Inselbetriebsversuche im Kraftwerk Bärenburg (KHR) : Entwicklung eines dynamischen Modells, das als Basis für die zukünftige Erstellung eines Netzdynamikmodells der Schweiz dienen könnte

Autor(en): **Weber, Harald / Zimmermann, Daniel**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **87 (1996)**

Heft 2

PDF erstellt am: **28.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-902292

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

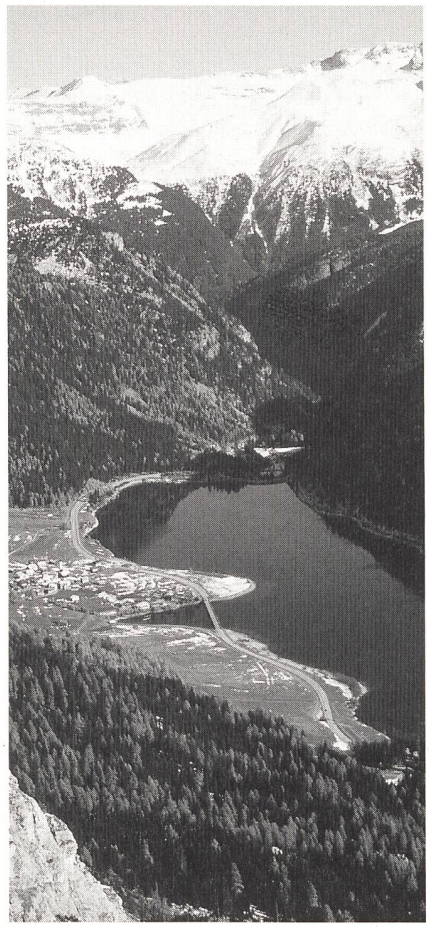
http://www.e-periodica.ch

Im Höchstspannungsnetz der UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité) wird es immer schwieriger, neue Kraftwerke und Leitungen zu bauen, da solche Vorhaben politisch kaum mehr durchsetzbar sind. Aus dieser Situation folgt zwangsläufig, dass Kraftwerke und Netze vermehrt im Bereich ihrer betrieblichen Grenzen eingesetzt werden müssen, und ebenso, dass künftig die Verbundleitungen durch entsprechende Energieaustauschvereinbarungen grössere Transportleistungen über grössere Distanzen aufweisen werden. Um unter solchen Voraussetzungen das Höchstspannungsnetz der UCPTE möglichst störungsfrei zu betreiben, ist es notwendig, mit Hilfe dynamischer Netzberechnungen Stabilität und Belastungsgrad des Systems zu überprüfen. Entsprechende Rechenprogramme benötigen einfache, korrekte dynamische Modelle der einspeisenden Kraftwerke, des Übertragungsnetzes und der Verbraucher. Um solche Modelle zu entwickeln, ist es notwendig, entsprechende Messungen in verschiedenen Arbeitspunkten durchzuführen. Nur durch einen Vergleich von Messung und Rechnung lässt sich der Beweis der Richtigkeit und der Genauigkeit der verwendeten Modelle jeweils erbringen.

Inselbetriebsversuche im Kraftwerk Bärenburg (KHR)

Entwicklung eines dynamischen Modells, das als Basis für die zukünftige Erstellung eines Netzdynamikmodells der Schweiz dienen könnte

■ Harald Weber und Daniel Zimmermann



Stausee Sufers oberhalb Bärenburg (GR).

Einleitung

Ziel dieses Beitrags ist es, ein dynamisches Modell für das Kraftwerk Bärenburg der Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR) zu entwickeln. Mit diesem Modell sollen alle bezüglich des Netzbetriebes relevanten Dynamikvorgänge innerhalb und ausserhalb des Kraftwerks untersucht werden können. Bei diesem Kraftwerk handelt es sich um eines der grossen hydraulischen Speicherkraftwerke der Schweiz. Mit Hilfe von Inselbetriebsversuchen werden alle Parameter dieses Modells identifiziert und mit den theoretisch berechneten Werten verglichen. Dieses so gewonnene Modell dient nicht nur der dynamischen Netzberechnung, sondern kann zum Beispiel auch als

Adresse der Autoren:
Dr. *Harald Weber*, EGL Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, 5080 Laufenburg,
Dr. *Daniel Zimmermann*, NOK Nordostschweizerische Kraftwerke AG, 5401 Baden.

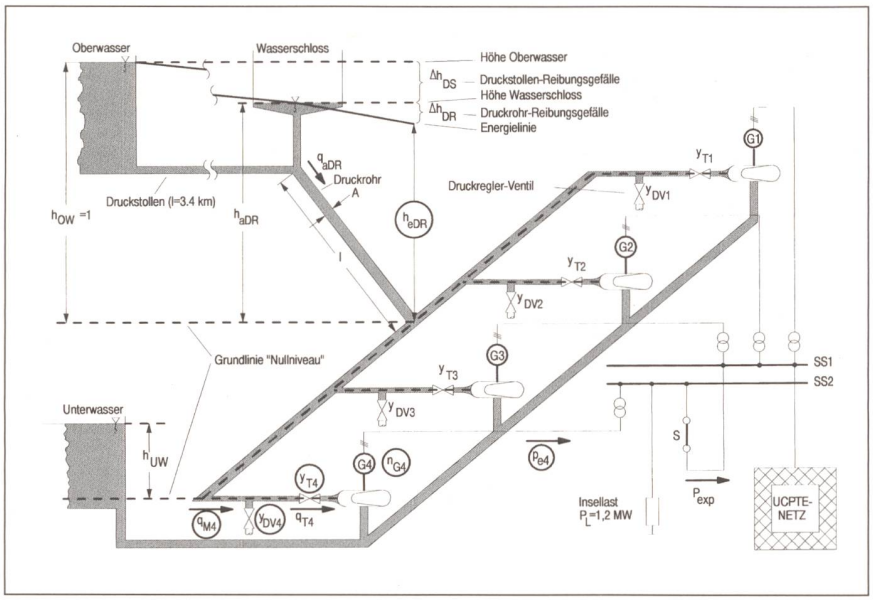


Bild 1a Anlagenschema Kraftwerk Bärenburg (4 mal 55 MW).

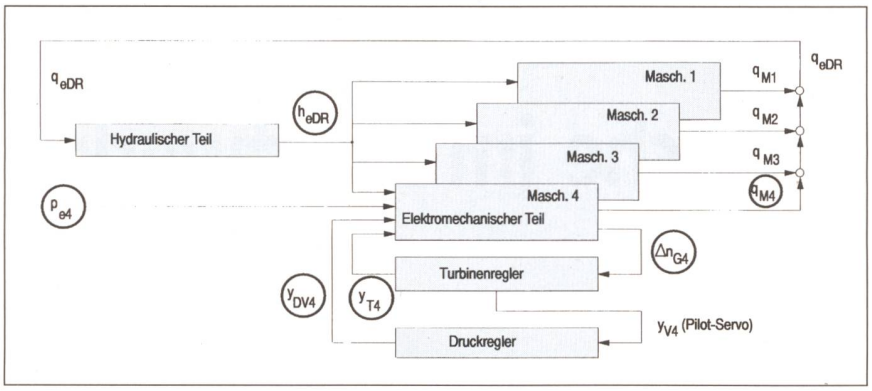


Bild 1b Regelungstechnisches Übersichtsbild Kraftwerk Bärenburg (4 mal 55 MW).

Trainingssimulator für das Kraftwerkspersonal, als Grundlage für Studien spezieller Situationen oder zur Optimierung einzelner Kraftwerksteile, zum Beispiel des Turbinen- oder Druckreglers oder der Schutzeinrichtungen, dienen.

Kraftwerksanlage

Die Zentrale Bärenburg ist die 2. Stufe der dreistufigen Kraftwerksanlage der KHR. Sie wird vom Ausgleichsbecken Sufers über einen Druckstollen gespeist, der im zylinderförmigen Wasserschloss mündet, von wo das Druckrohr zur Zentrale Bärenburg führt. Die Zentrale Bärenburg ist mit vier 57,6-MW-Francisturbinen und vier 64-MVA-Generatoren ausgerüstet. Das turbinierte Wasser wird im Ausgleichsbecken Bärenburg aufgefangen, das rund 20 m höher liegt als die Turbinen. Jede Turbine ist mit einem elektronischen Frequenzregler und einem Druckregler zur Vermeidung von Druckstössen im Druckrohr ausgerüstet. Das durch den Druckregler abfliessende Wasser gelangt ins natürliche Bachbett und nicht ins Ausgleichsbecken.

Versuchsaufbau

Für die Inselbetriebsversuche stand als Last das Netz der Talversorgung Avers und der Eigenbedarf des Kraftwerks Ferrera (total etwa 1,2 MW) zur Verfügung. Der Versuchsaufbau ist aus dem Anlagenschema (Bild 1a) ersichtlich.

Während der Versuche waren die Maschinen 1 bis 3 des Kraftwerks Bärenburg im konstanten Vollastbetrieb. Im Ausgangszustand war der Kuppelschalter S jeweils geschlossen. Die Maschine 4 in Bärenburg wurde so eingestellt, dass sie die Insellast deckte und eine gewisse Exportleistung P_{exp} in das Verbundnetz speiste. Es wurden vier Versuche mit den Exportleistungen 1 MW, 5 MW, 19 MW und 28 MW durchgeführt. Ein Versuch bestand darin, den Kuppelschalter zu öffnen und damit die Exportleistung abzuschalten.

Während des Abschaltvorgangs wurde das Regelverhalten der Maschine erfasst, indem folgende sieben Grössen mit einem Mess-PC gleichzeitig aufgezeichnet wurden: die Drehzahl der Maschine, die Stellung des Leitapparates, die turbinenreglerinternen Grössen Beschleunigung und Abweichung des Öffnungssollwertes nach transienter Statik, die Stellung des Druckreglers, der Druck am Ende des Druckrohres und der Durchfluss durch die Turbine und den Druckregler. Diese Grössen wurden mit einer Auflösung von 16 Bit (1/65 536) und einer Abtastrate von 100 ms digitalisiert und während 7 bis 8 s vor und 150 s nach dem Öffnen des Kuppelschalters auf der Festplatte des Mess-PCs gespeichert.

Kraftwerksmodell

Der prinzipielle Aufbau des hier entwickelten Kraftwerks-Dynamikmodells ist aus dem Übersichtsbild (Bild 1b) ersichtlich. Er besteht aus dem hydraulischen Teil, dem elektromechanischen Teil, dem Turbinenregler und dem Druckregler.

Hydraulischer Teil

Der hydraulische Teil des Modells (Bild 2a) besteht aus dem Druckstollen, dem Wasserschloss und dem Druckrohr. Die Herleitung der Modellgleichungen findet man in [1]. Die Startwerte der Modellparameter berechnen sich wie folgt:

Anlaufzeitkonstante der Wassermassen im Druckstollen:

$$T_{WDS} = \frac{l_{DS} \cdot Q_n}{g \cdot A_{DS} \cdot H_n} = 3.54s \qquad (1)$$

Zeitkonstante des Wasserschlosses:

$$T_{WS} = \frac{A_{WS} \cdot H_n}{Q_n} = 260s \qquad (2)$$

Anlaufzeitkonstante der Wassermassen im Druckrohr:

$$T_{WDR} = \frac{l_{DR} \cdot Q_n}{g \cdot A_{DR} \cdot H_n} = 1.3s \qquad (3)$$

Schallaufzeit im Druckrohr:

$$T_L = l_{DR} \cdot \sqrt{\rho \cdot \kappa} = \sqrt{2 \cdot T_{WDR} \cdot T_L^x} = 0.45s \qquad (4)$$

Dabei bedeuten:

- l_{DS} Länge des Druckstollens (l_{DS} = 3415 m)
- Q_n Nenndurchfluss (Q_n = 80 m³/s)
- g Erdbeschleunigung (g = 9,81 m/s²)
- A_{DS} Querschnittsfläche des Druckstollens (A_{DS} = 24,6 m²)
- A_{WS} Querschnittsfläche des Wasserschlosses (A_{WS} = 65 m²)
- H_n Nennfallhöhe des Druckrohres (H_n = 320 m)

l_{DR} Länge des Druckrohres (l_{DR} = 640 m)
A_{DR} Querschnittsfläche des Druckrohres (A_{DR} = 12,6 m²)
ρ Dichte des Wassers (ρ = 1000 kg/m³)
κ Kompressibilität des Wassers (κ = 5 · 10⁻¹⁰ Pa⁻¹)

Die Rohrreibungszahlen für den Druckstollen und das Druckrohr R_{DS} bzw. R_{DR} können nicht abgeschätzt werden, da die Rohrrauhigkeit nicht bekannt ist. Im Anhang werden aufgrund der identifizierten Rohrreibungszahlen die Wandrauhigkeiten berechnet.

Elektromechanischer Teil

Dieser Teil des Modells (Bild 2b) besteht aus dem Druckreglerventil, der Turbine und dem Generator. Die Modellgleichungen lassen sich aus den Grundgesetzen der Physik einfach herleiten [1]. Die Kennlinie des Druckreglerventils wurde früher gemessen und ist bekannt. Für die Kennlinie der Turbine wurde aufgrund geometrischer Überlegungen die Sinusfunktion

$$f_{KLT}(y_T) = sin(y_T/sin(k_T)$$

angenommen. Für die Verlustleistung gilt nach [2]: $p_v = k_{kV} + k_{pV}p_e + k_{qV}p_e^2$. Die Startwerte der Modellparameter berechnen sich wie folgt:

Anlaufzeitkonstante des Generators:

$$T_A = \frac{\omega_n^2 \cdot J}{P_n} = 5.95s, \qquad (5)$$

$$\text{wobei } P_n = \frac{\rho \cdot g \cdot H_n \cdot Q_n}{4}$$

Dabei bedeuten:
y_T Stellung des Leitapparates
p_e Elektrische Leistung
ω_n Nennkreisfrequenz des Generators (ω_n = 52,36 s⁻¹)
J Trägheitsmoment des Generators und des Laufrades (J = 136,3 t · m²)

Die übrigen Modellparameter können nicht berechnet werden. Aus Plausibilitätsüberlegungen erwarten wir für: $k_T < 90°$, $k_{kV} > 0$ und $k_{pV} < 0$.

Wirkungsgrad von Turbine und Generator

Durch Bestimmen der oben eingeführten Verlustleistung p_V lässt sich die Wirkungsgradkurve von Turbine und Generator darstellen:

$$\eta = \frac{p_e}{p_e + p_V} \qquad (6)$$

Der Koeffizient k_{qV} bestimmt das Maximum der Wirkungsgradkurve, das aus einer experimentell bestimmten Wirkungsgradkurve herausgelesen wurde und bei einer abgegebenen elektrischen Leistung von p_{eMax} = 82% liegt. Da die Versuche, welche im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wurden, den Bereich von p_{eMax} nicht abdecken, wird der Koeffizient k_{qV} theoretisch bestimmt:

$$k_{qV} = \frac{k_{kV}}{p_{eMax}^2} \qquad (7)$$

Turbinenregler

Das Modell des Turbinenreglers (Bild 3a) ist weitgehend einer Publikation der Herstellerfirma «Hydro Vevey» entnommen [3]. Es handelt sich um einen üblichen PID-Regler, der als Eingangsgrösse die Drehzahlabweichung verwendet und als Ausgangsgrösse die Stellung des Leitapparates liefert. Der Leitapparat wird über einen Pilot-Servo vom Haupt-Servo angesteuert.

Für die Reglerparameter werden folgende Werte erwartet (es sind die am Regler eingestellten Werte): T_n = 1,08 s, σ_p = 5%, T_d = 2,1 s, σ_T = 12%. Der Parameter T_{n2} und die Parameter des ölhydraulischen Systems (k_p, T_x, th, T_{sl} und T_{ss}) können nicht abgeschätzt werden.

Druckregler

Der Druckregler (Bild 3b) ist ein vollständig ölhydraulisches System. Der Regler verwendet als Eingangsgrösse das Ausgangssignal des Pilot-Servos des Turbinenreglersystems und liefert als Ausgangsgrösse die Stellung des Druckreglers. Wie der Leitapparat wird auch der Druckregler von einem Servomotor angesteuert. Dieser öffnet den Druckregler, sobald die

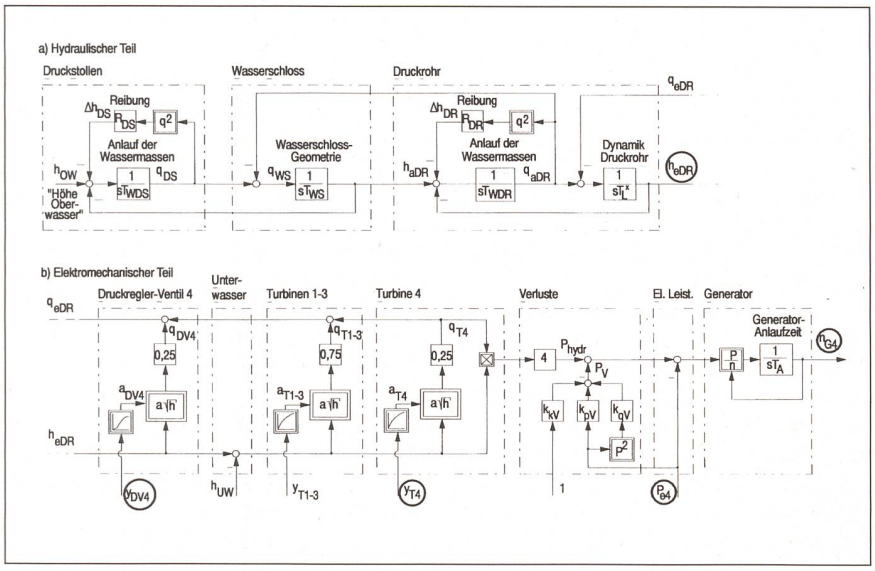


Bild 2 Blockschaltbild Kraftwerk Bärenburg.

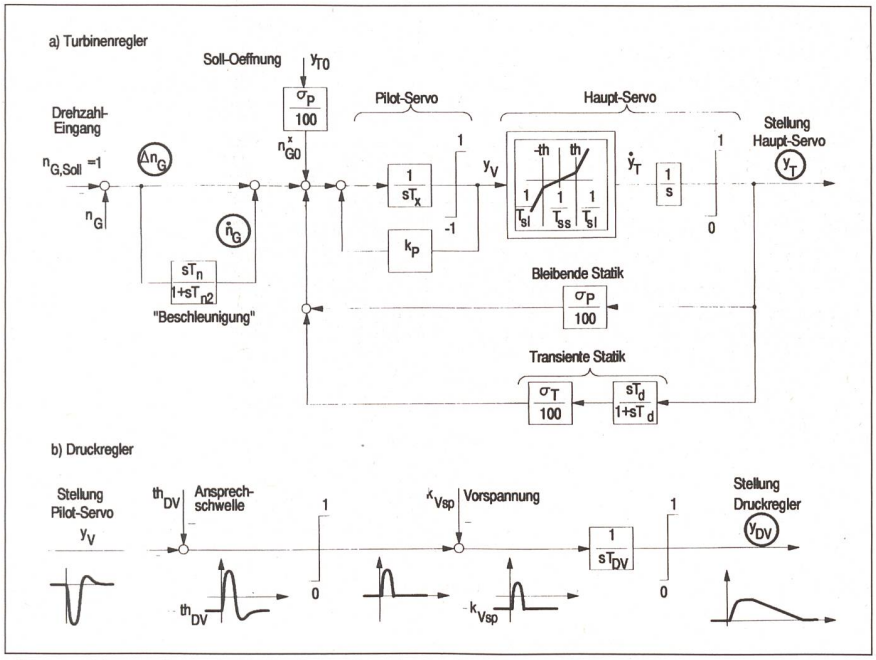


Bild 3 Turbinenregler und Druckregler Kraftwerk Bärenburg.

Schliessgeschwindigkeit des Leitapparates eine Schwelle th_{DV} übersteigt. Damit der Druckregler wieder schliesst, wird diesem Signal eine konstante Vorspannung überlagert.

Die Parameter des Druckreglers können, wie die Parameter des mechanischen Teils des Turbinenreglers, nicht abgeschätzt werden.

Identifikation der Parameter

Das im vorherigem Kapitel beschriebene Modell wurde mit den Softwarepaketen MATLAB [5] und SIMULINK [5] nachgebildet. Die Parameter wurden identifiziert, indem die Zielfunktion

$$F := \sum (y(t) - f(t))^2 \qquad (8)$$

$y(t)$ Messwert zum Zeitpunkt t
$f(t)$ Vom Modell berechneter Wert zum Zeitpunkt t

mit dem MATLAB-Werkzeug «Optimization Toolbox» in vier Abschnitten nach folgendem Schema minimiert wurde (Tabelle 1; Parameter siehe auch Bild 2 und 3).

Bei der Identifikation der Parameter des Druckstollens und des Wasserschlosses wurde ein Zeitbereich von 150 s, bei den restlichen Parametern ein Zeitbereich von 40 s berücksichtigt.

Die Identifikation wurde nur mit Versuch 4 (grösste Abschaltung von 28 MW Exportleistung) durchgeführt. Bei einer korrekten Modellierung muss das Verhalten des Kraftwerks im Falle der Versuche 1 bis 3 mit den mit Hilfe von Versuch 4 identifizierten Parametern korrekt wiedergegeben werden.

Resultate

Mit dem so beschriebenen Verfahren erhält man die entsprechenden Werte für die Modellparameter (Tabelle 2).

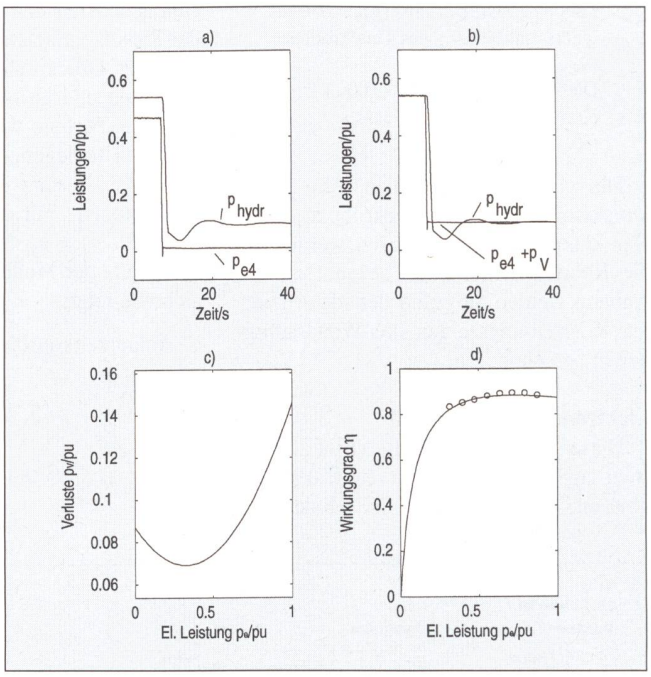


Bild 4 Leistungen, Verluste und Wirkungsgrad des Kraftwerks Bärenburg.

Die identifizierten Parameter stimmen gut bis sehr gut mit den berechneten Werten überein. Einzige Ausnahme bildet die bleibende Statik σ_p. Das rührt daher, dass es sich beim berechneten Wert um die am Turbinenregler eingestellte bleibende Statik handelt, in der Identifikation aber eine bleibende Statik über das ganze Kraftwerksmodell (vom Wasserschloss bis zu den Klemmen des Generators) ermittelt wird. Daher ist auch zu erwarten, dass der identifizierte Wert höher ausfällt als der am Turbinenregler eingestellte Wert.

In Bild 4 sind die elektrische und hydraulische Leistung (p_{e4}, $p_{hydr} = h_{eDR} \cdot q_{T4}$), die Verlustleistung und der Wirkungsgrad dargestellt. Aus Bild 4c ist ersichtlich, dass das Minimum der Verlustleistung nicht bei $p_e = 0$, sondern bei $p_e \approx 30\%$ liegt. Das rührt daher, dass hydraulische Anlagen für einen bestimmten Durchfluss Q_0 optimiert werden, bei dem die Strömung laminar ist. Ist der Durchfluss kleiner oder grösser als Q_0, so nehmen in beiden Fällen die Verluste zu. Im Falle einer Francisturbine manifestieren sich diese Verluste durch Wirbelzöpfe beim Austritt aus der Turbine, die gegen oder mit der Turbine drehen, je nachdem ob der Durchfluss grösser oder kleiner als Q_0 ist. Das Optimum einer Turbine eines Hochdruckspeicherkraftwerks liegt typischerweise bei $p_e \approx 80\%$. Demzufolge hat die Verlustparabel der Turbine das Minimum bei $p_e \approx 80\%$. Überlagert man diese Strömungsverluste den elektrischen und mechanischen Verlusten (Eisenverluste, ohmsche Verluste, Lagerreibung), welche durch eine Parabel mit dem Minimum bei $p_e = 0\%$ beschrieben werden, so erhält man eine Summenparabel mit einem Minimum

Schritt	Identifizierte Parameter	Eingangsmessgrössen für das Modell	Ausgangsgrössen und Messwerte zur Bildung der Zielfunktion
1: «Hydraulik»	T_{WDS}, R_{DS}, T_{WS}, T_{WDR}, R_{DR}, T_L, k_T	y_{DV4}, y_{T4}	h_{eDr}, $q_{M4} = q_{T4} + q_{DV4}$
2: «Generator»	T_A, k_{kV}, k_{pV}	y_{DV4}, y_{T4}, p_{e4}	n_{G4}
3: «Turbinenregler»	T_n, T_{n2}, σ_p, T_d, σ_T, k_p, T_x, T_{sl}, T_{ss}, th	y_{DV4}, p_{e4}	$\frac{s \cdot T_n}{1 + s \cdot T_{n2}} \cdot \Delta n_{G4}$, $\frac{s \cdot T_d}{1 + s \cdot T_d} \cdot \frac{\sigma_T}{100} \cdot (y_{T4} - y_{T0})$, n_{G4}, y_{T4}
4: «Druckregler»	T_{DV}, k_{Vsp}, th_{DV}	p_{e4}	y_{DV4}

Tabelle 1 Schema zur Identifikation der Parameter

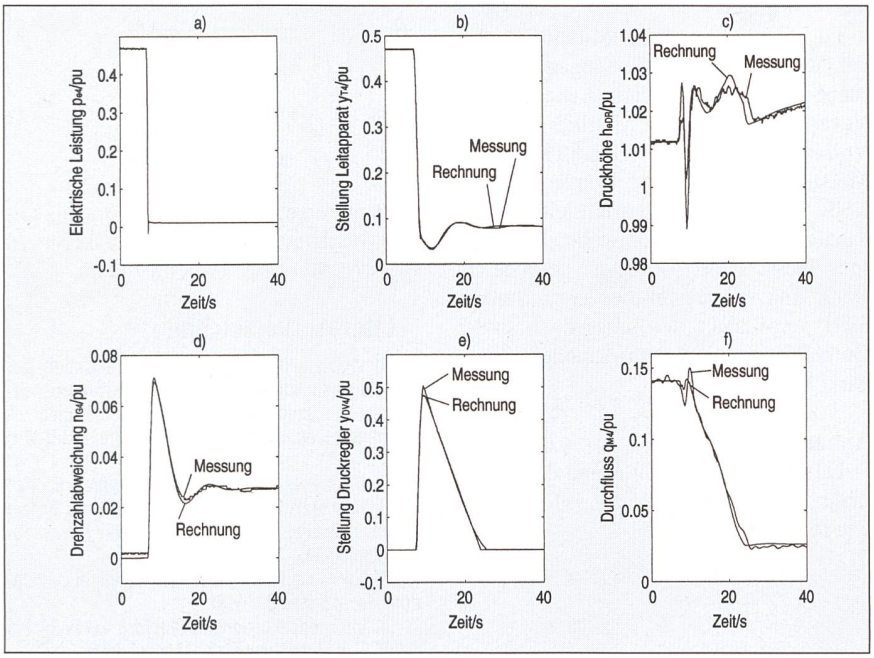


Bild 5 Abschaltung 28-MW-Exportleistung; Vergleich Messung – Rechnung.

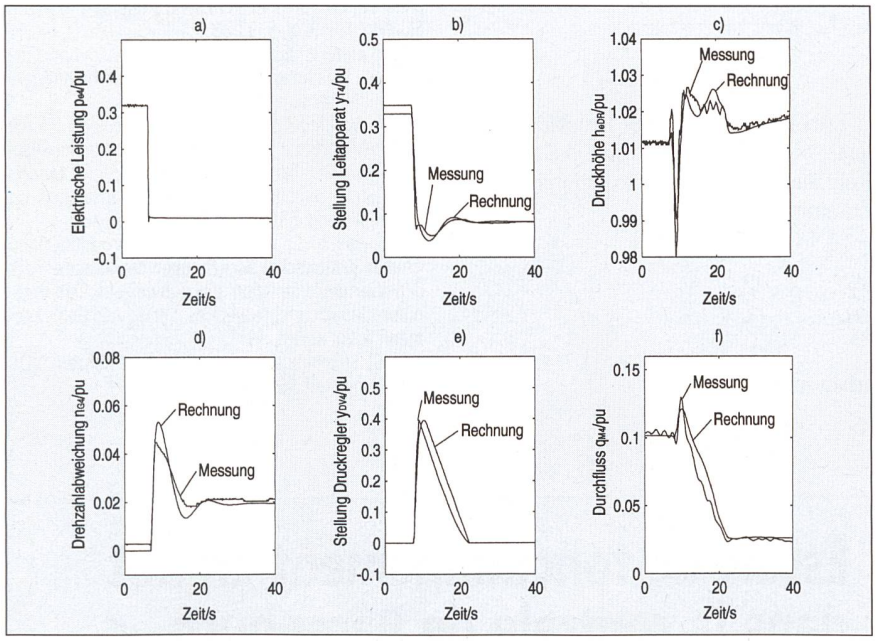


Bild 6 Abschaltung 19-MW-Exportleistung; Vergleich Messung – Rechnung.

bei $0 < p_e < 80\%$, wie auch das Ergebnis der Identifikation (Bild 4c) zeigt. In Bild 4d ist neben dem gemäss Gleichung (6) berechneten Wirkungsgrad der experimentell bestimmte Wirkungsgrad bei verschiedenen Arbeitspunkten dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass nicht nur die Form, sondern auch die absolute Höhe der Wirkungsgradkurve sehr gut mit den gemessenen Werten übereinstimmt.

Die beschriebenen Versuche stellen nicht nur hohe Anforderungen an die Regeleinrichtungen des Kraftwerks, sondern auch an das Kraftwerk-Dynamikmodell, das die transienten Vorgänge korrekt beschreiben soll. Der Vergleich der gemessenen mit den mit Hilfe der Modelle der Bilder 2 und 3 berechneten Grössen ist in Bild 5 und 6 dargestellt. Dabei kann festgestellt werden, dass die Modellrechnungen mit den Messungen bei Versuch 4 (mit diesem Versuch wurden die Modellparameter identifiziert) sehr gut übereinstimmen. Auch die Übereinstimmung bei Versuch 3 ist sehr gut, wenn man bedenkt, dass das Kraftwerk bei diesem Versuch in einem völlig anderen Arbeitspunkt (19 MW Lastabwurf) betrieben wurde als bei Versuch 4 (28 MW Lastabwurf), am Modell und seinen Parametern aber nichts verändert wurde. Man erhält dieses Resultat, indem man lediglich die gemessene elektrische Leistung des Versuchs 3 als Eingangsgrösse für das Modell verwendet. Für die Versuche 1 und 2 (1 MW bzw. 5 MW Lastabwurf) gilt die gleiche Aussage wie für Versuch 3. Die gute Übereinstimmung zwischen Messung und Rechnung zeigt, dass auch mit einem vereinfachten, überschaubaren Kraftwerk-Dynamikmodell gute Ergebnisse erzielt werden können.

Zusammenfassung und Ausblick

Es ist aufgrund von Abschaltversuchen, bei denen eine Maschine des Kraftwerks Bärenburg vom Verbundbetrieb bei

Parameter	T_{WDS}	R_{DS}	T_{WS}	T_{WDR}	R_{DR}	T_L	k_T	T_A
berechnet	3,54 s		260 s	1,3		0,45 s	< 90°	5,95 s
identifiziert	3,135 s	21,33‰	260,1 s	1,270	9,196‰	0,4921 s	70°	6,034 s
Abweichung	– 11%		+ 0,04%	– 2,3%		+ 9,4%		+ 1,4%
Parameter	k_{kV}	k_{pV}	T_n	T_{n2}	σ_p	T_d	σ_T	k_p
Einheit			s	s	%	s	%	
berechnet	> 0	< 0	1,08 s		5%	2,1 s	12%	
identifiziert	0,09172	– 0,1358	1,059 s	0,1267 s	5,813%	2,026 s	11,98%	0,1628
Abweichung			– 1,9%		+ 16%	– 3,5%	– 0,17%	
Parameter	T_x	T_{sl}	T_{ss}	th	T_{DV}	k_{Vsp}	th_{DV}	
identifiziert	0,06875 s	0,6667 s	3,931 s	0,2004	0,9528 s	0,03222	0,02911	

Tabelle 2 Resultate: Werte für Modellparameter.

rund 50% Leistung auf Inselbetrieb bei etwa 2% Leistung geschaltet wurde, gelungen, ein Dynamikmodell des Kraftwerks Bärenburg zu entwickeln und dessen Parameter zu identifizieren. Mit diesem Modell konnten danach Abschaltversuche in anderen Arbeitspunkten korrekt beschrieben werden, ohne dass dazu Modellstruktur oder Modellparameter verändert wurden. Ein solches Modell eignet sich für die Durchführung von Studien spezieller, in der Realität aus Sicherheitsgründen nicht untersuchbarer Situationen, für das Training des Kraftwerkspersonals (wie z.B. in [6] beschrieben), für die Optimierung einzelner Kraftwerkskomponenten, für die Erstellung von Pflichtenheften neu zu beschaffender Kraftwerkskomponenten (z.B. des Turbinenreglers) und kann auch als Basis für die zukünftige Erstellung eines Netzdynamikmodells der Schweiz dienen.

Es ist das Ziel der Autoren, ähnliche Identifikationen mit möglichst vielen grossen Hochdruckkraftwerken der Schweiz durchzuführen, um so Kraftwerksmodelle genügender Qualität zu erhalten, mit denen ein Netzdynamikmodell des schweizerischen Höchstspannungsnetzes erstellt werden kann. Ein solches Netzdynamikmodell gibt dem Netzbetreiber die Möglichkeit, dynamische Phänomene im transienten Zeitbereich zu untersuchen und die Auswirkungen möglicher Störfälle zu studieren. Es wäre zum Beispiel möglich, beim Ausfall von Netzelementen (Kraftwerk, Leitung, Speicherpumpe usw.) den dynamischen Einfluss auf unbeteiligte Kraftwerke zu berechnen und dann entsprechende Vorkehrungen zu treffen oder es wäre möglich, die Reaktion von Schutzeinrichtungen auf dynamische Vorgänge zu simulieren. Man könnte aber auch dynamische Phänomene prognostizieren, welche beim Betrieb des Netzes im Grenzbereich der Belastbarkeit zu erwarten sind (Pendelungen, Druckstösse, Überspannungen usw.) oder das dynamische Verhalten ganzer Netzbereiche mit mehreren Kraftwerken beim Netzwiederaufbau zu simulieren. Bei der weiteren Arbeit wird in Zukunft versucht, das Spannungs-Blindleistungsverhalten ebenfalls messtechnisch zu erfassen und im Modell nachzubilden und zu identifizieren. Parallel dazu sollten Untersuchungen folgen, die Aufschluss über das dynamische Verhalten der Lasten geben.

Das dynamische Verhalten der thermischen Kraftwerke ist besser bekannt (siehe z.B. [7] oder [8]), als dasjenige der Wasserkraftwerke, so dass man sich die für das Netzdynamikmodell ebenfalls notwendigen Modelle der Kernkraftwerke konstruieren kann, ohne dazu unbedingt Messungen durchführen zu müssen.

Verdankungen

Für die massgebliche Mitwirkung bei der Durchführung der Messungen und Versuche danken wir Frédéric Boden, Hydro Vevey SA. Für die Mithilfe bei den Vorbereitungen und der Durchführung der Messungen danken wir Roman Dalbert, KHR. Hans Fischer, Betriebsleiter KHR, danken wir für die wohlwollende Förderung dieser Arbeit. Zu ganz besonderem Dank sind wir Daniel Ausderau, Student ETH, verpflichtet, der massgeblich an der Durchführung der Identifikationen mitgewirkt hat.

Anhang

Die Rohrreibungszahl R und die Wandrauhigkeit s hängen gemäss [9] und [10] wie folgt zusammen:

$$\Delta H = \lambda \cdot \frac{v^2 \cdot L}{2 \cdot g \cdot D}$$

$$\text{wobei } v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}$$

$$\text{und } \lambda = \frac{1}{\left[1.74 + 2 \cdot \log\left(\frac{D}{2 \cdot s}\right)\right]^2} \qquad \text{(A1)}$$

Dabei bedeuten ΔH der Druckhöhenverlust, v die Fliessgeschwindigkeit, L die Rohrlänge und D der Rohrdurchmesser. Zusammen mit

$$\frac{\Delta H}{H_n} = R \cdot \left(\frac{Q}{Q_n}\right)^2$$

erhält man

$$R = \frac{1}{\left[1.74 + 2 \cdot \log\left(\frac{D}{2 \cdot s}\right)\right]^2} \cdot \frac{8 \cdot L \cdot Q_n^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5 \cdot H_n} \qquad \text{(A2)}$$

Damit ergeben sich die Wandrauhigkeiten von Druckstollen und Druckrohr zu s_{DS} = 7,1 mm bzw. s_{DR} = 0,074 mm.

Literaturverzeichnis

[1] *Weber, H.:* Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendelungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen. Dissertation Universität Stuttgart, 1990.

[2] *De Jaeger, E.; Janssens, N.; Malfliet, B.; Van De Meulebroeke, F.:* Hydro Turbine Model for System Dynamic Studies. IEEE Transactions on Power Systems 9/4(1994).

[3] Hydraulic Turbine Governors General Description. Hydro Vevey SA; 1988.

[4] Interne Diskussionen mit Hydro Vevey SA.

[5] The Math Works Inc., Massachusetts.

[6] *Glattfelder, A. H.; Qiu, X.; Ramseier, J.; Schaufelberger, W.; Widmer, R.:* Bediener-Training mittels Simulatoren von Klein-Wasserkraftwerken. Bulletin SEV/VSE 19(1994), S. 33–39.

[7] *Klefenz, G.:* Die Regelung von Dampfkraftwerken. Bibliographisches Institut Mannheim/Wien/Zürich, Wissenschaftsverlag, 1979.

[8] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies: Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies. IEEE Transactions on Power Systems 7/1(1992).

[9] *Hoeck, E.:* Druckverluste in Druckleitungen grosser Kraftwerke, Bericht über die Arbeiten der Druckverlustkommission des Schweizerischen Ingenieur- und Architektenvereins. Verlag AG. Gebr. Leemann & Co. Zürich, 1943.

[10] Strömungsgesetze in rauhen Rohren; VDI-Forschungsheft 361; 1933.

Essais de fonctionnement en îlot dans la centrale de Bärenburg

Développement d'un modèle dynamique pouvant servir de base pour la mise au point d'un modèle dynamique du réseau suisse

Il sera de plus en plus difficile de construire à l'avenir de nouvelles centrales et lignes dans le réseau à très haute tension de l'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE), car de tels projets rencontrent une forte opposition politique. En conséquence les centrales et les réseaux devront être de plus en plus utilisés à la limite de leur domaine d'exploitation. Le réseau à très haute tension de l'UCPTE ne pourra être exploité dans ces conditions de manière quasi exempte de perturbations que si la stabilité et le taux de charge du système sont contrôlés à l'aide de calculs dynamiques de réseau. Des programmes de ce genre exigent des modèles dynamiques simples et corrects des centrales, du réseau de transport et des consommateurs. De tels modèles ne peuvent être développés que si des mesures correspondantes sont réalisées en divers points stratégiques. Seule la comparaison entre la mesure et le calcul permet de démontrer l'exactitude et la précision des modèles utilisés.