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

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 81 (1990)

Heft: 7

Artikel: Einfluss der Turbinenregulierung auf die Stabilität der Netzfrequenz

Autor: Grebe, Eckhard

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-903099

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 12.07.2025

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

Einfluss der Turbinenregelung auf die Stabilität der Netzfrequenz

Eckhard Grebe

Anhand der Stabilitätsbedingungen für die Drehzahl von Turbinen im Allein- und im Verbundbetrieb werden Nachteile der frequenzgeführten Leistungsregelung gegenüber der Drehzahlregelung aufgezeigt. Für die Turbinenregelung folgt hieraus eine Summenschaltung aus dem Drehzahlregler, der die notwendige Stabilität gewährleistet, und dem Leistungsregler, der die stationäre Regelgenauigkeit erhöht.

Sur la base des conditions de stabilité exigées pour la vitesse des turbines en exploitation individuelle ou en réseau interconnecté, l'auteur met en relief les inconvénients que le réglage de puissance en fonction de la fréquence présente par rapport au réglage de vitesse. Pour le réglage de la turbine il s'ensuit une sommation du signal de sortie du régulateur de vitesse, assurant la stabilité requise, et de la sortie du régulateur de puissance augmentant la précision stationnaire.

Adresse des Autors
Dr.-Ing. *Eckhard Grebe*, RWE Energie AG, Abteilung Energie-Übertragung und -Verteilung, Kruppstrasse 5, D-4300 Essen 1

Im elektrischen Energieversorgungssystem muss stets das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gewahrt bleiben. Ein momentanes Ungleichgewicht zwischen der Summe der mechanischen Antriebsleistungen der am Netz befindlichen Turbinen und der Gesamtlast aller Verbraucher wird kurzzeitig im wesentlichen aus der kinetischen Energie der Schwungmassen sämtlicher synchron mit der Netzfrequenz umlaufenden Generator-Turbosätze gedeckt, was zu Frequenzänderungen führt. Daran anschliessend ist vor allem beim Ausfall grosser Kraftwerkseinheiten eine ausreichend schnelle Aktivierung von Regelleistung erforderlich, die von den einzelnen Blöcken im Rahmen der Primärregelung bereitgestellt wird [1]. Diesbezügliche Anforderungen betreffen die Auslegung bestimmter Kraftwerkskomponenten und deren Betriebsführung.

Die Forderung nach einer ausreichenden Dämpfung der dynamischen Vorgänge richtet sich hingegen vor allem an die aus Modelluntersuchungen [2] abzuleitenden Reglerstrukturen und Einstellparameter. Wie auch bei der Aktivierung der Regelleistung hat hierbei die Turbinenregelung als Schnittstelle zwischen Kraftwerk und Netz eine besondere Bedeutung, da diese den Anforderungen beider Bereiche genügen muss. Aufgetretene Netzstörungen sowie Simulationsstudien [3] haben aufgezeigt, dass trotz ausreichend vorhandener Regelleistung oder sogar bei Leistungsüberschuss für vom Verbund getrennte Teilnetze ein Netzzusammenbruch unvermeidbar ist, wenn die regeldynamischen Eigenschaften der Kraftwerksturbinen den Stabilitätsbedingungen nicht genügen.

Für Stabilitätsstudien im Netz werden zweckmässigerweise der jeweiligen Fragestellung angepasste Modelle gewählt, da ein universelles Modell kaum mehr zu handhaben ist. Ein wichtiger Gesichtspunkt bei der Modellreduktion ist darüber hinaus, dass damit die auftretenden Wirkungsmechanismen oftmals erst überschaubar werden und richtig interpretiert werden können.

Die Dynamik der Frequenzregelung ist meist durch wesentlich grössere Zeitkonstanten bestimmt als Polrad- und Leistungspendelungen. Da diese Vorgänge auch physikalisch weitgehend voneinander entkoppelt sind, werden bei dem für die Untersuchung der Turbinenregelung zugrunde liegenden Mittelzeitmodell Polrad- und Leistungspendelungen vernachlässigt. Letztere werden im Kurzzeitmodell wiedergegeben, welches bei der Dimensionierung der Spannungsregler einschliesslich der Zusatzfunktionen zur Dämpfung von Polradpendelungen verwendet wird. In Grenzsituationen mit elektrisch schwachen Netzeinbindungen von Kraftwerksblöcken und in Verbundnetzen, wo Pendelungen auftreten, deren Periodendauern mehr als 2 s betragen, kann auch im Bereich der Pendelungen die Turbinenregelung zu einer ausreichenden Dämpfung beitragen [4].

Die für die Frequenzregelung wesentlichen Vorgänge beschreibt das Mittelzeitmodell, in dem die für Turbinen eingesetzten frequenzgeführten Leistungsregler und Drehzahlregler berücksichtigt werden. Da die im vorliegenden Zusammenhang interessierende statische Stabilität [5] das Verhalten nach kleinen Auslenkungen um einen Arbeitspunkt betrifft, kann mit linearisierten Modellen und Stabilitätskriterien in Frequenzgangdarstellung gearbeitet werden.

Zunächst wird die Turbine im Alleinbetrieb untersucht. Anschliessend wird gezeigt, dass im Verbundbetrieb gegenseitige dynamische Beeinflussungen der Turbinen untereinander zu

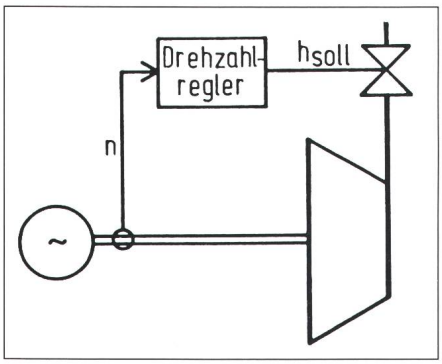


Bild 1 Turbine mit Drehzahlregler
n Istwert der Drehzahl
h_{soll} Sollstellung der Turbineneinlassventile

weiteren Anforderungen an die Turbinenregelung führen, die anhand von Messungen während durchgeführter Netzversuche veranschaulicht und aus dem Mittelzeitmodell abgeleitet werden.

Turbine im Alleinbetrieb

Drehzahlregelung

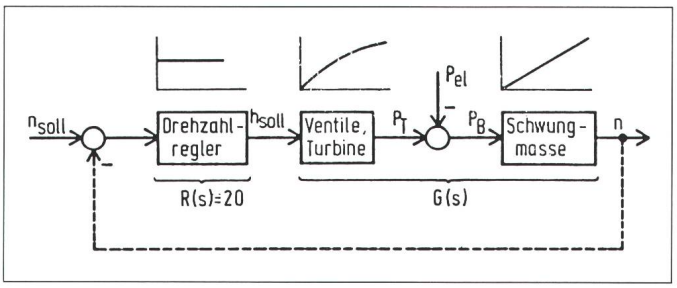
Bis zum Einsatz der elektronischen Turbinenregler wurden für die Primärregelung mechanische Drehzahlregler verwendet. Auch die heute eingesetzten elektronischen Turbinenregler besitzen ausser zahlreichen, der Betriebsoptimierung dienenden Funktionen Drehzahlregler, die fallweise abhängig von den betrieblichen Anforderungen im Eingriff sind. Ausgehend vom schematischen Funktionsbild (Bild 1) ist in Bild 2 die Struktur des Drehzahlregelkreises dargestellt. Der Drehzahlregler, dessen Eingangsgrösse aus Soll- und Istwert der Drehzahl gebildet wird, steuert die Turbineneinlassventile gemäss der Kennlinie in Bild 3 und beeinflusst somit die Antriebsleistung der Turbine. Aus der Bilanz zwischen der Antriebsleistung P_T und der elektrischen Last des Generators P_{el} ergibt sich die an der Schwungmasse des Generator-Turbosatzes angreifende Beschleunigungsleistung P_B.

Für die Untersuchung des dynamischen Verhaltens sind die jeweiligen mathematischen Modelle in dieser Blockstruktur anzugeben, deren charakteristische Zeitverhalten symbolhaft dargestellt sind. Die Ventile und die Turbine werden jeweils als Verzögerungsglied 1. Ordnung wiedergegeben, womit sich allgemein gültige, hinsichtlich der Frequenzstabilität unterschiedliche Eigenschaften verschiedener Reglerstrukturen aufzeigen lassen. Damit erhält man den in Bild 4 dargestellten Frequenzgang der Regelstrecke $G(s)$. Mit der proportionalen Drehzahlregelung wird der Betragsverlauf um die eingestellte Verstärkung angehoben.

Mit dieser Frequenzgangdarstellung lässt sich nicht nur die Stabilität der Regelung bei geschlossener Rückführung (gestrichelte Linie) anhand geeigneter Kriterien (Nyquist) überprüfen, sondern darüber hinaus besteht auch ein Zusammenhang zwischen Kenngrössen im Zeit- und Frequenzbereich, der u.a. zur quantitativen Bewertung des Dämpfungsverhaltens der Regelung dient [6]. Ein Mass für die Dämpfung ist die Phasenreserve, d.h. der Abstand der Phase von −180° bei der Verstärkung 0 dB. Im vorliegenden Fall ist aufgrund der vorhandenen Phasenreserve eine gute Dämpfung zu erwarten.

Für individuelle Untersuchungen sind die Ventile und die Turbine durch vom Arbeitspunkt und der Konstruktion abhängige detaillierte Modelle zu beschreiben [7]. Insbesondere das Vorhandensein zeitverzögernder Komponenten, wie z.B. eines Zwischenüberhitzers, erfordert eine dynamische Korrektur mittels des Drehzahlreglers [8].

Bild 2
Blockstruktur für Drehzahlregelung



P_T Antriebsleistung
P_{el} elektrische Last
P_B Beschleunigungsleistung
n_{soll}, n Soll- und Istwert der Drehzahl
h_{soll} Sollstellung der Turbineneinlassventile

Frequenzgeführte Leistungsregelung

Die mit elektronischen Reglern realisierte Struktur der frequenzgeführten Leistungsregelung zeigen die Bilder 5 und 6. Die gewünschte Frequenz-Leistungskennlinie (s. Bild 3) wird aus der Soll-Leistung und einem frequenzabhängigen Term mit einem einstellbaren Proportionalgrad gebildet. Um diese einzuhalten, muss der so bestimmte frequenzabhängige Leistungs-

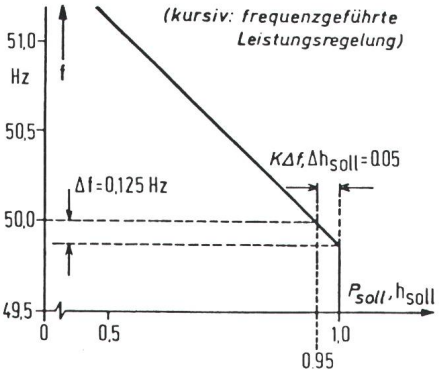
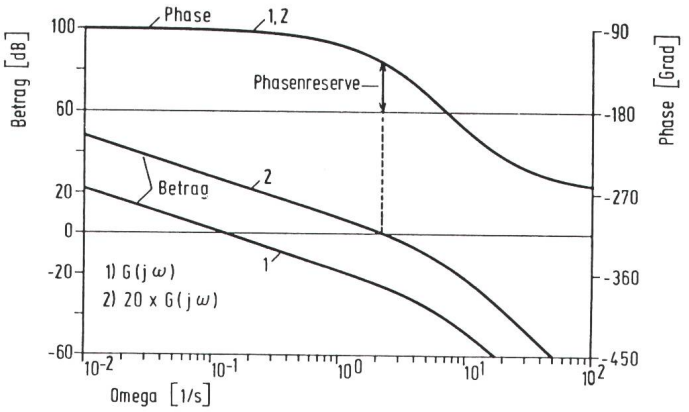
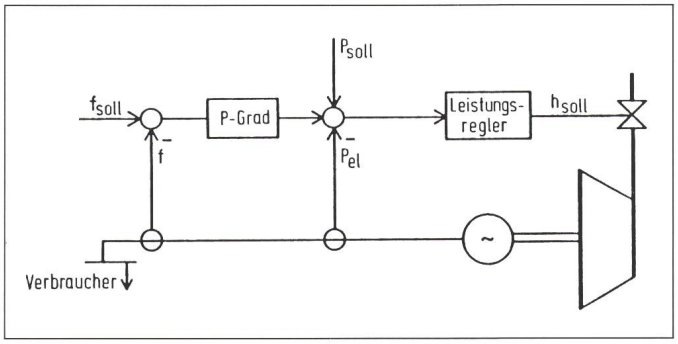


Bild 3 Stationäre Kennlinie
P_{soll} Solleistung
h_{soll} Sollstellung der Turbineneinlassventile

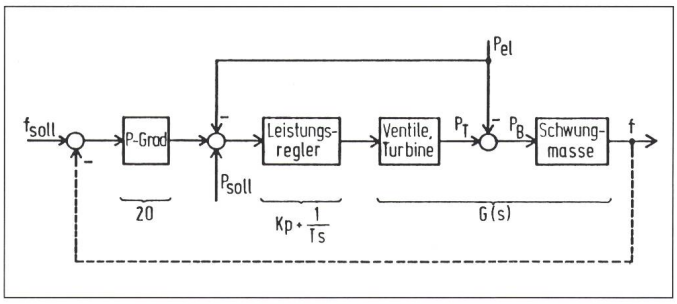
Bild 4
Frequenzgang für Turbine mit Drehzahlregelung





f_{soll}, f Soll- und Istwert der Frequenz
P_{soll}, P_{el} Soll- und Istwert der elektrischen Leistung
h_{soll} Sollstellung der Turbineneinlassventile
P-Grad einstellbarer Proportionalgrad für Frequenzführung

Bild 5
Turbine mit frequenzgeführter Leistungsregelung



P_{soll} elektrische Solleistung
P_{el} elektrische Last
P_T Antriebsleistung
P_B Beschleunigungsleistung
f_{soll}, f Soll- und Istfrequenz

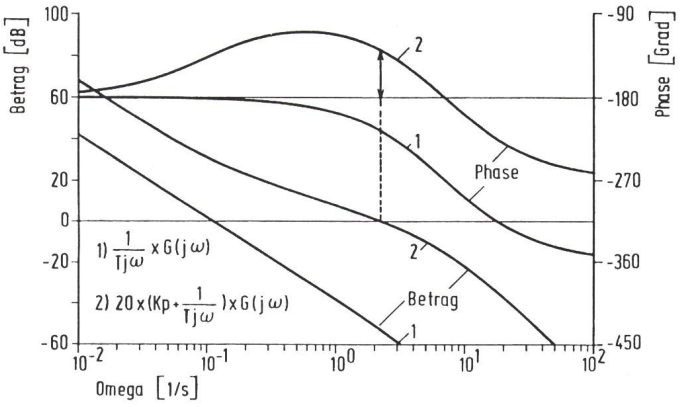
Bild 6
Blockstruktur für frequenzgeführte Leistungsregelung

Sollwert mit dem Leistungs-Istwert übereinstimmen, d.h. die bleibende Regelabweichung am Leistungsregler muss – im Unterschied zum Drehzahlregler – Null werden, weswegen der Leistungsregler ein integrales Verhalten benötigt. Unabhängig von dessen Zeitkonstante beträgt die damit insgesamt vorhandene Phasendrehung im Frequenzgang stets mehr als 180°, Kurve 1 in Bild 7.

Eine Stabilisierung der Regelung ist mittels einer proportionalen Verstärkung möglich (Kurve 2 von Bild 7). Mit der Verstärkung $K_p = 1$ wird die gleiche Phasenreserve wie im Fall der Drehzahlregelung erzielt, so dass in dem hier betrachteten Fall des Alleinbetriebs mit frequenzgeführter Leistungsregelung gleiche Voraussetzungen hinsichtlich der Stabilität wie bei der Drehzahlregelung gegeben sind.

Jedoch wird anhand folgender Plausibilitätsbetrachtungen auch im Alleinbetrieb bereits ein wesentlicher strukturbedingter Nachteil der Leistungsregelung deutlich. Eine Änderung der elektrischen Last führt aufgrund der Vorzeichenumkehr für den Soll-/Istwert-Vergleich am Eingang des Leistungsreglers zunächst zu einer Reaktion der Regelung in die falsche Richtung. Eine Belastung des Generators durch Zuschalten von Verbrauchern bewirkt über die aus Stabilitätsgründen erforderliche Proportionalverstärkung des Leistungsreglers zunächst einen Schliessimpuls für die Ventile. Infolge dieses als Falschregeleffekt bekannten Verhaltens der Leistungsregelung ergeben sich stets grössere dynamische Frequenzabweichungen als unter gleichen Bedingungen mit einer Drehzahlregelung.

Bild 7
Frequenzgang für Turbine mit frequenzgeführter Leistungsregelung
1 Kurve für $K_p = 0$
2 Kurve für $K_p = 1$

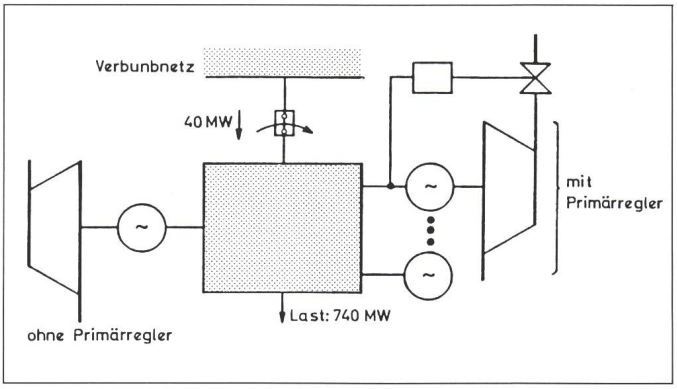


Turbine im Verbundbetrieb

Netzversuch

Die Konfiguration sowie einige Messergebnisse des in [9] beschriebenen Netzversuchs zeigen die Bilder 8 ... 10. Es wurde ein Netzbezirk mit einer Einspeisung von insgesamt 700 MW und zusätzlicher Lieferung aus dem Verbundnetz von 40 MW vom Verbund getrennt, so dass die in den Netzbezirk einspeisenden primärgeregelten Blöcke die ausgefallene Importlieferung ersetzen mussten. Ein Block lief aus betrieblichen Gründen nicht unter dem Primärregler, also mit annähernd konstanter Antriebsleistung der Turbine.

Bild 8
Konfiguration für Netzversuch



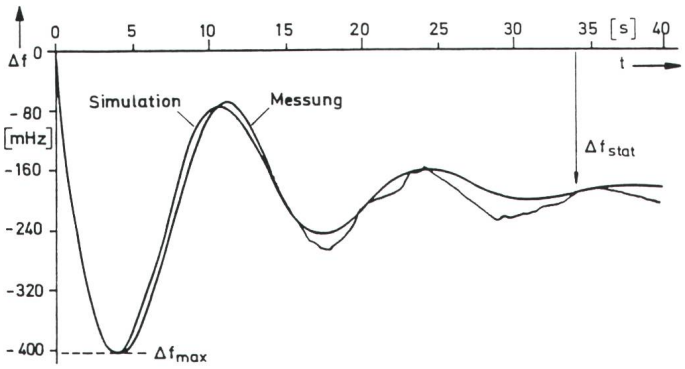


Bild 9
Frequenzverlauf bei Netzversuch

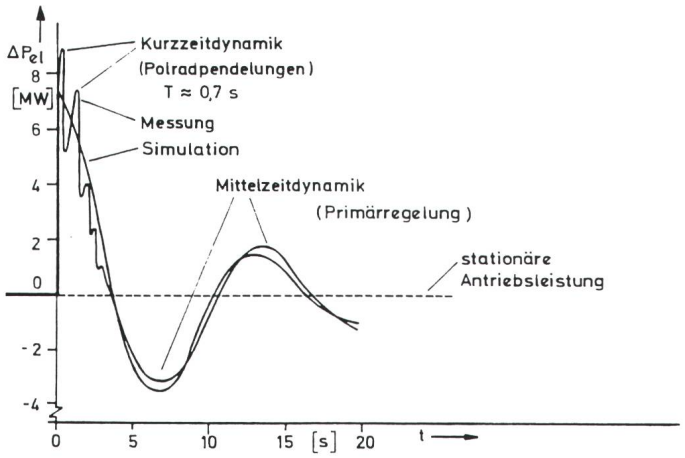


Bild 10
Änderung der elektrischen Leistung des ungeregelten 160 MW-Blocks

Nach der Trennung vom Verbund bricht die Netzfrequenz aufgrund des Leistungsdefizits um etwa 400 mHz ein und stabilisiert sich aufgrund der Reaktion der Primärregelung anschliessend bei einer bleibenden Frequenzabweichung von etwa 180 mHz (Bild 9).

Einige interessante Merkmale weist der Verlauf der elektrischen Leistung des ungeregelten 160-MW-Blocks auf (Bild 10). Nach der Netztrennung wird die ausgefallene Importlieferung von den im Teilnetz befindlichen Generatoren übernommen. Im ersten Moment hängen die Leistungsänderungen der einzelnen Generatoren von den jeweiligen Netz- und Generatorimpendanzen zwischen den Polradspannungen und dem Ort der ausgefallenen Leistung ab. Dadurch ist die nahezu sprungförmige Änderung der Generatorleistung in Bild 10 um etwa 8 MW zu erklären, wodurch auch der ungeregelte Block durch Ausspeichern von kinetischer Energie aus den rotierenden Schwungmassen kurzzeitig einen Teil der ausgefallenen Leistung bereitstellt. Im anschliessenden Verlauf sind Leistungspendelungen zu erkennen, die auf Polradpendelungen der Generatoren gegeneinander zurückzuführen sind. Diese sind abgeklungen, nachdem sich die neuen Winkel zwischen den Generatorspannungen eingestellt haben.

Die Polradpendelungen sind einer wesentlich langsamer ablaufenden Leistungspendelung überlagert, die mit einer bestimmten Phasenverschiebung synchron zu der Schwingung der Netzfrequenz verläuft, die sich aus dem Verhalten der Primärregelung ergibt. Während der Beschleunigungsphasen, also bei steigender Netzfrequenz, müssen auch die Schwungmassen ungeregelter Blöcke beschleunigt werden, was bei konstantem Antriebsmoment zu einer um die Beschleunigungsleistung reduzierten Generatorleistung führt. Umgekehrt ist die Generatorleistung während der Phasen negativer Beschleunigung kurzzeitig grösser als die konstante Antriebsleistung der Turbine.

Diese gegenseitigen Beschleunigungsleistungen beruhen nicht wie Polradpendelungen auf Relativbewegungen der Generatoren gegeneinander, sondern hängen vom Verlauf der Netzfrequenz ab und werden somit unmittelbar vom dynamischen Verhalten der Primärregelung beeinflusst. Polradpendelungen und gegenseitige Beschleunigungsleistungen sind zeitlich und physikalisch weitgehend voneinander entkoppelt. Daher ist eine getrennte Darstellung für Kurz- und Mittelzeitdynamik mit geeigneten Modellen möglich, die je nach Aufgabenstellung zu verwenden sind.

Für eine Plausibilitätsbetrachtung ist im folgenden ein Leistungsregler für die im Versuch ungeregelte Turbine angenommen. Unmittelbar nach der Netztrennung würde der bereits genannte Falschregeleffekt auftreten, d.h. die Antriebsleistung würde reduziert. Anschliessend würde dieser aufgrund des Verlaufs der elektrischen Leistung Regelsignale abgeben, die abhängig von seinem Zeitverhalten nahezu in Phase zur momentanen Beschleunigung liegen können und diese dadurch jeweils in positive und negative Richtung noch vergrössern. Durch diese Mitkopplung des Leistungsreglers könnte das Systemverhalten u.U. soweit beeinträchtigt werden, dass keine ausreichende Dämpfung mehr vorliegt.

Es ist plausibel, dass diese nachteiligen Eigenschaften der Leistungsregelungen keine Auswirkungen haben, wenn die Dynamik der Leistungsregelung ausreichend träge eingestellt wird und keine Proportionalverstärkung vorhanden ist. Letzteres steht jedoch im Widerspruch zu den Anforderungen, die weiter oben im Hinblick auf die Stabilität der Drehzahl über die frequenzgeführte Leistungsregelung genannt wurden.

Auf der Grundlage des Mittelzeitmodells lässt sich die maximal zulässige Regelgeschwindigkeit der Leistungsregelung bestimmen, die mit Rücksicht auf die auftretenden gegenseitigen Beschleunigungsleistungen zulässig ist [10].

Das Mittelzeitmodell

Die Struktur des Mittelzeitmodells ist in Bild 11 angegeben. Die Turbinen mit Drehzahl- und Leistungsregelung wurden jeweils zu einer Ersatzturbine zusammengefasst. Da die Polradpendelungen vernachlässigt werden, sind sämtliche Schwungmassen auf einer einheitlichen fiktiven Welle zusammengefasst. An dieser greift die Bilanz aus der Summe der Antriebsleistungen der Turbinen und der elektrischen Leistung als resultierende Beschleunigungsleistung an. Die Schwungmassen werden durch Normierung auf einheitliche Bezugsgrössen durch Anlaufzeitkonstanten T_{Ai} beschrieben. Aus der Änderungsgeschwindigkeit der Netzfrequenz und den jeweiligen Anlaufzeitkonstanten lassen sich die an den einzelnen Turbinen wirksamen Beschleunigungsleistungen ermitteln. Aus der Bilanz mit der Antriebsleistung erhält man auf diese Weise den

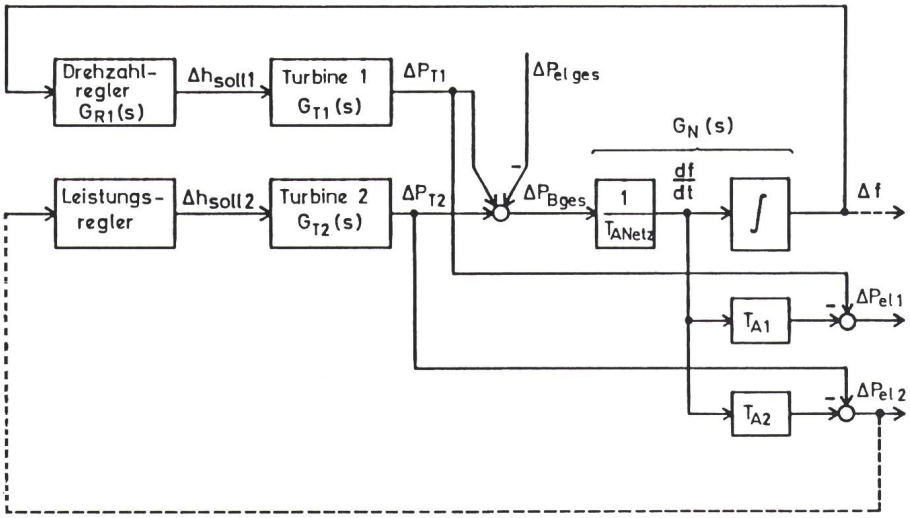


Bild 11 Ersatzblöcke mit Drehzahl- und Leistungsregelung
Erklärungen: siehe Text

Verlauf der elektrischen Leistung des jeweiligen Generators.

Die Simulationsergebnisse für den Netzversuch mit dieser Modellstruktur zeigen die Bilder 9 und 10. Die Vorgänge der Mittelzeitdynamik werden in guter Übereinstimmung mit der Messung wiedergegeben. Im Bereich der vernachlässigten Polradpendelungen liefert das Modell den mittleren, den Vorgängen der Primärregelung zuzuordnenden Verlauf.

Stabilitätsbedingung für die Leistungsregelung

Ziel der folgenden Betrachtung ist, die Stabilitätsbedingung für die Leistungsregelung ohne Frequenzeinfluss anzugeben, die Voraussetzung für die Bildung der zusätzlichen Regelschleife bei frequenzgeführter Leistungsregelung ist. Ausgehend vom Blockschaltbild in Bild 11 werden die Übertragungsfunktionen für die drehzahlgeregelte Turbine und die Schwungmassen durch

$$G(s) = G_{R1}(s)\, G_{T1}(s)\, G_N(s) \qquad (1)$$

zusammengefasst. Mit dem Term

$$\gamma = T_{A2} / T_{A\,Netz} \qquad (2)$$

erhält man für die Regelstrecke, die dem Leistungsregler der Turbine *2* unter Berücksichtigung der Dynamik der anderen Turbine zugrunde liegt, folgenden Ausdruck:

$$L(s) = \Delta P_{el2}(s) / \Delta h_{soll2}(s) = G_{T2}(s)\,[1-\gamma+G(s)]\,/[1+G(s)] \qquad (3)$$

Man erkennt unmittelbar, dass bei einem gegenüber dem Gesamtnetz sehr kleinen Block wegen $T_{A2} \ll T_{A\,Netz}$ der Term $\gamma = 0$ wird und damit

$$L(s) = G_{T2}(s), \text{ für } \gamma = 0 \qquad (4)$$

gilt. Dieser Grenzfall führt zu der üblichen Betrachtung, bei der für die Dimensionierung der Leistungsregelung einer Turbine nur die dynamischen Kenngrössen der betreffenden Turbine berücksichtigt werden.

Nimmt jedoch der Anteil der mit Leistungsregelung betriebenen Blöcke zu, kann die gegenseitige dynamische Beeinflussung der Turbinen im Hinblick auf die Stabilität des Gesamtsystems nicht mehr vernachlässigt werden. In Bild 12 ist der Frequenzgang von $L(s)$ für verschiedene γ unter Verwendung typischer Modellparameter der Turbinen dargestellt. Die in Abschnitt «Netzversuch» anhand von Messungen aufgezeigten gegenseitigen Beschleunigungsleistungen der Turbosätze führen zu einer Phasendrehung von bis zu 110° in dem Frequenzbereich, der die Dynamik der Primärregelung widerspiegelt. Das integrierende Verhalten der Leistungsregelung führt zu einer weiteren Phasendrehung um 90°. Die hierdurch möglichen Stabilitätsprobleme sind zu vermeiden, indem die Durchtrittsfrequenz (= Frequenz, wo die Verstärkung gleich 0 dB ist) des mit −20 dB/Dekade fallenden Betragsverlaufs der Leistungsregelung unterhalb dieses kritischen Bereichs gelegt wird. Die Umsetzung dieser Forderung in den Zeitbereich bedeutet, dass das Verhalten der Leistungsregelung eine Zeitkonstante von mehr als 5 s aufweisen muss.

Summenschaltung von Drehzahl- und Leistungsregler

Aufgrund der für die Leistungsregelung geforderten Trägheit kann die Aufschaltung des Frequenzeinflusses keine ausreichende Regelbeteiligung und keine Frequenzstabilität bewirken. Die dynamischen Anforderungen an die Primärregelung sind daher über einen ständig in Eingriff befindlichen Drehzahlregler zu realisieren.

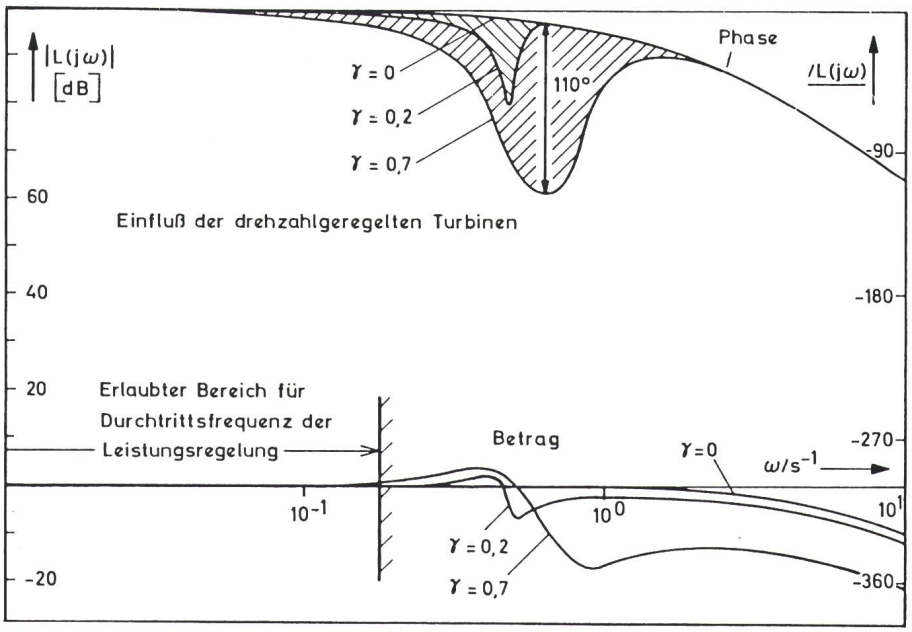


Bild 12 Frequenzgang der Regelstrecke für die Leistungsregelung

$$\gamma = \frac{\text{Schwungmassen der Blöcke mit Leistungsregelung}}{\text{Summe aller Schwungmassen}}$$

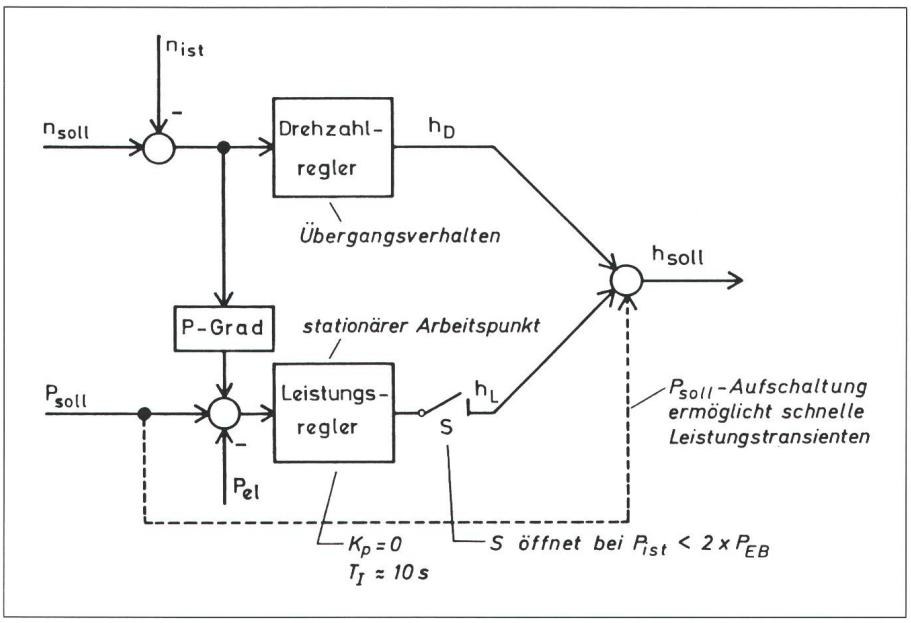


Bild 13 Reglerstruktur bei Summenschaltung von Drehzahl- und Leistungsregler

n_{soll}, n_{ist} Soll- und Istwert der Drehzahl

P_{soll}, P_{el} Soll- und Istwert der elektrischen Leistung

h_{soll} Sollstellung der Turbineneinlassventile

Die in Bild 13 gezeigte Summenschaltung aus Drehzahl- und Leistungsregler verbindet die Vorteile beider Regler. Der Drehzahlregler bestimmt das Übergangsverhalten und sorgt somit für die notwendige Stabilität, während die frequenzgeführte Leistungsregelung die stationäre Regelgenauigkeit verbessert. Um die Mitkopplung des Leistungsreglers bei dynamischen Vorgängen zu unterdrücken, soll der Leistungsregler kein Proportionalverhalten haben und die Zeitkonstante des Integrierers etwa 10 s betragen. Eine direkte Aufschaltung des Leistungssollwertes auf das Stellsignal für die Ventile h_{soll} (Bild 13, gestrichelte Linie) ermöglicht schnelle Leistungstransienten bei Sollwertänderungen. Beim Abfangen des Blocks auf den Eigenbedarf kann der Schalter *S* geöffnet werden, um die transiente und stationäre Überfrequenz zu verringern (Bild 14).

Die bisherige Verwendung dieser Schaltung ergab zufriedenstellende betriebliche Erfahrungen [11], und ihr Einsatz ist aus den dargelegten Stabilitätsgründen für neuere Anlagen vorgesehen [12].

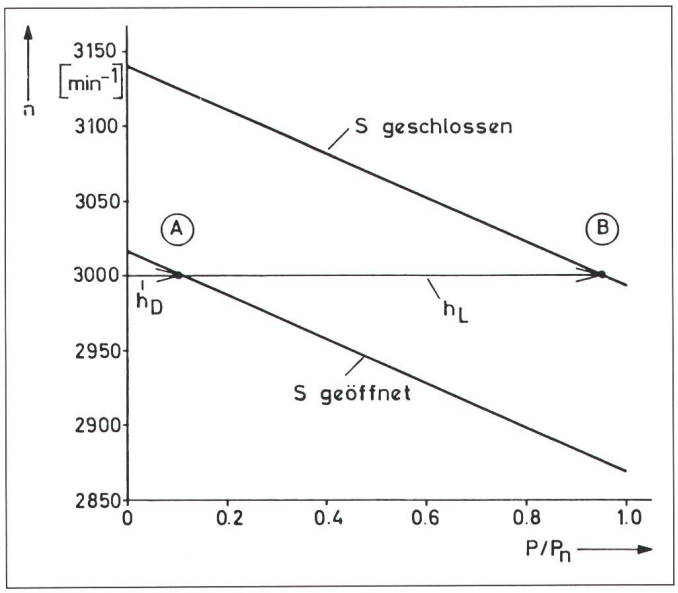
Simulation

Anhand einer Simulationsstudie soll die Wirkungsweise der unterschiedlichen Reglerstrukturen veranschaulicht werden. Es wurde das Verhalten eines Kraftwerkparks bestehend aus 11 Blöcken mit einer Gesamterzeugung von 4000 MW untersucht, wenn dieser sich in einer Netzinsel vom Verbund trennt, wobei gleichzeitig die vorherige Exportlieferung in das Verbundnetz von 1000 MW als Leistungsüberschuss auftritt und auszuregeln ist. Mit der Trennung vom Verbund und dem Auftreten des Leistungsüberschusses steigt die Netzfrequenz im Fall *1* in Bild 15 bis auf 50,90 Hz an. Durch die Primärregelung wird die Antriebsleistung der einzelnen Blöcke verringert und die Frequenz bei einem stationären Wert von 50,45 Hz stabilisiert.

Aufgrund der verschiedenen Reglerstrukturen ist das Verhalten der einzelnen Turbinen recht unterschiedlich (Bild 16). Die Turbinen *4*...*11* sind mit einem Drehzahlregler ausgestattet, die sich erwartungsgemäss proportional zum Ansteigen der Frequenz an der Ausregelung des Leistungsüberschusses beteiligen. Die Turbinen *2* und *3* laufen leistungsgeregelt mit Nennleistung und zeigen zunächst keine Reaktion, bis aufgrund eines Überfrequenzkriteriums die Ventile stark angedrosselt werden und die mechanische Antriebsleistung auf 30...40% reduziert wird.

Das Verhalten der Turbine *1* ist durch deren frequenzgeführte Leistungsregelung geprägt. Obwohl im Moment der Trennung ein Leistungsüberschuss im Netz vorhanden ist, steuert die Leistungsregelung aufgrund des Falschregeleffekts die Ventile noch weiter auf, wodurch die Antriebsleistung dieser Turbine um bis zu 3% erhöht wird. Über den gesamten Zeitverlauf erkennt man in den schraffierten Zeitbereichen ein gegenläufiges Verhalten dieser Turbine gegenüber den drehzahlgeregelten Turbinen. Dieser Fall ist in Bild 12 mit dem Frequenzgang für $\gamma = 0{,}2$ dargestellt. Insgesamt wird durch die frequenzgeführte Leistungsregelung das Systemverhalten zwar entdämpft, jedoch kommt es noch nicht zu einer Instabilität, die im Fall mit $\gamma = 0{,}7$ eintreten kann.

Bild 14 Drehzahl(Frequenz)-Leistungs-Kennlinien



für Summenschaltung von Drehzahl- und Leistungsregler gemäss Bild 13

A Leistungssollwert h_L für Ventilstellsignal abgeschaltet

B Leistungssollwert h_L für Ventilstellsignal aufgeschaltet

Zum Vergleich ist in Bild 17 das Simulationsergebnis mit einer Summenschaltung von Drehzahl- und Leistungsregler für Turbine *1* dargestellt. Damit verhält sich diese Turbine nun gleichsinnig zu den anderen drehzahlgeregelten Turbinen. Auch der zu Beginn der Störung auftretende Falschregeleffekt wird vermieden. Dadurch ist das Systemverhalten insgesamt besser gedämpft, und es tritt eine etwas geringere Überfrequenz auf.

Schlussbemerkungen

Wenn auch mit anwachsender Grösse des Verbundnetzes die Anforderungen an die Regelhübe der Primärregelung der einzelnen Turbinen herabgesetzt werden können, bleibt hiervon die Aufgabe der Turbinenregler unberührt, in ihrer Summenwirkung die statische Stabilität der Netzfrequenz zu gewährleisten. Es wurde gezeigt, dass die für die Einhaltung eines stationären Arbeitspunktes notwendige Dämpfung, die eine Voraussetzung für jeden praktischen Betrieb ist, von einem Drehzahlregler gewährleistet werden kann, während die frequenzgeführte Leistungsregelung aufgrund strukturbedingter Nachteile hierfür ungeeignet ist.

Damit auch eine störungsbedingte Auftrennung des Verbundnetzes nicht zu einer unzureichenden Dämpfung oder Instabilität der Netzfrequenz in Teilnetzen mit einer oder mehreren Turbinen führt, müssen die unter Primärregelung laufenden Turbinen mit einem ständig in Eingriff befindlichen Drehzahlregler betrieben werden, der den Stabilitätsbedingungen genügt. Der Drehzahlregler ist gegebenenfalls unter Berücksichtigung der individuellen Turbineneigenschaft auszulegen. Ferner sei darauf hingewiesen, dass Nichtlinearitäten, wie Umkehrpannen, die statische Stabilität beeinträchtigen können und daher auf ein möglichst geringes Mass begrenzt werden sollten.

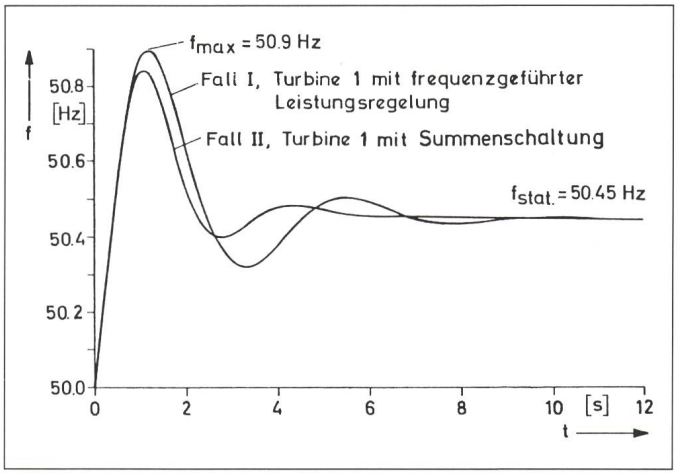


Bild 15
Verlauf der Netzfrequenz bei Erzeugung von 4000 MW und Leistungsüberschuss von 1000 MW

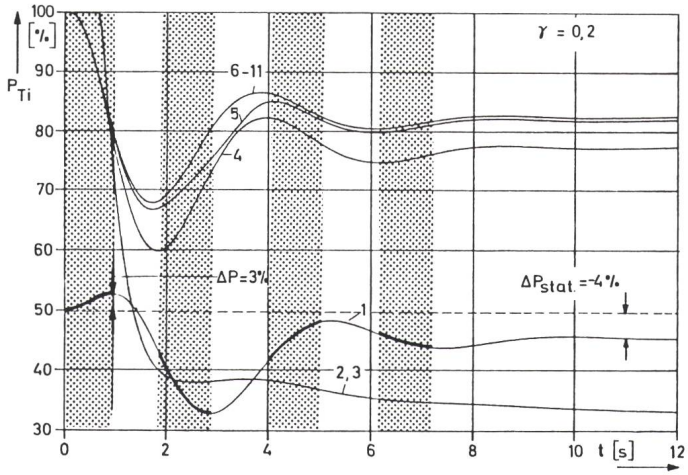


Bild 16
Verlauf der Antriebsleistungen

Fall I: Turbine *1* mit frequenzgeführter Leistungsregelung

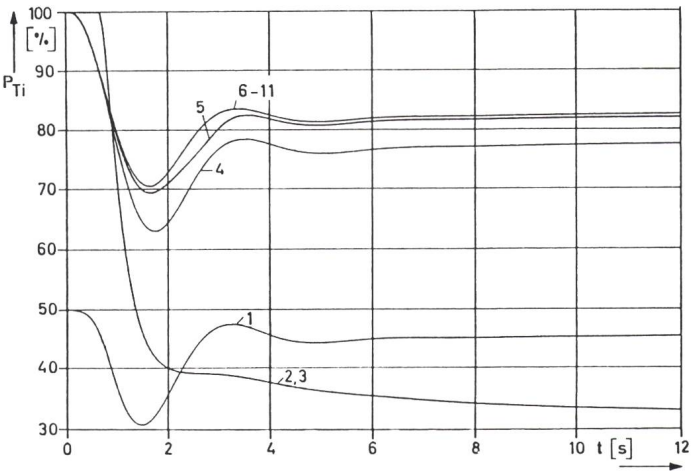


Bild 17
Verlauf der Antriebsleistungen

Fall II: Turbine *1* mit Summenschaltung von Drehzahl- und Leistungsregler

Literatur

[1] *H. Zimmermann:* Auswirkungen der Regeleigenschaften auf den Netzbetrieb. ETZ-A 99(1978)7, S. 410...415.

[2] *E. Welfonder:* Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb. Elektrizitätswirtschaft 79(1980)20, S. 730...741.

[3] *E. Grebe:* Dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme Dissertation der Universität Dortmund, 1982.

[4] *C. Concordia:* Effect of prime-mover speed control characteristics on electric power system performance. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems PAS-88(1969)5, p. 752...756.

[5] *D. Nelles:* Begriffe der Stabilität in Energieversorgungsnetzen. ETZ-Archiv 3(1981)1, S. 27...29.

[6] *C. Landgraf* und *G. Schneider:* Elemente der Regelungstechnik. Berlin u. a., Springer-Verlag, 1970.

[7] Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. IEEE Committee Report. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems 92(1973)6, p. 1904...1915.

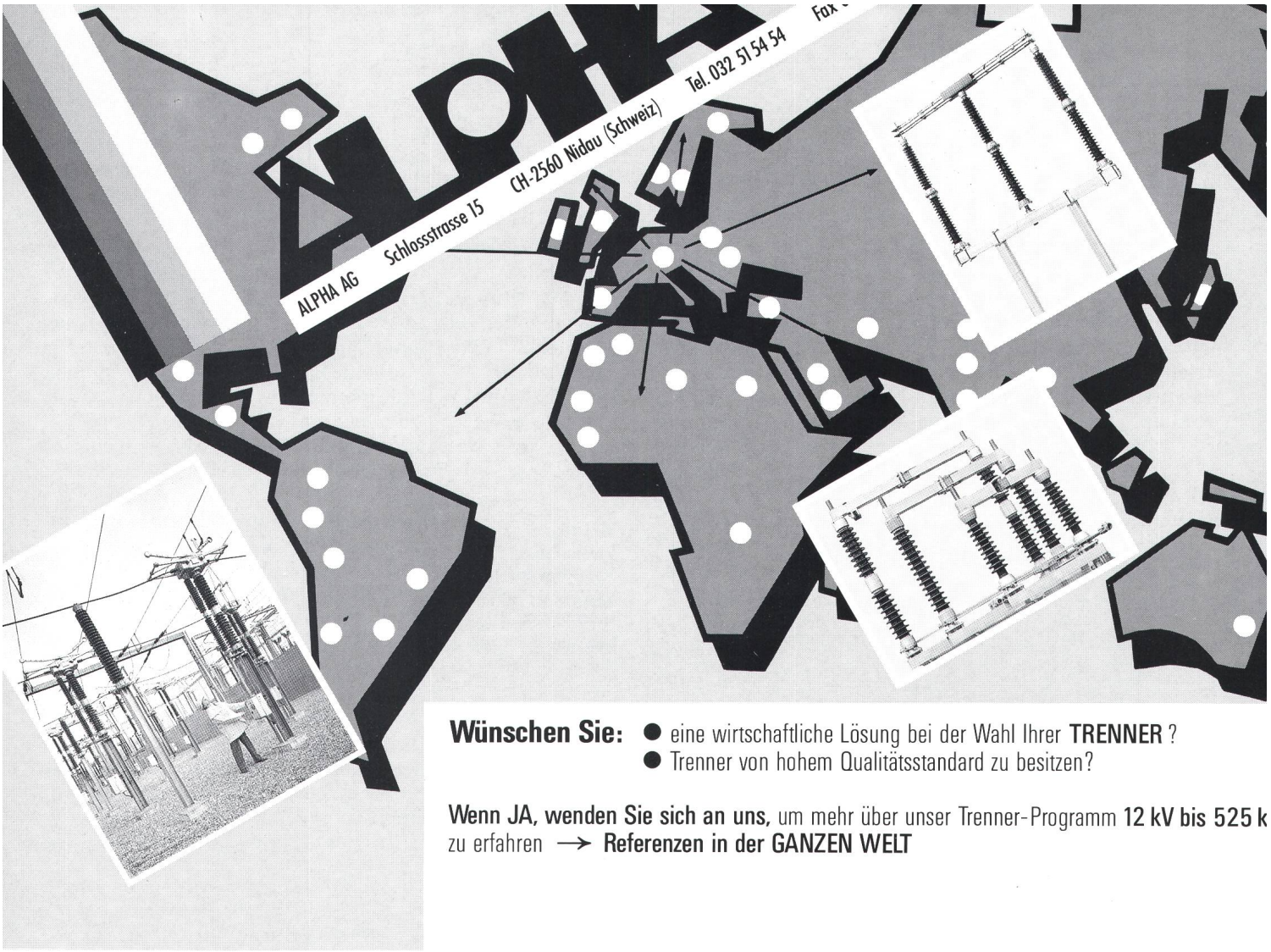
[8] *C. Bongers* a. o.: Identification and control of the mid-term dynamic behaviour of electric power systems. Proceedings of the seventh Power Systems Computation Conference (PSCC), Lausanne 12...17 July 1981, p. 773...780.

[9] *E. Grebe* u. a.: Dynamische Langzeitstabilität von Netzen. Elektrizitätswirtschaft 78(1979)19, S. 725...731.

[10] *E. Grebe:* Entwurf der Turbinenregelung unter Berücksichtigung der Mittelzeitdynamik von Kraftwerk und Netz. ETZ-Archiv 6(1984)7, S. 247...253.

[11] *D. Ernst* und *A. Folgmann:* Neue Verfahren für die Regelung von Dampfturbinen. Siemens-Z. 37(1963)4, S. 280...283.

[12] *W. Loitzl* und *R. Landis:* Die neue Generation der Turbinenregler Turbotrol 5. Brown Boveri Technik 74 (1987)7, S. 382...388.



Wünschen Sie:
- eine wirtschaftliche Lösung bei der Wahl Ihrer **TRENNER** ?
- Trenner von hohem Qualitätsstandard zu besitzen?

Wenn JA, wenden Sie sich an uns, um mehr über unser Trenner-Programm **12 kV bis 525 k**
zu erfahren → **Referenzen in der GANZEN WELT**

electro bauer

Vêtements de travail

Arbeitskleidung

Abiti da lavoro

2013 Colombier/NE
Plaine d'Areuse
Tél. 038/41 18 18

1212 Grand-Lancy/GE
Ch. Grange-Collomb 2
Tél. 022/43 21 20

4123 Allschwil 1
Lettenweg 114
Tel. 061/63 98 88

7001 Chur
Sägenstrasse 78
Tel. 081/22 95 95

3014 Bern
Wankdorffeldstr. 104
Tel. 031/42 20 44

8031 Zürich
Limmattstrasse 183
Tel. 01/271 26 22

6814 Lamone/TI
Vedeggio 2
Tel. 091/50 50 33