Zeitschrift: Schweizerische Bauzeitung

Herausgeber: Verlags-AG der akademischen technischen Vereine

Band: 90 (1972)

Heft: 15

Artikel: Optimale Werte der Regelungsparameter einer hydro-elektrischen Gruppe

Autor: Tschumy, A.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-85170

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: 08.08.2025

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

Aufruf zur Schweizer Mustermesse 1972

Die Schweizer Mustermesse ist seit ihrem Bestehen ein Forum besonderer Art; sie ist ein Treffpunkt der Wirtschaft, wo Produktion, Handel und Konsum in ihrer engsten Verflechtung in Erscheinung treten. So stellt sich auch die 56. Mustermesse als bunt schillernde Palette vielfältigen Schaffens dar. Dieses Jahr verbindet sich zudem der altbewährte Ausstellungsgedanke einer einheimischen Leistungsschau wiederum mit dem einer weiteren Öffnung unseres nationalen Blickwinkels auf das Angebot ausländischer Handelspartner.

Ohne ihren traditionellen Charakter zu verleugnen, gewinnt heute die Schweizer Mustermesse als Schaufenster hochwertiger Arbeit die zeitgerechte Dimension eines Begegnungsortes, wo sich Hersteller schweizerischer Produkte mit ihren ausländischen Konkurrenten messen und auf Grund der Vergleichsmöglichkeiten ihr Angebot ausrichten können. Die ausländischen Besucher erhalten zugleich einen Einblick in das Leistungsvermögen eines kleinen Landes, das sich trotz seiner verhältnismässig bescheidenen Mittel zu behaupten gewillt ist. Die Schweizer Mustermesse leistet damit auf ihre Art einen Beitrag zur europäischen Zusammenarbeit und zur Förderung des Verständnisses für die Lage unseres Landes.

Ich heisse die Besucher aus dem In- und Ausland herzlich willkommen und entbiete der diesjährigen Mustermesse meine besten Wünsche zu einem vollen Erfolg.

Nello Celio
Bundespräsident

Zum Inhalt des vorliegenden Heftes

Die Ateliers des Charmilles S. A. in Genf feierte im Jahre 1971 das Jubiläum ihres fünfzigjährigen Bestehens. Sie hat uns zu diesem Anlass die nachfolgenden Aufsätze zur Veröffentlichung zugestellt. Da deren redaktionelle Bearbeitung einen grossen Aufwand erforderte, ist es uns erst jetzt möglich, sie erscheinen zu lassen. Sie geben Einblick an das mannigfache Produktionsprogramm des angesehenen Genfer Hauses, das seine Blüte der Arbeit so vieler unserer SIA- und GEP-Kollegen verdankt.

Die Redaktion

Optimale Werte der Regelungsparameter einer hydro-elektrischen Gruppe

Von **A. Tschumy**, dipl. Ing., Genève

DK 621.221:62–531

1. Zur Aufgabe des Reglers

Die in den letzten Jahren gemachten Erfahrungen über die Arbeitsweise von Wasserturbinen und ihrer Zuleitungen haben zu bemerkenswerten Fortschritten in der Regelung dieser Maschinen geführt. Im allgemeinen wird vorausgesetzt, die Regelung einer Wasserturbine arbeite stabil, genau und rasch. Sie werde also einer gewissen Anzahl von Anforderungen gerecht. Jedoch ist die Wahl eines allgemeinen Kriteriums der Güte, das sowohl vom Benützer der Anlage als auch vom Erbauer anerkannt wird, nicht leicht zu treffen. Diese Wahl hängt von der Entwicklung der theoretischen Arbeiten, der Untersuchungsmethoden und den Möglichkeiten für Kontrollversuche ab.

Während langer Zeit wurde das Gütekriterium auf Grund des Verhaltens der geregelten Anlage nach einer sprunghaften oder impulshaft verlaufenden Laständerung bestimmt. Dank der raschen Entwicklung, welche die Theorie der Automatik in den letzten Jahren erfahren hat, stehen uns seit kurzem die zum Studium einer optimalen Regelung notwendigen mathematischen Grundlagen auch für den Fall beliebiger Lastschwankungen zur Verfügung, wie sie in Wirklichkeit im Netzbetrieb vorkommen. Einen sehr beträchtlichen Teil davon sind der Electricité de France (E.d.F.) zu verdanken, deren Abteilungen «Studien und Forschungen» sowie «hydraulische Produktion» hierüber verschiedene Abhandlungen veröffentlicht haben [1] [2] [3].

Im Falle einer Wasserturbine stellt sich der Regelungsvorgang wie folgt dar: Die zu regelnde Anlage ist eine aus Turbine und Generator bestehende Maschinengruppe,die entweder im Inselbetrieb oder im Verbundbetrieb mit einem grossen Netz arbeitet. Die Regelung hat bekanntlich die Aufgabe, die Energiezufuhr zur Turbine derart der momentanen Last anzupassen, dass bei Inselbetrieb die Drehzahl möglichst konstant bleibt, und dass bei Verbundbetrieb die Leistungsabgabe möglichst genau der Laständerung folgt. Als Regelgrösse wirkt die Drehzahl (allenfalls in Verbindung mit der Beschleunigung). Das Regelorgan stellt die Abweichungen des Istwertes vom Sollwert fest und verändert die Energiezufuhr dementsprechend. Der Regelkreis (Bild 1) wird je nach dem Falle entweder stetig oder mit Unterbrechungen durchlaufen.

Die Laständerungen erfolgen entweder langsam (z.B. wenn sie durch die Schwankungen im wöchentlichen oder täglichen Rhythmus des Bedarfs hervorgerufen werden) oder sie treten als stossweise Abweichungen von den Mittelwerten auf, die von zufälligen Ab- und Einschaltungen bei den Verbrauchern herrühren. Die ersterwähnte Art von Änderungen sucht man durch die Sekundärregelung zu meistern; diese soll den Mittelwert des Lastenaustausches in den Verbindungsleitungen zwischen den verschiedenen Netzen auf gleicher Höhe halten. In jedem Netz sucht also die Sekundärregelung einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu schaffen. Diese Regelungsart ist ausschliesslich die Aufgabe des Netzreglers, der für jede Maschine oder Maschinengruppe die Höhe der Last bestimmt.

Die Beherrschung der zweiten Art von Änderungen ist Sache der Primärregelung. Für jede Gruppe und je nach den Charakteristiken jedes Regulators beschränkt sie die von ihr festgestellten Frequenzvariationen durch Anpassen der Gruppenleistung auf einstellbare Werte. Ausserdem soll diese Regelungsart einen stabilen Gang sowohl bei Inselbetrieb wie auch

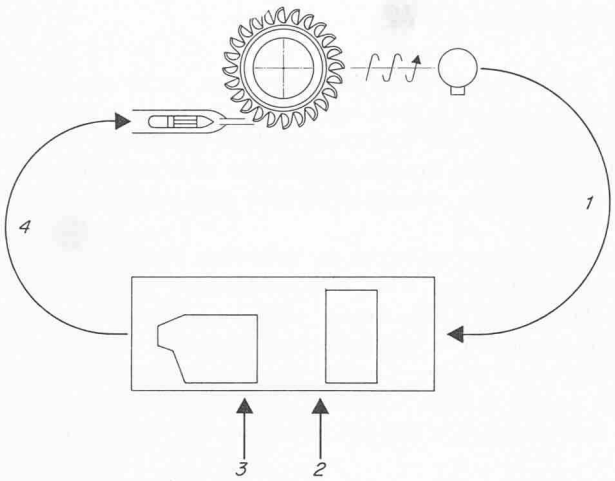

Bild 1. Prinzipschema des Regelkreises einer hydroelektrischen Gruppe. 1 Änderung der Drehzahl bzw. der Leistung, 2 Leistung, 3 Drehzahl (Sollwerteingaben in den Regler), 4 Steuerung der Energiezufuhr

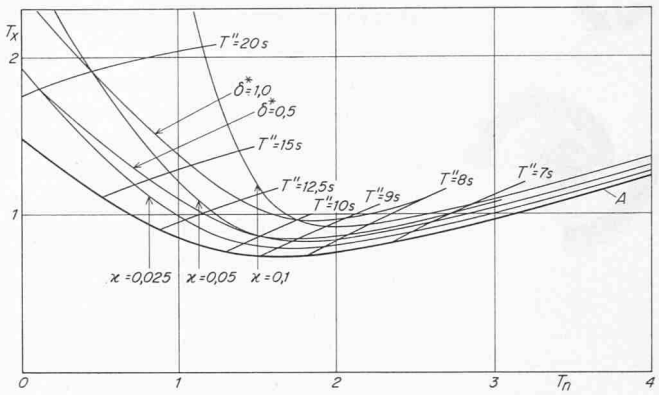

Bild 3. Verlauf des logarithmischen Dekrementes δ^*, des Dämpfungsfaktors $\varkappa$ und der Schwingungsdauer T'' der Drehzahlschwankungen im T_x, T_n-Diagramm; A Stabilitätsgrenze

bei Parallelarbeiten mit einem Netz mit Sekundärregelung erlauben. Und schliesslich sichert sie jeder einzelnen Gruppe einen stabilen Leerlauf, um das Parallelschalten mit dem Netz zu erleichtern.

2. Grundgleichungen für das Regelverhalten von Wasserturbinen

Die Berechnung des Regelverhaltens von Wasserturbinen ist schon in mehreren Veröffentlichungen durchgeführt worden [4] [5] [6], so dass hierauf nicht eingegangen werden muss. Erwähnt seien lediglich die zugrunde liegenden Voraussetzungen; diese sind:

a. Die Gruppe arbeitet allein im Inselbetrieb

b. Die Anwendung von linearen Beziehungen verlangt, dass die Abweichungen der massgebenden Grössen von ihren Sollwerten klein bleiben

c. Die Kurven, welche die verschiedenen Grössen darstellen, werden bei stationärem Betrieb an den in Betracht kommenden Punkten durch ihre Tangenten ersetzt

d. Die Gleichung des Druckstosses nimmt Rücksicht auf die Kompressibilität des Wassers und die Elastizität der Leitungswände

Die Grundgleichungen für die Regelung einer hydroelektrischen Gruppe lassen sich wie folgt zusammenfassen[1]):

Rotierende Massen

$$(1) \qquad \frac{d}{dt}\Delta N = \frac{1}{T_\sigma}\left(\Delta\dot{E}_0 + \frac{3-2b_h}{2}\Delta H - \alpha\,\Delta H\right)$$

Regulator (bei accelero-tachymetrischer Regelung)

$$(2) \qquad \frac{d}{dt}\Delta\dot{E}_0 = -\frac{1}{T_x}\left(\Delta N + T_n\frac{d}{dt}\Delta N\right)$$

[1]) Die Bedeutung der Zeichen ist auf S. 345 angegeben.

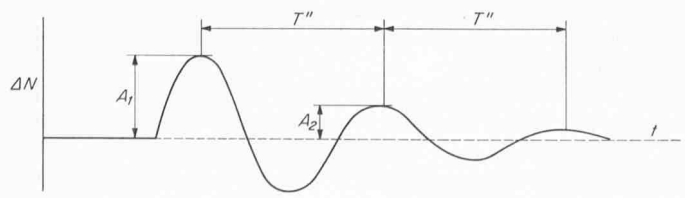

Bild 2. Drehzahlverlauf nach einer Störung und charakteristische Werte für die Rückkehr in einen neuen Beharrungszustand

Druckstoss

$$(3) \qquad \Delta H = \Theta f\left(\frac{1}{i}\frac{d}{dt}\Delta\dot{E}_0 + \frac{3-2b_h}{2}\frac{d}{dt}\Delta H + 2\,b_h\frac{d}{dt}\Delta N\right)$$

Bei Anwendung des *Hurwitz*-Kriteriums für das durch die Gleichungen (1), (2) und (3) gebildeten Matrix-Systems können für jedes Wertepaar der Regelungsparameter T_n und T_x die numerischen Werte des Dämpfungsfaktors $\varkappa$, des logarithmischen Dekrements δ^* und der Pseudoperiode der Regelungsschwankungen T'', (Bild 2) angegeben werden. Das logarithmische Dekrement wird wie folgt bestimmt:

$$(4) \qquad \delta^* = \ln\frac{A_1}{A_2}$$

Der Dämpfungsfaktor $\varkappa$ gibt das Zurückkommen auf den Beharrungszustand besser als δ^* an; für ihn gilt:

$$(5) \qquad \varkappa = \frac{\delta^*}{T''}$$

3. Darstellung der Stabilität beim Abklingen einer Störung; erstes Kriterium

Es ist zweckmässig, die Grössen δ^*, $\varkappa$ und T'' in ein Diagramm einzutragen, auf dessen Ordinate T_x und auf dessen Abszisse T_n aufgetragen wird. Bild 3 zeigt ein solches T_x, T_n-Diagramm für eine Francisturbine mit folgenden Hauptdaten:

Nominale Fallhöhe	H_n	=	323	m
Vorgesehener Wasserstrom	$\dot{V}$	=	8,17	m³/s
Nominale Drehzahl	N	=	750	U/min
Mittlerer Leitungsquerschnitt	S	=	1,60	m²
Nominale Leistung	E_0	=	24300	kW

Mit Hilfe einer Darstellung nach Bild 3 lässt sich das Betriebsverhalten einer Anlage bei Laständerungen in Abhängigkeit von den auf dem Turbinenregulator einstellbaren Regelungsparametern T_x und T_n voraussagen.

4. Optimierung der Regelung mittels des Kennwertes der Frequenzabweichung; zweites Kriterium

Die Grössen δ^* bzw. $\varkappa$ und T'' legen den zeitlichen Verlauf der Frequenzabweichungen eindeutig fest, die bei Laständerungen im Inselbetrieb auftreten. Sie bilden daher ein für diesen Fall geeignetes Kriterium des Regelungsverhaltens. Im

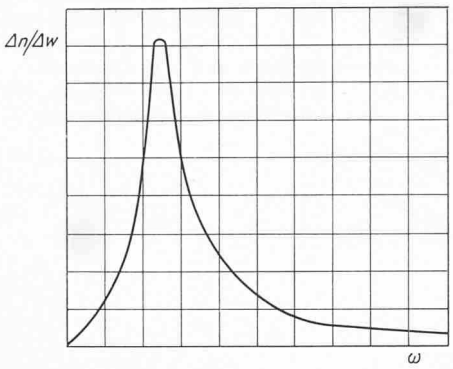

Bild 4. Verlauf des Verhältnisses $\Delta n/\Delta w$ in Abhängigkeit von der Frequenz ω der Laständerung nach [7]

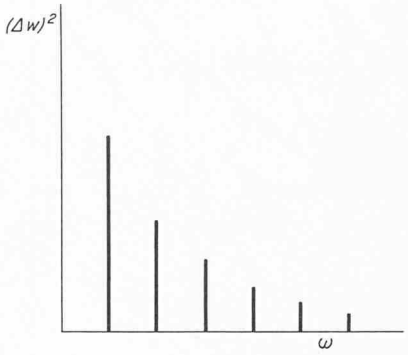

Bild 5. Linienspektrum der Werte $(\Delta w)^2$ in Abhängigkeit von ω

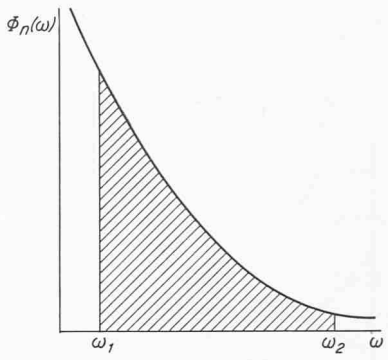

Bild 6. Kontinuierliches Spektrum der Funktion $\Phi_n(\omega)$ in Abhängigkeit von ω

Verbundbetrieb mit grossen Netzen liegen andere Verhältnisse vor. Die Laständerungen sind selten grösser als einige Prozente der Vollast; sie folgen sich kontinuierlich. Dementsprechend schwankt die Abweichung des Frequenzverhältnisses Δn ebenfalls fortwährend um seinen Sollwert n_0. Um nun zu einem für den Verbundbetrieb geeigneten Kriterium für die Güte der Regelung zu kommen, ist es zweckmässig – ähnlich wie man in der Elektrotechnik Effektivwerte bildet – den quadratischen Wert der Grösse Δn über eine grosse Zeitspanne T zu integrieren. Man erhält dann den als *Kennwert der Frequenzabweichung* (écart-type de fréquence) bezeichneten Ausdruck

$$(6) \qquad \sigma_n = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T (\Delta n)^2\, dt}$$

Eine Turbinenregelung ist umso besser, je kleiner dieser Kennwert ist. Die Optimierung besteht somit darin, die Reglerparameter T_n und T_x so einzustellen, dass σ_n minimal ausfällt.

Um den Zusammenhang zwischen der Lastschwankung Δw und der Drehzahlschwankung Δn [2]) mathematisch formulieren zu können, sei vorerst der einfache Fall näher betrachtet, bei dem sich die Last sinusförmig mit der Amplitude Δw und der Frequenz ω verändert. Dann ändert sich auch die Drehzahlabweichung Δn sinusförmig mit der gleichen Frequenz ω. Untersucht man das Verhältnis der Amplituden $\Delta n/\Delta w$ in Abhängigkeit von der Lastfrequenz ω, so erhält man den in Bild 4 schematisch dargestellten Verlauf. Er ist einfach zu verstehen: Bei sehr langsamen Laständerungen folgen die Regelvorgänge diesen Änderungen ohne Verzögerung, so dass das Verhältnis $\Delta n/\Delta w$ klein ist und mit $\omega = 0$ verschwindet. Bei raschen Lastschwankungen wirkt sich die Trägheit der rotierenden Massen stark aus, so dass $\Delta n/\Delta w$ mit wachsendem ω ebenfalls abnimmt. Dazwischen erreicht das Verhältnis $\Delta n/\Delta w$ ein Maximum. Bei den üblichen Fällen von Wasserturbinenregelungen liegt der Bereich, wo sich dieses Verhältnis auf die Regelung merklich auswirkt, nach [7] zwischen $\omega_1 = 0{,}015$ Hz und $\omega_2 = 0{,}3$ Hz.

Für eine bestimmte Maschinengruppe kann eine Übertragungsfunktion (Transferfunktion) $H(\omega)$ aufgestellt werden, welche die Amplitude und die Phase der Drehzahlabweichung Δn festlegt, die durch eine sinusförmige Belastungsschwankung mit der Amplitude Δw und der Frequenz ω hervorgerufen wird. Die Drehzahlabweichung, die sich hieraus ergibt, lässt sich dann aus der Gleichung berechnen:

$$(7) \qquad \Delta n^2 = [H(\omega)]^2 \cdot (\Delta w)^2$$

Das wirkliche Lastdiagramm lässt sich als Übereinanderlagerung einer endlichen Zahl von sinusförmigen Schwankungen um den zeitlichen Mittelwert von der Amplitude Δw und der Frequenz ω auffassen. Bild 5 zeigt ein entsprechendes Linienspektrum. Im Hinblick auf die Gleichungen (6) und (7) stellen die Höhen der einzelnen Linien den Wert $(\Delta w)^2$ dar. Die Drehzahlabweichung Δn ergibt sich nun durch Summenbildung nach der Gleichung

$$(7a) \qquad \Delta n^2 = \sum [H(\omega)]^2 \cdot (\Delta w)^2$$

Wie *D. Gaden* in [7] näher ausführt, weisen die Werte $(\Delta w)^2$ eine bemerkenswerte Regelmässigkeit auf. Es ist daher möglich, sie als eine Funktion von ω darzustellen. Bild 6 zeigt ein kontinuierliches Spektrum als graphische Darstellung einer solchen Funktion. Dabei wird als Ordinate eine Funktion $\Phi_n(\omega)$ aufgetragen, deren massgebender Faktor die Übertragungsfunktion $H(\omega)$ ist und die man als *spektrale Dichte der Lastabweichungen* (Densité énergétique des variations de charge) bezeichnet [3]). Diese Funktion ist derart aufgestellt worden, dass die Fläche unter der Kurve in Bild 6 zwischen den Ordinaten ω_1 und ω_2 gleich dem Quadrat der Kennzahl σ_n ist, dass also die Gleichung gilt

$$(8) \qquad \sigma_n^2 = \int_{\omega_2}^{\omega_1} \Phi_n(\omega)\, d\omega\,,$$

Dabei bezeichnen ω_1 und ω_2 die oben erwähnten Grenzwerte, innerhalb welcher das Verhältnis $\Delta n/\Delta w$ für die Regelung von Bedeutung ist.

Es muss nun für die Kurve in Bild 6 ein mathematischer Ausdruck gefunden werden. Erfahrungen und theoretische Untersuchungen führten zu folgendem Ansatz:

$$(9) \qquad \Phi_n(\omega) = \frac{k}{a^2 + \omega^2}$$

Hierin ist a vernachlässigbar klein, also kann gesetzt werden:

$$(9a) \qquad \Phi_n(\omega) = \frac{k}{\omega^2},$$

wobei k ein einfacher Proportionalitätsfaktor ist. Für eine Wasserturbine mit einfacher Regelung hat die E.d.F. die folgende Gleichung zur Berechnung der Kennzahl der Frequenzabweichung aufgestellt:

$$(10) \qquad \sigma_n = \frac{k\, T_\delta^3}{2\, T_\sigma^2}\, i^2$$

[2]) Um Verwechslungen mit der Netzfrequenz zu vermeiden, wird nachfolgend für Δn der Ausdruck «Drehzahlabweichung» verwendet.

[3]) Die Funktion $\Phi_n(\omega)$ ist in [3] definiert.

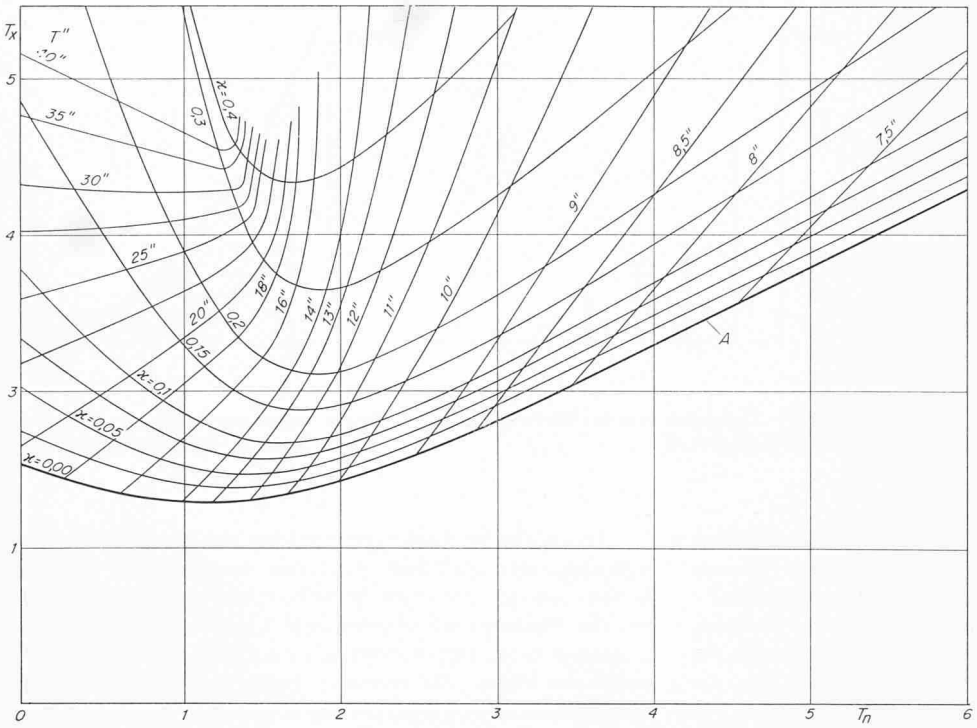

Bild 7. Verlauf der Werte $\varkappa$ und T'' sowie der Kurve A der Stabilitätsgrenze im T_x, T_n-Diagramm gemäss der Berechnungsart von Charmilles. A Stabilitätsgrenze

Hierin sind T_δ und T_σ Zeitkonstanten der Maschine und der Anlage. Für i^2 gilt

$$(11) \quad i^2 = \frac{\pi}{u^3 x} \frac{y + u^2 x}{y(v - x - y) - u x}$$

wobei

$$(12) \quad x = \frac{T_\beta{}^2}{s\, T_\sigma} \frac{1}{T_x}$$

$$(13) \quad y = \frac{1}{T_\sigma}\left(T_\gamma - T_\beta \frac{T_n}{T_x}\right)$$

$$(14) \quad u = s \frac{T_\delta}{T_\beta}$$

$$(15) \quad v = \frac{1}{T_\sigma}\left(T_\gamma + \frac{e}{s} T_\beta\right)$$

In diesen Gleichungen hängen nur die Grössen T_n und T_x von der Einstellung des Regulators ab, während die andern Grössen durch die Daten der Anlage, der Turbine und deren Betriebsverhältnisse gegeben sind. Mit ihnen ist es möglich, für eine gegebene Kraftwerkgruppe und bestimmte Betriebsverhältnisse die Kenngrösse σ_n der Frequenzabweichung in Abhängigkeit von T_n und T_x zu berechnen und graphisch darzustellen. Bild 8 zeigt ein solches Diagramm.

5. Stabilitätsbedingungen

Die nach der Gleichung (10) berechneten Werte müssen der Stabilitätsbedingung entsprechen. Diese verlangt, dass in Gleichung (11) jedes Glied im Nenner des Bruches positiv sei. Es müssen also sein:

$$(16) \quad u^3 x > 0$$

$$(17) \quad y(v - x - y) - u x > 0$$

Gleichung (16) wird erfüllt, wenn $u > 0$ und $x > 0$ sind. Das trifft zu, wenn $T_x > 0$ ist. Gleichung (17) nimmt unter Berücksichtigung der Ausdrücke (12), (13), (14), (15) für die Stabilitätsgrenze die Form an:

$$(18) \quad T_n{}^2 \left(\frac{T_\beta}{T_\sigma}\right)^2 + T_x{}^2 \left(\frac{e}{s} \frac{T_\beta T_\gamma}{T_\sigma{}^2}\right) - T_n T_x \left(T_\gamma + \frac{e}{s}\right) - T_n \left(\frac{T_\beta{}^3}{T_\sigma{}^2 s}\right) - T_x \left(T_\delta + \frac{T_\beta}{s}\right) = 0$$

Die Gleichung (18) stellt im T_x, T_n-Diagramm eine durch den Ursprung gehende Kegelschnittkurve dar. Die Betrachtung ihrer Koeffizienten zeigt, dass in unserem Fall die Gleichung gilt:

$$(19) \quad \left(\frac{T_\beta}{T_\sigma}\right)^2 \left(\frac{e}{s} \frac{T_\beta T_\gamma}{T_\sigma{}^2}\right) - \left(T_\gamma + \frac{e}{s}\right) > 0$$

dass also Gleichung (18) eine Hyperbel darstellt. Es ist nun leicht, deren geometrische Kenngrössen zu bestimmen, nämlich die Lage des Zentrums sowie die Winkelkoeffizienten ihrer Achsen und ihrer Asymptoten.

Die Koordinaten F und G des Zentrums erhält man durch Auflösen des folgenden Gleichungssystems:

$$(20) \quad \left(\frac{T_\beta}{T_\sigma}\right)^2 F + \left(T_\gamma + \frac{e}{s}\right) G + \frac{T_\beta{}^3}{T_\sigma{}^2 s} = 0$$

$$(21) \quad \left(T_\gamma + \frac{e}{s}\right) F + \frac{e}{s} \frac{T_\beta T_\gamma}{T_\sigma{}^2} G + \left(T_\delta + \frac{T_\beta}{s}\right) = 0$$

Die Winkelkoeffizienten der Asymptoten sind gegeben durch die zwei Lösungen m_1 und m_2 der Gleichungen zweiten Grades

$$(22) \quad \frac{e}{s} \frac{T_\beta T_\gamma}{T_\sigma{}^2} m^2 + \left(T_\gamma + \frac{e}{s}\right) m + \left(\frac{T_\beta}{T_\sigma}\right)^2 = 0$$

Die Winkelkoeffizienten der Achsen ergeben sich aus den zwei Lösungen M_1 und M_2 der Gleichung zweiten Grades

$$(23) \quad M^2 + \frac{\left(\frac{T_\beta}{T_\sigma}\right)^2 - \frac{e}{s} \frac{T_\beta T_\gamma}{T_\sigma{}^2}}{\frac{1}{2}\left(T_\gamma + \frac{e}{s}\right)} M - 1 = 0$$

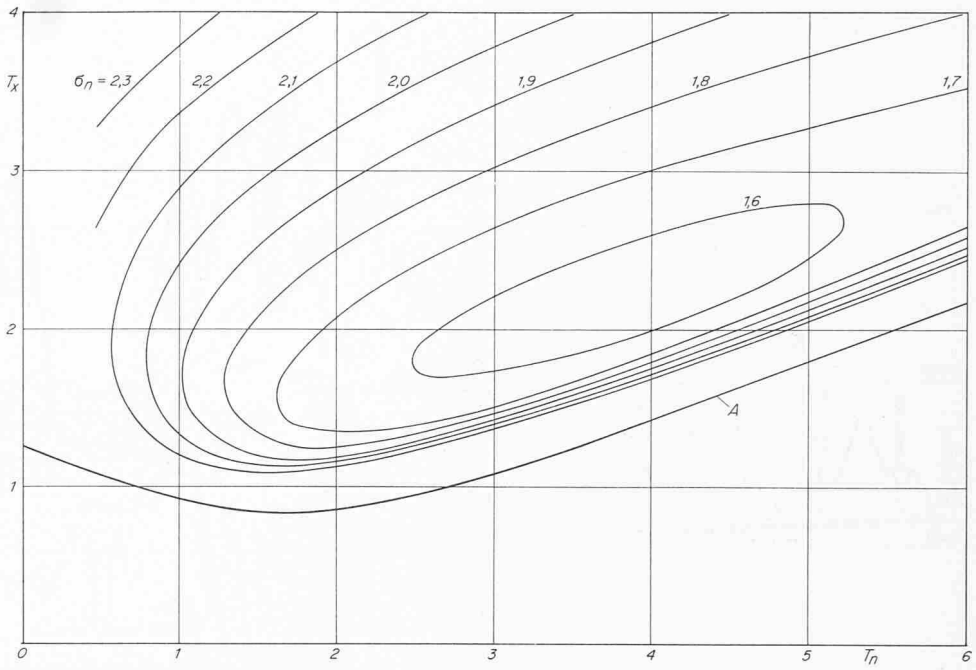

Bild 8. Verlauf des Kennwertes σ_n der Frequenzabweichung sowie der Kurve A der Stabilitätsgrenze im T_x, T_n-Diagramm. A Stabilitätsgrenze

Damit ist es möglich, die Kurve der Stabilitätsgrenze ins T_x, T_n-Diagramm einzuzeichnen, Kurve A in den Bildern 7 und 8.

6. Vergleich zwischen den beiden Berechnungsarten

In den Abschnitten 2 bis 5 wurden die Annahmen beschrieben und die Gleichungen angegeben, die den rechnerischen Untersuchungen über das Betriebsverhalten bestimmter Anlagen und die Ermittlung der günstigsten Reglereinstellung zugrunde liegen. Dabei sind zwei Fälle von Laständerungen betrachtet worden, ein einfacher, mathematisch leicht fassbarer, und einer, der einem beliebig sich ändernden Lastdiagramm entspricht, wie es in Wirklichkeit vorkommt. Dementsprechend ergaben sich zwei Kriterien für die Reglereinstellung. Diese sollen nun nachfolgend auf den Betrieb einer Francisturbine angewendet werden, deren Hauptdaten sind:

Nettofallhöhe	H_n	=	413	m
Vorgesehener Wasserstrom	$\dot{V}$	=	12	m³/s
Drehzahl	N	=	750	U/min
Druckverluste in den Zufuhranlagen entsprechend dem vorgesehenen Wasserstrom	Δh	=	36	m
Mittlerer Querschnitt der Druckleitung	S	=	2,42	m²
Länge der Druckleitung	L	=	1290	m
Nennleistung	$\dot{E}_0$	=	44090	kW

Die wichtigsten, für die Berechnung notwendigen Parameter sind:

Fortpflanzungsgeschwindigkeit der Druckstosswelle in der Leitung	a	=	1050	m/s
Relative Empfindlichkeit des Wasserstroms inbezug auf die Fallhöhe	b_h	=	0,74	
Relative Empfindlichkeit des Wasserstroms inbezug auf die Drehzahl	b_n	=	—0,48	
Relative Empfindlichkeit des Wasserstroms inbezug auf die Stellung des Servomotors	b_x	=	0,77	
Druckverluste im Verhältnis zur Fallhöhe	c	=	0,0485	
Relative Empfindlichkeit des Wirkungsgrades inbezug auf die Fallhöhe	d_h	=	0,07	
Relative Empfindlichkeit des Wirkungsgrades inbezug auf die Drehzahl	d_n	=	—0,14	
Relative Empfindlichkeit des Wirkungsgrades inbezug auf die Stellung des Servomotors	d_x	=	0,04	
Reflexionsdauer der Druckstosswelle in der Leitung	T_r	=	2,465	s
Zeitkenngrösse der Wasserleitung	T_θ	=	1,18	s
Anlaufzeit der Gruppe	T_σ	=	3,0	s

Die Berechnungen wurden für einen Betriebspunkt durchgeführt, der 80% der maximalen Leistung bei der garantierten Nettofallhöhe entspricht. Rechnet man nach dem ersten Kriterium, so erhält man den in Bild 7 dargestellten Verlauf der charakteristischen Grössen

(25) $\varkappa = f(T_n, T_x)$

und

(26) $T'' = f(T_n, T_x)$

Demgegenüber zeigt Bild 8 den Verlauf der Kennzahl

(27) $\sigma_n = f(T_n, T_x)$

Um den Unterschied zwischen den Reglerparametern T_n und T_x, die optimalen Bedingungen entsprechen, deutlich zu machen, werden folgende Fälle betrachtet:

a. Ermittlung der Stabilisierung nach Störungen bei Inselbetrieb. Hier ist das erste Kriterium anzuwenden. Wir finden aus Bild 7 die Werte

$$T_n = 1{,}5 \text{ s}; \; T_x = 1{,}45 \text{ s}$$

Sie entsprechen, wie aus Bild 7 abzulesen ist, einem Dämpfungsfaktor $\varkappa = 0{,}05$ und einer Pseudoschwingungsdauer

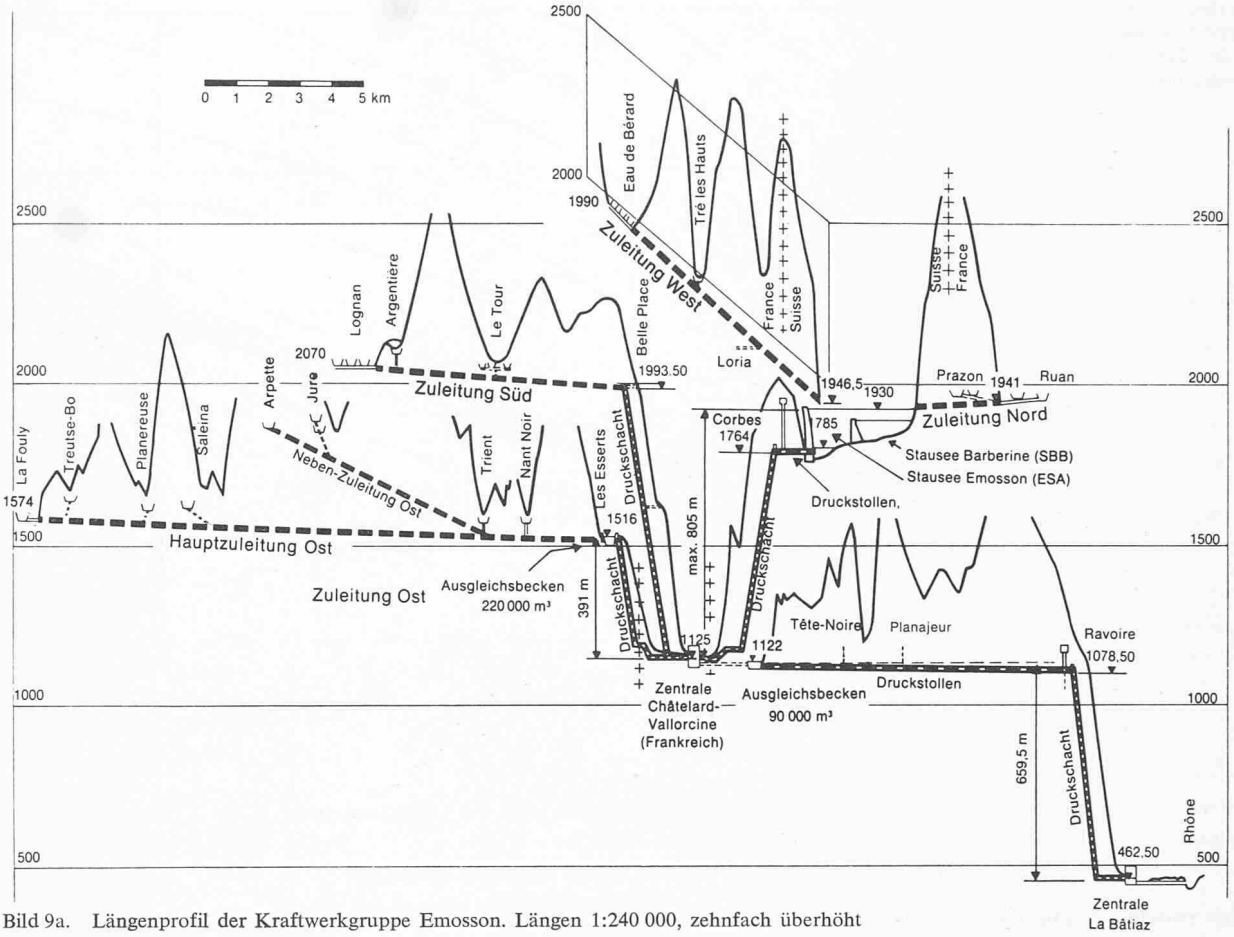

Bild 9a. Längenprofil der Kraftwerkgruppe Emosson. Längen 1:240 000, zehnfach überhöht

$T'' = 12{,}5$ s. Obwohl der Wert T_x hoch ist, der Regelvorgang also langsam erfolgt, sind die Werte T_n und T_x im Hinblick auf die Berechnungsbedingungen annehmbar.

b. Stabilisierung bei Netzbetrieb. Bei Anwendung des zweiten Kriteriums findet man auf Bild 8 den Punkt, welcher der minimalen Kennzahl T_n entspricht, im Innern der Ellipse $\sigma_n = 1{,}6$; seine Koordinaten sind:

$$T_n = 3{,}3 \text{ s}; \; T_x = 2{,}05 \text{ s}$$

Beide Werte sind hoch, so dass befürchtet werden muss, sie seien bei Leerlauf und beim Parallelschalten aufs Netz nicht die besten. Nur Versuche an der ausgeführten Anlage und unter den der Berechnung zugrunde gelegten Bedingungen können die Vor- und Nachteile oder allfällige, nicht voraussehbare Wirkungen zeigen, die sich aus der Einstellung des einen oder des anderen Wertes ergeben. Man muss dazu die Inbetriebsetzung der betreffenden Maschinengruppe abwarten.

7. Anwendung auf die Kraftwerkgruppe Emosson

Die Electricité d'Emosson S.A., die gegenwärtig die hydroelektrische Speicheranlage Emosson baut, ist eine französisch-schweizerische Unternehmung, an welcher die Electricité de France (E.d.F.) mit 50%, die Motor-Columbus AG, Baden, mit 25% und die Aare-Tessin AG, Olten (ATEL), mit 25% beteiligt sind. Sie dient der Erzeugung von Spitzenenergie und ergänzt die Produktion von Kernkraftwerken, welche die Grundlast deckt [8].

Das Kernstück dieser Anlage bildet der Stausee von Emosson von 225 Mio m³ Inhalt mit Stauziel auf 1930 m ü. M., der durch eine Bogenstaumauer von 180 m Höhe über dem Fundament und 424 m Kronenlänge künstlich geschaffen wird[4]). Der Lageplan und das Längenprofil (Bild 9) geben eine Übersicht über das ausgedehnte Stollensystem von insgesamt rund 45 km Länge sowie über die Lage der Speicherseen und der Zentralen[5]). Der See staut das Speicherbecken des Kraftwerkes Barberine der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) ein, das 1927 in Betrieb kam, weshalb vom genannten Inhalt 55 Mio m³ den SBB zugeteilt sind. Ausser dem natürlichen Einzugsgebiet des Stausees von 32,21 km² führt ein 2,6 km langer Nordstollen das Wasser aus den Oberläufen des Giffre-Baches (3,0 km²) und ein 7,9 km langer Weststollen das Wasser aus den Oberläufen der Bäche Eau de Bérard und Tré-les-Hauts (je 6,5 = 13 km²) zu. Hinzu kommt ein Südstollen von 8,7 km Länge, der das Wasser aus den Gletschergebieten von Lognan (3,5 km²), Argentière (26,7 km²) und le Tour (12,0 km²) sammelt. Diese werden entweder in der Zentrale Châtelard-Vallorcine verarbeitet oder fliessen unter natürlichem Gefälle in den Stausee von Emosson. Das dort gespeicherte Wasser wird mit einer Bruttofallhöhe von 1400 m bis ins Rhonetal zweistufig ausgenützt.

Die *obere Stufe Emosson-le Châtelard* weist eine Bruttofallhöhe von 805 m auf. In der Zentrale le Châtelard befinden sich drei vertikalachsige, dreiteilige Maschinensätze, jeder bestehend aus einem Generator von 70000 kVA bei $\cos\varphi = 0{,}9$, einer fünfdüsigen Peltonturbine von 64000 kW und einer Zusatzmaschine; Drehzahl 600 U/min. Bei einer Gruppe wirkt

[4]) Eine Beschreibung der geomechanischen Untersuchungen für dieses Bauwerk findet sich in [10].

[5]) Das Speicherkraftwerk Emosson ist ausführlich an Hand zahlreicher, teils farbiger Pläne in [9] beschrieben. Eine weitere Beschreibung findet sich in [8]; Bild 9 ist uns freundlicherweise von der Motorcolumbus AG, Baden, zur Verfügung gestellt worden.

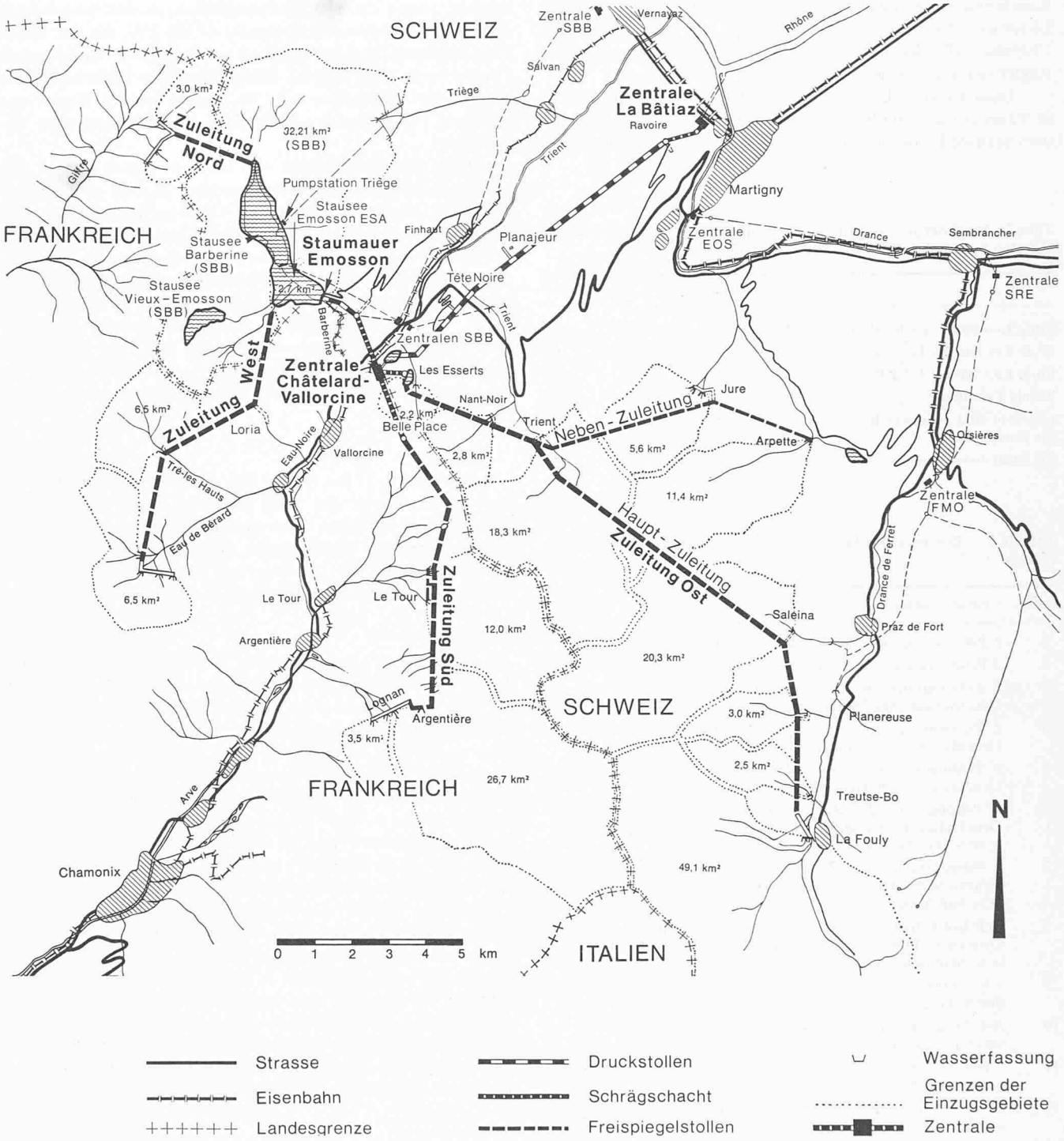

Bild 9b. Lageplan 1:160 000 der Kraftwerkgruppe Emosson

als Zusatzmaschine eine Francisturbine von 50 500 kW bei einer Nennfallhöhe von 382 m, bei den beiden andern Gruppen sind es je eine dreiflutige Speicherpumpe mit einer Leistungsaufnahme von je 38 200 kW bei 390 m Förderhöhe.

Auf einer tiefer gelegenen Ebene sammelt ein Hauptstollen Ost (18,3 km), in den ein Nebenstollen (7,3 km) mündet, das Wasser aus den Oberläufen der Drance de Ferret (49,1 + 25,8 km²), des Arpette- und des La Jure-Tales (17,0 km²) sowie jenes von Trient und Nant Noir (21,1 km²) und führt es dem Ausgleichbecken von Les Essert zu, das 0,22 Mio km³ fasst und ein natürliches Einzugsgebiet von 2,2 km² aufweist. Sein Stauziel liegt auf 1516 m ü. M. Das in ihm gesammelte Wasser wird entweder in der oben erwähnten Francisturbine verarbeitet oder mit den beiden Pumpen bei einer mittleren Förderhöhe von 390 m in den Stausee von Emosson gefördert.

Die *untere Stufe* nützt das in der Zentrale le Châtelard verarbeitete und in einem Ausgleichbecken von 90 000 m³ Inhalt auf Kote 1122 gesammelte Wasser mit einer Bruttofallhöhe von maximal 659,5 m in der Zentrale la Bâtiaz in der Rhoneebene aus. Dazu dienen zwei vertikalachsige, fünfdüsige Peltonturbinengruppen von je 81 000 kW bei 428 U/min. Tabelle 1 orientiert über die Energieerzeugung des ganzen Kraftwerksystems bei mittlerer Wasserführung.

Die Ateliers des Charmilles S.A. sind mit wichtigen Teillieferungen für die mechanischen Einrichtungen dieser Anlagen betraut worden. Ausser den beiden Peltonturbinen und ihren

Regelungseinrichtungen in der Zentrale la Bâtiaz umfasst ihre Lieferung die Regelungseinrichtungen in der Zentrale le Châtelard (Regler und Regulatoren der Peltongruppen und Regler der Francisturbine).

Dem Kraftwerk Barberine der SBB, das sich gegenwärtig in Erneuerung befindet, wird eine gewisse Wassermenge aus dem Stausee Emosson zugeteilt. Ein neuer, gepanzerter Druckschacht speist die vier Peltonturbinen in der bestehenden Zentrale Barberine von insgesamt 47300 kW, die mit neuen Regelungseinrichtungen versehen werden. Diese Einrichtungen (Regler und Regulatoren) bilden ebenfalls Lieferungen der Ateliers des Charmilles S.A. Im ganzen werden Regler von gleichem Typ für stark verschiedene Arbeitsbedingungen verwendet.

Tabelle 1. Energieerzeugung des Kraftwerksystems Emosson im Durchschnittsjahr in GWh

	Sommer	Winter	Jahr
Stufe Emosson–Le Châtelard	—	284,0	284,0
Stufe Les Esserts–Le Châtelard	25,2	14,8	40,0
Stufe Le Châtelard–La Bâtiaz	43,5	266,6	310,1
Totale Erzeugung	68,7	565,4	634,1
Getrennt sind aufzuwenden			
für Pumpenergie	123,7	—	123,7
für Ersatzlieferungen	26,3	23,7	50,0

Tabelle 2. Die verschiedenen Betriebsarten der Kraftwerkgruppe Emosson

Fall	Charakteristiken
1	1 Peltongruppe der Zentrale La Bâtiaz in Betrieb
2	2 Peltongruppen der Zentrale La Bâtiaz in Betrieb
3	1 Peltongruppe der Zentrale Châtelard, gespeist durch den Druckschacht des Staubeckens von Emosson
4	2 Peltongruppen der Zentrale Châtelard, gespeist durch den Druckschacht des Staubeckens von Emosson
5	3 Peltongruppen der Zentrale Châtelard, gespeist durch den Druckschacht des Staubeckens von Emosson
6	1 Peltongruppe der Zentrale Châtelard, gespeist durch den Druckschacht des Staubeckens von Emosson und durch die südliche Sammelgalerie
7	2 Peltongruppen der Zentrale Châtelard, gespeist durch den Druckschacht des Staubeckens von Emosson und durch die südliche Sammelgalerie
8	3 Peltongruppen der Zentrale Châtelard, gespeist durch den Druckschacht des Staubeckens von Emosson und durch die südliche Sammelgalerie
9	1 Peltongruppe der Zentrale Châtelard, gespeist ausschliesslich durch die südliche Sammelgalerie
10	Die Francisgruppe der Zentrale Châtelard, gespeist durch das sekundäre Gefälle von Esserts
11	1 Peltongruppe der Zentrale SBB von Barberine, gespeist durch den Druckschacht SBB von Emosson
12	2 Peltongruppen der Zentrale SBB von Barberine, gespeist durch den Druckschacht SBB von Emosson
13	3 Peltongruppen der Zentrale SBB von Barberine, gespeist durch den Druckschacht SBB von Emosson
14	4 Peltongruppen der Zentrale SBB von Barberine, gespeist durch den Druckschacht SBB von Emosson

Tabelle 3. Berechnete Regelungsparameter

Fall	σ_n	T_n	T_x	Fall	σ_n	T_n	T_x
1	0,85	2,24	0,92	8	0,88	3,72	2,13
2	1,38	3,45	1,74	9	1,45	4,64	2,42
3	0,82	2,05	0,85	10	0,64	2,27	3,03
4	1,19	3,95	2,02	11	0,50	0,96	0,10
5	1,63	4,65	2,78	12	0,96	1,75	0,21
6	0,60	2,62	0,92	13	1,28	2,39	0,36
7	1,00	2,70	1,27	14	1,41	3,22	0,53

Beim Kraftwerksystem von Emosson lassen sich 14 verschiedene Betriebsarten unterscheiden; sie sind in Tabelle 2 zusammengestellt. Für jede dieser Arten wurden nach der oben beschriebenen Methode die minimalen Frequenzabweichungskennzahlen und die entsprechenden Regelungsparameter T_n und T_x berechnet, womit die optimale Regelung für jeden einzelnen Fall festgelegt war. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 und im T_x, T_n-Diagramm, Bild 10, angegeben. Daraus wird deutlich, wie stark verschieden die Werte sind, auf welche die Regler eingestellt werden mussten. Wie ersichtlich, liegen die berechneten Punkte innerhalb eines Gebietes, das wie folgt begrenzt ist:

$$0{,}75 < T_n < 5;\ 0{,}1 < T_x < 3{,}25$$

Die Punkte 11 bis 14, die sich auf die Peltonturbinen der Zentrale Barberine der SBB beziehen, liegen ganz an der Grenze dieses Gebietes; diese Maschinen arbeiten somit unter äusserst günstigen Bedingungen. Das rührt zu einem wesentlichen Teil davon her, dass der neue Druckschacht für die zukünftige Leistung der vergrösserten Zentrale vorgesehen ist.

Schlussbemerkung

Der neue Wasserturbinenregler Charmilles Typ RE301, der für die Kraftwerkgruppe Emosson verwendet wird, erfüllt die stark unterschiedlichen Anforderungen, die sich aus den jeweiligen Betriebsbedingungen der Turbinen ergeben. Er ist so konstruiert, dass die aufgrund dieser Bedingungen theoretisch ermittelten Werte der massgebenden Reglerparameter mit Leichtigkeit an den einzelnen Reglern eingestellt werden können. Wenn sich bei der Inbetriebsetzung Korrekturen der vorausberechneten Werte als notwendig erweisen, um ein optimales Betriebsverhalten zu erzielen, so lassen sich diese an Ort und Stelle ohne weiteres durchführen.

Wie am Beispiel der Kraftwerkgruppe Emosson gezeigt wurde, können die Betriebsbedingungen für die Turbinen in neuzeitlichen hydroelektrischen Anlagen recht vielseitig und kompliziert sein, namentlich in den Fällen, wo für die gleiche Zentrale verschiedene und verschiedenartige Wasserzuführsysteme bestehen. Umso wertvoller ist es, dass in neuster Zeit Berechnungsmethoden ausgearbeitet worden sind, welche auch in solchen Fällen ein genaues Vorausbestimmen der Regelungsparameter für optimales Betriebsverhalten ermöglichen.

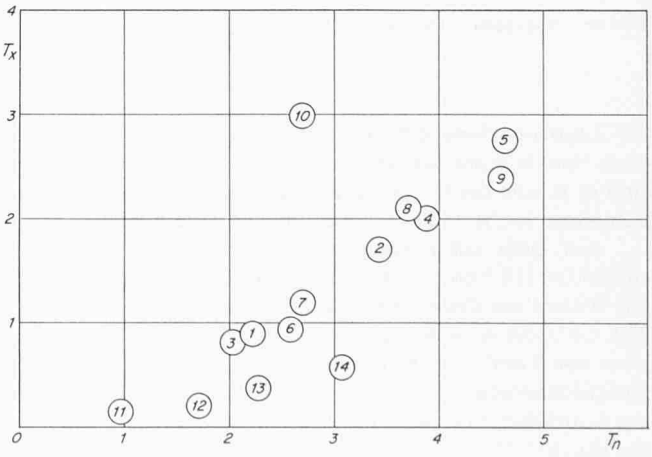

Bild 10. Optimale Werte der Regelungsparameter T_x und T_n

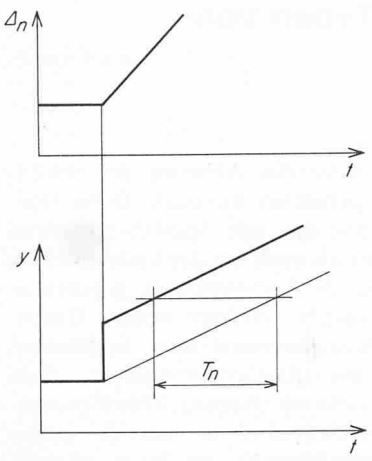

Bild 11. Zur Definition der Zeitkonstanten T_n für den Differentialeinfluss (Vorhaltezeit)

Bezeichnungen

N		Momentanwert der Drehzahl (Istwert) U/min.
N_0		Drehzahl bei Beharrung (Sollwert) U/min.
n	=	N/N_0 Drehzahlverhältnis, Frequenzverhältnis
Δn	=	$(N - N_0)/N_0$ Abweichung des Drehzahlverhältnisses vom Sollwert
A		Amplitude der Drehzahlschwingung (Bild 2)
T''		Dauer der Drehzahlschwingung (Bild 2)
σ_n		Kennwert der Frequenzabweichung (écart-type de fréquence)
$\dot{E}_T$		Momentane Turbinenleistung kW
$\dot{E}_0$		Nennleistung der Turbine kW
H		Fallhöhe m
a		Fortpflanzungsgeschwindigkeit des Druckstosses in der Druckleitung m/s
b_h		Relative Empfindlichkeit des Wasserstromes auf die Fallhöhe
b_n		Relative Empfindlichkeit des Wasserstromes auf die Drehzahl
b_x		Relative Empfindlichkeit des Wasserstromes auf die Servomotorstellung
c		Verhältnis der Druckverluste zur Fallhöhe
d_h		Relative Empfindlichkeit des Wirkungsgrades auf die Fallhöhe
L		Länge der Rohrleitung
d_n		Relative Empfindlichkeit des Wirkungsgrades auf die Drehzahl
d_x		Relative Empfindlichkeit des Wirkungsgrades auf die Servomotorstellung
Θ	=	$\frac{L\,V}{g\,H_0}$ Rohrleitungskonstante
f		Abkürzung $\left(f = \frac{\mathrm{tg}\,(wL/a)}{wL/a}\right)$
α		Selbstregelungsfaktor; Gl. (1)
T_σ		Anlaufzeit der Gruppe bei voller Öffnung
T_x		Zeitkonstante der Regelungsgeschwindigkeit (promptitude) s; Verhältnis der relativen Drehzahlbeschleunigung zur relativen Servomotorgeschwindigkeit bei fehlender bleibender Statik und bezogen auf eine bestimmte bleibende Drehzahlabweichung von ihrem Sollwert
T_n		Zeitkonstante für den Differentialeinfluss des Reglers (Vorhaltezeit), Bild 11, s
e		Relativer Selbstregelungsfaktor (siehe [3])
s		Relative Empfindlichkeit der Leistung auf die Leitradservomotorstellung
ω		Frequenz der sinusförmigen Lastvariationen
Φ_n		Spektrale Dichte der Lastfunktion (densité spectrale)
T_β, T_γ, T_δ		Zeitkonstanten (Abkürzungen von Ausdrücken, die in [3] definiert sind), s

Literaturverzeichnis

[1] *Ransford, G.* et *Arnaud, P.*: La détermination des caractéristiques optima d'un régleur hydraulique, compte tenu de l'autoréglage et de la pente de la courbe de rendement, «La Houille Blanche», 1958, No 3.

[2] *Favez, B., Lecrique, M.* et *Roquefort, M.*: L'optimisation du réglage de vitesse des groupes hydroélectriques, «La Houille Blanche», 1964, No 1.

[3] E.d.F.: Circulaire relative aux spécifications des régulateurs électriques de vitesse pour turbines hydrauliques. Note annexe à la circulaire, Paris 1965.

[4] *Gaden, D.*: Considération sur le problème de la stabilité. Lausanne 1945, Imprimerie La Concorde.

[5] *Tschumy, A.*: Exposé d'une méthode d'élaboration de graphiques exprimant les conditions de stabilité d'un groupe hydroélectrique. London 1965, Butterworths, IFAC Proceedings.

[6] *Tschumy, A.*: Essais de stabilité et de réglage dans les centrales hydroélectriques. «Informations Techniques Charmilles», 1965, No 10.

[7] *Gaden, D.*: Peut-on parler de la précision d'un réglage automatique et comment définir cette qualité? Cas du réglage de vitesse. «Bulletin Technique de la Suisse Romande» *82* (1956), No 7.

[8] *Mottier, J.-L.*: L'aménagement hydroélectrique franco-suisse d'Emosson. «Bulletin Technique de la Suisse Romande» *96* (1970), No 18.

[9] *Weller, R.*: Das französisch-schweizerische Speicherkraftwerk Emosson. «Wasser- und Energiewirtschaft» *63* (1971), Nr. 8, S. 291–302.

[10] *Schnitter, N.*, dipl. Ing. und *Schneider, T.*, Dr., beratender Geologe: Geomechanische Untersuchungen für die Staumauer Emosson. SBZ *87* (1969), H. 24, S. 465–472.

Adresse des Verfassers: *A. Tschumi*, dipl. Ing. ETHL, Leiter der Regulatorenabteilung, Wasserkraftmaschinen, der Ateliers des Charmilles S. A., 109, rue de Lyon, 1211 Genf 13.