

Die Regelung grosser Netzverbände unter Berücksichtigung moderner Kernkraftwerke

Autor(en): **Erbacher, W.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins : gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **64 (1973)**

Heft 12

PDF erstellt am: **17.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-915561>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Die Regelung grosser Netzverbände unter Berücksichtigung moderner Kernkraftwerke

Von *W. Erbacher*

621.311.161:621.398

1. Einleitung

Im westeuropäischen Verbundnetz arbeiten heute Maschineneinheiten mit einer Summenleistung von über 100000 MW parallel. Der Netzraum erstreckt sich von Dänemark bis Süditalien bzw. von Portugal bis Österreich. Die parallel geschalteten Leistungen, die beispielsweise am 16. Dezember 1970 registriert wurden, sind der Fig. 1 zu entnehmen. Damit innerhalb eines derartigen übernationalen Verbundnetzes ein reibungsloser Parallelbetrieb möglich ist, der sowohl den technischen wie auch den wirtschaftlichen Belangen Rechnung trägt, benötigt man ein mehrstufiges Regelsystem, das letztlich aus dem alten mechanischen Drehzahlregler der Dampfmaschine hervorging und durch die revolutionierende Entwicklung der modernen Elektronik zu übergeordneten Netzreglern führte.

Im folgenden soll dieses Regelsystem kurz beschrieben werden, wobei insbesondere auf die regeltechnischen Bedingungen eingegangen werden soll, die an moderne Kernkraftwerke mit grossen Blockleistungen gestellt werden müssen. Es soll des weiteren auch auf die Ereignisabläufe in grossen Netzverbänden hinsichtlich der Lastaufteilung und der Frequenz bei Ausfall von grossen Kernkraftwerken eingegangen werden.

2. Der Ablauf von Laständerungen in grossen Verbundnetzen Regeltechnische Grundlagen

Erfährt ein Netz, sei es durch Ausfall eines Generators, sei es durch Zuschalten einer Last, einen plötzlichen Laststoss, so reagiert dieses Netz darauf, sowohl im Hinblick auf sein elektrisches als auch sein mechanisches Verhalten, wobei sich diesen Erscheinungen die Reaktion, die durch das Ansprechen der Regler hervorgerufen wird, überlagert. Mit einiger Vereinfachung kann man die in Tabelle I ausgewiesenen Phasen fest-

Phasen, die bei einem plötzlichen Laststoss im Netz auftreten

Tabelle I

Maschinen, Netz	1. Elektrische Stossaufteilung Massgebend: Netzimpedanzen ($Z, \Delta U$)
Regelung	2. Mechanische Stossaufteilung Massgebend: Schwungmassen ($T_A, \Delta n$)
Regelung	3. Primärregelung, Drehzahlregelung Massgebend: Maschinenleistungszahl ($K, \Delta f$) Maschine muss <i>vorübergehend</i> $K \cdot \Delta f$ ausregeln
Regelung	4. Sekundärregelung, Netzregelung Zentraler Netzregler ($\Delta G = K_R \cdot \Delta f + \Delta P_{ii}$) Regelmaschinen müssen ΔP des <i>eigenen</i> Netzes ausregeln

stellen. Demgemäss kann man zunächst zwischen der Reaktion der Maschinen und des Netzes einerseits und der Reaktion der Regelung andererseits unterscheiden.

Unmittelbar nach dem Eintritt des Stosses wird sich eine Leistungsaufteilung auf die einzelnen Maschinen in Abhängigkeit der Netz- und Generatorimpedanzen ergeben, d. h. jene Maschine, die vom Punkt des Laststosses elektrisch am weitesten entfernt ist, wird durch den Laststoss am wenigsten beeinflusst, während die nächstgelegene Maschine den grössten Anteil des Laststosses übernehmen muss. Als massgebende Impedanzen treten die Leitungs- und Transformatorimpedanzen sowie im ersten Augenblick des Stosses die subtransienten Reaktanzen der Synchrongeneratoren in Erscheinung.

In Fig. 2 ist der Fall zweier parallel arbeitender Maschinen a und b dargestellt, die auf einen Netzknoten arbeiten, an dem durch Zuschalten einer Impedanz ΔZ_L ein Laststoss eintreten möge. Hiedurch wird die ursprüngliche Lastaufteilung auf die beiden Maschinen geändert. Aus dem Vektordiagramm lässt sich ableiten, dass der vektorielle Spannungssprung am Lastort durch die nachfolgende Beziehung gegeben ist:

$$\Delta U = \Delta I_a \cdot Z_a = \Delta I_b \cdot Z_b \quad (1)$$

Man erkennt daraus, dass die durch den Laststoss in den beiden Maschinen erzwungenen Zusatzströme den Netzimpedanzen verkehrt proportional sind:

$$\Delta I_a : \Delta I_b = Z_b : Z_a \quad (2)$$

Durch den Laststoss sind somit die einzelnen Maschinen zu einer Vergrösserung der Leistungsabgabe gezwungen, wobei diese Vergrösserung von Maschine zu Maschine im Sinne des eben Gesagten unterschiedlich sein wird. Diese Vorgänge werden in relativ kurzen Zeiträumen ablaufen, da sie durch die elektrischen Zeitkonstanten des Netzes bzw. der Maschinen gekennzeichnet sind. Innerhalb dieses Zeitraumes wird jedoch die mechanische Leistungszufuhr über die Welle des Maschinensatzes: Turbine-Generator, im wesentlichen noch unverändert bleiben. Es muss demnach der erhöhte Energiebedarf aus den Schwungmassen der Maschinensätze bezogen werden. Damit tritt man in die zweite Phase ein, die in der Tabelle I als mechanische Stossaufteilung bezeichnet wurde. Durch das Leistungsdefizit wird zunächst die Frequenz des Netzes absinken, wodurch proportional den Schwungmassen bzw. der Anlaufzeitkonstante der einzelnen Maschinensätze kinetische Energie frei wird. Diese Aufteilung kann sich wesentlich von jener der ersten Phase unterscheiden.

Um etwas näher die diesbezüglichen Verhältnisse überblicken zu können, sei im folgenden der elementare, physikalische Sachverhalt aufgezeigt. Das in Fig. 3 dargestellte Aggregat: Turbine-Generator ist in seinen Schwungmassen durch

die Anlaufzeitkonstante T_A gekennzeichnet, die üblicherweise in der Größenordnung von 10...20 s liegen wird. Wird dieses Aggregat durch plötzliche Änderung der elektrischen Belastung einem Laststoss ΔP_L ausgesetzt, ohne dass sich das Wellendrehmoment verändert, d. h. somit, dass die mechanische Antriebsleistung konstant bleibt, so ist das Drehzahl- bzw. Frequenzverhalten des Aggregates durch die nachfolgende Gleichung (3) gegeben (wobei f_n die Nennfrequenz, P_n die Maschinennennleistung und Δf die Frequenzänderung sind):

$$\Delta P_L \frac{f_n}{P_n} = T_A \frac{d\Delta f}{dt} \quad (3)$$

Bei Änderung der Frequenz- bzw. der Drehzahl wird jedoch der Primärregler (Drehzahlregler) ansprechen und für eine Veränderung der Kraftmittelzufuhr der Turbine Sorge tragen.

Nimmt man gemäss Fig. 4 an, dass in erster Annäherung der Primärregler durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung dargestellt werden kann, so erhält man für den Zusammenhang zwischen Frequenzänderung (Δf) und Änderung der mechanischen Antriebsleistung (ΔP_T):

$$-K_T \cdot \Delta f = \Delta P_T + T_i \frac{d\Delta P}{dt} \quad (4)$$

Dabei sind K_T und T_i Konstanten des Primärreglers.

Die Gl. (3) und (4), ausgewertet zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufes von Δf , ergeben eine Differentialgleichung zweiter Ordnung, deren allgemeine Lösung durch die nach-

folgende Gleichung gegeben ist (wobei die Konstanten A , T , ω und φ durch das Netz bestimmt werden):

$$\Delta f = A e^{-\frac{t}{T}} \sin(\omega t + \varphi) + \Delta f_\infty \quad (5)$$

Die graphische Darstellung dieses Verlaufes ist in Fig. 5 wiedergegeben.

Im Verlaufe einer gedämpften Schwingung würde, falls nur die Primärregelung zur Wirkung kommt, eine bleibende Frequenzänderung Δf_∞ des Netzes eintreten.

Versuche am österreichischen Verbundnetz haben bestätigt, dass das eben skizzierte Gedankenmodell hinsichtlich des Resultates den tatsächlichen Ablauf im Netz hinreichend genau wiedergibt [1]¹⁾. In einem modernen Verbundnetz wird der Primärregelung jedoch noch eine Sekundärregelung, die sog. Netzregelung, überlagert, die im allgemeinen als PI-Regelung ausgebildet für Konstanz der Netzfrequenz sorgt, was dadurch erreicht wird, dass der jeweilige Netzregler auf die Regelmaschinen seines Netzes rückwirkt und sie veranlasst, jenen Teil des Laststosses zu übernehmen, der in dem entsprechenden Teilnetz aufgetreten ist [2].

Wie schon eingangs erwähnt, ist der dynamisch sehr komplizierte Ablauf im Netz stark vereinfacht wiedergegeben. Die vier aufgezeigten Phasen lassen sich nicht scharf voneinander trennen, sondern fließen in Wirklichkeit ineinander. Es schien jedoch für die weitere Behandlung des Problems nützlich, auf die erwähnten Phasen getrennt einzugehen.

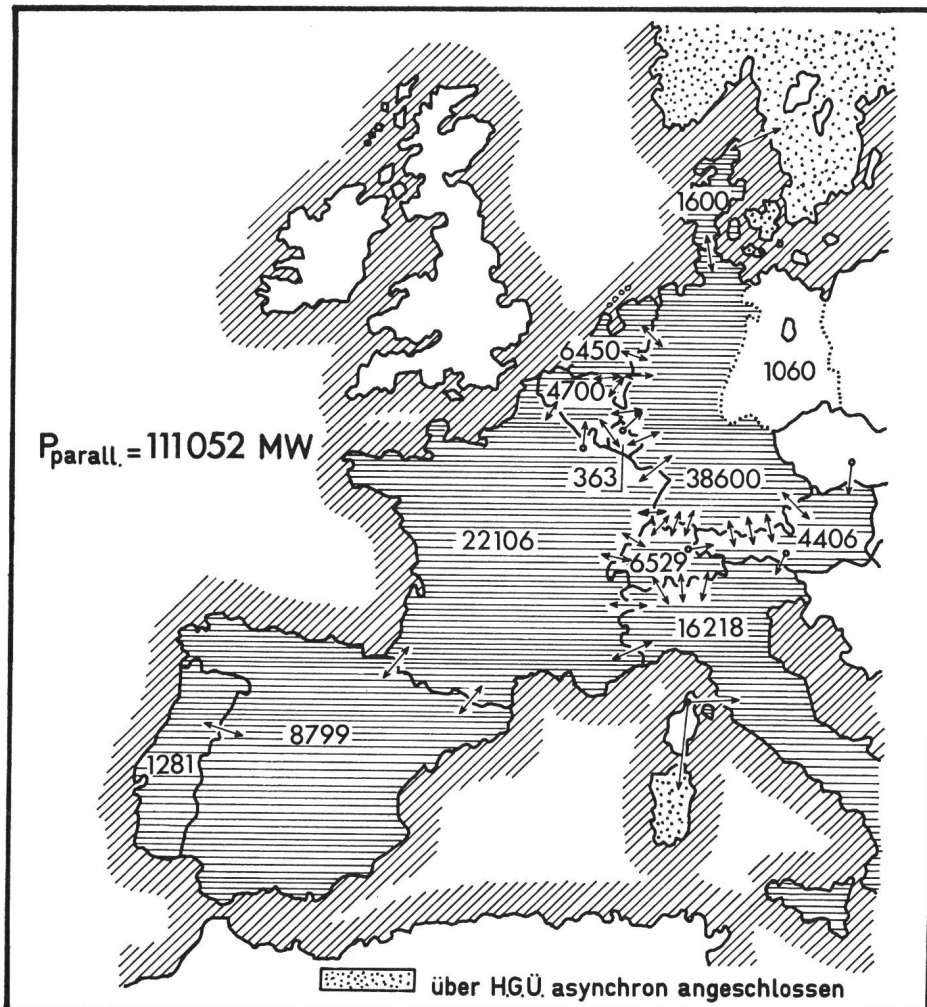


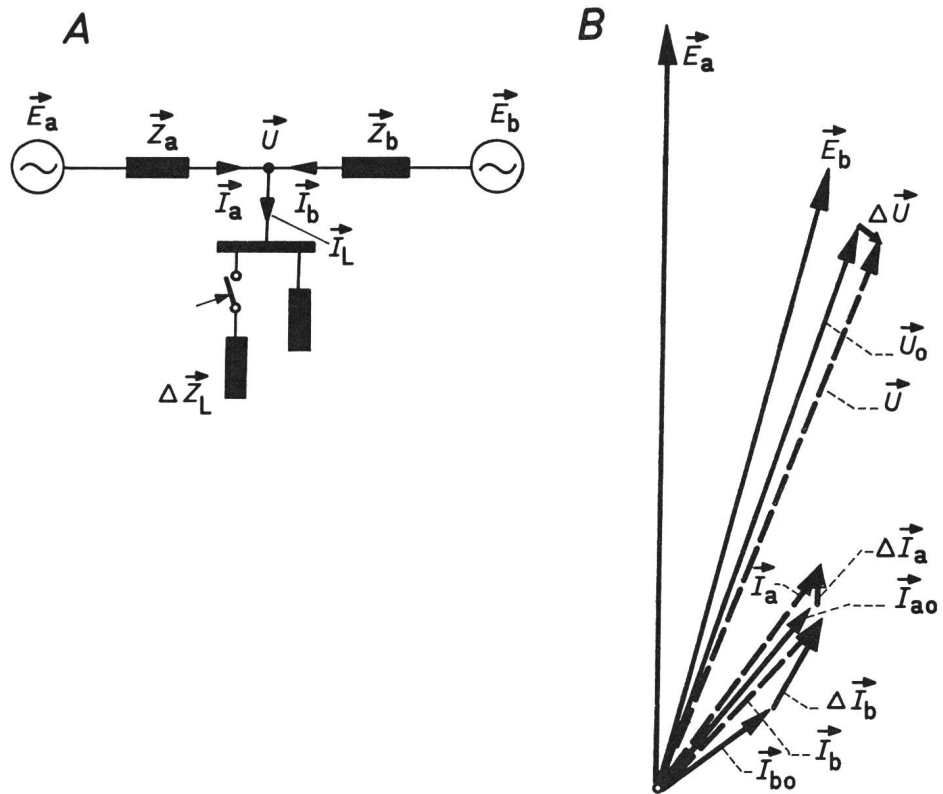
Fig. 1
Parallel geschaltete Leistungen von
West-Europa Ende 1970

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes

Fig. 2
Netzschema (A)
und Vektordiagramm (B)

zweier parallel arbeitender Maschinen

- \vec{E} Generatorspannung
- \vec{U} Spannung am Lastort
- \vec{Z}_L Lastimpedanz
- \vec{Z} Netzimpedanzen
- $\Delta\vec{Z}_L$ zugeschaltete Lastimpedanz
- I_L Laststrom
- a, b parallel arbeitende Maschinen



Der Netzregler ist im allgemeinen nach den Prinzipien des sog. Netzkennlinienverfahrens ausgelegt. Seine charakteristische Wirkungsweise ist in Fig. 6 dargestellt. Hier wird angenommen, dass zwei Netze, I und II über eine Kuppelleitung miteinander verbunden sind. In beiden Netzen sei ein Netzregler vorgesehen, dessen Kennlinie identisch mit der Netzkennlinie ist, wonach sich auch der Name dieses Regelverfahrens ableitet. Die Netzkennlinie stellt das Frequenzverhalten eines Netzes im Hinblick auf Laständerungen dar und kann im allgemeinen im beschränkten Bereich als Gerade wiedergegeben werden. In Fig. 6 ist die Regelkennlinie des Netzes I durch die Gerade R_I und jene des Netzes II durch R_{II} wiedergegeben. Vor dem Laststoss sei der Arbeitspunkt im Netz I durch P_I und jenem im Netz II durch P_{II} gegeben. Wegen der gleichen Verbundfrequenz f liegen sie auf einem horizontalen Ordner. Da, abgesehen von den Verlusten, die vom Netz II gelieferte Übergabeleistung $N_{ü}$ gleich sein muss der vom Netz I übernommenen, müssen die beiden Punkte P_I und P_{II} spiegelbildlich zur Ordinate liegen. Nun werde angenommen, dass im Netz I ein Laststoss eintrete (ΔQ_I), wodurch die Verbundfrequenz um den Betrag Δf absinkt. Der neue Arbeitspunkt im Netz II liegt, da voraussetzungsgemäss die Regelkennlinie mit der Netzkennlinie identisch ist, auf der Regelkennlinie des Netzes II und sei mit P'_{II} gekennzeichnet. Im Netz I würde sich der Arbeitspunkt ebenfalls auf der Netz- bzw. Regelkennlinie bewegen. In diesem Netz tritt jedoch der erwähnte Laststoss ΔQ_I ein, der im Diagramm angesetzt zu dem Arbeitspunkt P'_I führt. Voraussetzungsgemäss liegen nunmehr die beiden neuen Arbeitspunkte auf einem horizontalen Ordner entsprechend der neuen Verbundfrequenz. Sie liegen ebenfalls spiegelbildlich zur Ordinate. Welche Konsequenzen ziehen nunmehr die beiden Netzregler aus der neuen Betriebsituation:

Im Netz II liegt der neue Arbeitspunkt P'_{II} auf der Regelkennlinie. Dieser Regler stellt daher keine Regelabweichung fest und hat keine Veranlassung, einen geänderten Stellbefehl

den Regelkraftwerken des Netzes II zu erteilen. Anders liegt die Situation im Netz I. Der Arbeitspunkt P'_I liegt nicht mehr auf der Regelkennlinie. Der zugehörige Netzregler stellt eine Regelabweichung fest, beispielsweise dadurch dargestellt, dass bei der gegebenen Übergabeleistung die zugehörige Frequenz gemäss Kennlinie höher liegen würde, daher gibt dieser Regler den Führungswerken des Netzes I den Stellbefehl «Leistung vergrössern». Dieser Regelvorgang dauert so lange, bis von den

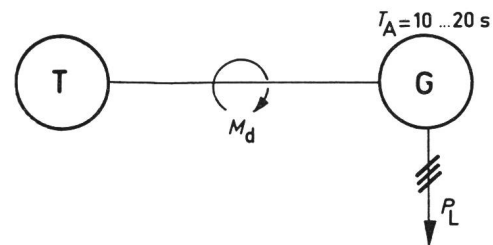


Fig. 3

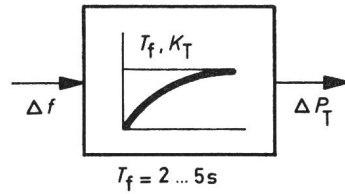
Turbine-Generator-Aggregat

- T_A mechanische Anlaufzeitkonstante
- P_L elektrische Belastung
- M_d Wellendrehmoment

Führungsmaschinen des Netzes I der in diesem Netz aufgetretene Laststoss wieder kompensiert ist. Nach Beendigung dieses Vorganges sind die ursprünglichen Arbeitspunkte der beiden Netze wieder erreicht. Das Wesentliche der Netzkennlinienregelung besteht somit darin, dass jedes Teilnetz des Verbandes seine eigene Laständerung ausregeln muss, wodurch in grossen Netzverbänden bleibende Hilfeleistungen über grosse Entfernungen vermieden werden. Andererseits wird nach Ausregelung die Bedingung konstanter Verbandfrequenz erfüllt.

Hinsichtlich weiterer Details bezüglich der Wirkungsweise der Netzkennlinienregelung sei auf die Literatur verwiesen. Für die zahlenmässige Behandlung des Regelverhaltens von

Fig. 4
Verhalten des Primärreglers
Bezeichnungen siehe im Text



Netzen sind vor allem zwei Grössen kennzeichnend: Die Netzleistungszahl und die Netzstatik. Die Netzleistungszahl K_N ist gegeben durch nachfolgenden Zusammenhang:

$$K_N = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \quad (6)$$

Sie gibt die Netzfrequenzänderung Δf in Abhängigkeit von der Netzlaständerung ΔP an.

Im österreichischen Verbundnetz liegt derzeit K_N zwischen 600 und 800 MW/Hz. Man könnte diese Zahlenangabe theoretisch auch so deuten, dass bei Vergrößerung der Netzlast von 600...800 MW die Netzfrequenz um 1 Hz absinken würde.

Für die Netzstatik s_N erhält man nachfolgenden Zusammenhang:

$$s_N = \frac{P_n/K_N}{f_n} 100 \% \quad (7)$$

Die Grösse der Netzstatik liegt im österreichischen Netz bei 10 %. Es sei noch erwähnt, dass in einem Netz bzw. im Netzverbund die Leistungszahlen der einzelnen Maschinen bzw. der einzelnen Teilnetze addiert werden können und man auf diese Weise die Netz- bzw. die Verbandsleistungszahl erhält. Netz- oder Maschinenstatikwerte dürfen selbstverständlich nicht addiert werden. Zum Unterschied von der Leistungszahl geben sie jedoch eine für das Netz charakteristische Grösse an. Die beiden erwähnten Kennwerte stehen in einem reziproken Verhältnis.

3. Internationale Übereinkommen

In dem in Fig. 1 dargestellten westeuropäischen Netzraum wurden seitens der «Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité» (UCPTE) allgemeine Empfehlungen für die regeltechnisch kennzeichnenden Grössen ausgearbeitet mit dem Ziel, ein optimales Betriebsverhalten

dieses übernationalen Verbundnetzes zu gewährleisten. Aus diesen Empfehlungen sei auszugsweise wiedergegeben:

Um die Ausgleichsschwingungen bei Laststössen möglichst klein zu halten und damit eine übermässige Beanspruchung der internationalen Kuppelleitungen zu vermeiden, sollen die Statikwerte der einzelnen nationalen Netze nicht zu stark voneinander abweichen. Die bisherigen Betriebserfahrungen und Untersuchungen an Rechenanlagen liessen erkennen, dass Werte zwischen 5 und 12 % als optimal zu betrachten sind. Um Kraftwerkausfällen gewachsen zu sein, soll das einzelne Netz über hinreichende Reserveleistungen verfügen. Diesbezügliche genaue Erkenntnisse können nur nach Erstellung der sog. Leistungsausfall-Dauerlinie ermittelt werden. In der Vergangenheit stellte man fest, dass etwa 5 bis 7 % der gesamten im Netz einsetzbaren Leistung als Reserveleistung vorzusehen wären.

4. Regel- und netztechnische Bedingungen für ein Grosskraftwerk

Im Hinblick auf das netztechnische Verhalten eines Kernkraftwerkes wird weniger die technische Eigenheit dieses Kraftwerktyps von Bedeutung sein, man kann vielmehr im wesentlichen die Bedingungen mit jenen identifizieren, die an ein Grosskraftwerk unabhängig vom Werktyp gestellt werden müssen.

Zunächst muss festgestellt werden, dass durch diese neuen Grosskraftwerke der regeltechnische Standard des europäischen Verbundnetzes keineswegs verschlechtert werden darf. Da jedoch gerade das Grosskraftwerk das Netzverhalten stärker beeinflusst als ein kleineres, müssen demnach die Kernkraftwerke hinsichtlich ihres regeltechnischen Verhaltens genau überprüft werden. Stellt man im Hinblick auf die weitere Entwicklung die Bedingung, dass eine Netzstatik von 4 % angestrebt werden soll, so müsste die Leistungszahl eines Kernkraftwerkes so bemessen sein, dass dieses Werk bei einer Frequenzabsenkung von einem Hertz eine zusätzliche Leistung in der Grösse der halben Nennleistung in das Netz abgeben würde.

In den bestehenden Netzen, in denen man Statikwerte bis 10 % antrifft, müsste für den derzeitigen Zustand jedenfalls die Leistungszahl so festgelegt werden, dass das Kernkraftwerk bei einer Absenkung der Netzfrequenz von einem Hertz zumindest 20% seiner Nennleistung zusätzlich in das Netz abgeben würde.

Welche Bedeutung einer hinreichenden Leistungszahl des Kernkraftwerkes in einem Netzverband zukommt, möge nachfolgendes Beispiel zeigen:

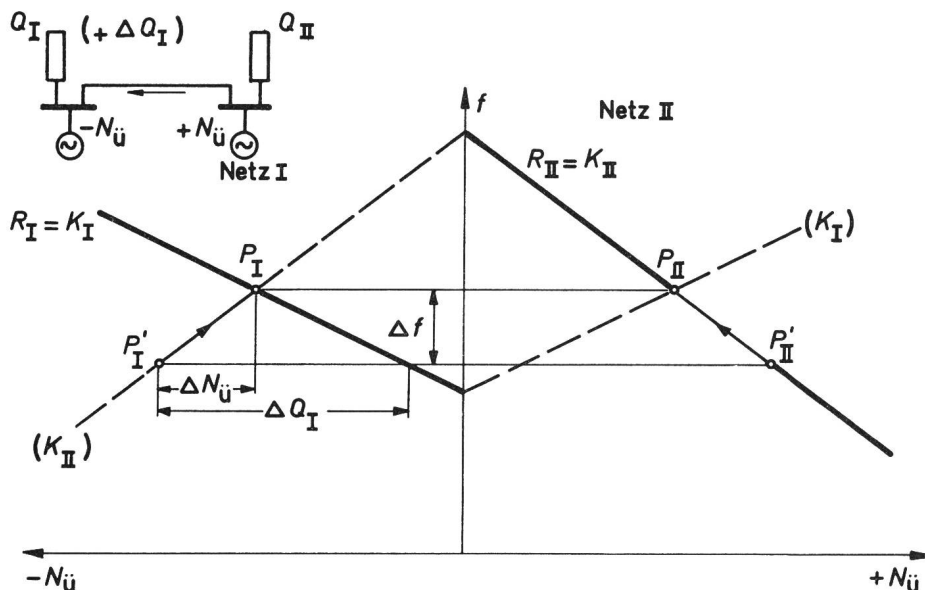


Fig. 6
Charakteristische Wirkungsweise des
Netzkennlinienverfahrens

Q	Last
ΔQ_I	Laststoss
R	Regelkennlinie
K	Leistungszahl
$N_{\bar{U}}$	Übergabeleistung
$\Delta N_{\bar{U}}$	Übergabeleistungsänderung
P	Arbeitspunkt
P'	Arbeitspunkt nach dem Laststoss
f	Verbundfrequenz
Δf	Frequenzabsenkung

In Fig. 7 ist ein Netz dargestellt, das eine Netzstatik von 10 % habe. In dieses Netz mögen Kraftwerke mit einer Summenleistung von 2000...5000 MW einspeisen. Wie aus den Zusammenhängen (6) und (7) errechnet werden kann, müsste demnach die Netzleistungszahl für eine Statik von 10 % bei 400...1000 MW/Hz liegen.

Nimmt man nun an, dass zusätzlich in dieses Netz ein Kernkraftwerk mit 700 MW einspeist, dieses Werk jedoch die Leistungszahl $K = 0$ habe, so müsste bei gleichbleibender Netzstatik von 10 % nunmehr die Leistungszahl des gesamten Netzes auf 540...1140 MW/Hz vergrößert werden, d. h. aber,

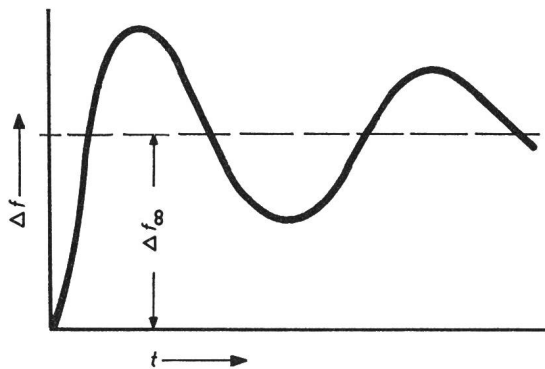


Fig. 5
Bestimmung des zeitlichen Verlaufes von Δf

- Δf Frequenzänderung
- Δf_{∞} bleibende Frequenzänderung
- t Zeit

wenn man diese Leistungszahlvergrößerung gleichmässig auf die schon vor Errichtung des Kernkraftwerkes in das Netz speisenden Werke aufteilen würde, dass, falls das neu hinzugekommene Kernkraftwerk an der Netzregelung nicht teilnimmt, die Leistungszahl der ursprünglich einspeisenden Werke um 14...35 % erhöht werden müsste, damit die statischen Regeleigenschaften des Netzes erhalten bleiben.

In der Praxis würde das bedeuten, dass die ursprünglich das Netz speisenden Kraftwerke eine viel grössere Leistungsreserve für die Regelung vorsehen müssten, und deren Leistung bei Frequenzänderungen wesentlichen grösseren Schwankungen ausgesetzt wäre.

Eine wesentliche Überlegung, die vor allem auch wirtschaftliche Auswirkungen hat, betrifft die Grösse des Regelbandes, d. h., die Festlegung jenes Leistungswertes, der im Normalbetrieb unter der höchstzulässigen Engpassleistung liegen muss, damit bei den zu erwartenden Änderungen der Netzfrequenz (wobei hier nur Änderungen im Sinne einer Frequenzabsenkung betrachtet werden), das Kraftwerk die notwendige Leistungsreserve zur anteiligen Frequenzstützung besitzt. Ein Werk, das schon im Normalzustand an der obersten Leistungsgrenze arbeitet, kann bei Frequenzänderungen dem Netz keine grössere Leistung zuführen, es hat daher in diesem Betriebszustand die Leistungszahl $K = 0$, und nimmt daher an der Netzregelung nicht mehr teil. Massgebend für die Grösse des Regelbandes ist die verlangte Netzstatik und die Grösse der zu erwartenden Änderung der Netzfrequenz. Diese Grösse ist ein statistischer Wert, man wird daher auf Grund von Frequenzbeobachtungen über längere Zeiträume eine Häufigkeitsverteilung der Frequenzänderung aufstellen müssen, die die Grundlage der weiteren Überlegungen darstellt.

In Fig. 8 ist nochmals die Kennlinie eines Maschinen-Primärreglers wiedergegeben. Der Arbeitspunkt sei auf der Abszisse durch die Nennleistung P_n und auf der Ordinate durch die Nennfrequenz f_n gegeben. Die Maschinenleistungszahl K legt die Neigung der Reglerkennlinie fest. Nunmehr kann der Zusammenhang zwischen Frequenzänderung und Leistungsänderung unter Berücksichtigung der Gl. (7) ermittelt werden, man erhält:

$$\Delta P = K \cdot \Delta f = \frac{P_n \cdot 100}{s} \cdot \frac{\Delta f}{f_n} \quad (8)$$

Kennzeichnend für die Grösse des Regelbandes ist die grösste Leistungsänderung, die infolge der grössten zu erwartenden Frequenzänderung eintritt, bezogen auf die Nennleistung der Maschine. Man erhält demnach unter Verwendung der Gl. (8):

$$\frac{\Delta P_{\max}}{P_n} \cdot 100 = \frac{\Delta f_{\max}}{s f_n} \cdot 10^4 \% \quad (9)$$

Aus Gl. (9) erkennt man, dass die Grösse des Regelbandes der zu erwartenden maximalen Frequenzänderung direkt und der Maschinenstatik verkehrt proportional ist. Die graphische Darstellung (Fig. 9) ergibt die grössenordnungsmässigen Zusammenhänge wieder. Im unteren Teil ist die Häufigkeitsverteilung der Änderungen der Netzfrequenz des betrachteten Netzverbandes wiedergegeben. Beispielsweise erkennt man daraus, dass 95 % der zu erwartenden Frequenzänderungen kleiner oder gleich 0,056 Hz sind. Im oberen Teil des Diagrammes ist der Zusammenhang zwischen Frequenzänderung und Regelband unter Berücksichtigung verschiedener Statikwerte s dargestellt. Das Diagramm lässt sich nun in seiner Gesamtheit wie folgt benutzen:

Es sei angenommen, dass in 95 % der zu erwartenden Frequenzänderungen das betrachtete Kraftwerk im vollen Ausmass seine Reserveleistung dem Netz zur Verfügung stellen muss. Des weiteren sei die Bedingung gestellt, dass dieses Werk der Netzstatik angepasst ist, die eine Grösse von 4 % habe. Unter diesen Voraussetzungen ermittelt man in Fig. 9 ein notwendiges Regelband von etwa 2,8 %, d. h., dass unter diesen

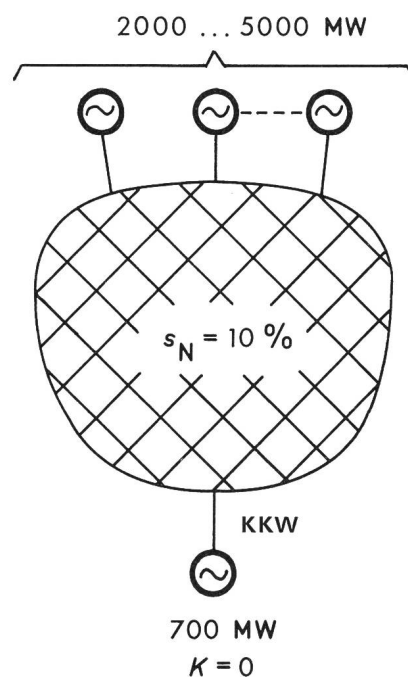


Fig. 7
Beispiel eines Netzes
mit einer Netzstatik
 s_N von 10 %
 K Leistungszahl
KKW Kernkraftwerk

Voraussetzungen im Normalbetrieb das betrachtete Werk hinsichtlich seiner Leistungsabgabe 2,8 % unter seiner maximalen Engpassleistung liegen müsste.

Da, wie schon eingangs erwähnt, die Frage, um welchen Betrag man im Normalbetrieb unterhalb der maximal zulässigen Engpassleistung liegen muss, von grosser wirtschaftlicher Bedeutung ist, wird man diese Frage im einzelnen sehr genau überprüfen müssen. Jedenfalls sollte man aber nicht versuchen, diesem Problem dadurch auszuweichen, indem man grössere Statikwerte zulässt und damit, wie im Vorangegangenen nachgewiesen, die notwendigen regeltechnischen Eigenschaften des Netzverbandes verschlechtert.

Abschliessend möge an dem einfachen Beispiel des Parallelarbeitens zweier Netze nochmals der Ablauf von Leistung und Netzfrequenz bei Ausfall eines grossen Kraftwerkes, also beispielsweise eines Kernkraftwerkes, untersucht werden.

In Fig. 10 ist der Parallelbetrieb eines grossen Netzes mit einem kleinen Netz dargestellt. Der gesamte Netzverband möge eine Netzleistungszahl (K) von 7000 MW/Hz haben. Das kleine Netz habe ohne Berücksichtigung des Kernkraftwerkes (KKW) eine Netzleistungszahl $K_I = 700$ MW/Hz. Es wurde nun angenommen, dass das Kernkraftwerk mit einer Nennleistung von 700 MW ausfalle. Dadurch wird der gesamte Netzverband ohne Berücksichtigung der Sekundärregelung eine Frequenzänderung von $\Delta f = 700/7000 = 0,1$ Hz erfahren. Als Folge dieser Frequenzabsenkung würde, veranlasst von den Primärreglern, das Netz I sich an dem Leistungsdefizit mit 70 MW und das grosse Netz mit 630 MW beteiligen. Über die Kuppelleitung der beiden Netze würden daher in das kleinere Netz, in dem der Werkausfall eintrat, zunächst 630 MW zufließen. Dieser Zustand wird nun von der Sekundärregelung beseitigt in dem Sinne, dass, wie unter Abschnitt 2 näher ausgeführt, die Führungs- bzw. Reservekraftwerke des Netzes I für den Werkausfall aufkommen, in diesem Netz somit 700 MW aufgebracht werden und die zufließenden 630 MW wieder auf Null zurückgehen, wobei gleichzeitig durch diese Leistungsaufbringung die Netzfrequenz wieder auf den Sollwert angehoben wird.

Innerhalb welchen Zeitraumes kann nunmehr die Sekundärregelung auf die entsprechende Leistungsreserve zurückgreifen? Dies hängt wesentlich von der gesamten Reservesituation in dem betrachteten, vom Werkausfall betroffenen Netz ab. In Tabelle II sind die Zeiträume, innerhalb derer auf bestimmte Leistungsreserven zurückgegriffen werden kann, zusammengestellt. Ein wesentlicher Unterschied ist zunächst zu machen zwischen Werken, die schon synchronisiert am Netz liegen und

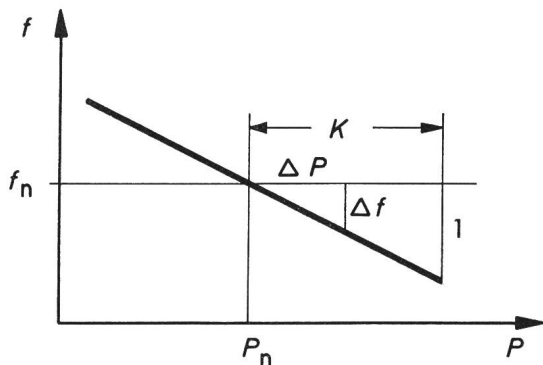


Fig. 8
Kennlinie eines Maschinen-Primärreglers
Bezeichnungen siehe Fig. 6 und im Text

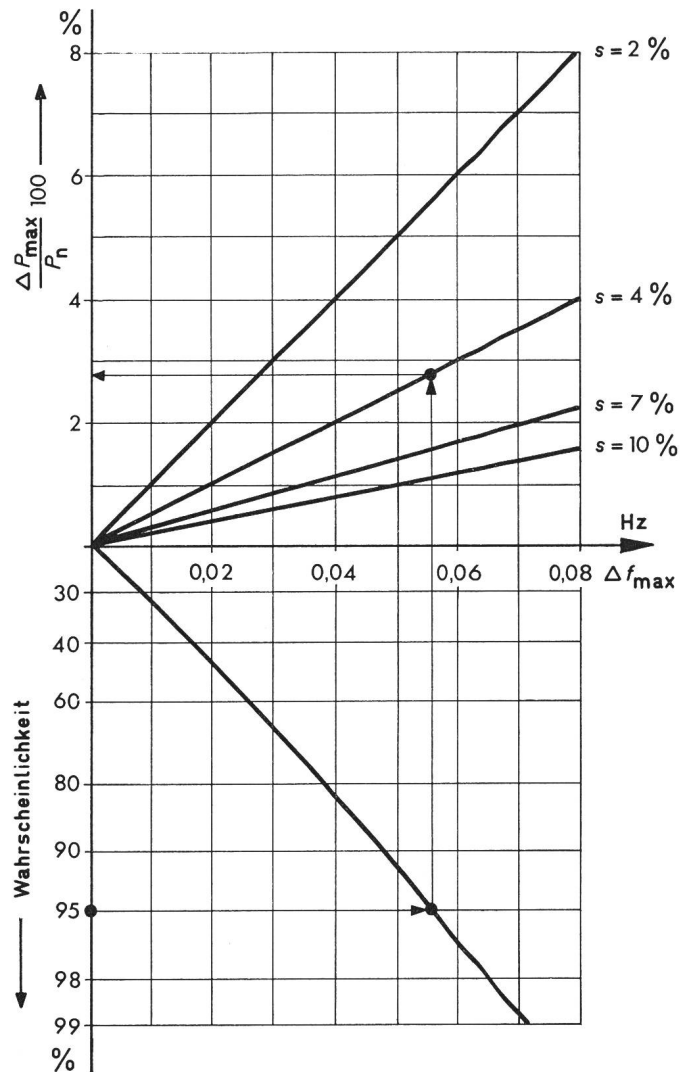


Fig. 9
Wahrscheinlichkeit einer Frequenzabweichung bzw. Leistungsabweichung
Bezeichnungen siehe im Text

daher die sog. rotierende Reserve darstellen und zwischen jenen, die abgeschaltet sind, wobei bei thermischen Werken vorausgesetzt ist, dass die Maschinen kalt sind. Die kürzeste Bereitstellungszeit ist bei hydraulischen Anlagen zu erwarten, die als rotierende Reserve am Netz liegen. Es dürfte sich hier um Werte in der Grössenordnung von 10 s handeln. Hydraulische Anlagen als stehende Reserve benötigen eine Inbetriebnahmezeit unter Berücksichtigung der Druckrohrleitungen, Synchronisierung usw. von etwa 5 min. Thermische Werke, die als rotierende Reserve am Netz liegen, werden, wenn es sich um relativ grosse Leistungsänderungen handelt, 10...30 min benötigen, um die Reserveleistung an das Netz abzugeben. Der längste Inbetriebnahmezeitraum ergibt sich bei stillstehenden thermischen Kraftwerken konventioneller Art (ausgenommen Gasturbinen und Jet-Anlagen); man wird dort Zeiträume bis zu 8 h zu erwarten haben.

5. Zusammenfassung

Die Einbindung grosser Kraftwerke, zu denen vor allem auch die modernen Kernkraftwerke gehören, stellt an die Netze hinsichtlich der Reservehaltung besondere Bedingungen, die insbesondere bei kleinen Netzen zunächst nur schwer zu erfüllen sein werden. Eine vollbefriedigende Lösung erfordert

grosse Reserveleistungen und belastet daher die einzelne erzeugte Kilowattstunde erheblich. Im Sinne des Grundgedankens der Verbundwirtschaft wird es jedoch zweckmässig erscheinen, hinsichtlich des Reserveproblems zu versuchen, auf dem Vertragswege zu einer Lösung zu gelangen. Es erscheint in diesem Falle interessant, im Sinne von Versicherungsüberlegungen zwischen mehreren Partnern «Aushilfeverträge auf Können und Vermögen» abzuschliessen. Der einzelne Vertrag kann dann keine absolute Sicherheit der Reservestellung bieten. Bei Vorliegen mehrerer Verträge ist jedoch eine wesentlich grössere Wahrscheinlichkeit gegeben, dass einer der Vertragspartner im gegebenen Falle die notwendige Reserveleistung zur Verfügung stellen kann. Der wesentliche Vorteil eines solchen Vertragssystems ist darin zu sehen, dass im Falle der Hilfeleistung kein Leistungspreis zur Verrechnung kommen müsste oder unter gewissen Voraussetzungen höchstens ein geringer Prozentsatz des Leistungspreises.

Hinsichtlich des regeltechnischen Verhaltens der Kernkraftwerke kann zusammengefasst festgestellt werden, dass ihre

Zeiträume, innerhalb derer auf bestimmte Leistungsreserven zurückgegriffen werden kann

Tabelle II

Sekundärregelung		
	Kraftwerk	
	hydraulisch	thermisch
Rotierende Reserve	10 s	10...30 min
Stehende Reserve	5 min	...8 h

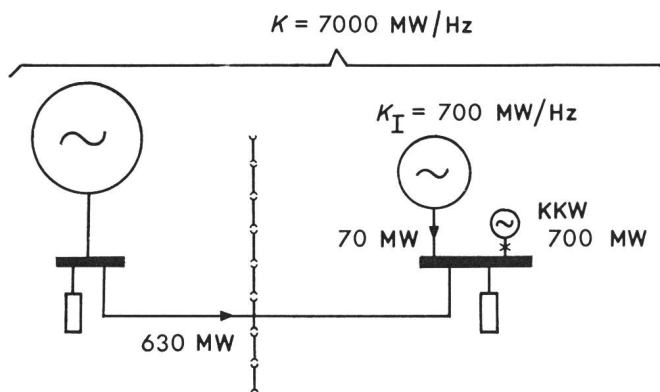


Fig. 10

Parallelbetrieb zwischen einem grossen und einem kleinen Netz
Bezeichnungen siehe im Text

kennzeichnenden Kenngrössen sowohl hinsichtlich des statischen als auch des dynamischen Regelverhaltens so bemessen sein müssen, dass den Bedingungen grosser übernationaler Netzverbände Rechnung getragen wird, dass jedoch keinesfalls durch die neuen Kernkraftwerke der bisherige Regelstandard des Netzes verschlechtert werden darf.

Literatur

- [1] *W. Erbacher* und *R. Muckenhuber*: Netzregelversuche am österreichischen Verbundnetz. ÖZE 20(1967)10, S. 501...506.
- [2] *W. Erbacher*: Die Leistungs-Frequenz-Regelung grosser Netzverbände. ÖZE 23(1970)6, S. 266...274.

Adresse des Autors:

Dr. techn. *Wilhelm Erbacher*, Direktor der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts AG, Am Hof 6A, A-1010 Wien.