rotorpendelungen im Kurzzeitbereich eine zulässige Approximation.

Unter Verwendung der in Kapitel 2 behandelten Ersatzschaltbilder der Synchronmaschine kann unter den bisher genannten Voraussetzungen das in Bild 14.2-2 gezeigte Zeigerdiagramm vor und nach Auftreten des Fehlers gezeichnet werden. Durch die Zerlegung der stationären, komplexen Klemmenspannung \bar{U}^0 und des komplexen Generatorstromes \bar{I}^0 vor Auftreten des Fehlers in Längs- und Querrichtung können unter Vernachlässigung der ohmschen Verluste folgende, einfachen Zusammenhänge angegeben werden. Der Betrag des Querstromes I_q^0 ist durch den Betrag der Längsspannung U_d^0 und der rein induktiven Querreaktanz X_q des Synchrongenerators gegeben

$$I_q^0 = U_d^0 / X_q . \quad (14.2-12)$$

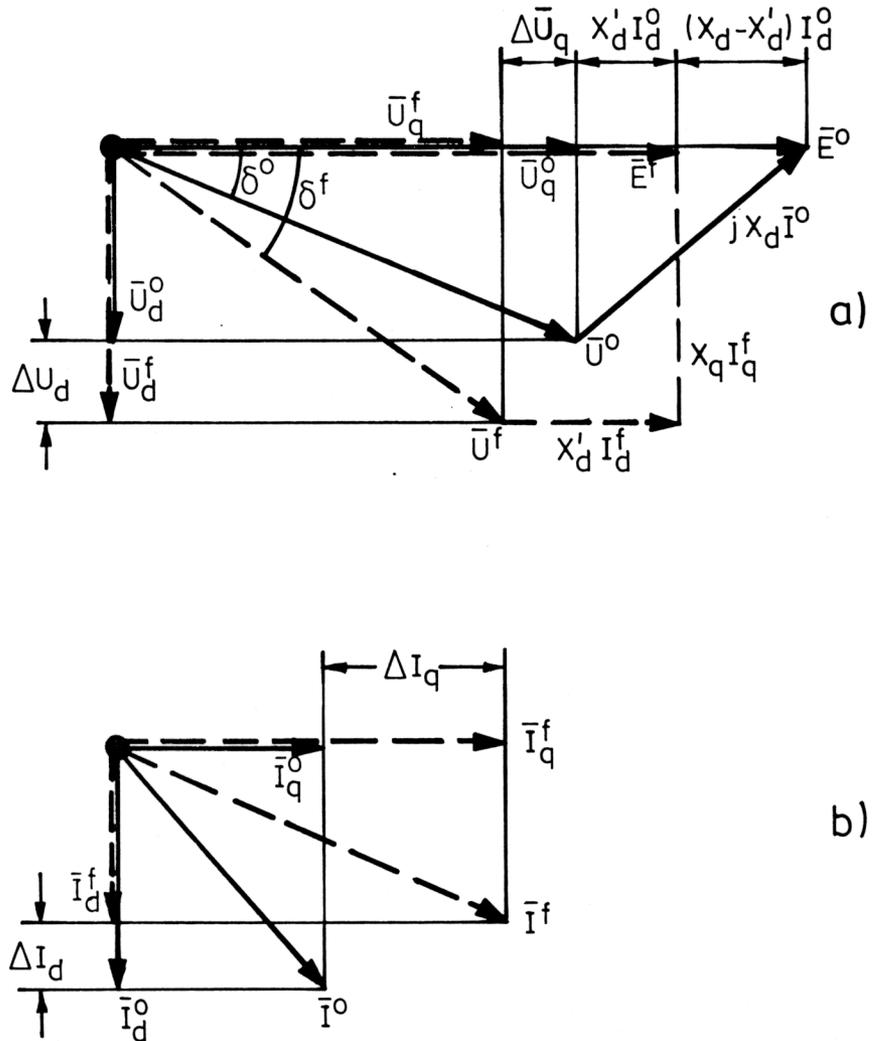


Bild 14.2-2 Zeigerdiagramm vor (—) und nach (---) Auftreten einer Störung der Generatorspannungen und -ströme mit der Zerlegung in Längs- und Querrichtung

a) Spannungsdiagramm

b) Stromdiagramm

Der Zeiger \bar{I}_d^0 steht senkrecht zur Längsspannung \bar{U}_d^0 . Der Betrag des Längsstromes I_d^0 ist durch die Betragsdifferenz $(E^0 - U_d^0)$ und die synchrone Längsreaktanz X_d vorgegeben

$$I_d^0 = (E^0 - U_d^0) / X_d . \quad (14.2-13)$$

Da die Längsreaktanz X_d eine rein induktive Größe ist, besteht zwischen dem Zeiger ($\bar{E}^0 - \bar{U}_q^0$) und dem Längsstrom \bar{I}_d^0 eine Phasendrehung von 90° . Der Spannungszeiger $jX_d\bar{I}^0$ zwischen Polradspannung \bar{E}^0 und Klemmenspannung \bar{U}^0 steht senkrecht zum Stromzeiger \bar{I}^0 .

Beim Auftreten einer Störung muß berücksichtigt werden, daß jede Änderung im Längsstrom $i_d(t)$ über die Ankerrückwirkung eine entsprechende Änderung des Erregerstromes $i_e(t)$ bewirkt. Der Effekt dieser magnetischen Kopplung wird näherungsweise dadurch modelliert, daß während des transienten Vorganges die Längsreaktanz X_d durch die transiente Reaktanz X'_d bei der Berechnung der Änderung des Längsstromes ΔI_d verwendet wird. Eine genauere Nachbildung der Ankerrückwirkung wird in Abschnitt 14.7 behandelt.

Weil $X'_d < X_d$ ist, vergrößert sich der Längsstrom im Fehlerfall von I_d^0 auf I_d^f um ΔI_d . Die Stromänderung in Längsrichtung ist in Analogie zu Gl. (14.2-13) durch

$$\Delta I_d = \Delta U_q / X'_d \quad (14.2-14)$$

gegeben. Für die Berechnung der Änderung der Querkomponente ΔI_q des Statorstromes I^f ist zu beachten, daß der Querstrom I_q^f nicht mit dem Rotorfeld gekoppelt ist. Somit läßt sich die Änderung ΔI_q entsprechend Gl. (14.2-12) aus der Änderung der Längsspannung ΔU_d bestimmen, d. h.

$$\Delta I_q = \Delta U_d / X_q \quad (14.2-15)$$

Bild 14.2-2 zeigt das resultierende Zeigerdiagramm nach Auftreten einer Störung. Alle Größen, die im Fehlerfall auftreten, haben einen hochgestellten Index „f“. Da die hier gemachten Überlegungen auf der Annahme beruhen, daß sich nach dem Eintritt des Kurzschlusses sowohl die Spannungen wie auch die Ströme sprunghaft ändern, gilt nach der Störung ein „stationäres“ Zeigerdiagramm. Die Generatorspannung \bar{U}^0 ändert sich im Fehlerfall auf den Wert \bar{U}^f . Gleichzeitig ändert sich wegen den Gln. (14.2-14) und (14.2-15) auch die Polradspannung \bar{E}^0 auf \bar{E}^f , wobei angenommen wird, daß sich die Phasenlage von \bar{E}^f gegenüber \bar{E}^0 nicht ändert.

Um den Betrag E^f der Polradspannung im Fehlerfall berechnen zu können, wird zunächst in Analogie zu Gl. (14.2-13) der Querspannungsabfall zwischen Polradspannung E^f und Querspannung U_q^f durch den Längsstrom I_d^f und die transiente Reaktanz X'_d wie folgt berechnet

$$E^f - U_q^f = I_d^f X'_d = (I_d^0 + \Delta I_d) X'_d \quad (14.2-16)$$

Unter Verwendung von Gl. (14.2-14) gilt

$$E^f - U_q^f = I_d^0 X'_d + \Delta U_q \quad (14.2-17)$$

Da zwischen der Querspannung vor und nach Auftreten eines Fehlers die Beziehung

$$U_q^f = U_q^0 - \Delta U_q \quad (14.2-18)$$

gemäß Bild 14.2-2 gilt, kann Gl. (14.2-17) wie folgt geschrieben werden

$$E^f = I_d^0 X'_d + U_q^0 \quad (14.2-19)$$

Ersetzt man nun in Gl. (14.2-19) den Längsstrom I_d^0 vor Auftreten des Fehlers gemäß Gl. (14.2-13), so erhält man für die Polradspannung im Fehlerfall

$$E^f = \frac{1}{X_d} (E^0 X_d' + U_q^0 (X_d - X_d')) . \quad (14.2-20)$$

Die sich daraus ergebende Spannungsdifferenz $E^0 - E^f$ sowie $E^f - U_q^0$ sind im Zeigerdiagramm 14.2-2 eingezeichnet. Mit Hilfe von Gl. (14.2-20) ist es somit möglich, die sich im Fehlerfall einstellende Polradspannung E^f mit Hilfe von E^0 und U_d^0 sowie der synchronen und transienten Maschinenreaktanz X_d resp. X_d' näherungsweise zu berechnen. Die im Kurzzeitbereich eingreifende Spannungsregelung wird dabei allerdings noch nicht berücksichtigt.

Nachdem nun die Polradspannung E^f im Fehlerfall bestimmt worden ist, kann nun die Aufgabe dieses Abschnittes, d. h. die Berechnung der im Fehlerfall vom Generator abgegebenen, transienten Generatorleistung P_{Gi} gelöst werden. Bezeichnet man den Lastwinkel zwischen Klemmenspannung \bar{U}^f und Klemmenstrom \bar{I}^f mit ϕ , so gilt

$$P_{Gi} = U^f I^f \cos \phi = U_q^f I_q^f + U_d^f I_d^f . \quad (14.2-21)$$

Die zweite Beziehung in Gl. (14.2-21) folgt aus der in Bild 14.2-2 gezeigten Zerlegung der Klemmengrößen in Längs- und Quergrößen. Dabei gilt für die Spannung

$$U_q^f = U^f \cos \delta^f \quad \text{und} \quad U_d^f = U^f \sin \delta^f . \quad (14.2-22)$$

Aufgrund der obigen Überlegungen gilt für die Längs- und Querströme I_d^f resp. I_q^f im Fehlerfall in Analogie zu Gln. (14.2-12) und (14.2-13) sowie aufgrund des Zeigerdiagramms 14.2-2

$$I_q^f = U_d^f / X_q \quad \text{und} \quad I_d^f = (E^f - U_q^f) / X_d' . \quad (14.2-23)$$

Setzt man schließlich die Gln. (14.2-22) und (14.2-23) in Gl. (14.2-21) ein, so erhält man für die im Kurzzeitbereich nach einer Störung vom Generator abgegebenen, transienten Wirkleistung in Abhängigkeit vom Polradwinkel δ den Ausdruck

$$P_{Gi}(\delta^f) = \frac{U^f E^f}{X_d'} \sin \delta^f + \frac{(U^f)^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d'} \right) \sin 2\delta^f . \quad (14.2-24)$$

Falls zwischen dem Synchrongenerator und dem starren Netz entsprechend Bild 14.2-1 noch ein Übertragungssystem mit der Impedanz X_e liegt, muß in Gl. (14.2-24) die Maschinenreaktanz X_d' durch die Gesamtreaktanz $X_d' + X_e$ ersetzt werden. Dabei bezeichnet X_e die Reaktanz des externen Netzes zwischen dem Generator und dem starren Netz. In diesem Fall ist der Winkel δ durch den Winkel δ_N zwischen Polradspannung \bar{E}^f und der Klemmenspannung \bar{U}_N des starren Netzes zu ersetzen (Bild 14.2-1).

Vernachlässigt man in Gl. (14.2-24) den zweiten Term bei der Berechnung der transienten Generatorleistung P_{Gi} , so kann der Generator im Kurzzeitbereich näherungsweise durch das in Bild 14.2-3 gezeigte, einfache Ersatzschaltbild bestehend aus der Polradspannung \bar{E}^f gemäß Gl. (14.2-20) und der transienten Reaktanz X_d' dargestellt werden. Es kann für die Berechnung der transienten, elektrischen Leistung P_{Gi} zur einfachen Auswertung der Schwingungsgleichung (14.2-10) benutzt werden.

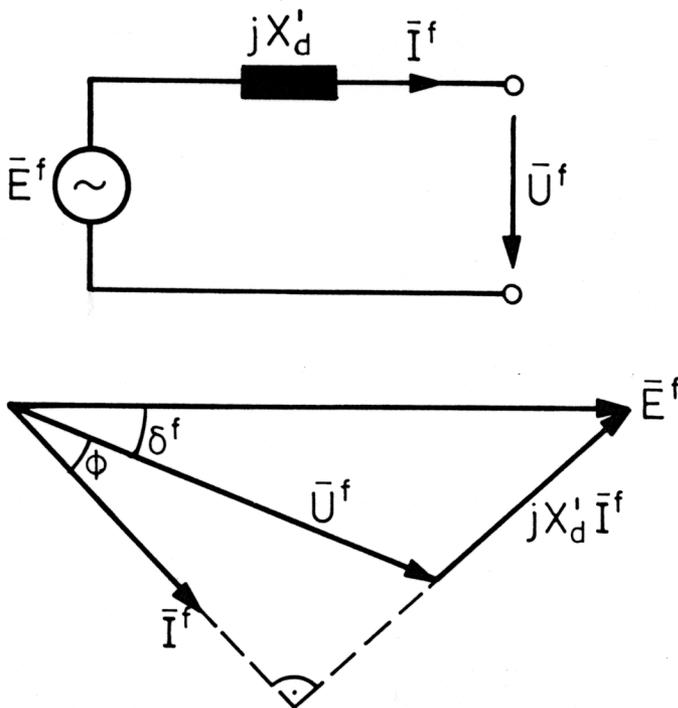


Bild 14.2-3 Einfaches, „stationäres“ Generatormodell im Fehlerfall unter der Annahme $X_q = X'_d$
 a) Ersatzschaltbild
 b) Zeigerdiagramm

14.3 Lösung der Schwingungsgleichung

Die bisherigen Ausführungen haben gezeigt, daß die transiente Generatorleistung P_{Gi} gemäß Gl. (14.2-24) eine nichtlineare Funktion des Polradwinkels δ^f ist. Somit beschreibt Gl. (14.2-10) eine nichtlineare Differentialgleichung zweiter Ordnung. Für deren Lösung ist man im allgemeinen Fall auf numerische Integrationsverfahren angewiesen. Die damit verbundenen Aufgaben werden an einem einfachen, in Bild 14.2-1 gezeigten System eines Synchrongenerators am starren Netz ausgeführt. Es handelt sich dabei um das sog. Einmaschinenproblem der transienten Stabilität. Der Generator speist über einen Transformator und eine Hochspannungsleitung mit der Gesamtreaktanz X_e in ein starres Netz ein. Gesucht werden die Rotorbewegungen d. h. die Lösung der Schwingungsgleichung (14.2-10) nach Auftreten verschiedener Störungen. Da hier nur eine Maschine untersucht wird, kann der bisher verwendete Maschinenindex „i“ weggelassen werden.

Für die Behandlung der transienten Stabilität eines Einmaschinenproblems werden folgende Vereinfachungen gemacht. Die Netzspannung U_N des starren Netzes ist während des gesamten Störungsablaufes konstant gleich der Nennspannung des Netzes. Die Netzfrequenz f^0 bleibt ebenfalls konstant gleich 50 Hz. Schließlich wird auch die Turbinenleistung P_T^0 als eine konstante Größe angenommen. Die Polradspannung des Synchrongenerators springt nach Auftreten der Störung von E^0 auf den Wert E^f . Dabei verändert sie ihre Lage zur Referenzachse nicht. Der Einfluß der Dämpferwicklung wird vernachlässigt; d. h. in Gl. (14.2-10) ist $D = 0$. Bei der Berechnung der transienten Generatorleistung P_G wird das vereinfachte Ersatzschaltbild 14.2-3 verwendet. Durch diese Annahmen reduziert sich die Schwingungsgleichung (14.2-10) auf folgende Form

$$P_T^0 - P_G(\delta) = \frac{T_A}{2\pi f^0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} \quad (14.3-1)$$

Um die Bedeutung der Schwingungsgleichung (14.3-1) für die transiente Stabilität verdeutlichen zu können, werden in den folgenden beiden Abschnitten zwei verschiedene Störungen untersucht. Sie unterscheiden sich darin, daß im ersten Fall durch eine geringe Lasterhöhung im Netz das Leistungsgleichgewicht gestört wird. Im zweiten Fall handelt es sich um eine große Störung, bei der der Generator kurzzeitig vom Netz getrennt wird.

14.3.1 Kleine Störungen

Zunächst wird die Schwingungsgleichung (14.3-1) für eine kleine, externe Störung, die einer sprungförmigen Änderung der elektrischen Last im Netz entspricht, untersucht. Solange die Störung klein bleibt, kann die nichtlineare Funktion (14.2-24) zur Berechnung der transienten Generatorleistung P_G linearisiert werden. Somit gilt mit $\delta^f(t) = \delta^0 + \Delta\delta(t)$

$$P_G(\delta^f) \approx P_G^0 + \left. \frac{\partial P_G}{\partial \delta} \right|_{\delta=\delta^0} \Delta\delta = P_G^0 + \frac{U^f E^f}{X'_d} \cos \delta^0 \Delta\delta . \quad (14.3-2)$$

Da der Gleichgewichtszustand vor der Störung durch die Beziehung

$$P_T^0 = P_G^0 \quad (14.3-3)$$

gegeben ist, lautet die linearisierte Schwingungsgleichung (14.3-1)

$$\frac{T_A}{2\pi f^0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \frac{E^f U^f}{X'_d} \cos \delta^0 \Delta\delta = 0 . \quad (14.3-4)$$

Gl. (14.3-4) besagt, daß das Polrad nach einer sprungförmigen Änderung der elektrischen Last im Kurzzeitbereich eine ungedämpfte Pendelung mit der Eigenfrequenz

$$\omega^2 = \frac{U^f E^f}{X'_d} \frac{2\pi f^0}{T_A} \cos \delta^0 \quad (14.3-5)$$

ausführt. Wegen der durch die Bauform des Synchrongenerators immer vorhandenen Dämpfung wird diese Pendelung des Polrades in Wirklichkeit rasch abklingen. Bild 14.3-1 zeigt die ungedämpfte Pendelbewegung des Polrades gemäß Gl. (14.3-4) sowie die näherungsweise gültige Polradbewegung unter Berücksichtigung der Dämpfung. In der Praxis bewegt sich die Frequenz der hier untersuchten Polradpendelungen nach einer Laständerung in der Größenordnung von 1 bis 2 Hz. Die Polradpendelung ist nach etwa ein bis zwei Sekunden vollständig abgeklungen. Die transiente Stabilität ist durch die kleine Laständerung nicht gefährdet.

14.3.2 Große Störungen

Als Beispiel einer großen Störung wird nun für das Einmaschinenproblem untersucht, ob der Generator nach Auftreten eines dreipoligen Kurzschlusses im Übertragungsnetz nach einer dreipoligen Kurzunterbrechung wieder synchron am Netz betrie-

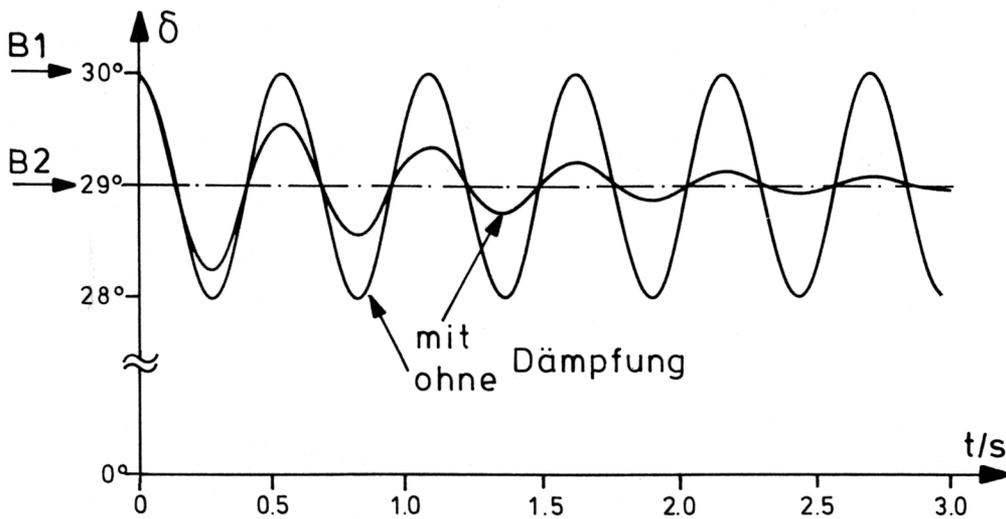


Bild 14.3-1 Polradpendelung einer Maschine am starren Netz nach einer kleinen Änderung der abgegebenen, elektrischen Last. Frequenz der Polradpendelung: 1,8 Hz

B1 \triangleq alter stationärer Betriebspunkt

B2 \triangleq neuer stationärer Betriebspunkt

ben werden kann; d. h. ob durch die Kurzunterbrechung die transiente Stabilität des Generators gefährdet wird.

Die Kurzunterbrechung hat zum Ziel, den Lichtbogen des Kurzschlusses auf natürliche Weise zu unterbrechen, um dann unmittelbar darauf den Generator wieder ans Netz schalten zu können. Wenn die Kurzunterbrechung nicht zu lange dauert, reicht die Zeit nicht aus, daß sich die Fehlerstelle isolationsmäßig verfestigen kann. Auf der anderen Seite bringt die zu lange Kurzunterbrechung die Gefahr, daß der Synchrongenerator außer Tritt fällt und dann nicht mehr synchron zugeschaltet werden kann. Im vorliegenden Fall wird nur der einfachere Fall der dreipoligen Kurzunterbrechung behandelt. In der Praxis spielt die Untersuchung der einpoligen Kurzunterbrechung eine wichtige Rolle.

Für die Bestimmung der transienten Stabilität bei einer Kurzunterbrechung sind zwei Zeitabschnitte zu untersuchen. Für die Dauer der Kurzunterbrechung ist der Generator vom Netz getrennt; d. h. die vom Generator abgegebene Wirkleistung P_G ist gleich Null. Gleichzeitig bleibt jedoch die mechanische Antriebsleistung P_T^0 der Turbine konstant. Somit lautet die Bewegungsgleichung des Polrades im ersten Zeitabschnitt entsprechend Gl. (14.3-1) unter Beachtung der obigen Vereinfachungen

$$P_a = P_T^0 = \frac{T_A}{2\pi f^0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} . \quad (14.3-6)$$

Dabei ist die Beschleunigungsleistung P_a für die Dauer der Kurzunterbrechung positiv. Nach zweimaliger Integration erhält man für den Polradwinkel $\delta(t)$

$$\delta(t) = \delta^0 + \alpha \frac{\pi f^0}{T_A} P_T^0 t^2 . \quad (14.3-7)$$

Um eine Darstellung des Polradwinkels $\delta(t)$ in Grad zu erhalten, muß der zweite Term in Gl. (14.3-7) mit $\alpha = 180^\circ/\pi = 57,3$ von Radiant auf Grad umgerechnet werden. Bild 14.3-4 zeigt den parabelförmigen Verlauf des Polradwinkels $\delta(t)$ gemäß Gl. (14.3-7) während der Zeit der Kurzunterbrechung. Man stellt fest, daß in diesem

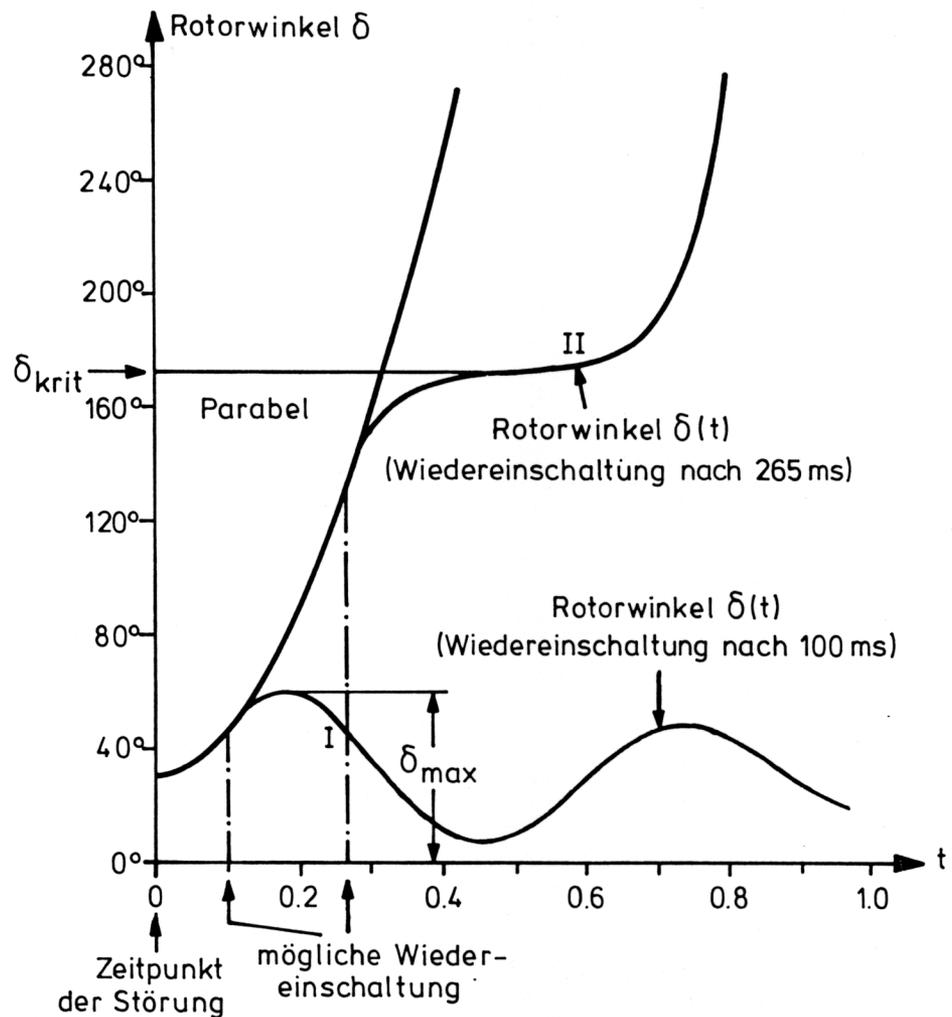


Bild 14.3-4 Polradbewegung während und nach der dreipoligen Kurzunterbrechung

Beispiel der Polradwinkel δ nach einer Kurzunterbrechungszeit von etwa 0,3 s bereits den Wert von 160° überschritten hat.

Der zweite Zeitabschnitt bei der Untersuchung der transienten Stabilität betrifft die Wiedereinschaltung des Generators zum Netz. Der Verlauf des Polradwinkels gemäß Gl. (14.3-7) zeigt deutlich, daß die Dauer t_{Ku} der Kurzunterbrechung eine kritische Größe ist. Sie bestimmt die transiente Stabilität des Generators. Wenn die Kurzunterbrechungsdauer t_{Ku} zu lange dauert, dann wird sich der Winkel $\delta(t)$ schon so weit vom ursprünglichen Betriebszustand wegbewegt haben, daß eine synchrone Wiedereinschaltung des Generators nicht möglich ist.

Die mathematische Beschreibung des zweiten Zeitabschnittes ist durch die Schwingungsgleichung (14.3-1) gegeben. Dabei ist für die transiente, elektrische Generatorleistung P_G Gl. (14.2-24) zu verwenden. Die Beschleunigungsleistung P_a , definiert als

$$P_a = P_T^0 - P_G(\delta) , \quad (14.3-8)$$

ist nun negativ; sie bewirkt ein Abbremsen des Polrades. Die Schwingungsgleichung (14.3-1) zur Beschreibung der Polradbewegung ist im zweiten Störungsabschnitt nicht-linear. Für ihre Lösung müssen die in Abschnitt 14.5 vorgestellten, numerischen Verfahren verwendet werden. Der Verlauf des Polradwinkels $\delta(t)$ in Bild 14.3-4 ist mit dem EULER-Verfahren bestimmt worden. Die notwendigen Anfangsbedingungen $\delta(t_{Ku})$ und $\dot{\delta}(t_{Ku})$ sind durch die Lösung (14.3-7) im Zeitpunkt t_{Ku} , in dem nach der

Kurzunterbrechung der Generator wieder an das Netz zugeschaltet wird, gegeben. Sie lauten für den Winkel δ und die Winkelgeschwindigkeit $\dot{\delta}$

$$\delta(t_{\text{Ku}}) = \delta^0 + \alpha \frac{\pi f^0}{T_A} P_{\text{T}}^0 t_{\text{Ku}}^2 \quad (14.3-9)$$

$$\dot{\delta}(t_{\text{Ku}}) = \frac{2\pi f^0}{T_A} P_{\text{T}}^0 t_{\text{Ku}} \quad (14.3-10)$$

In Bild 14.3-4 sind die Polradwinkel $\delta(t)$ für zwei mögliche Wiedereinschaltungszeitpunkte des Generators an das Netz berechnet worden. Bei einer Kurzunterbrechungsdauer von $t_{\text{Ku}} = 100$ ms zeigt die Stabilitätsuntersuchung, daß der Generator nicht außer Tritt fällt. Mit anderen Worten somit bleibt der Synchronismus des Generators gegenüber dem starren Netz erhalten.

Falls jedoch die Kurzunterbrechung t_{Ku} mehr als 265 ms dauert, so wird der synchrone Lauf nach dem Wiedereinschalten nicht mehr erreicht. Während der Kurzunterbrechung wird das Polrad so stark beschleunigt, daß ein Abbremsen nach dem Wiedereinschalten nicht möglich ist. Da der Polradwinkel entsprechend Bild 14.3-4 keinen neuen, stationären Betriebspunkt mehr einnimmt, fällt die Maschine außer Tritt; sie muß deshalb endgültig vom Netz abgetrennt werden.

14.4 Direkte Stabilitätsuntersuchung

Die in Abschnitt 14.3 behandelten, transienten Stabilitätsprobleme eines Synchrongenerators am starren Netz sind dadurch gekennzeichnet, daß die Schwingungsgleichung (14.2-10) unter Beachtung der transienten Generatorleistung $P_G(\delta)$ gemäß Gl. (14.2-24) analytisch oder numerisch gelöst wird. Anhand der Lösung von $\delta(t)$ wird die Existenz der transienten Stabilität festgestellt.

Diese indirekte Vorgehensweise bei der Stabilitätsanalyse ist vom Standpunkt der Praxis her gesehen oft die einzige Möglichkeit, um bei größeren Systemen zum Ziel zu kommen. Für das Einmaschinenproblem kann die transiente Stabilität auch mit einer direkten Stabilitätsuntersuchung, d. h. ohne Lösung der Differentialgleichung (14.2-10) bestimmt werden. Dazu wird der Flächensatz verwendet, mit dem die physikalischen Zusammenhänge sehr gut illustriert werden können. Allerdings ist darauf hinzuweisen, daß diese direkte Vorgehensweise nur auf das Einmaschinenproblem gut anwendbar ist.

Für das in Abschnitt 14.3.2 behandelte Stabilitätsproblem ist in Bild 14.4-1 die transiente Generatorleistung P_G als Funktion des Polradwinkels δ dargestellt. Vor dem Öffnen des Generatorschalters zum Netz befindet sich das System in einem stationären Betriebszustand, der durch das Leistungsgleichgewicht $P_{\text{T}}^0 = P_G^0$ bei $\delta = \delta^0$ gekennzeichnet ist.

Nach dem Öffnen des Generatorschalters bleibt die Turbinenleistung P_{T}^0 zunächst konstant, während die abgegebene, elektrische Leistung P_G gleich Null ist. Die im ersten Zeitabschnitt gültige Schwingungsgleichung (14.3-6) beschreibt das Verhalten des Rotorwinkels $\delta(t)$ als Funktion der Zeit. Für die Darstellung in Bild 14.4-1 muß die Zeit t als unabhängige Variable durch den Polradwinkel $\delta = \delta^0 + \Delta\delta$ und die Winkelgeschwindigkeit $\dot{\delta}$ ersetzt werden. Dazu wird Gl. (14.3-6) mit $(d\delta/dt)$ multipliziert und mit $\omega^0 = 2\pi f^0$ wie folgt umgeformt

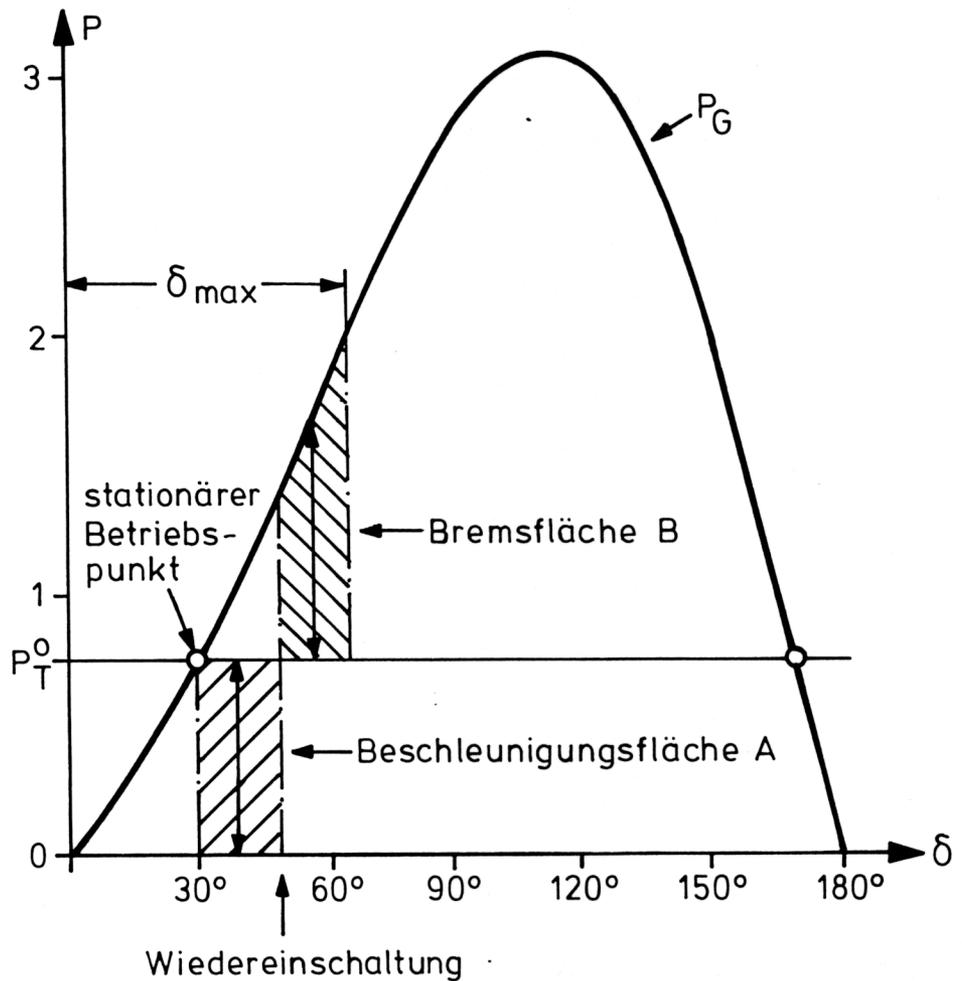


Bild 14.4-1 Betriebsdiagramm der transienten Generatorleistung P_G in Abhängigkeit vom Polradwinkel δ entsprechend der Gl. (14.2-24)

$$\frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega^0 P_T^0}{T_A} \frac{d\delta}{dt} \quad (14.4-1)$$

Vertauscht man nun auf der linken Seite Ableitung und Multiplikation, so gilt

$$\frac{1}{2} \frac{d}{dt} \left\{ \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right\} = \frac{\omega^0 P_T^0}{T_A} \frac{d\delta}{dt} \quad (14.4-2)$$

Eliminiert man nun dt , erhält man

$$\frac{1}{2} d \left\{ \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right\} = \frac{\omega^0 P_T^0}{T_A} d\delta \quad (14.4-3)$$

Die beidseitige Integration ergibt

$$\frac{1}{2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{\omega^0}{T_A} \int_{\delta^0}^{\delta^0 + \Delta\delta} P_T^0 d\delta \quad (14.4-4)$$

oder nach der Polradgeschwindigkeit $\dot{\delta} = d\delta/dt$ aufgelöst

$$\dot{\delta} = \frac{d\delta}{dt} = \left[\frac{2\omega^0}{T_A} \int_{\delta^0}^{\delta^0 + \Delta\delta} P_T^0 d\delta \right]^{1/2} \quad (14.4-5)$$

Gl. (14.4-5) beschreibt die relative Geschwindigkeit $\dot{\delta}$ des Polrades bezüglich der synchronen Winkelgeschwindigkeit. Das Integral in Gl. (14.4-5) entspricht der in Bild 14.4-1 gezeigten Beschleunigungsfläche A.

Sobald der Generatorschalter wieder geschlossen wird, gibt die Maschine die transiente Generatorleistung $P_G(\delta)$ an das starre Netz ab. Deshalb lautet nun Gl. (14.4-5)

$$\frac{d\delta}{dt} = \left[\frac{2\omega^0}{T_A} \int_{\delta^0 + \Delta\delta}^{\delta_2} (P_T^0 - P_G(\delta)) d\delta \right]^{1/2} \quad (14.4-6)$$

Das Integral in Gl. (14.4-6) entspricht der in Bild 14.4-1 angegebenen Bremsfläche B zwischen der konstanten Turbinenleistung P_T^0 und der transienten Generatorleistung $P_G(\delta)$. Da die Differenz P_a in Gl. (14.3-8) nun negativ ist, wird das Polrad abgebremst; d. h. P_a beschreibt eine Bremsleistung. Deshalb wird die Fläche B als Bremsfläche bezeichnet.

Für die Einhaltung der transienten Stabilität des Synchrongenerators muß nun sichergestellt sein, daß die Beschleunigungsfläche A kleiner gleich der Bremsfläche B ist. Wird etwa entsprechend Bild 14.4-1 die Kurzunterbrechung bei einem Winkel $\delta = 50^\circ$ beendet, so wird der Polradwinkel $\delta(t)$ maximal den Wert $\delta_{\max} = 65^\circ$ erreichen. Danach wird das Polrad sich über eine gedämpfte Schwingung auf eine neue stationäre Lage einstellen. Dies entspricht etwa dem in Bild 14.3-4 dargestellten Fall I mit einer Kurzunterbrechungsdauer $t_{Ku} = 0,10$ s.

Unter Beachtung der Vorzeichen von Beschleunigungs- und Bremsfläche A resp. B kann mit dem Flächensatz des Betriebsdiagramms nach Bild 14.4-1 auch der kritische Winkel δ_{krit} bestimmt werden, der höchstens erreicht werden darf, bevor die Kurzunterbrechung beendet werden muß. Entsprechend Bild 14.3-4 gilt für die Polradbewegung beim maximalen Polradwinkel δ_{\max} die Geschwindigkeitsbedingung $\dot{\delta} = 0$. Entsprechend Gln. (14.4-5) und (14.4-6) müssen deshalb für die transiente Stabilitätsgrenze die beiden Flächen A und B gleich groß sein.

Ausgehend von der transienten Generatorleistung P_G entsprechend Bild 14.4-1 kann nun analytisch der maximal noch zulässige Polradwinkel δ_{Ku} bestimmt werden, bei dem die Kurzunterbrechung spätestens beendet werden muß, wenn die transiente Stabilität gewährleistet bleiben soll. Der Winkel δ_{Ku} ist numerisch so zu bestimmen, daß die Beschleunigungs- und die Bremsfläche gleich groß sind; d. h. $A = B$. An der Grenze zwischen den beiden Flächen A und B kann der maximal zulässige Polradwinkel δ_{Ku} , wie in Bild 14.4-2 gezeigt, abgelesen werden.

Der mit der transienten Stabilitätsgrenze verbundene kritische Polradwinkel δ_{krit} kann ebenfalls in Bild 14.4-2 abgelesen werden. Schließlich kann mit Gl. (14.3-7) und δ_{Ku} die maximal zulässige Kurzunterbrechungsdauer t_{Ku} berechnet werden

$$t_{Ku} = \left[\frac{2T_A}{\alpha P_T^0 \omega^0} (\delta_{Ku} - \delta^0) \right]^{1/2} \quad (14.4-7)$$

Der Flächensatz erweist sich somit als ein sehr anschauliches Hilfsmittel, die transiente Stabilität eines Synchrongenerators am starren Netz zu untersuchen. Insbesondere ermöglicht der Bezug auf das Betriebsdiagramm ($P - \delta$ -Diagramm) die Bestim-

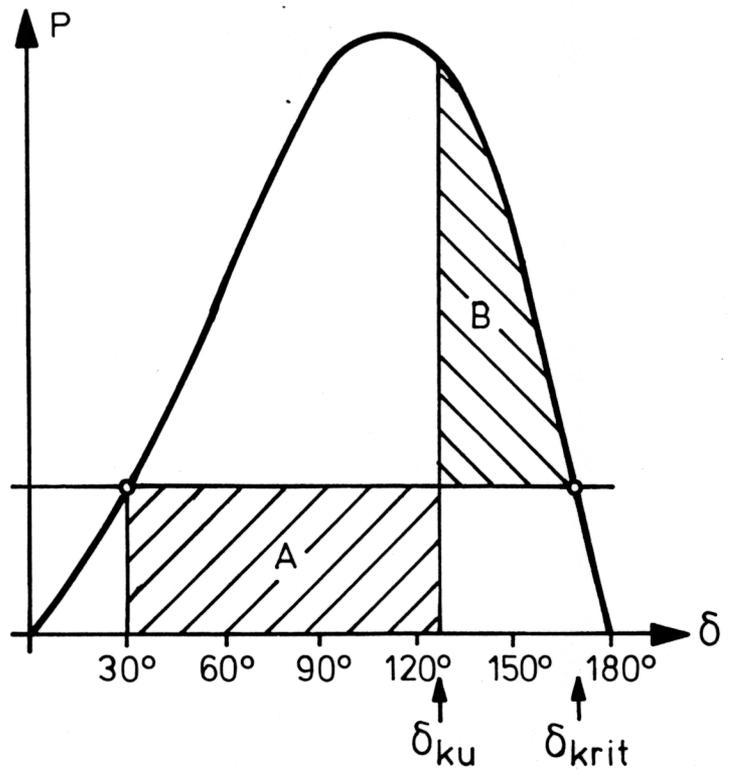


Bild 14.4-2 Anwendung des Flächensatzes zur analytischen Bestimmung der maximal zulässigen Kurzunterbrechungsdauer t_{Ku} mit der Bedingung $A = B$

mung der kritischen Polradwinkel, die während einer Kurzunterbrechung auftreten können. Allerdings eignet sich der Flächensatz nicht für transiente Stabilitätsuntersuchungen in Systemen mit mehreren Synchrongeneratoren. In diesem Fall müssen die nichtlinearen Schwingungsgleichungen (14.2-10) für jede Maschine numerisch gelöst werden. Im folgenden Abschnitt wird auf das Problem der numerischen Integration kurz eingegangen. Dabei wird ein einfaches Verfahren vorgestellt. Für eine ausführliche Darstellung wird auf die entsprechende Literatur verwiesen.

14.5 Numerische Integration

14.5.1 Einleitung

Für transiente Stabilitätsuntersuchungen in Energieversorgungssystemen mit mehreren Synchrongeneratoren müssen die Schwingungsgleichungen (14.2-10) unter Beachtung der transienten Generatorleistungen P_{Gi} gemäß Gl. (14.2-24) gelöst werden. Da es sich dabei um nichtlineare Differentialgleichungen handelt, ist die Bestimmung einer analytischen Lösung im allgemeinen Fall nicht möglich. Man ist deshalb auf numerische Integrationsverfahren angewiesen. Die numerische Bestimmung der Lösung ist jedoch meist rechenintensiv, so daß ein Kompromiß zwischen erforderlicher Genauigkeit

und dem zulässigen Rechenaufwand zu finden ist. Darüber hinaus spielt die Berücksichtigung der Näherungsfehler, der Modellierungsfehler, der Rundungsfehler sowie die Wahl einer problemorientierten Integrations-Schrittweite Δt bei der numerischen Lösung eine zentrale Rolle. Es würde den Rahmen dieser Ausführungen sprengen, auf alle diese Probleme im einzelnen einzugehen. Im nächsten Abschnitt werden die heute gebräuchlichen Verfahren kurz vorgestellt; ein Verfahren wird in Abschnitt 14.5.3 näher erläutert und für die weiteren Ausführungen verwendet.

14.5.2 Klassierung der numerischen Verfahren

Um die verschiedenen, numerischen Integrationsverfahren klassieren zu können, ist es zweckmäßig, zunächst die folgende, einfache, nichtlineare Differentialgleichung

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (14.5-1)$$

zu betrachten. Im Zeitintervall $[t_i, t_i + \Delta t]$ lautet die Lösung

$$x(t_i + \Delta t) = x(t_i) + \int_{t_i}^{t_i + \Delta t} f(x, t) dt . \quad (14.5-2)$$

Dabei bezeichnet t_i den Anfangszeitpunkt des Integrationsintervalls und Δt die Schrittweite der Integration. Je nach dem Typ des verwendeten Näherungsverfahrens zur Auswertung des Integrals in Gl. (14.5-2) erhält man die numerischen Werte $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ als Approximation von $x(t_i + \Delta t)$ mit unterschiedlichem Fehler.

Die Klassierung der numerischen Integrationsverfahren richtet sich nach folgenden Merkmalen

- ein- und mehrstufige Verfahren
- Ein- und Mehrschrittverfahren
- explizite und implizite Verfahren.

Bei einem einstufigen Verfahren wird der Näherungswert $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ nur mit Werten der Funktion $f(x, t)$ an den Stellen t_i und $t_i + \Delta t$ bestimmt. Bei mehrstufigen Verfahren werden für die Berechnung von $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ auch Zwischenwerte der Funktion $f(x, t)$ verwendet; d. h. die Funktion $f(x, t)$ wird auch an den Stellen $t_i + \Delta t/m, t_i + 2\Delta t/m, \dots, t_i + (m-1)\Delta t/m$ berechnet. Üblicherweise wählt man für m die Werte 2, 3 oder 4. Damit hat man für die Berechnung von $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ insgesamt $m+2$ Werte zur Verfügung.

Bei Einschrittverfahren stützt sich die Berechnung von $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ nur auf Werte von Hilfsfunktionen $f_h(x, t)$ aus dem Intervall $[t_i, t_i + \Delta t]$. Dabei können die Hilfsfunktionen $f_h(x, t)$ ein- oder mehrstufig ausgewertet werden. Bei Mehrschrittverfahren stützt sich die Näherung $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ auf die Intervallfolge $[t_i - \Delta t, t_i - 2\Delta t, \dots, t_i - p\Delta t]$. Mit anderen Worten gehen also die zeitlich vorangehenden Stützwerte $\tilde{x}(t_i), \tilde{x}(t_i - \Delta t), \tilde{x}(t_i - 2\Delta t), \dots, \tilde{x}(t_i - p\Delta t)$ in die Berechnung von $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ ein. Dazu wird im allgemeinen ein Polynom vom Grad $(p-1)$ durch die genannten $p+1$ Stützstellen gelegt. In der Praxis wählt man für p Werte zwischen 1 und 5.

Bezüglich der Funktionsauswertung bezeichnet man ein Verfahren als explizit, wenn der gesuchte Wert $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ in der auszuwertenden Funktion nicht auftritt. Ein Verfahren heißt implizit, wenn der gesuchte Wert $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ auf der rechten Seite einer auszuwertenden Funktion auftritt. Ein typisches, implizites Integrationsverfahren hat folgende Struktur zur Berechnung von $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$

$$\tilde{x}(t_i + \Delta t) = \tilde{x}(t_i) + \frac{\Delta t}{2} [f(\tilde{x}(t_i), t_i) + f(\tilde{x}(t_i + \Delta t), t_i + \Delta t)] . \quad (14.5-3)$$

Aus der Vielzahl der numerischen Integrationsverfahren wird im nächsten Abschnitt das EULER-Verfahren herausgegriffen und näher erläutert. Es ist ein explizites, einstufiges Einschrittverfahren.

14.5.3 EULER-Verfahren

Das EULER-Verfahren ist ein sehr einfaches, numerisches Integrationsverfahren, mit dem die Vorgehensweise zur Lösung der Schwingungsgleichung gut erklärt werden kann. Im einfachsten Fall wird beim EULER-Verfahren zur Berechnung von $\tilde{x}(t_i + \Delta t)$ die Lösungskurve $x(t)$ im Punkt $\tilde{x}(t_i)$ durch ihre Tangente, die gemäß Gl. (14.5-1) durch $f(\tilde{x}(t_i), t_i)$ gegeben ist, ersetzt. Entsprechend Bild 14.5-1 gilt somit

$$\tilde{x}(t_i + \Delta t) = \tilde{x}(t_i) + \Delta t f(\tilde{x}(t_i), t_i) \quad \text{mit } i = 0, 1, 2, \dots . \quad (14.5-4)$$

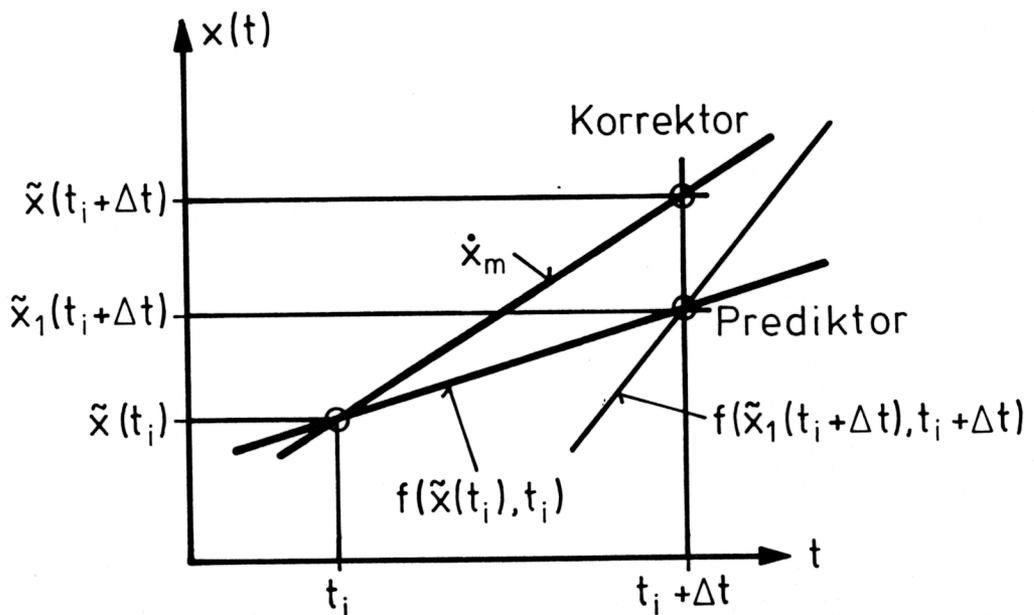


Bild 14.5-1 Graphische Darstellung des einfachen und modifizierten EULER-Verfahrens

Man erkennt diesen Algorithmus als explizites, einstufiges Einschrittverfahren. In Bild 14.5-1 entspricht der mit Gl. (14.5-4) berechnete Wert der Größe $\tilde{x}_1(t_i + \Delta t)$.

Die begrenzte Genauigkeit des einfachen EULER-Verfahrens kann dadurch verbessert werden, daß man an Stelle der Tangente im Punkte $\tilde{x}(t_i)$ die durchschnittliche Steigung innerhalb des Zeitintervalls $[t_i, t_i + \Delta t]$ berechnet. Dadurch erhält man das modifizierte EULER-Verfahren, das ein implizites, einstufiges Einschrittverfahren darstellt. Es besteht aus einer Prediktor- und einer Korrektor-Phase. In der Prediktor-Phase wird zunächst eine erste Näherung von $x(t_i + \Delta t)$ mit dem einfachen EULER-Verfahren nach Gl. (14.5-4) bestimmt. Die so erhaltene erste Näherung wird mit $\tilde{x}_1(t_i + \Delta t)$ bezeichnet. Mit dieser Näherung $\tilde{x}_1(t_i + \Delta t)$ wird nun näherungsweise die Steigung im Zeitpunkt $t_i + \Delta t$ berechnet, indem gilt

$$\dot{x}(t_i + \Delta t) = f(\tilde{x}_1(t_i + \Delta t), t_i + \Delta t) . \quad (14.5-5)$$

Die mittlere Steigung \dot{x}_m im Intervall $[t_i, t_i + \Delta t]$ ist nun durch den arithmetischen Mittelwert der Steigungen im Zeitpunkt t_i und $t_i + \Delta t$ gegeben

$$\dot{x}_m(t_i) = \frac{1}{2}[\dot{x}(t_i) + \dot{x}(t_i + \Delta t)] . \quad (14.5-6)$$

Unter Verwendung der Steigung \dot{x}_m entsprechend Gl. (14.5-6) wird nun in der Korrektor-Phase der erste Näherungswert $\tilde{x}_1(t_i + \Delta t)$ dahingehend verbessert, daß nun der Wert

$$\tilde{x}(t_i + \Delta t) = \tilde{x}(t_i) + \Delta t \dot{x}_m(t_i) \quad (14.5-7)$$

als Näherung von $x(t_i + \Delta t)$ verwendet wird.

Weitere wichtige Integrationsverfahren sind das RUNGE-KUTTA-Verfahren, das bei relativ geringem Rechenaufwand eine gute Genauigkeit liefert. Es ist ein mehrstufiges Einschrittverfahren. Von den Mehrschrittverfahren haben das ADAMS-BASHFORTH-Verfahren der Ordnung p , das ADAMS-MOULTON-Verfahren der Ordnung p und das MILNE-Verfahren der Ordnung p große Bedeutung gewonnen. Mit den heute verfügbaren, leistungsfähigen Rechenanlagen spielt der bei diesen Verfahren etwas größere Rechenaufwand gegenüber dem EULER-Verfahren keine Rolle.

14.6 Transiente Stabilitätsuntersuchungen

14.6.1 Systembeschreibung

Die bisherigen Überlegungen zur transienten Stabilität müssen nun noch in zweifacher Hinsicht erweitert werden. Dabei wird in diesem Abschnitt auf die Behandlung des Mehrmaschinen-Problems unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes und der Lasten eingegangen. In Abschnitt 14.7 wird das bisher benutzte, einfache Generatormodell aus Abschnitt 14.2 dahingehend ergänzt, als daß die Annahme einer sich sprungförmig ändernden Polradspannung durch eine genauere Modellierung der Spannungs-Regelung mit einem kontinuierlichen Übergang von E^0 auf E^f ersetzt wird.

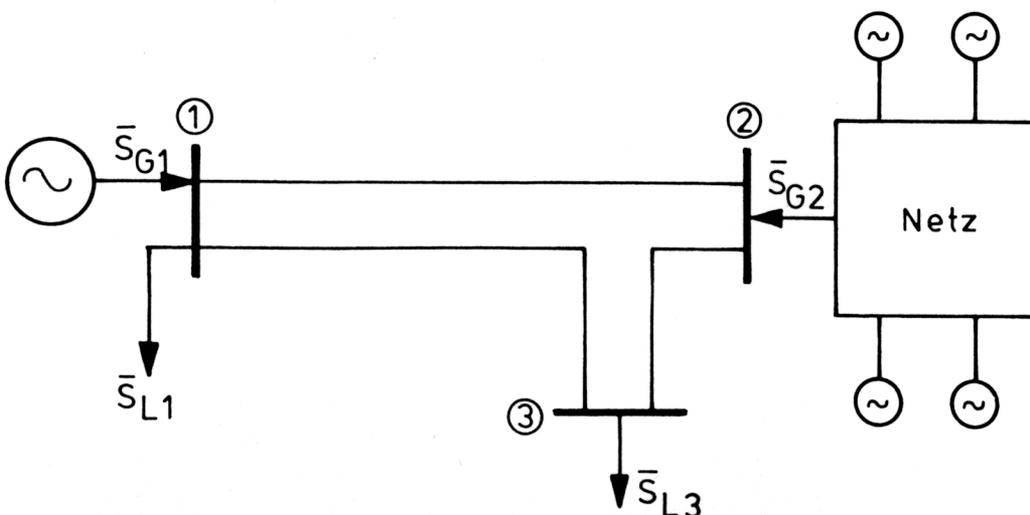


Bild 14.6-1 Mehrmaschinenproblem zur Untersuchung der transienten Stabilität

Um die Übersichtlichkeit der weiteren Ausführungen sicherstellen zu können, wird von dem in Bild 14.6-1 gezeigten, vereinfachten Energieübertragungssystem ausgegangen. In Knoten 1 befindet sich ein Generator, der über eine lange Leitung in das an Knoten 2 angeschlossene Netz einspeist. Dank dem hohen Vermaschungsgrad des in Knoten 2 angeschlossenen Netzes kann für alle übrigen, einspeisenden Generatoren in dieses Teilnetz kohärentes Frequenzverhalten vorausgesetzt werden. Deshalb kann das Netz und die zugehörigen Generatoren in Knoten 2 durch einen äquivalenten Generator mit einer entsprechenden Reaktanz ersetzt werden. In Knoten 1 ist die vorgegebene Last \bar{S}_{L1} , in Knoten 3 die Last \bar{S}_{L3} zu versorgen. Vereinfachend wird angenommen, daß die Übertragungsleitungen alle gleich lang sind und die gleiche Leitungsimpedanz $\bar{Z}_{\bar{u}}$ haben. Ferner sollen die kapazitiven Querglieder der Leitungen vernachlässigbar klein sein.

Die Lasten \bar{S}_{L1} und \bar{S}_{L3} in Knoten 1 und 3 werden durch konstante Admittanzen gemäß der Beziehung

$$\bar{Y}_{Li} = \bar{S}_{Li} / U_i^2 \quad \text{für } i = 1 \text{ und } 3 \quad (14.6-1)$$

ersetzt. Dieser Ansatz bedeutet, daß die Wirk- und Blindlasten quadratisch von Spannungsänderungen abhängig sind. Für genaue Stabilitätsuntersuchungen müssen an Stelle von Gl. (14.6-1) verbesserte Lastmodelle verwendet werden, da sie das dynamische Verhalten wesentlich beeinflussen.

Für die Bestimmung des stationären Betriebszustandes des in Bild 14.6-1 gezeigten Systems vor Eintritt der Störung kann von dem in Bild 14.6-2 gezeigten Ersatzschaltbild ausgegangen werden.

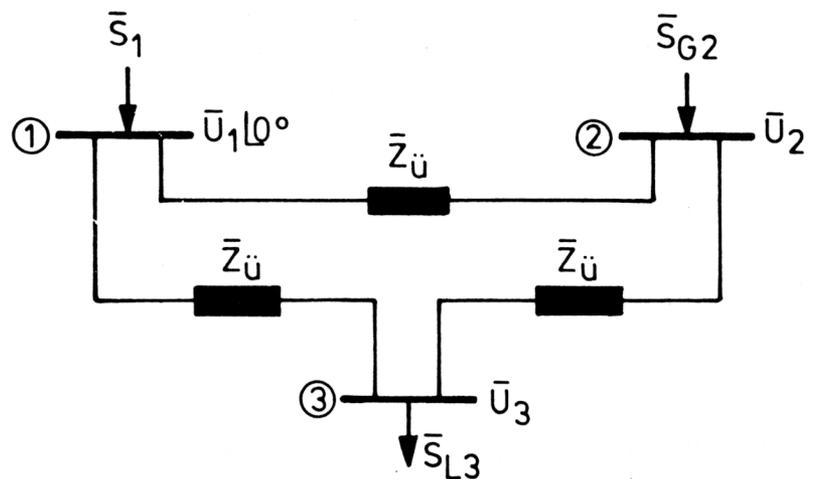


Bild 14.6-2 Einphasiges Ersatzschaltbild zur Berechnung des stationären Betriebszustandes vor Eintritt der Störung

Mit der in Kapitel 4 behandelten, entkoppelten Lastflußberechnung wird im Referenzknoten 1 die Scheinleistung \bar{S}_1 berechnet. Da Knoten 2 als spannungsgeregelter Knoten ($P-U$ -Knoten) betrachtet werden kann, wird hier als Ergebnis der Spannungswinkel δ_2 der komplexen Knotenspannung \bar{U}_2 sowie die eingespeiste Blindleistung Q_2 bestimmt. Schließlich handelt es sich bei Knoten 3 um einen $P-Q$ -Knoten. Hier liefert die Lastflußberechnung die komplexe Knotenspannung \bar{U}_3 . Der stationäre Betriebszustand wird somit als Lösung algebraischer Gleichungen mit den bekannten Verfahren bestimmt.

14.6.2 Störungskatalog

Die Untersuchung der transienten Stabilität eines Energieübertragungssystems erfordert immer die Spezifikation einer oder mehrerer, vorgegebener Störungen. Diese Störungen werden in einen zeitlich geordneten Störungskatalog aufgenommen, der dann in der Simulationsphase systematisch abgearbeitet wird. Als Beispiel ist folgender Störungsablauf denkbar. Im Zeitpunkt $t = 0$ tritt an der Sammelschiene in Knoten 1 ein satter, dreipoliger Kurzschluß auf. Durch die Schutzeinrichtungen wird für den Generator 1 eine dreipolige Kurzunterbrechung eingeleitet; d. h. der Generator wird vom übrigen Netz getrennt. Da die Turbinenleistung P_{T1} im Kurzzeitbereich noch nicht zurückgefahren werden kann, wird der Generator 1 nach der Trennung vom Netz beschleunigt. Gleichzeitig bewegt sich jedoch auch der äquivalente Generator in Knoten 2 von der bisherigen Gleichgewichtslage weg, da durch das Trennen der Maschine in Knoten 1 ein elektrisches Leistungsungleichgewicht entsteht. Sowohl die Last \bar{S}_{L1} wie auch \bar{S}_{L3} müssen nun ausschließlich über die Einspeisung in Knoten 2 versorgt werden.

Nach Ablauf der Kurzunterbrechung mit der Dauer t_{Ku} wird der Generator 1 wieder zugeschaltet. Falls es dabei nicht zu einem erneuten Kurzschluß kommt, stellt sich die Frage, ob die Maschine in Knoten 1 wieder synchron zu den Generatoren in Knoten 2 zugeschaltet werden kann oder ob während der Kurzunterbrechungszeit t_{Ku} der Synchronismus zwischen den Maschinen in Knoten 1 und 2 bereits verlorengegangen ist.

Falls unsymmetrische Fehler wie z. B. einpolige Kurzunterbrechungen nach einem Erdkurzschluß untersucht werden müssen, treten an Stelle der das Netz beschreibenden Knotenadmittanzmatrix Y_k die drei Komponentenmatrizen des Mit-, Gegen- und Nullsystems, die in Kapitel 8 vorgestellt worden sind.

14.6.3 Transientes Kurzzeitmodell

Die Ausführungen in Abschnitt 14.3 haben gezeigt, daß im Kurzzeitbereich die nach Störungen auftretenden Polradpendelungen und die damit verbundenen Leistungs- und Drehmomentpendelungen von großer Bedeutung sind. Falls mehrere Maschinen in ein gemeinsames Netz einspeisen, müssen alle Polradbewegungen untersucht werden. Dabei können, wie in Bild 14.6-1 gezeigt, Maschinen, die in ein eng vermaschtes Netz mit kurzen Übertragungsleitungen einspeisen, zu einer kohärenten Gruppe, d. h. in eine äquivalente Maschine zusammengefaßt werden. Das Übertragungsnetz einer kohärenten Gruppe vereinfacht sich zu einem Punktnetz. Das Netz zwischen Generatoren, deren Polradbewegungen untereinander analysiert werden, kann nicht auf ein Punktnetz reduziert werden; d. h. es muß durch die zugehörige Knotenadmittanzmatrix vollständig dargestellt werden.

Für die Durchführung einer transienten Stabilitätsanalyse muß an allen Netzknoten, an denen ein Generator Leistung in das Netz einspeist, ein zusätzlicher Knoten eingeführt werden. Tatsächlich ändert sich ja nach Eintreten eines Fehlers gemäß Bild 14.2-2 die Polradspannung von \bar{E}^0 auf \bar{E}^f und die Klemmenspannung von \bar{U}^0 auf \bar{U}^f . Während die Klemmenspannung den in Bild 14.6-1 gezeigten Knoten 1 und 2 zugeordnet werden kann, muß für die beiden Polradspannungen \bar{E}_1 und \bar{E}_2 je ein neuer Knoten entsprechend dem in Bild 14.6-3 gezeigten Ersatzschaltbild zugeordnet werden. Die Reaktanz zwischen Knoten 1 und 4 ist durch die transiente Generatorreaktanz X_{d1} gegeben. Dabei wird angenommen, daß der Generator während der transienten Phase durch das einfache Ersatzschaltbild entsprechend der Darstellung von Bild 14.2-3 verwendet wird. Die Reaktanz zwischen Knoten 2 und 5 entspricht der Summe aus transienter Maschinenreaktanz und Netzreaktanz. Sie ist in Bild 14.6-3 als X'_{d2} bezeichnet.

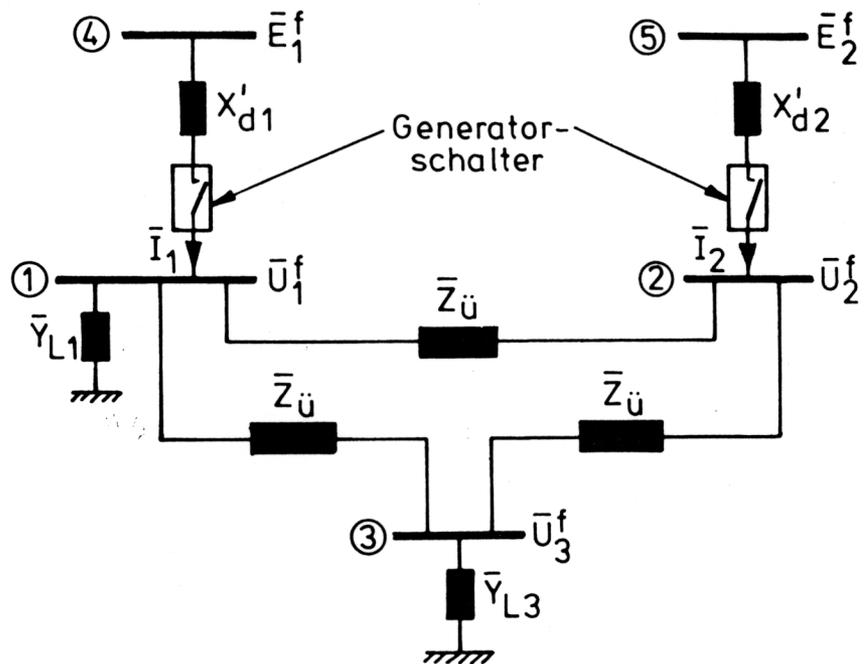


Bild 14.6-3 Einphasiges Ersatzschaltbild zur Bestimmung der stationären Netzvorgänge während der Störung

In Übereinstimmung mit den bisher gemachten Vereinfachungen sind die Beträge E_1^f und E_2^f der Polradspannungen während der Störungsdauer konstant. Sie sind mit Gl. (14.2-20) aus den stationären Größen vor Auftreten des Fehlers und den entsprechenden Maschinenreaktanzen zu bestimmen. Dabei ist die Polradspannung \bar{E}_i^0 vor Auftreten der Störung durch

$$\bar{E}_i^0 = \bar{U}_i^0 + \left(\frac{\bar{S}_{Gi}}{\bar{U}_i^0} \right)^* j X_{di} \quad \text{für } i = 1, 2 \quad (14.6-2)$$

gegeben. Die Querspannungen U_{qi}^0 werden gemäß Bild 14.2-2 wie folgt berechnet

$$U_{qi}^0 = U_i \cos \delta_i^0 \quad \text{für } i = 1, 2 . \quad (14.6-3)$$

Als Referenzachse wird die Lage der komplexen Knotenspannung \bar{U}_1 in Knoten 1 gewählt. Alle Spannungswinkel sind deshalb bezüglich \bar{U}_1 definiert.

Berücksichtigt man die Lastströme \bar{I}_{Li} in den Knoten 1 und 3 durch die in Gl. (14.6-1) definierten und in Bild 14.6-3 gezeigten Lastadmittanzen \bar{Y}_{L1} und \bar{Y}_{L3} , so kann für das ursprüngliche, dreiknotige Netz folgende Netzdarstellung mit der (3,3)-dimensionalen Knotenadmittanzmatrix Y_k angegeben werden. Aufgrund der bisherigen Überlegungen treten im Knotenstromvektor I_k nur die Generatorströme \bar{I}_1 und \bar{I}_2 auf. Da in Knoten 3 keine Leistungseinspeisung vorhanden ist, ist deshalb $\bar{I}_3 = 0$. Zusammenfassend gilt für die stationäre Beschreibung des Netzes während der Störung

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1^f \\ \bar{I}_2^f \\ 0 \end{bmatrix} = Y_k \begin{bmatrix} \bar{U}_1^f \\ \bar{U}_2^f \\ \bar{U}_3^f \end{bmatrix} . \quad (14.6-4)$$

Dabei sind die Generatorströme \bar{I}_1^f und \bar{I}_2^f wie folgt definiert

$$\bar{I}_i^f = \begin{cases} 0 & \text{falls der Schalter offen ist} \\ (\bar{E}_i^f - \bar{U}_i^f) / j X_{di}' & \text{falls der Schalter geschlossen ist} \end{cases} \quad (14.6-5)$$

Die die Polradspannungen \bar{E}_i^f betragsmäßig während dem gesamten Kurzzeitintervall als konstante Größen behandelt werden, können die Generatorströme \bar{I}_i^f in Gl. (14.6-4) mit Hilfe von Gl. (14.6-5) eliminiert werden. Damit erhält man ein lineares, algebraisches Gleichungssystem in \bar{U}_i^f , das mit den in Kapitel 1 behandelten Methoden gelöst werden kann. Somit beschreiben die Gln. (14.6-4) und (14.6-5) ein stationäres, algebraisches Netzmodell, das für die hier zu untersuchenden Störungen gültig ist.

Neben dem stationären Netzmodell sind für jeden Generator die entsprechenden Schwingungsgleichungen (14.2-10) aufzustellen und zu lösen. Dabei werden die Turbinenleistungen P_{Ti}^0 als konstant angenommen. Die transienten Generatorleistungen P_{Gi} sind entsprechend Bild 14.6-3 durch

$$P_{Gi} = \operatorname{Re} \{ \bar{E}_i^f \bar{I}_i^{f*} \} = \operatorname{Re} \left\{ \bar{E}_i^f \left(\frac{E_i^f - U_i^f}{j X_{di}'} \right)^* \right\} \quad (14.6-6)$$

gegeben. Um hier eine systematische Behandlung der Schwingungsgleichungen zu ermöglichen, ist es zweckmäßig, die Differentialgleichung (14.2-10) zweiter Ordnung durch ein Differentialgleichungssystem erster Ordnung zu beschreiben. Dazu werden pro Schwingungsgleichung die folgenden zwei Zustandsgrößen x_1 und x_2 eingeführt

$$\begin{aligned} x_{1i} &= \delta_i \\ x_{2i} &= \dot{\delta}_i \end{aligned} \quad (14.6-7)$$

Damit lautet die Schwingungsgleichung (14.2-10) der i -ten Maschine

$$\begin{aligned} \dot{x}_{1i} &= x_{2i} \\ \dot{x}_{2i} &= \frac{2\pi f^0}{T_{Ai}} (P_{Ti}^0 - P_{Gi}(x_{1i}) - D_i x_{2i}) \end{aligned} \quad (14.6-8)$$

Die Anfangsbedingungen sind durch den stationären Betrieb vor Auftreten der Störung im Zeitpunkt $t = 0$ oder durch die Momentanwerte von x_{1i} und x_{2i} im Zeitpunkt t' beim Übergang von einer Störung zu einer anderen gegeben.

An dieser Stelle ist hervorzuheben, daß die Schwingungsgleichung (14.6-8) eng mit den algebraischen Gleichungen (14.6-4) gekoppelt sind, da bei der Berechnung der transienten Generatorleistung P_{Gi} die Knotenspannungen \bar{U}_i^f bekannt sein müssen. Deshalb müssen nach jedem Integrationsschritt der Länge Δt die algebraischen Gln. (14.6-4) gelöst werden, da deren Ergebnis einen neuen Wert für \bar{U}_i^f liefert. Dadurch ändert sich die vom Generator abgegebene, transiente Wirkleistung P_{Gi} . Gleichzeitig muß nach jedem Integrationsschritt im Störungskatalog geprüft werden, welche Störungsart untersucht wird; d. h. ob z. B. der Generator in Knoten 1 wegen der Kurzunterbrechung vom übrigen Netz getrennt ist oder schon wieder zugeschaltet worden ist.

Die Annahme konstanter Beträge für die Polradspannungen \bar{E}_i^f bedeutet, daß die Zeiger \bar{E}_i^f in Abhängigkeit des Spannungswinkels δ_i^f Kreisbogen beschreiben. Somit gilt für die i -te Maschine bezüglich der Polradspannung

$$\begin{aligned}\bar{E}_i^f &= E_i^f \cos \delta_i^f + j E_i^f \sin \delta_i^f \\ &= E_i^f \cos x_{1i}^f + j E_i^f \sin x_{1i}^f .\end{aligned}\quad (14.6-9)$$

Nach jedem Iterationsschritt sind mit Hilfe der in Gl. (14.6-9) definierten Polradspannungen \bar{E}_i^f die Generatorströme \bar{I}_i mit Gl. (14.6-5) zu berechnen, bevor das lineare Gleichungssystem (14.6-4) gelöst werden kann.

Zusammenfassend ist festzuhalten, daß die alternierende Lösung der algebraischen Netzgleichungen und der Schwingungsgleichungen ein wesentliches Merkmal der transienten Stabilitätsanalyse darstellt. Um den Rechenaufwand in Grenzen halten zu können, müssen nach Möglichkeit kohärente Gruppen gebildet werden, da diese durch eine einzige Schwingungsgleichung und ein Punktnetz dargestellt werden können.

Das Ziel der transienten Stabilitätsuntersuchung ist die Berechnung der Polradwinkel $\delta_i(t)$ der einzelnen Maschinen als Funktion der Zeit t . Die transiente Stabilität, d. h. Synchronismus des gesamten Systems, ist dann gewährleistet, wenn die Differenz zwischen den Polradwinkeln $\delta_i(t)$ begrenzt bleibt. Ferner ist der Spannungsverlauf $U_i^f(t)$ von Interesse, da entsprechende Schwingungen von Spannungsgrößen zu Leistungspendelungen führen können, die ihrerseits zu Schutzauslösungen und damit verbundenen, möglichen Versorgungsunterbrüchen führen können.

Es gibt heute eine Reihe sehr leistungsfähiger Stabilitätsprogramme, die über sehr detaillierte Modelle verfügen. Als Beispiel einer transienten Stabilitätsuntersuchung wird für das in Bild 14.6-1 gezeigte System in Knoten 1 nach einem Kurzschluß eine dreipolige Kurzunterbrechung durchgerechnet. Nach t_{Ku} Sekunden wird die Maschine in Knoten 1 wieder an das Netz geschaltet. Bild 14.6-4 zeigt die transiente Stabilitätsuntersuchung für $t_{Ku} = 0,1$ s. Für die kohärente Generatorgruppe in Knoten 2 wird in diesem Beispiel eine zehnmal größere Anlaufzeitkonstante als für Maschine 1 angenommen; d. h. $T_{A2} = 10 T_{A1}$. Demzufolge wird das Polrad der Maschine 1 während der Kurzunterbrechung rasch beschleunigt, während sich der Winkel $\delta_2(t)$ nur relativ wenig ändert.

Nach der Kurzunterbrechungsdauer $t_{Ku} = 0,1$ s wird das Polrad der Maschine 1 abgebremst, da der Generator jetzt die transiente Wirkleistung $P_{G1}(\delta)$ an das Netz abgibt. Wegen der großen Anlaufzeitkonstante T_{A2} nimmt der Polradwinkel $\delta_2(t)$ jedoch auch nach der Kurzunterbrechungszeit weiter zu. Die beiden Polradwinkel $\delta_1(t)$ und $\delta_2(t)$ laufen aufeinander zu; d. h. die transiente Stabilität ist in diesem Netz bei einer Kurzunterbrechungsdauer von 100 ms nachgewiesen.

Während der Kurzunterbrechung sinkt die Knotenspannung U_1 um etwa 45% ab; danach steigt U_1 wieder auf den ursprünglichen Wert, wobei jedoch kleine Schwingungen festgestellt werden. Die Gültigkeit des Kurzzeitmodells liegt bei etwa 1,5 bis 2 s nach Eintritt der Störung. Deswegen ist die Simulation zum Nachweis der transienten Stabilität nach dieser Zeit abzubrechen.

Im Gegensatz zur Lösung nach Bild 14.6-4 zeigt Bild 14.6-5, daß bei einer Kurzunterbrechungszeit von $t_{Ku} = 0,265$ s die transiente Stabilität nicht mehr gewährleistet ist. Die beiden Polradwinkel $\delta_1(t)$ und $\delta_2(t)$ laufen rasch auseinander. Es ist zu beachten, daß der Winkelmaßstab in den beiden Bildern 14.6-4 und 14.6-5 unterschiedlich gewählt worden ist. Nach dem Wiedereinschalten des Generators 1 genügt die transiente, elektrische Wirkleistung nicht aus, um das Polrad noch ausreichend abzubremsen; d. h. das Polrad der Maschine 1 wird auch nach Ablauf der Kurzunterbrechung weiter beschleunigt. Die Maschine 1 fällt gegenüber der Maschine 2 außer Tritt. Der Synchronismus bleibt nicht erhalten. Auch die Knotenspannung U_1 steigt nach der Kurzunterbrechungsdauer $t_{Ku} = 0,265$ s nicht mehr auf den Wert vor der Störung. Es treten im

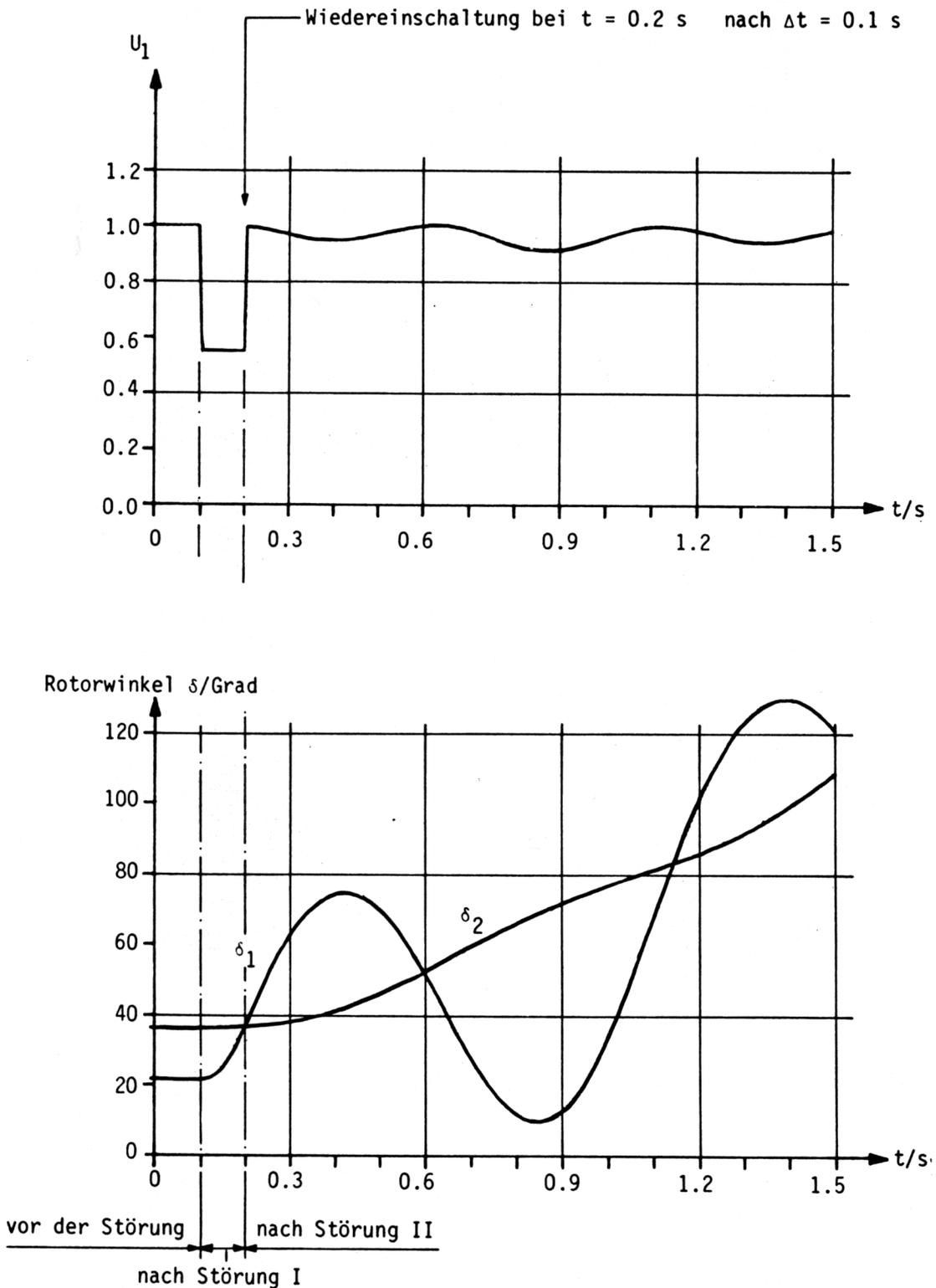


Bild 14.6-4 Bestimmung der transienten Stabilität bei einer Kurzunterbrechungsdauer von $t_{Ku} = 0,1$ s.
 a) Verlauf der Spannung in Knoten 1
 b) Verlauf der Polradwinkel $\delta_1(t)$ und $\delta_2(t)$ der Generatoren in Knoten 1 resp. 2

Kurzzeitbereich ausgeprägte Spannungsschwingungen auf, die mit entsprechenden Leistungspendelungen auf den Übertragungsleitungen verbunden sind. Somit erweist sich die Kurzunterbrechungsdauer von mehr als 265 ms als zu lange, um den Synchronismus des gesamten Systems nicht zu gefährden.

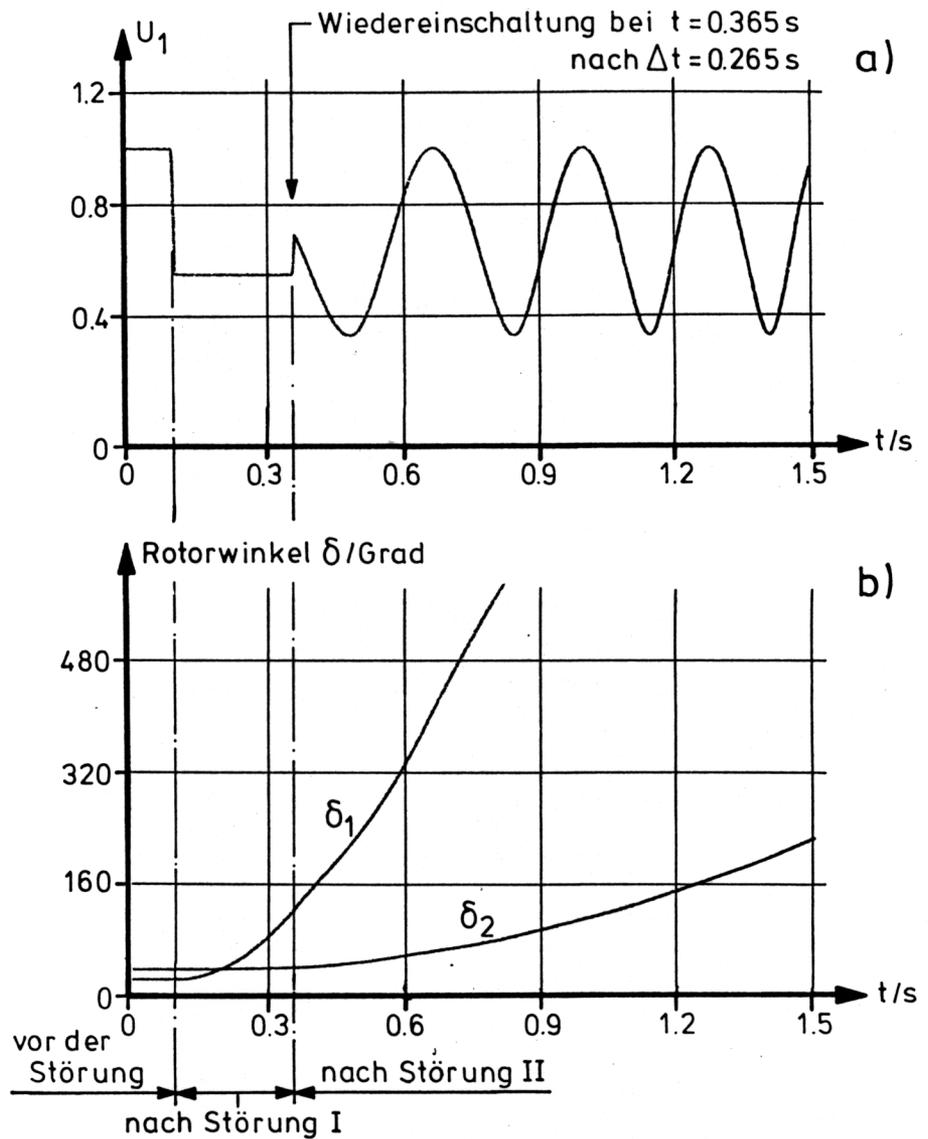


Bild 14.6-5 Bestimmung der transienten Stabilität bei einer Kurzunterbrechungsdauer von $t_{\text{Ku}} = 0,265$ s
a) Verlauf der Spannung in Knoten 1
b) Verlauf der Polradwinkel $\delta_1(t)$ und $\delta_2(t)$ der Generatoren in Knoten 1 resp. 2

14.7 Verallgemeinertes Kurzzeitmodell

Eine wichtige Vereinfachung zur Untersuchung der transienten Stabilität wurde in Abschnitt 14.2 eingeführt, der zufolge sich die Polradspannung \bar{E} nach Störungseintritt sprunghaft von \bar{E}^0 auf \bar{E}^f gemäß Gl. (14.2-20) ändert. Diese Annahme berücksichtigt weder den transienten Charakter der Ankerrückwirkung des Synchrongenerators noch die Wirkung der Erregungseinrichtung und des Spannungs-Reglers. Durch diese Vereinfachung kann zwar die Schwingungsgleichung als Differentialgleichung zweiter Ordnung angegeben werden. Für detaillierte Stabilitätsuntersuchungen ist jedoch ein genaueres Kurzzeitmodell zu verwenden, das auf der Theorie der Synchronmaschine im transienten Zustand beruht.

Bild 14.7-1 zeigt ein linearisiertes Modell eines Synchrongenerators, der entsprechend Bild 14.2-1 über eine externe Reaktanz X_e seine Leistung in ein starres Netz einspeist. Dieses linearisierte Modell beschreibt das dynamische Verhalten eines Synchrongenerators für kleine Änderungen um einen durch eine stationäre Netzberechnung vor-

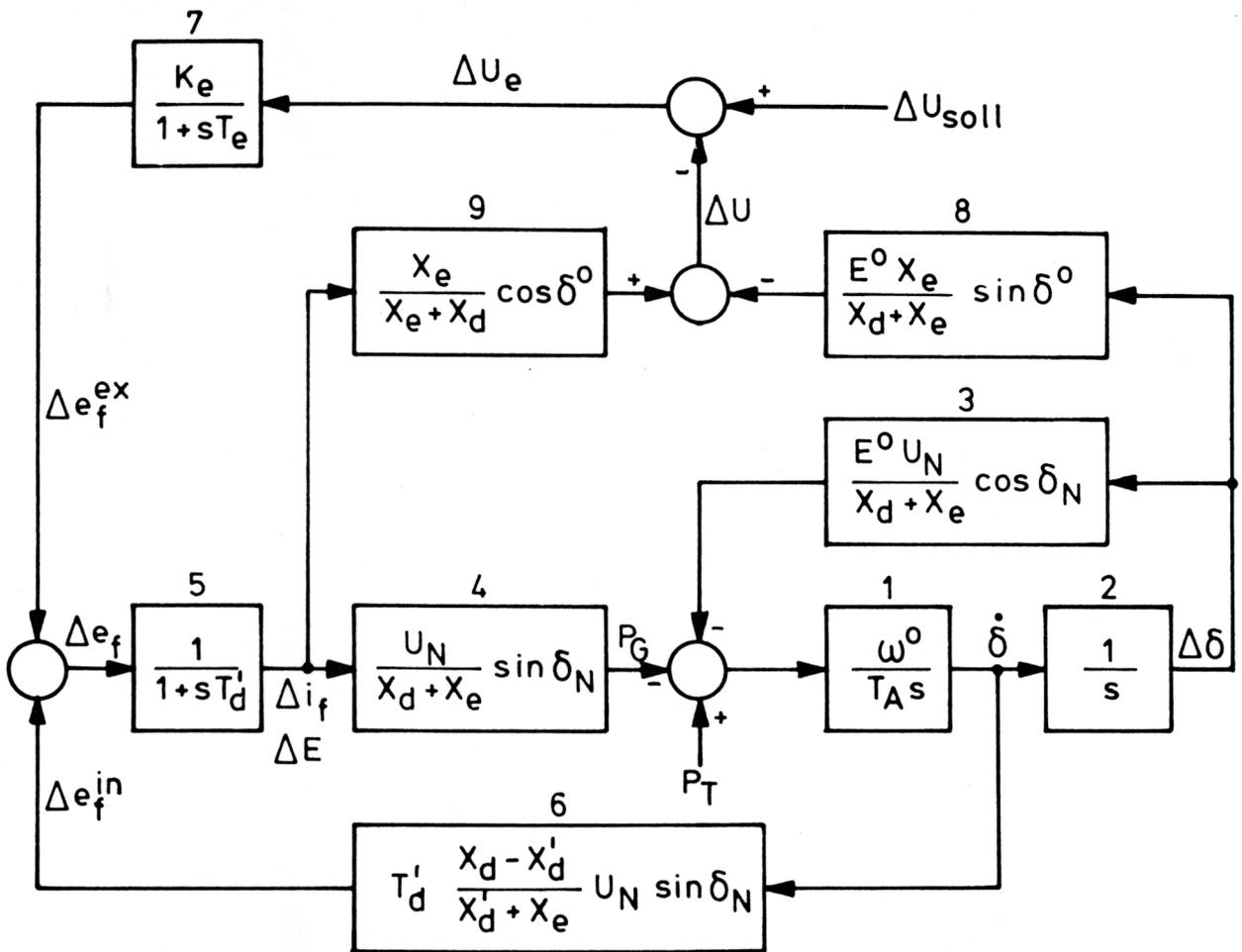


Bild 14.7-1 Linearisiertes Blockdiagramm des Synchrongenerators im transienten Zustand

gegebenen Betriebszustand. Dabei werden Dämpfungseffekte, ohmsche Widerstände und Begrenzungen der Erregereinrichtung vernachlässigt.

In Bild 14.7-1 beinhalten die Blöcke 1 bis 3 die bekannte Schwingungsgleichung des Generators, die das Übergangsverhalten z. B. nach kleinen Änderungen der Turbinenleistung P_T um ΔP_T unter der Annahme einer konstanten Polradspannung E^0 (d. h. $\Delta E = 0$) bzw. eines konstanten Erregerstromes i_f (d. h. $\Delta i_f = 0$) beschreibt. In Block 4 wird die Änderung der vom Generator abgegebenen, transienten elektrischen Leistung P_G unter der Annahme eines konstanten Polradwinkels berechnet. Dabei wird wie bereits in Block 3 im Synchrongeneratormodell die externe Leitungsreaktanz X_e mitberücksichtigt.

Wie bereits in Kapitel 13 behandelt, kann die zeitliche Verzögerung des Erregerstromkreises durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung gemäß Block 5 dargestellt werden. Die dabei wirksame, transiente Zeitkonstante T_d' errechnet sich mit der in Kapitel 13 benutzten Leerlaufzeitkonstanten T_r gemäß

$$T_d' = T_r \frac{X_d' + X_e}{X_d + X_e} \quad (14.7-1)$$

Dabei ist X_d die synchrone und X_d' die transiente Reaktanz des Synchrongenerators. Die Größe s bezeichnet in Bild 14.7-1 den LAPLACE-Operator.

Die Änderung Δe_f der Erregerspannung setzt sich aus zwei Anteilen zusammen. Der durch Block 6 bestimmte Anteil Δe_f^{in} entspricht der inneren Ankerrückwirkung von

Stator auf Rotor nach einer Änderung der Polradgeschwindigkeit $\dot{\delta}$. Block 7 stellt die Erregereinrichtung einschließlich Spannungs-Regler vereinfacht mit einem Verzögerungsglied erster Ordnung dar. Die Änderung Δe_f^{ex} der Erregerspannung wird durch die Spannungs-Regelung verursacht.

Im Störfall ändert sich die Klemmenspannung U des Generators sowohl aufgrund einer Änderung des Polradwinkels δ als auch einer Änderung der Polradspannung E . Diese Auswirkungen werden in den Blöcken 8 und 9 nachgebildet. Der Polradwinkel δ^0 beschreibt den Winkel zwischen Polradspannung \vec{E}^0 und der Klemmenspannung \vec{U} des Generators, während δ_N den Winkel zwischen Polradspannung \vec{E}^0 und starrer Netzspannung U_N darstellt. In diesem Zusammenhang wird noch einmal auf Bild 14.2-1 verwiesen.

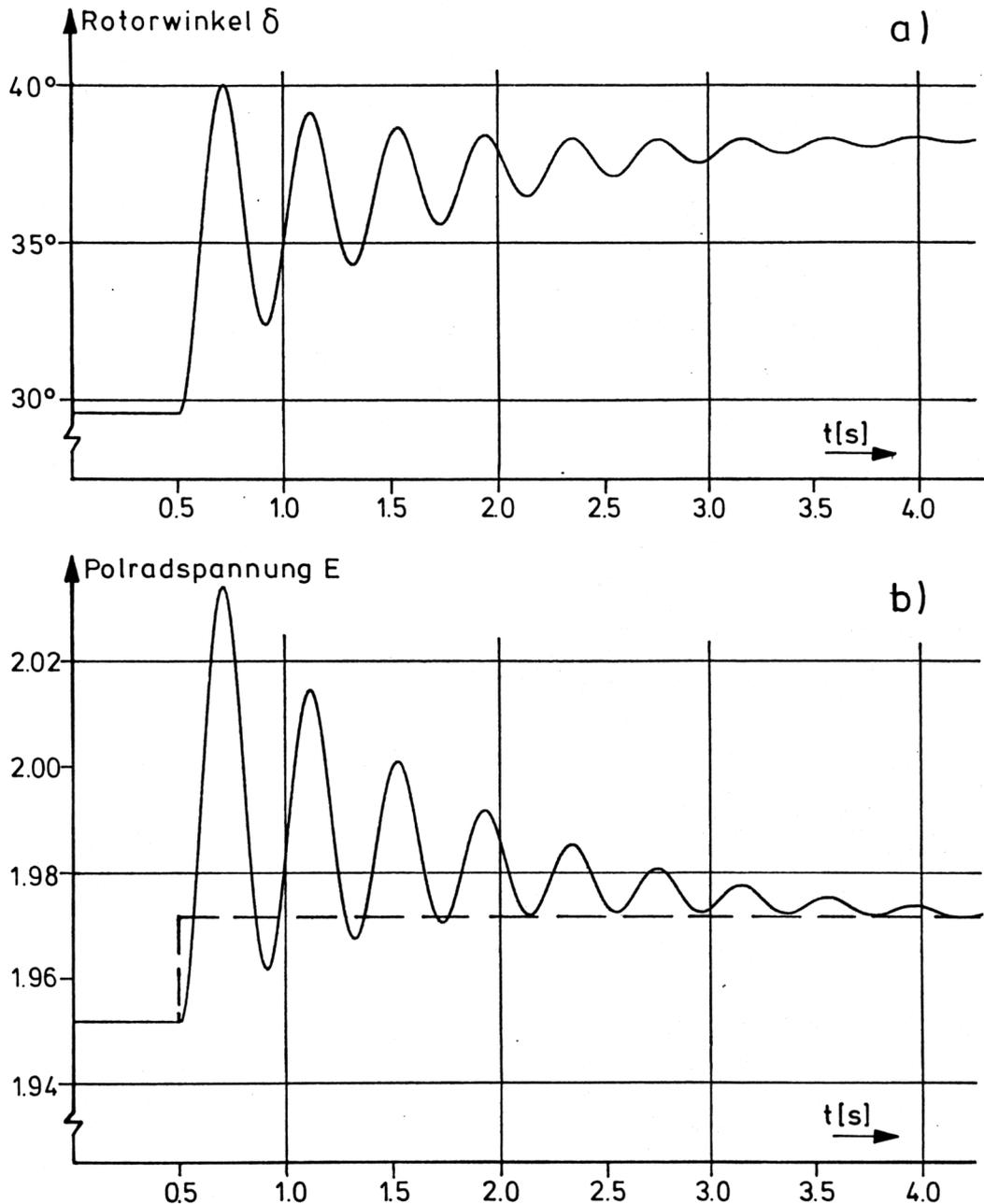


Bild 14.7-2 Simulation des verallgemeinerten Kurzzeitmodelles unter Berücksichtigung der Erregungs- und Spannungsregelung

- a) Verlauf des Rotorwinkels nach einer Laständerung
 b) Verlauf der Polradspannung nach einer Laständerung
 ——— Exakte Lösung
 - - - Näherungslösung nach Abschnitt 14.2

Die verallgemeinerte Darstellung des Synchrongenerators im Kurzzeitbereich ist entsprechend Bild 14.7-1 eine Differentialgleichung vierter Ordnung. Die numerische Untersuchung dieses erweiterten Systems zeigt Bild 14.7-2. Ausgehend von dem in Bild 14.2-1 gezeigten System wird der Synchrongenerator nun mit dem linearisierten Modell nach Bild 14.7-1 nachgebildet und nicht wie in den früheren Untersuchungen durch das einfache Ersatzschaltbild 14.2-3. Nach einer sprungförmigen Veränderung der vom Generator abgegebenen, elektrischen Last ist in Bild 14.7-2a der Verlauf des Polradwinkels $\delta(t)$ dargestellt; Bild 14.7-2b zeigt den Verlauf der Polradspannung $E(t)$. Vergleicht man nun das vereinfachte Generatormodell mit dem in diesem Abschnitt vorgestellten Modell, so sieht man, daß die Polradspannung nach einer externen Störung nicht sprungförmig, sondern in Form einer gedämpften Schwingung den neuen Wert E^f erreicht. Diese Genauigkeitsverbesserung erfordert jedoch eine erheblich größere Komplexität des Modells.

14.8 Abschließende Bemerkungen

Bei den transienten Stabilitätsuntersuchungen wurde die Turbinenleistung P_T stets konstant gehalten. Deshalb sind die in diesem Kapitel vorgestellten Modelle nur im Kurzzeitbereich gültig. Wie bereits in Kapitel 12 dargestellt, sind die Polradpendelungen innerhalb des Kurzzeitbereiches zu untersuchen. Falls dabei die transiente Stabilität sichergestellt werden kann, muß anschließend mit entsprechenden Modellen die Stabilität im Mittelzeitbereich bestimmt werden. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, daß man mit übersichtlichen Modellen arbeiten kann. Für die Diskussion der physikalisch-technischen Zusammenhänge ist die hier benutzte, zeitliche Entkopplung der dynamischen Vorgänge ein wichtiger Gesichtspunkt. So können relevante Einflußgrößen in ihrer Wirkung anschaulich dargestellt und charakterisiert werden. Mit dem systemtechnischen Verständnis, das sich an überschaubaren Modellen orientiert, können geeignete Maßnahmen zur Erhöhung der Kurz- und Mittelzeitstabilität abgeleitet werden.

Aufgaben

Aufgabe 14.1

Für die Bestimmung der transienten Stabilität eines Generators, der in ein starres Netz speist, ist die Polradspannung E^f im Fehlerfall mit den in Abschnitt 14.2 vorgestellten Vereinfachungen zu bestimmen. Aufgrund von E^f ist die Kennlinie der transienten Generatorleistung zu bestimmen und mit der statischen Leistungskennlinie zu vergleichen. Dabei sollen für die Berechnung der transienten Leistungskennlinie sowohl starre Spannungsverhältnisse, d. h. $U^f = 1,0$, wie auch der Einfluß eines Spannungseinbruches mit $U^f = 0,25$ untersucht werden. Diese Spannungswerte wie auch alle folgenden Größen werden als bezogene, dimensionslose Größen angegeben. Die Parameter des Synchrongenerators sind wie folgt vorgegeben:

Synchrone Längsreaktanz	$X_d = 1,0$
Querreaktanz	$X_q = 1,0$
Transiente Längsreaktanz	$X'_d = 0,2$.

Die Polradspannung E^0 vor der Störung beträgt $E^0 = 1,5$. Im stationären Betriebszustand vor der Störung speist der Generator die Wirkleistung $P^0 = 0,75$ in das starre Netz ein. Die Klemmenspannung beträgt $U^0 = 1,0$.

Aufgabe 14.2

Wie in Abschnitt 14.3 ausgeführt, kann die Schwingungsgleichung (14.2-10) einer Synchronmaschine für kleine Störungen linearisiert werden; d. h. die Schwingungsgleichung kann für diesen Fall analytisch gelöst werden. Für eine Kraftwerkeinspeisung gemäß Bild 14.2-1 sind folgende, bezogenen Daten vorgegeben:

Synchrone Längsreaktanz	$X_d = 0,9$
Querreaktanz	$X_q = 0,9$
Transiente Längsreaktanz	$X_d^i = 0,3$
Anlaufzeitkonstante	$T_A = 4,0 \text{ s}$
Dämpfung	$D = 0$
Netzreaktanz	$X_e = 0,1$
Polradspannung vor Störung	$E^0 = 1,5$
Wirkleistung vor Störung	$P_G^0 = 0,75.$

Zur Vereinfachung wird hier angenommen, daß die Klemmenspannung vor und während der Störung konstant bleibt $U^0 = U^f = 1,0$.

Gesucht ist die ungedämpfte Polradpendelung nach einer kleinen Änderung der elektrischen Last, die eine sprungförmige Änderung des Polradwinkels δ^0 und $\Delta\delta$ bewirkt. Welche Frequenz hat die Polradpendelung in diesem Fall?

Aufgabe 14.3

Für die in Aufgabe 14.2 untersuchte Kraftwerkeinspeisung soll das Problem der dreipoligen Kurzunterbrechung weiter untersucht werden. Dazu ist zunächst die Schwingungsgleichung aufzustellen, die die Polradbewegung während der Dauer der Kurzunterbrechung beschreibt. Wie lauten die Anfangsbedingungen der Schwingungsgleichung, die die Polradbewegung nach dem Wiedereinschalten des Generators an das starre Netz beschreibt, wenn die Kurzunterbrechung $t_{Ku} = 0,25 \text{ s}$ dauert? Wie lautet die Bewegungsgleichung nach dem Wiedereinschalten? Wie groß wird der maximal auftretende Polradwinkel δ_{krit} , wenn die Kurzunterbrechung $t_{Ku} = 0,26 \text{ s}$ dauert?

Aufgabe 14.4

Für die numerische Untersuchung der transienten Stabilität mit dem vereinfachten Generatormodell nach Abschnitt 14.2 ist ein Ablaufdiagramm für die Spezifikation eines entsprechenden, digitalen Simulationsprogramms zu erstellen.

Schrifttum

- Anderson, P. M.: Analysis of Faulted Power Systems, Iowa State University Press, 1973
- Bohn, Th. und Bitterlich, W. (Ed.): Handbuchreihe Energie (17 Bände), Technischer Verlag Resch, Verlag TÜV Rheinland, 1982
- Denzel, P.: Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie, Springer Verlag, 1966
- Edelmann, H.: Berechnung elektrischer Verbundnetze, Springer Verlag, 1963
- Edelmann, H. und Theilsiefje, K.: Optimaler Verbundbetrieb in der elektrischen Energieversorgung, Springer Verlag, 1974
- Elgerd, O. I.: Electric Energy Systems Theory: An Introduction, McGraw Hill, 1972
- Fouad, A. und Anderson P. M.: Power System Control and Stability, Iowa State University Press, 1977
- Funk, G.: Kurzschlußstromberechnung, Elitera Verlag, 1974
- Funk, G.: Symmetrische Komponenten, Elitera Verlag, 1963
- Gantmacher, F. R.: The Theory of Matrices (2 Bände), Chelsea Publishing Company, New York 1960
- Gross, C. A.: Power System Analysis, Wiley, New York, 1979
- Happoldt, H. und Oeding, D.: Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer Verlag, 1978
- Handschin, E. (Ed.): Real-Time Control of Electric Power Systems, Elsevier Publishing Company, 1972
- Hochrainer, A.: Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen, Springer Verlag, 1957
- Hosemann, G. und Boeck, W.: Grundlagen der elektrischen Energietechnik, Springer Verlag, 1979
- Kreyszig, E.: Stochastische Methoden und ihre Anwendungen, Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, 1968
- Knight, U. G.: Power Systems Engineering and Mathematics, Pergamon Press, 1972
- Leonhard, W.: Regelung in der elektrischen Energieversorgung, Teubner-Studienbücher, 1980
- Neuenschwander, J. R.: Modern Power Systems, Harper-Row, 1971
- Sauer, R. und Szabo, I. (Ed.): Mathematische Hilfsmittel des Ingenieurs, (4 Bände), Springer Verlag, 1968
- Schaefer, H.: Elektrische Kraftwerkstechnik, Springer Verlag, 1979
- Schwikardi, G.: Elektroenergietechnik (3 Bände), Fachschriftenverlag Aargauer Tagblatt, 1975
- Starr, A. T.: Generation, Transmission and Utilization of Electric Power, Pitmann Publishing Company, 1973
- Stevenson, W. D.: Elements of Power System Analysis, McGraw Hill, 1975
- Weedy, B. M.: Electric Power Systems, Wiley, 1972
- Wood, A. J. und Wollenberg, B. F.: Power Generation, Operation and Control, Wiley, New York, 1984
- Zaborszky, J. und Rittenhouse, J.: Electric Power Transmission, RPI Bookstore, 1969
- Zurmühl, R.: Matrizen, Springer Verlag, 1964

Stichwortverzeichnis

- Abschaltleistung 113
Admittanzdarstellung 168
Ankerrückwirkung 268, 287–288
Anlagendarstellung 24
Anlaufzeitkonstante 201, 215, 221, 223, 231, 235, 240, 266, 285
Antriebsleistung 201, 215, 222, 262, 272
Antriebsmoment 187, 219
Ausbauplanung 75
Ausfallsimulation 78
Ausgleichsrechnung 161
Ausgleichsstrom 136, 143
- Beschleunigungsfläche 276
Beschleunigungsleistung 272
Beschleunigungsverhalten 201
Betriebsführung 23, 75
Betriebskosten 94
Betriebsplanung 250
Betriebsströme 122
Bezugs-Leistung 26
Bezugs-Spannung 26
Blindleistungsfluß 84
Blindleistungskompensation 77
Blindleistungsmodell 67
Blindleistungs-Spannungs-Regelung 249
Blindstrom 105, 118
Blockleistung 261
Blocktransformator 250
Bremsfläche 276
- Dämpferwicklung 264–265, 270
Dämpfungsmaß 195
Dämpfungsterm 237
Datenübertragungssystem 157
Drehmoment 185–186
Drehoperator 134
Drehstromtransformator 139
Drehzahlregelung 218–219, 221, 225, 231
Dreiecksmatrix 3, 9, 12
- Einspeiseknoten 36
Endwert-Theorem 221, 225, 256
Energieaustausch 232
Entkopplung 249, 290
Entwurfsverfahren 259
Erdkurzschluß 142, 152, 264
Erdschluß 132
Erregereinrichtung 289
- Erregermaschine 253
Erregerspannung 192, 253
Erregerstrom 288
Erregerstromkreis 288
Erregungseinrichtung 287
Ersatzschaltbilder 25
Ersatzschaltung 28
Ersatzspannungsquelle nach THEVENIN 113
Erwartungswert 161
Estimationsfehler 174
Estimationsmatrix 163, 172, 174, 176
Estimationsmethode 159
EULER-Verfahren 273, 279
- Faktoren-Tabelle 7, 11–12, 16, 18
Faktorisierung 6–7, 9, 53, 68
Fehlerart 132, 141
Fehlerkriterium 169
Fehlermatrix 149, 151, 153
Fehlerstrom 124, 126
Fernmeßsystem 173
Flächensatz 274
Frequenzabhängigkeit 215, 220–221, 223, 226, 231–233, 235, 237, 240
Frequenzabnahme 221
Frequenzabweichung 218–220, 222, 226, 232–233, 238, 240, 264
Frequenzänderung 241
Frequenz-Leistungs-Regelung 231–232, 237, 239, 262, 266
Frequenz-Regelung 205
Frequenzverhalten 249, 281
Frequenzverlauf 226
- Gegensystem 134, 145
Generator 264
Generatorleistung 270, 274, 276, 284
Generatormodell 290
Generatorspannung 268
Gleichstrom-Lastflußberechnung 88
Gleichstrom-Lastflußgleichungen 83
Gleichstrom-Lastflußmodell 71
Grenzleistung 187–188
- Impedanzmatrix 136, 147
Inkremental-Kosten 97, 103–104
Inkremental-Übertragungsverluste 100, 106
Inselnetz 205
Integrations-Schrittweite 278

- Integrationsverfahren 270, 277
 JACOBISCHE Matrix 48, 55, 63, 170–171
 JACOBISCHE Matrizen 80

 Klemmenspannung 181, 183, 269, 289
 Knotenadmittanzmatrix 13–14, 18, 32, 34, 39,
 50, 63, 67, 83, 105, 145, 147, 167, 168, 282, 283
 Knoten-Element-Inzidenzmatrix 88
 Knotenimpedanzmatrix 104, 113, 124–126, 131
 Knotenleistung 38
 Knotenleistungen 32, 169
 Knotenspannung 104, 281, 284–285
 Knotenspannungsvektor 32
 Knotenstrom 104
 Knotenstromvektor 32, 283
 Kompensation 194
 Komponentenmatrix 138
 Komponenten-Schaltungen 145
 Komponenten, symmetrische 147
 Konvergenz 68, 107, 172
 Konvergenzgrenze 49
 Konvergenztest 46, 50
 Konvergenzverhalten 172
 Koordinations-Gleichungen 101
 Kostenfunktion 93
 Kraftwerkreserven 206
 Kurzschluß 113
 Kurzschlußgleichungen 126
 Kurzschlußimpedanz 113, 139
 Kurzschluß-Leistung 119
 Kurzunterbrechung 262, 271–272, 274, 276, 282,
 285
 Kurzunterbrechungszeit 273
 Kurzzeitbereich 225, 246, 249, 261–262, 269,
 282, 290
 Kurzzeitmodell 238, 266, 285, 287
 Kurzzeitstabilität 206, 239

 LAGRANGE-Faktor 96
 LAGRANGE-Multiplikator 98–100, 107
 Längsreaktanz 184, 268
 Längsregler 85, 88–89
 Längstransformatoren 88
 Langzeitstabilitätsuntersuchung 210
 LAPLACE-Transformation 235
 Lastadmittanz 283
 Laständerung 271
 Lastflußgleichung 264
 Lastflußoptimierung 89
 Lastfluß-Steuerung 80
 Lastflußverteilung 80
 Lastknoten 36, 53
 Lastmodelle 80, 281
 Lastsprung 205, 220
 Leistungsaustausch 233
 Leistungsberechnung 182
 Leistungsfluß 33, 46
 Leistungsflußmessung 169
 Leistungsgleichgewicht 234
 Leistungskennlinie 183–184, 187, 198, 202, 261
 Leistungspendelung 206, 234, 239, 242

 Leistungsreaktanz 194, 288
 Leistungsschalter 120
 Leistungssprung 218
 Leistungsverlust 99
 Leistungszahl 221–222, 235
 Leitungstheorie 195
 Lichtbogen 113
 Lichtbogenwiderstand 126

 Magnetisierungsstrom 140
 Maschinenreaktanz 283
 Meßfehler 166
 Meßmatrix 161
 Meßmodell 168
 Meßvektor 161, 166, 170
 Methode der symmetrischen Komponenten 131
 Mitsystem 134, 145
 Mittelzeitbereich 223, 226, 231, 238, 243, 262,
 290
 Mittelzeitdynamik 205, 237
 Mittelzeitmodell 207, 220, 240, 242, 246, 249,
 261
 Mittelzeitstabilität 208
 Modellparameter 214
 Momentanoptimierung 93

 Nebenbedingung 98
 Netzberechnung 101, 157, 252
 Netzbetriebsführung 158
 Netzfrequenz 205
 Netzgleichung 135, 170, 263, 285
 Netzgleichungen 40, 50, 61, 78, 89, 93, 249
 Netzkennlinienverfahren 243
 Netzleistungszahl 244
 Netzleitzentrale 157
 Netzmodell 41
 Netztopologie 158, 165
 Netzplanung 23
 Netzreduktion 144
 Netzregler 241, 243
 Netzschutzeinrichtung 113
 Netzsicherheitsrechnung 78, 89
 Netzspannung 263
 Netzstatik 222
 Netzwerk-Impedanzmatrix 133
 Netzzeitkonstante 217, 235
 NEWTON-RAPHSON-Verfahren 45
 Normalbetrieb 23
 Normalgleichungen 163
 Normalmatrix 163
 Normalverteilung 161, 175
 Normierungsmatrix 175
 Nullsystem 134

 Ortskurve 251

 Parallelkondensator 196
 Pendelbewegung 271
 Pendelung 261, 264
 Polpaarzahl 179, 201
 Polradbewegung 263, 273

- Polradgeschwindigkeit 275
 Polradpendelung 237, 266, 282, 290
 Polradschwingung 206
 Polradspannung 137, 181, 183, 188, 192–193,
 197, 250, 251, 262, 268–270, 283, 284, 287, 290
 Polradwinkel 185, 197, 201, 272, 274
 Primärenergie 232
 Primärenergiekosten 94
 Primärregelung 206, 220–221, 225, 238, 242
 Primärregler 211
 Proportional-Regler 212
 Punktnetz 207, 282, 285
- Querreaktanz** 267
Querregler 81, 89
- Redundanz** 162
 Redundanzforderung 166
 Referenzknoten 35, 53, 68, 79, 165
 Regelabweichung 252
 Regelaufgaben 206
 Regeleinrichtungen 193
 Regelfehler 256
 Reihenkondensator 194–195
 Reserveleistung 207, 209, 245
 Residuen-Sensitivitätsmatrix 174
 Residuenvektor 164, 174
 Rückwärts-Substitution 5, 7, 9
- Satz von THEVENIN** 117, 123, 142, 144, 147
 Schaltanlagen 131
 Schaltmaßnahmen 165, 205
 Schätzfehler 164
 Schätzwert 174
 Schrägregler 29
 Schutzeinrichtung 120, 131, 262
 Schwachbesetztheit 17
 Schwingungsgleichung 264, 266, 269–271,
 273–274, 277, 279, 284–285, 287–288
 Sekundärregelung 206, 225, 243, 245
 Sekundenreserve 239
 Sensitivitätsanalyse 80, 84, 85
 Simulationsmethoden 181, 194, 221
 Simulationsprogramm 218
 Simulationsrechnung 255
 Spannungsbegrenzung 188
 Spannungsprofil 45, 78, 80, 122, 250
 Spannungs-Regelung 252, 280
 Spannungs-Regler 287, 289
 Spannungsschwingungen 286
 Stabilisierungs-Transformator 254, 257
 Stabilität 179–181, 186, 191, 193, 199, 261, 274
 Stabilitätsanalyse 274, 282
- Stabilitätsprogramme 285
 Stabilitätsuntersuchung 274
 Startwert 47, 52, 56, 68, 171
 State Estimation 157
 Statik 212
 Sternpunktbehandlung 132, 139
 Steuervektor 37, 78
 Störungskatalog 282, 284
 Störvektor 37, 78
 Synchrongenerator 114, 179–180, 186, 250, 252,
 269, 287
 Synchronismus 179, 261, 266, 274, 285
 Synchronmotor 117
 Systemmatrizen 67–68
 Systemzustand 158
- THEVENIN-Spannungen** 124
 Topologie 184
 Trägheitsmoment 201, 214, 218, 237
 Transformationsmatrix 133
 Transformator 27
 Turbinenleistung 276
- Übergabeleistung 233, 239, 243
 Überlagerungssatz 145
 Übertragungsfehler 173
 Übertragungsfunktion 211, 213–215, 220–221,
 226, 240, 249, 252–254, 257
 Übertragungsverluste 103
- Verbraucherverhalten 206
 Verbundbetrieb 232
 Verbundleistung 232
 Verbundleitung 234, 236
 Verbundnetz 231
 Verbundsystem 205, 239
 Verlustformel 104–107
 Versorgungssicherheit 262
 Verstärkungsfaktor 212, 252–253, 255, 259
 Vierpol 184, 197
 Vierpolmatrix 168
- Wellenwiderstand** 195
 Wicklungsart 139
 Wiederschaltung 273
 Wirkleistungsfluß 81
 Wirkleistungsmodell 67
 Wirkstrom 105, 118
 Wurzelortskurve 255, 257
- Zeitkonstante** 252–255, 257, 259, 288
 Zustandsvektor 37, 78, 161–163, 165, 167–170,
 175