

Beitrag zur 5. GMA/ETG – Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“ zum Thema: Führungsaufgaben und Interaktionen von Kraftwerken und Netz bei deregulierter Energiewirtschaft

23. und 24. Februar 2000 München

## Inselbetriebsverhalten von Wasserkraftanlagen

H. Weber, Universität Rostock, D. Zimmermann, NOK, CH-Baden

### 1. Einleitung

Der von der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) herausgegebene „GridCode“ /1/ stellt einen Anforderungskatalog für den Verbundbetrieb dar, welchen alle Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber im jetzt liberalisierten Deutschen Verbundnetz einhalten müssen. Für die im Netz agierenden Kraftwerke werden dabei Anschlussbedingungen definiert bezüglich Frequenzhaltung, Blindleistungsabgabe, Trennen der Kraftwerke vom Netz, Verhalten der Kraftwerke bei Störungen im Netz, Versorgungswiederaufnahme, Überprüfung der Erfüllung der Anschlussbedingungen sowie Schulung/Training/Wiederaufbaukonzept. Ein analoger GridCode wird zukünftig prinzipiell auch von den wasserkraftdominierten Alpenländern Österreich und Schweiz angewandt. Deshalb haben die grossen Schweizer EVUs gemeinsam mit dem Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) das Projekt „Dynamische Simulation des Schweizerischen Verbundnetzes“ (DynaSim) ins Leben gerufen, welches insbesondere die Anforderungen „Versorgungswiederaufnahme“ und „Wiederaufbaukonzept“ untersuchen soll. Dazu wurden die in Bild 1 dargestellten für den Netzwiederaufbau wichtigen Schweizer Hochdruck-Wasserkraftwerke ausgewählt.

Da diese Hochdruck-Wasserkraftwerke ausschliesslich mit Francis-Turbinen (Fallhöhe bis ca. 600 m) oder Pelton-Turbinen (Fallhöhe bis ca. 1.200 m)

ausgestattet sind, wird in diesem Beitrag der spezifische Unterschied dieser beiden Kraftwerkstypen bezüglich der Anschlussbedingung „Versorgungswiederaufnahme“ herausgear-

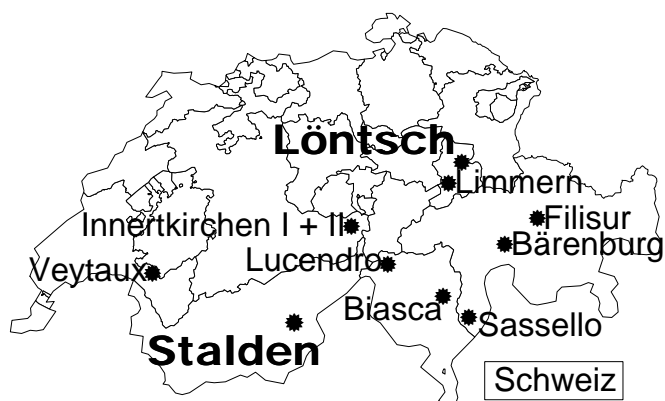


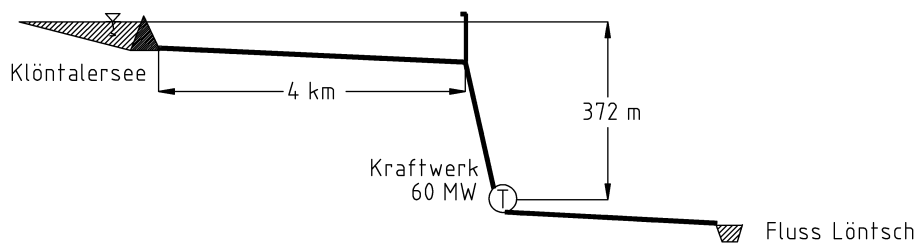
Bild1: Im Rahmen des DynaSim-Projektes untersuchte Kraftwerke

beitet. Dazu werden im folgenden exemplarisch die beiden im PSEL-Projekt DynaSim bereits untersuchten Kraftwerke „Löntsch“ (Francis, Nordostschweizerische Kraftwerke, NOK) und „Stalden“ (Pelton, Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg, EGL) speziell auf ihre Inselbetriebsfähigkeit hin untersucht und die erzielten Resultate einander gegenübergestellt.

## 2. Die Kraftwerke „Löntsch“ und „Stalden“

Das 60-MW-Francis-Kraftwerk „Löntsch“ der NOK liegt im Kanton Glarus bei Näfels und wird vom Klöntalersee über einen 4 km langen Druckstollen gespeist, siehe Bild 2a. Das Kraftwerk besteht aus zwei Francis-Maschinengruppen, siehe Anlagenschema Bild 2b und weist eine Fallhöhe von 372 m auf. Um bei schnellen transienten Regelvorgängen den Druck vor den Turbinen in engen Grenzen zu halten, sind beide Turbinen mit Bypasseinrichtungen (auch Druckregler genannt) ausgestattet, welche bei schnellen Turbinen-Schliessbewegungen öffnen und somit die fließende Wassersäule zunächst weiterströmen lassen. Anschliessend wird die Wassersäule durch langsames Schliessen dieses Bypasses so abgebremst, dass keine gefährliche Drucküberhöhung entstehen kann.

a) Längenprofil



b) Anlagenschema

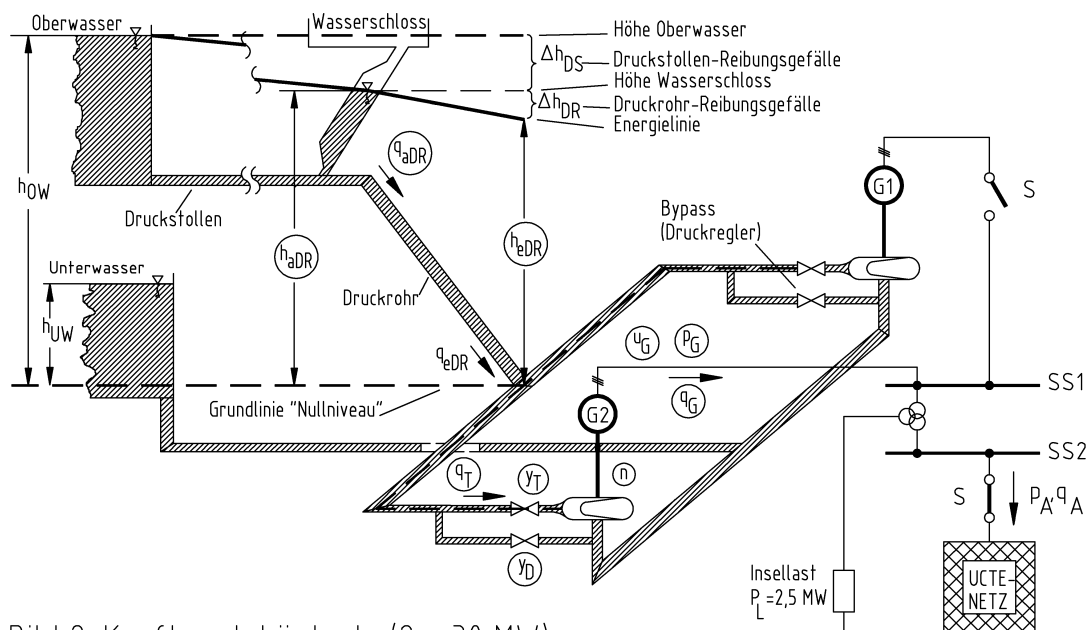
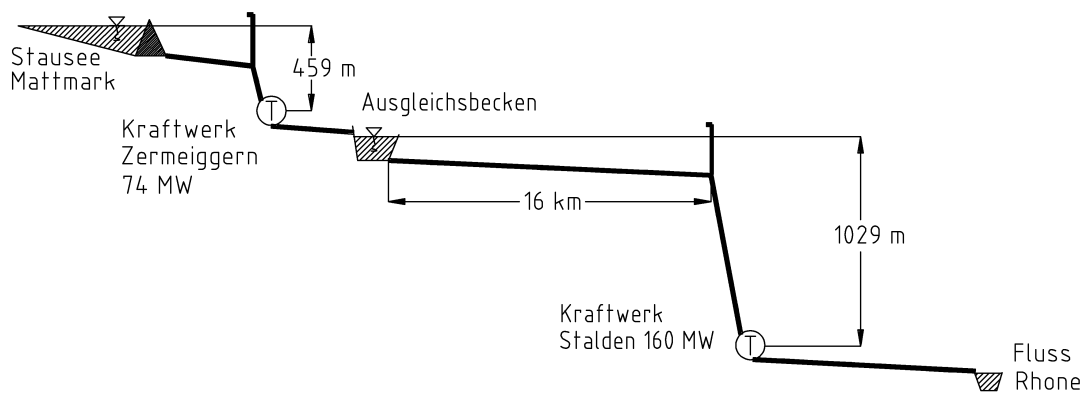


Bild 2: Kraftwerk Löntsch, (2 × 30 MW)

Das 160-MW-Pelton-Kraftwerk „Stalden“ der EGL liegt im Kanton Wallis bei Brig und wird über das kleinere Kraftwerk „Zermeigern“ sowie ein kleines Ausgleichsbecken vom Mattmarksee über einen 16 km langen Druckstollen gespeist, siehe Bild 3a. Das Kraftwerk besteht aus zwei Pelton-Maschinengruppen, siehe Anlagenschema Bild 3b und weist eine Fallhöhe von 1.029 m auf. Um bei schnellen Lastreduktionen keine zu grosse Überdrehzahl zu erhalten, sind beide Turbinen mit Strahlabdrückern (Deflektoren) ausgestattet, welche bei einsetzender Überdrehzahl den Düsenstrahl von den Pelton-Rädern ablenken und so die Überdrehzahl vermeiden. Überdrücke können aufgrund der relativ langsamen Düsenbewegung nicht entstehen.

a) Kaskadensystem Stalden-Zermeigern



b) Anlagenschema

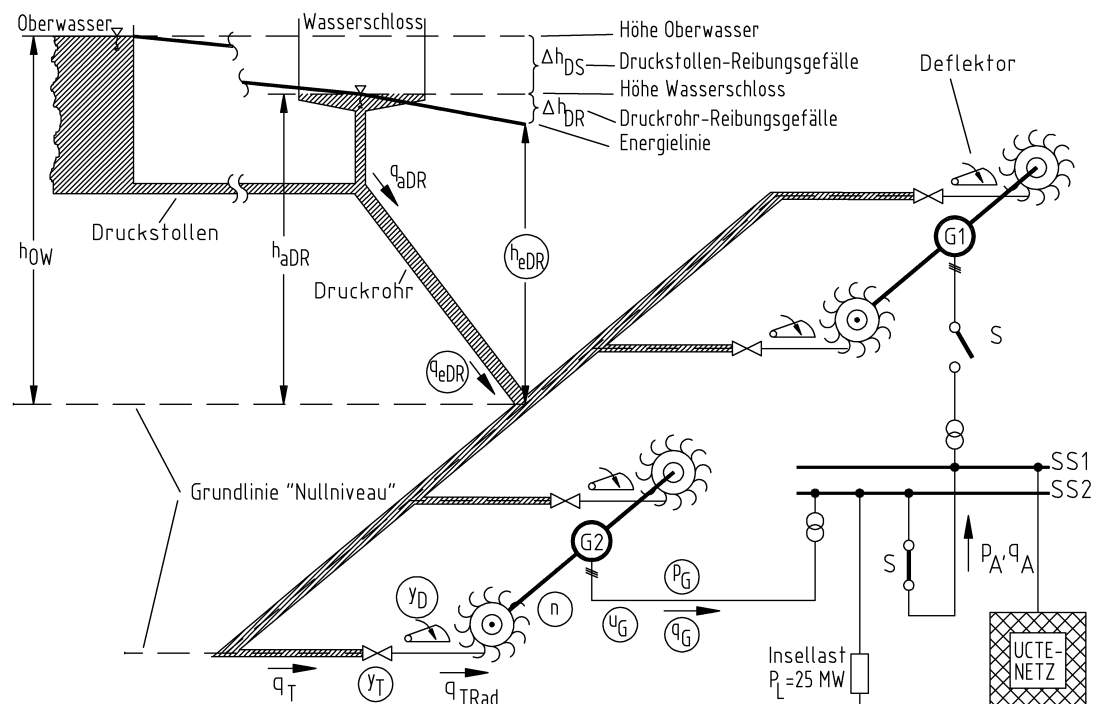


Bild 3: Kraftwerk Stalden, (2 × 80 MW)

## 2.1. Die Modellierung der Kraftwerke „Löntsch“ und „Stalden“

Um praxisorientierte Simulationsmodelle dieser Anlagen zu erhalten, wurden beide Kraftwerke mittels sogenannter Inselnetzversuche in ihrem transienten Dynamikverhalten messtechnisch erfasst. Diese Simulationsmodelle sollen dann im Projekt DynaSim zusammen mit den Modellen der weiteren, in Bild 1 dargestellten grossen Wasserkraftwerke zur Untersuchung des vorhandenen Wiederaufbaukonzeptes des Schweizer Netzes nach einer Gross-Störung verwendet werden.

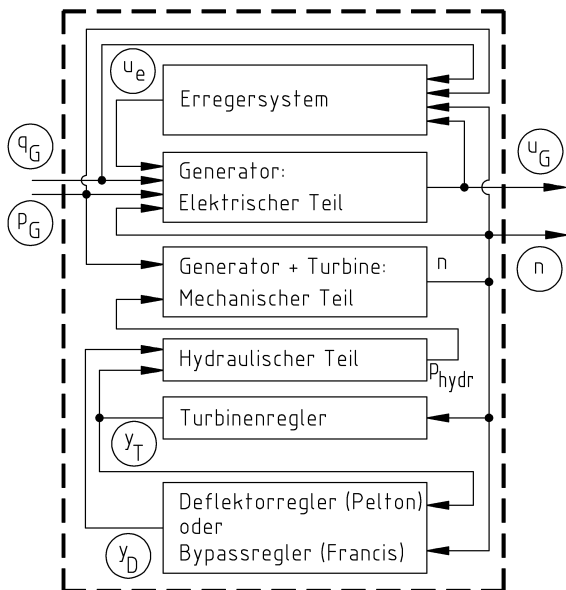


Bild 4: Signalflussbild Wasserkraftwerk

In den Bildern 2b und 3b sind die während der Inselnetzversuche gemessenen Dynamikgrößen mit einem Kreis versehen. Ein Inselnetzversuch bestand darin, eine definierte Austauschleistung  $p_A$ ,  $q_A$  ins UCTE-Netz zu liefern und diese dann über einen Leistungsschalter „S“ abzuschalten. Dabei wurde jeweils nur eine Maschinengruppe untersucht. Diese musste dann mit einem dynamischen Übergangsvorgang die verbleibende Insellast sofort alleine versorgen. Zusätzlich wurden noch relevante Dynamikgrößen in den Kraftwerksregelungen aufgezeichnet. In Bild 4 ist das Gesamt-Signalflussbild eines Wasserkraft-

werks und darin - auch wieder mit Kreisen versehen - die jeweils gemessenen Größen dargestellt. Bild 5 bzw. Bild 6 zeigen detailliert den hydraulischen Teil der Kraftwerke, bestehend aus Oberwasser (Seehöhe), Druckstollen, Wasserschloss, Druckrohr und Francis-Turbine

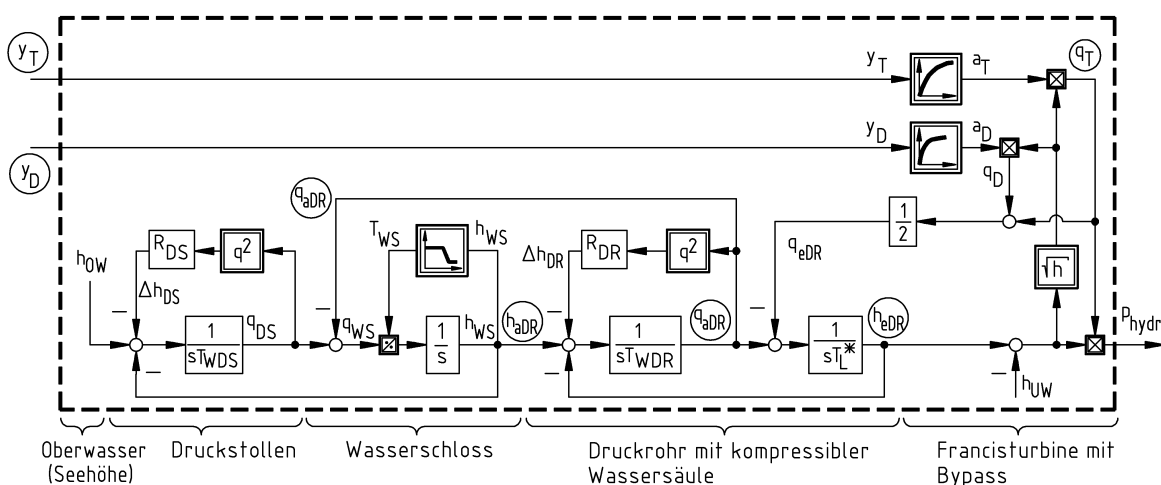


Bild 5: Hydraulischer Teil Kraftwerk Löntsch

mit Bypass im KW „Löntsch“ bzw. Pelton-Turbine mit Deflektor im KW „Stalden“. Auch hier sind gemessene Grössen wieder mit Kreisen gekennzeichnet. Der hydraulische Teil wirkt über die hydraulische Rohrleistung  $p_{hydr}$  auf die rotierenden Massen von Generator und Turbine gemäss Bild 7 ein.

Nach Abzug der abgegebenen Generatorleistung  $p_G$  sowie der Gesamt-Verlustleistung  $p_V$  von Generator und Turbine /2/ ergibt sich dort die Generatordrehzahl  $n$ . Diese wirkt sowohl auf die identischen Turbinenregler beider Kraftwerke gemäss Bild 8 ein /3/ als auch auf den Deflektorregler des KW „Stalden“, siehe Bild 9. Der Bypassregler des KW „Löntsch“ wird gemäss Bild 10 von der Stellung des Leitapparates  $y_T$  angesteuert /4/. Der Deflektorregler des KW „Stalden“ ist gemäss Bild 9 als Zweipunktregler mit Hysterese ausgeführt: Überschreitet die Drehzahl eine obere Schwelle, so fährt der Deflektor mit konstanter Geschwindigkeit in den Strahl und umgekehrt.

Der elektrische Teil der Kraftwerke wird von den Komponenten „Generator: Elektrischer Teil“ gemäss Bild 11 und „Erregersystem“ gemäss Bild 12 gebildet.

In die beiden Generatorkomponenten „Elektrischer und mechanischer Teil“ wirken die Eingangsgrössen  $p_G$  und  $q_G$  ein, woraus sich, insbesondere bei Inselnetzbildungen, alle anderen dynamischen Grössen des Kraftwerks ergeben. Die so gebildeten Kraftwerksmodelle müssen dann bei geeigneter Struktur und Parametrierung in der Lage sein, die gemessenen Ausgleichsvorgänge mit hoher Genauigkeit wiedergeben zu können.

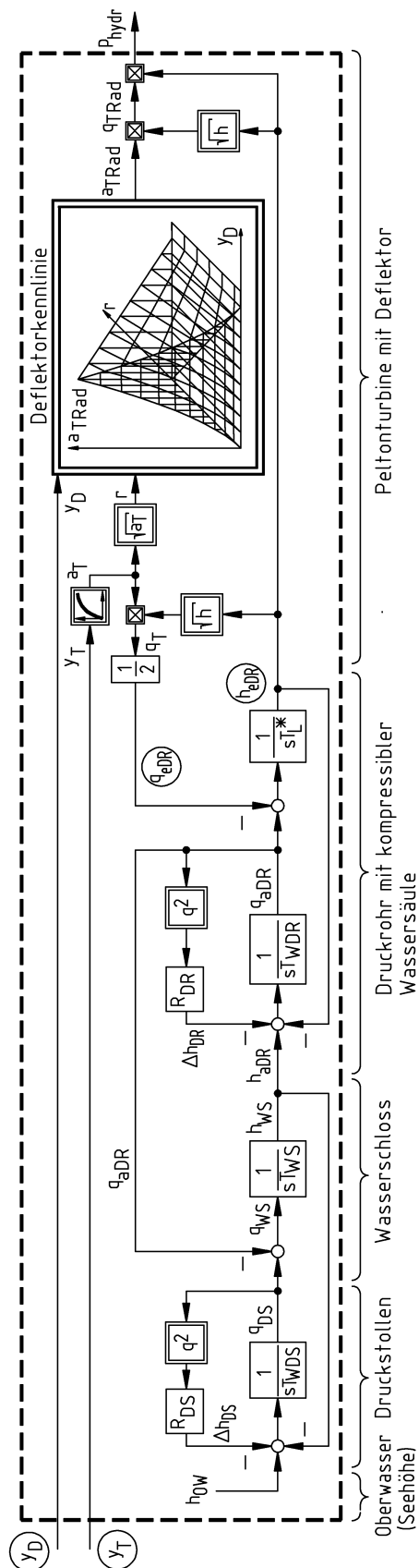


Bild 6: Hydraulischer Teil Kraftwerk Stalden

## 2.2. Parameteridentifikation und Vergleich Messung – Simulation

Die Messstellen während der Inselnetzbildungen wurden so gewählt, dass das Ein- und Ausgangsverhalten der Einzelkomponenten bestmöglich erfasst werden konnte. Dann wurden mittels der Least-Square-Methode unter Anwendung der MATLAB-Software /5/ zuerst die einzelnen Komponenten und dann das Gesamtsystem „Kraftwerk“ so parameteridentifiziert, dass eine bestmögliche Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erzielt wurde. Die so gefundenen nichtlinearen Modelle mussten zudem in der Lage sein, das gemessene

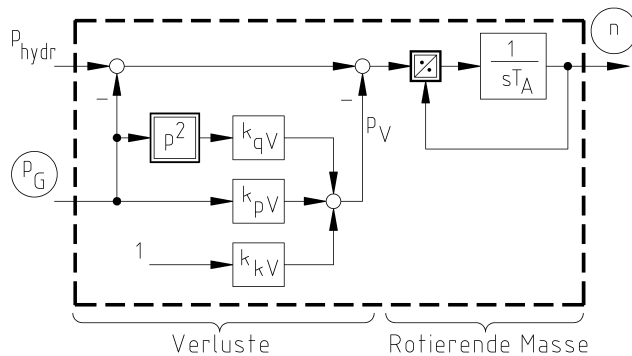


Bild 7: Generator + Turbine: Mechanischer Teil

gemessene Dynamikverhalten bei Inselnetzbildungen für unterschiedliche Arbeitspunkte mit lediglich einem Parametersatz genügend genau nachbilden zu können.

In den Bildern 13 und 14 sind die Dynamikverläufe bei Inselnetzbildung für das KW „Löntsch“ und in den Bildern 15 und 16 für das KW „Stalden“ jeweils für Mes-

sung und Simulation dargestellt. In den Teilbildern a, d sind die Eingangsgrößen Generator-Wirkleistung und -Blindleistung  $p_G$  und  $q_G$  in pu dargestellt, in den Teilbildern b, e die daraus resultierenden schutzrelevanten Größen Drehzahlabweichung  $\Delta n$  in  $s^{-1}$  und Generator-Spannung  $u_G$  in pu, in den Teilbildern c, f die Stellgrößen Leitapparat  $y_T$  und Bypass  $y_D$  (Francis) oder Nadelstellung  $y_T$  und Deflektor  $y_D$  (Pelton) in pu, in den Teilbildern g, h die hydraulischen Größen Durchfluss  $q_T$  oder  $q_e$  ( $q_{eDR}$ ) und Druck  $h_e$  ( $h_{eDR}$ ) in pu, und schliesslich im Teilbild i der Erregerstrom  $i_e$  ebenfalls in pu bezogen auf die jeweiligen Nenngrößen.

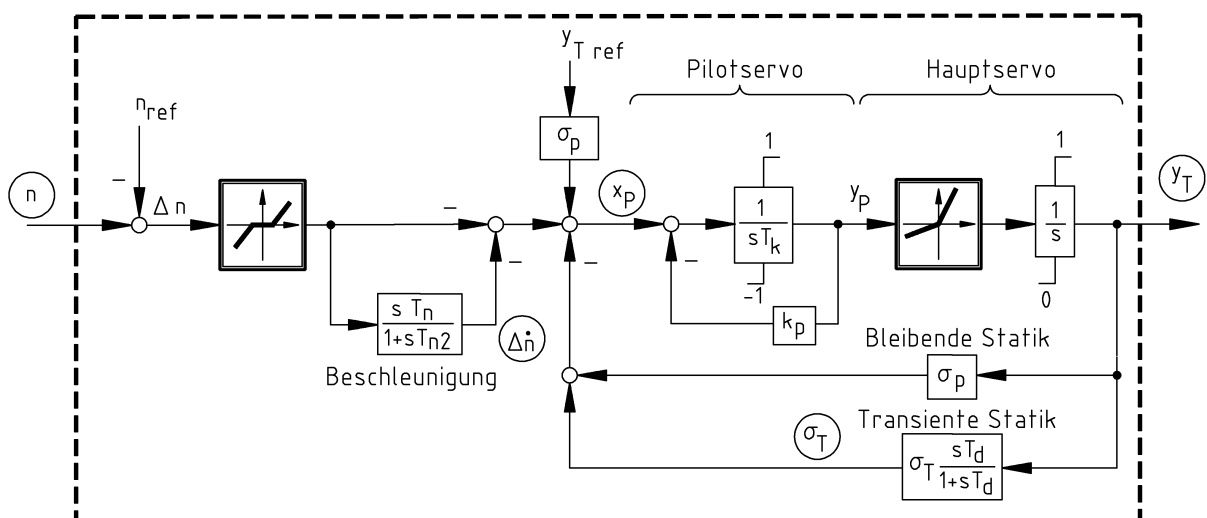


Bild 8: Turbinenregler

In Bild 13 ist das dynamische Verhalten des KW „Löntsch“ bei Abschaltung von maximal  $p_A = +0,4 \text{ pu} = +12 \text{ MW}$  Austauschleistung dargestellt (Export). Die abgeschaltete Austauschblindleistung betrug dabei  $q_A = -0,15 \text{ pu} = -4,5 \text{ MVar}$  (kapazitiv). Bei dieser Anregung beträgt die Drehzahlüberhöhung  $\Delta n = 5 \text{ s}^{-1}$  und das Spannungsmaximum  $\Delta u_G = 5 \%$  (Teilbilder b, e). Der Leitapparat schliesst innerhalb von 2 Sekunden, weshalb der Bypass geöffnet werden muss (Teilbilder c, f). Dadurch kann die Drucküberhöhung unter 10% gehalten werden, obwohl der Turbinendurchfluss  $q_T$  ebenfalls schnell reduziert wird (Teilbilder g, h). Der Bypassdurchfluss selbst wurde nicht gemessen. Teilbild i zeigt den zur Spannungshaltung benötigten Erregerstrom  $i_e$ . Die Reaktion des parameteridentifizierten Simulationsmodells auf diese Anregung ist strichpunktiert dargestellt. Wie man dem Vergleich von Messung und Simulation entnehmen kann,

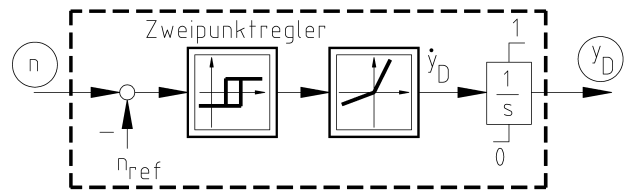


Bild 9: Deflektorregler Kraftwerk Stalden

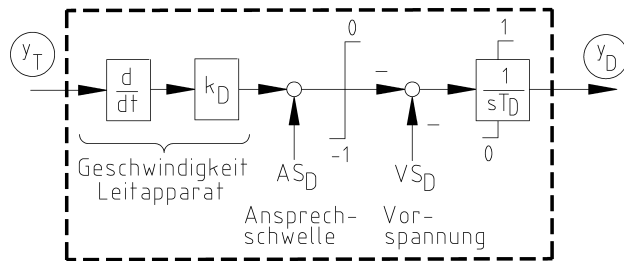


Bild 10: Bypassregler Kraftwerk Löntsch

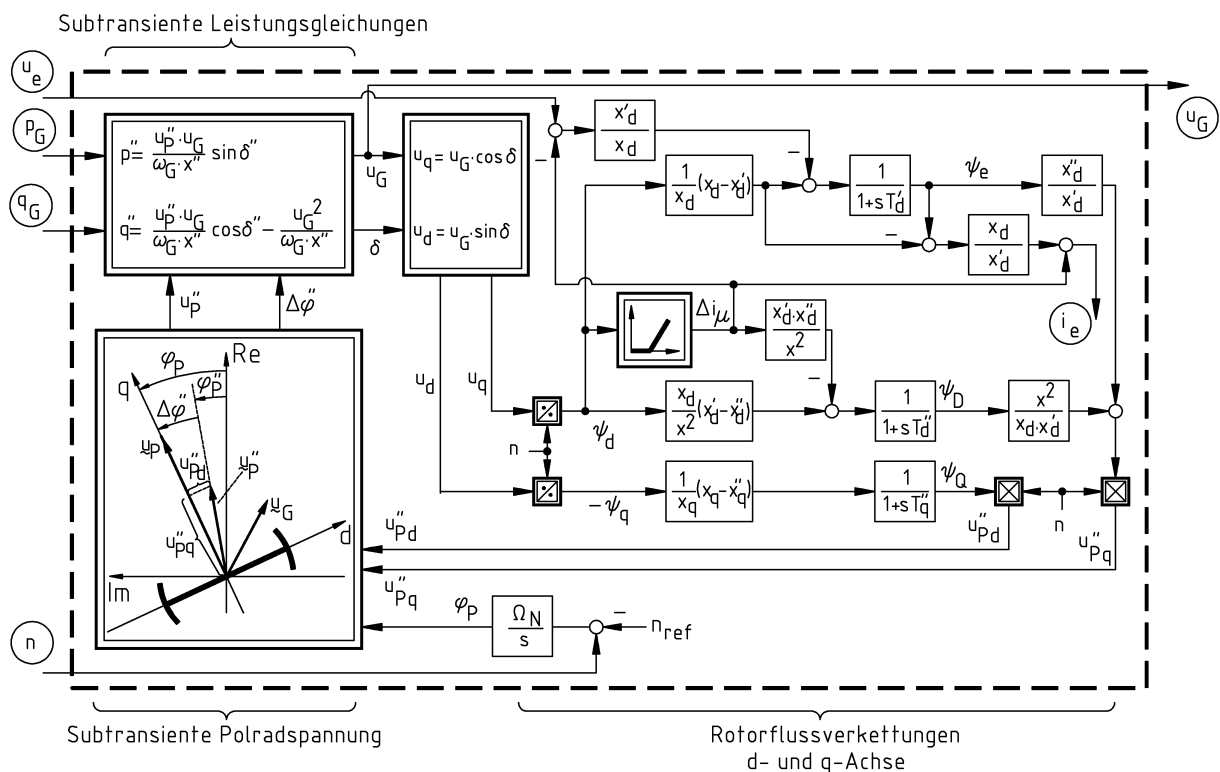


Bild 11: Generator: Elektrischer Teil

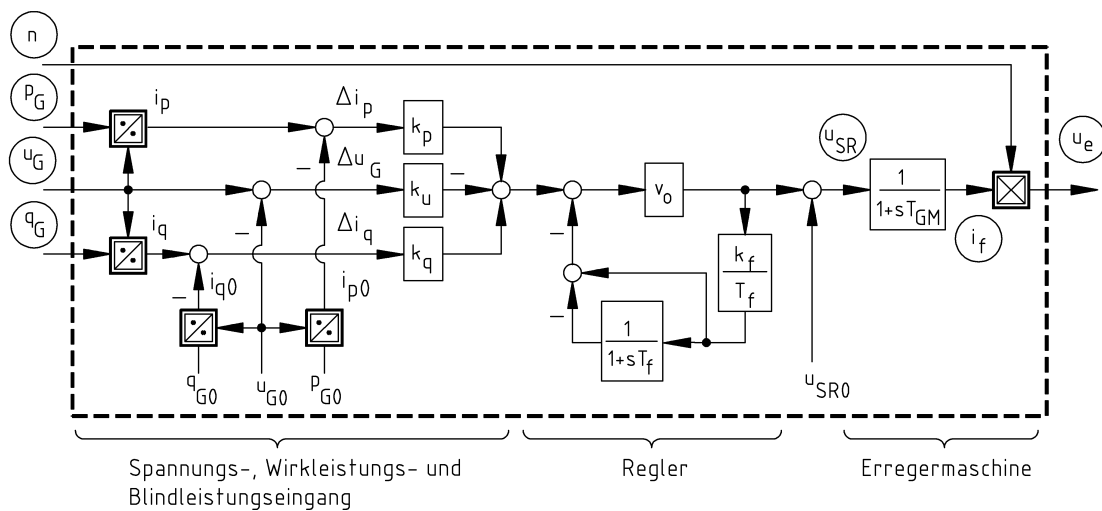


Bild 12: Erregersystem

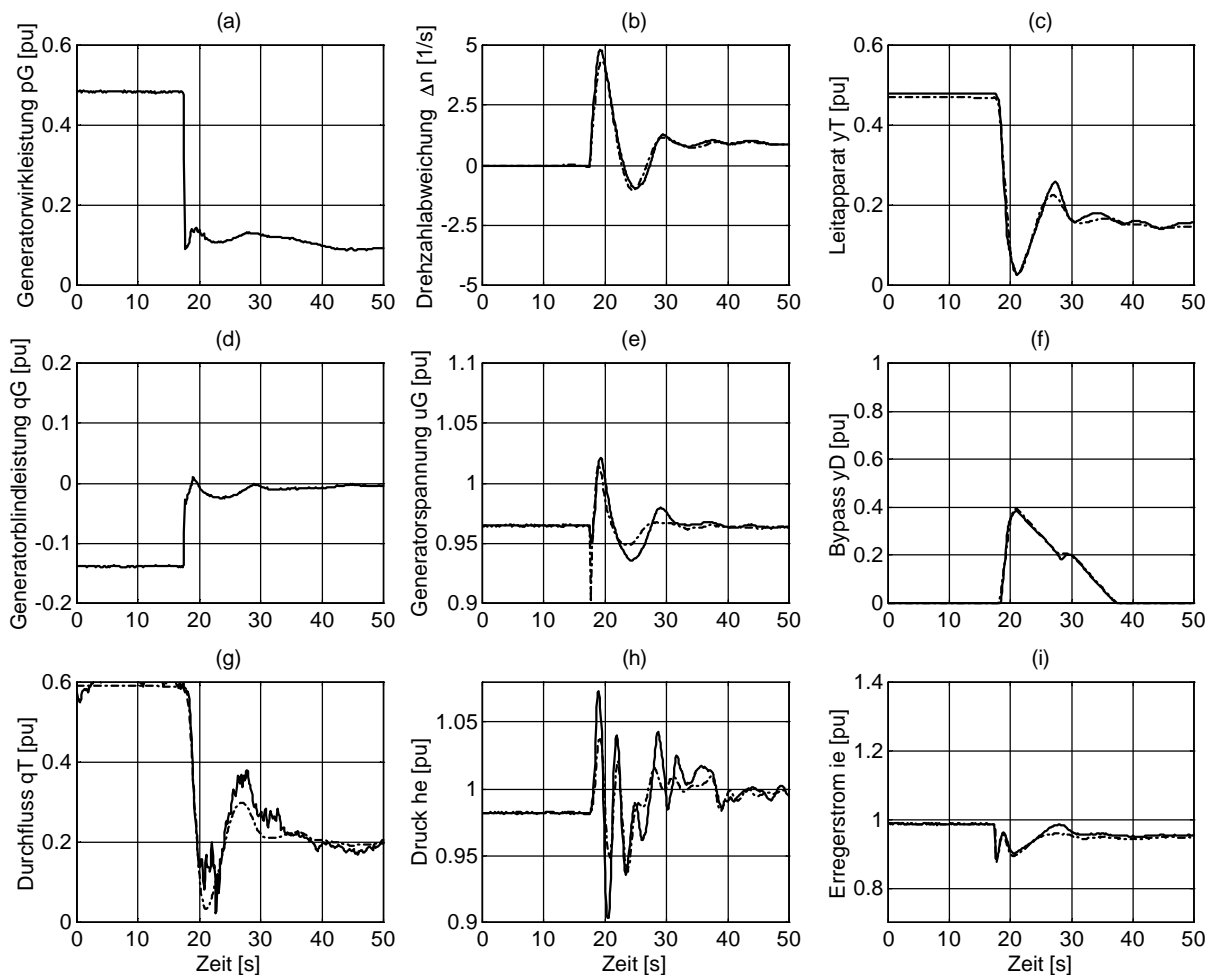
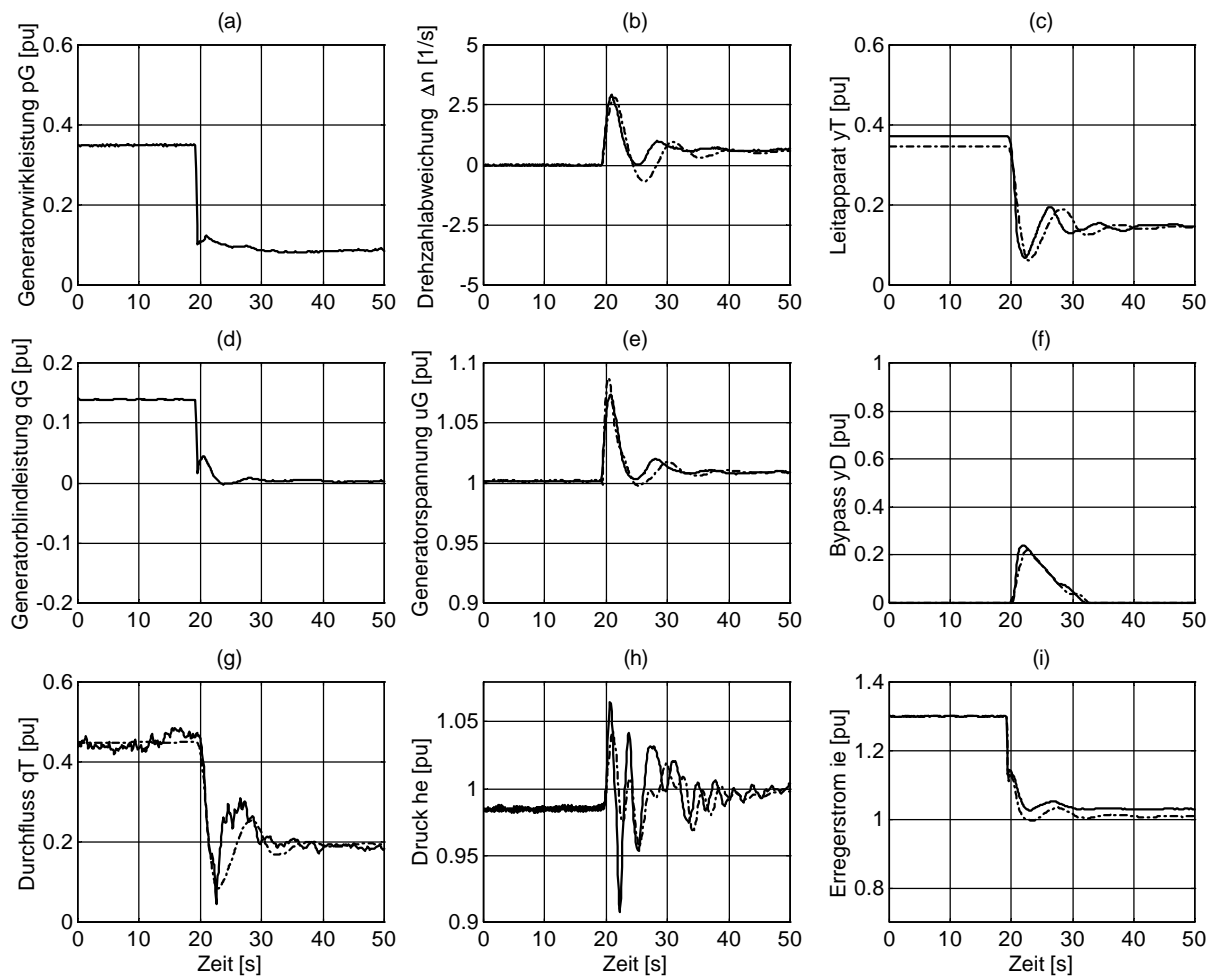


Bild 13: KW Löntsch:  $p_A = +0,40 \text{ pu} = +12 \text{ MW}$  (Export),  
Vergleich Messung (-) und Simulation (-.-)



ist das Modell mit dem ermittelten Parametersatz sehr genau in der Lage, das dynamische Verhalten des realen Kraftwerks in allen Dynamikverläufen wiederzugeben.

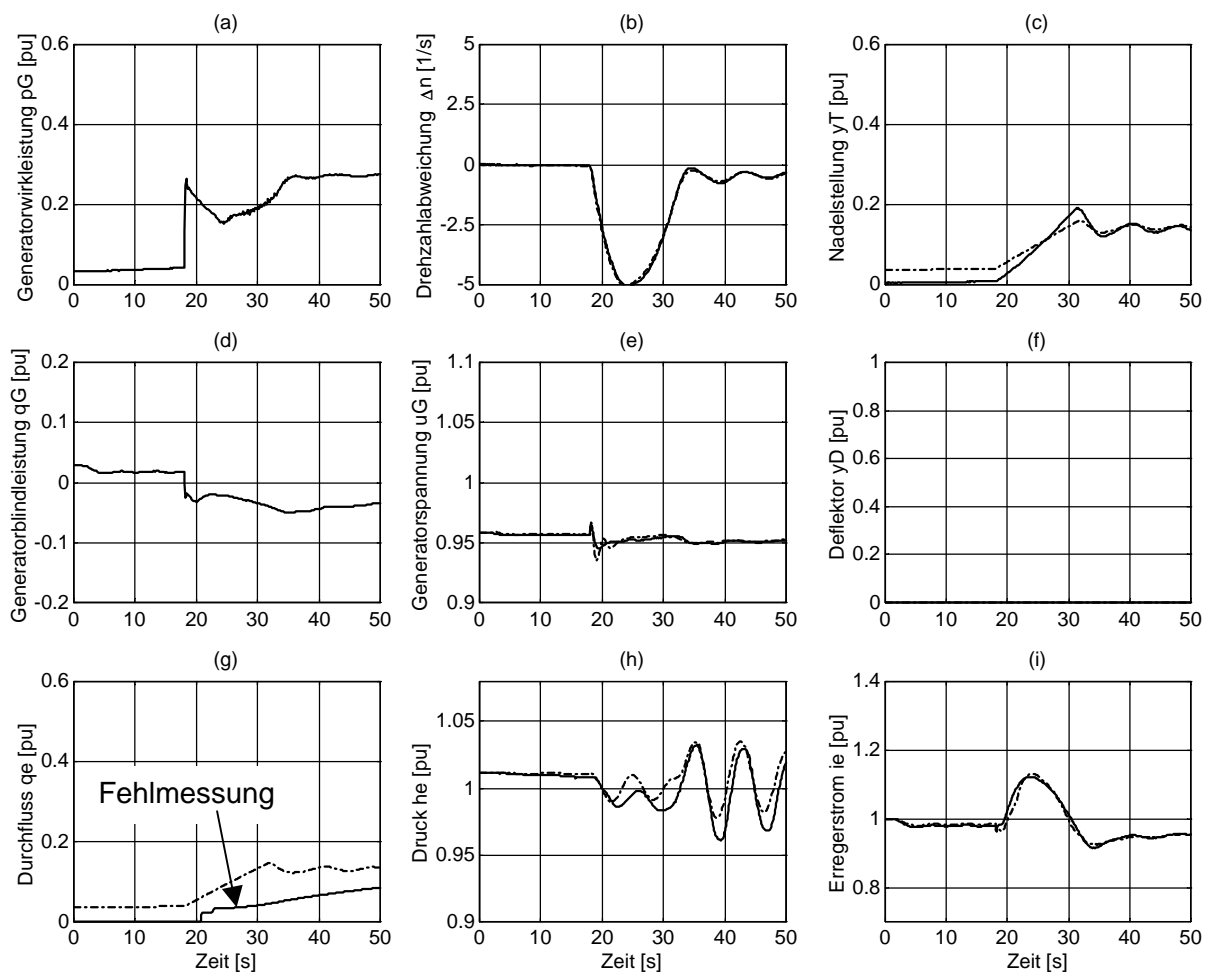
**Bild 14** zeigt das dynamische Verhalten von Kraftwerk und Modell bei einer Anregung von  $p_A = +0,25 \text{ pu} = +7,5 \text{ MW}$  (Export) und  $q_A = +0,15 \text{ pu} = +4,5 \text{ MVar}$  (induktiv). Auch hier zeigt das Modell mit dem unveränderten Parametersatz wieder eine sehr gute Übereinstimmung mit der Messung, obwohl das Kraftwerk hier in einem niedrigeren Arbeitspunkt betrieben wird. Die Arbeitspunktabhängigkeit der Kraftwerksdynamik ist sehr hoch, da sowohl das Kraftwerk als auch das Modell stark nichtlinear ist (Kennlinien, Multiplikationen, Divisionen, Totbänder, Begrenzungen usw.).



**Bild 14:** KW Löntsch:  $p_A = +0,25 \text{ pu} = +7,5 \text{ MW}$  (Export),  
Vergleich Messung (-) und Simulation (-.-)

In **Bild 15** sind die Messergebnisse der Inselnetzbildung für das KW „Stalden“ dargestellt. Die abgeschaltete Austauschleistung beträgt hier  $p_A = -0,25 \text{ pu} = -20 \text{ MW}$  (Import) und die Blindleistung  $q_A = +0,1 \text{ pu} = +8 \text{ MVar}$  (induktiv). Darauf reagiert der Generator mit den Leistungen  $p_G$  und  $q_G$  (**Teilbilder a, d**). Diese Leistungen rufen dann die in den **Teilbildern b, e** dar-

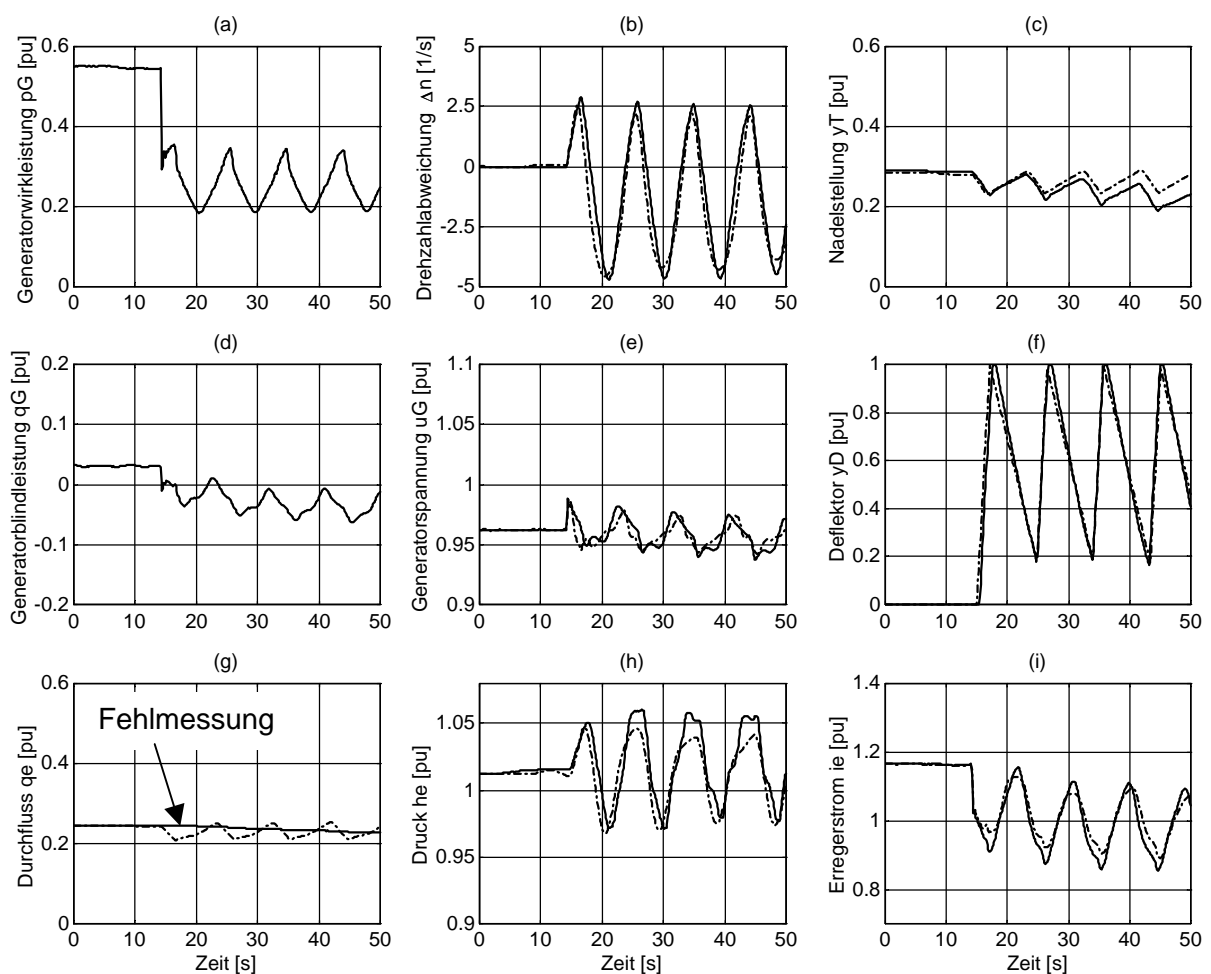
gestellten Drehzahl- und Spannungsreaktionen hervor, wobei die Drehzahl um bis zu  $-5 \text{ s}^{-1}$  absinkt. Dieser Drehzahlabfall wird verursacht durch die langsame Öffnungsgeschwindigkeit der Düsennadel  $y_T$  (Teilbild c), während der Deflektor bei dieser Anregung natürlich nicht in Aktion tritt (Teilbild f). Der Rohrdurchfluss  $q_e$  konnte bei dieser Messkampagne nicht richtig gemessen werden, da eine Messeinrichtung defekt war, Fehlmessung in Teilbild g. Der Rohrdruck  $h_e$  (Teilbild h) wird anfänglich nur wenig angeregt, schwingt jedoch dann nach dem Abschluss des Nadelöffnungsvorganges als schwach gedämpfte Druckrohrschwingung stärker. Teilbild i zeigt wieder den Erregerstrom  $i_e$ .



**Bild 15:** KW Stalden:  $p_A = -0,25 \text{ pu} = -20 \text{ MW}$  (Import),  
Vergleich Messung(-) und Simulation (-.-)

Die strichpunktierten Kurvenverläufe zeigen wieder das Verhalten des parameteridentifizierten Simulationsmodells auf diese Anregung. Auch hier ist die sehr gute Übereinstimmung zwischen Messung und Rechnung festzustellen. Beaufschlagt man nun das KW „Stalden“ mit einer Exportabschaltung gemäss  $p_A = +0,25 \text{ pu} = +20 \text{ MW}$  (Export) und

$q_A = +0,05 \text{ pu} = +4 \text{ MVar}$  (induktiv), so tritt das in Bild 16 dargestellte Kraftwerksverhalten auf. In allen Dynamikverläufen ist eine nichtlineare stehende Oszillation erkennbar. Dieses Verhalten wird durch den Zweipunkt-Deflektorregler verursacht, Regelstruktur siehe Bild 9. Die Generatordrehzahl steigt gemäss Teilbild b aufgrund der Exportabschaltung zunächst an, wodurch der Deflektor in Schliessrichtung geführt wird (Teilbild f). Dadurch wird der Wasserstrahl vom Peltonrad abgelenkt und die Drehzahl sinkt wieder ab, wodurch der Deflektor auch wieder aus dem Strahl geführt wird. Damit kommt jedoch - aufgrund des langsamen Schliessens der Nadel (Teilbild c) - soviel Leistung auf das Peltonrad, dass die Drehzahl wieder stark ansteigt, wodurch der gleiche Vorgang erneut angestoßen wird, was die stehende Oszillation zur Folge hat.



**Bild 16:** KW Stalden:  $p_A = +0,25 \text{ pu} = +20 \text{ MW}$  (Export),  
Vergleich Messung(-) und Simulation (-.-)

Wendet man diese Exportabschaltung auf das parameteridentifizierte Kraftwerksmodell an, so ergeben sich die strichpunktierten Simulationsverläufe. Wie man der Darstellung ent-

nimmt, bildet das Modell auch dieses ungünstige Kraftwerksregelverhalten in allen Kurvenverläufen sehr gut nach.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit der dargestellten Methode „Messung, Modellierung und Parameteridentifikation“ für die Kraftwerke „Löntsch“ und „Stalden“ Simulationsmodelle hoher Genauigkeit gewonnen werden konnten, mit welchen im folgenden die Untersuchung der Anforderungen des GridCodes für diese beiden Kraftwerke möglich ist.

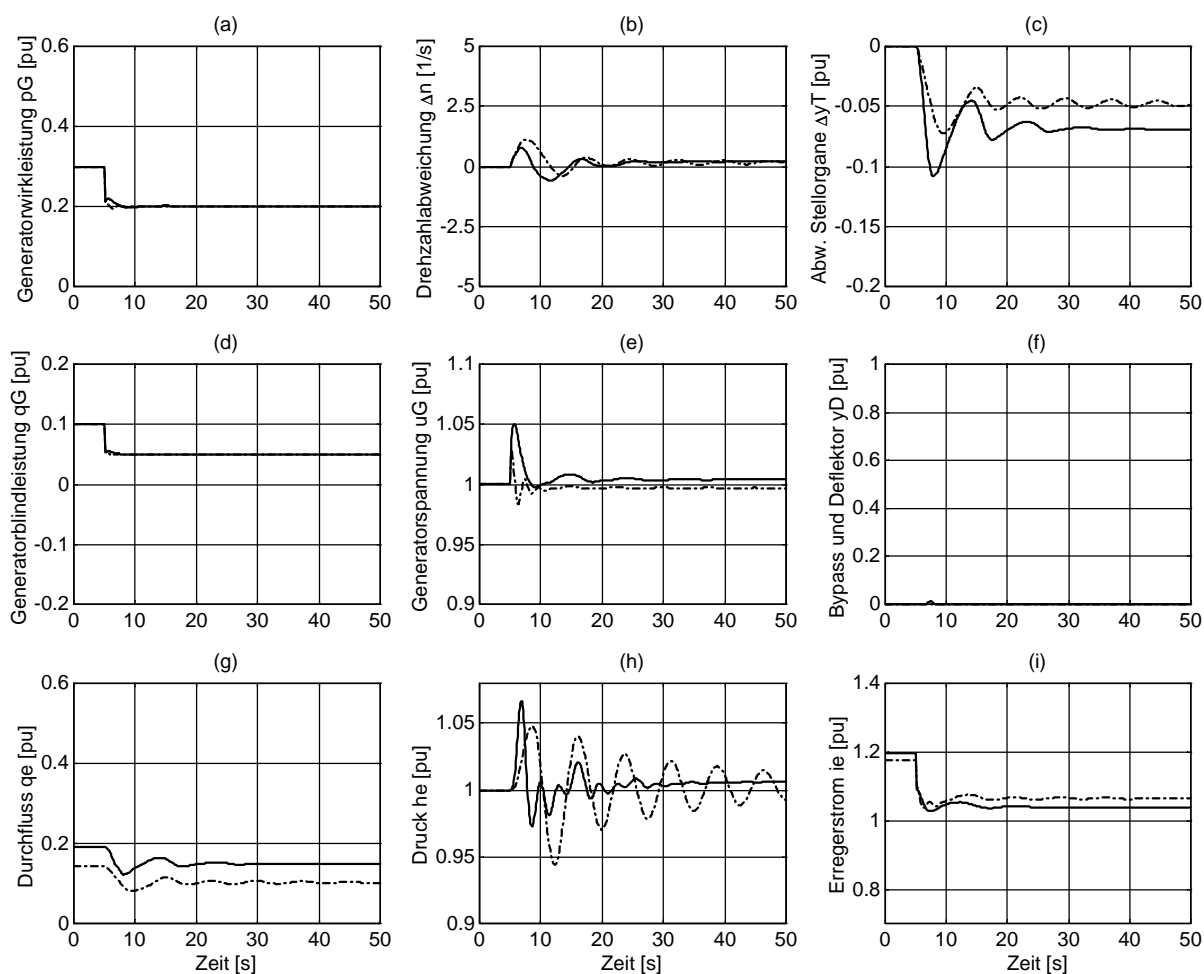


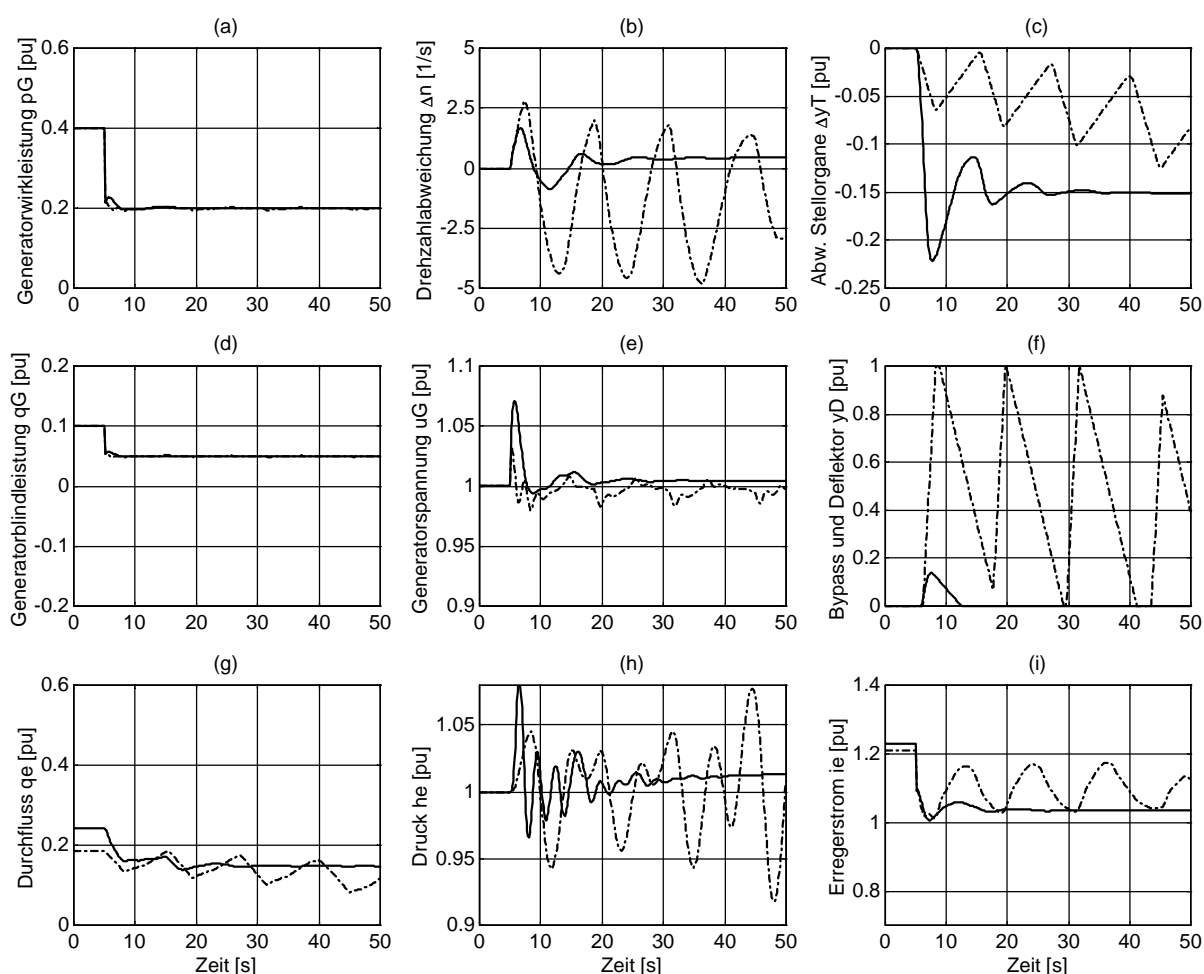
Bild 17:  $p_A = +0,10$  pu (Export), Simulation Vergleich KW Löntsch (-) und KW Stalden (-.-)

### 3. Untersuchung des Dynamikverhaltens der Kraftwerke "Löntsch" und "Stalden" bezüglich der GridCode-Anschlussbedingung "Inselbetriebsfähigkeit"

Bezüglich der „Inselbetriebsfähigkeit“ (Inselnetzführungsfähigkeit) definiert der deutsche GridCode folgende Anschlussbedingungen /1/:

*Die Inselbetriebsfähigkeit muss vom Kraftwerksbetreiber angeboten werden, sofern der Netzbetreiber dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert. In diesem Fall müssen folgende Bedingungen erfüllt werden. Die Vergütung hierfür erfolgt durch den Netzbetreiber.*

- a) Bei der Bildung asynchroner Teilnetze ist die verbleibende Last in der Regel abweichend von der vorher von den Erzeugungseinheiten abgegebenen Leistung. Daher ist es notwendig, die Regelung der Erzeugungseinheit derart auszulegen, dass ein Abfangen auf jede beliebige Teillast oberhalb eines festzulegenden Eigenbedarfskriteriums ebenso sicher beherrscht wird wie das Abfangen auf Eigenbedarf. Eine zeitliche Begrenzung ist möglichst zu vermeiden. Ein derartiger Inselbetrieb muss mehrere Stunden aufrecht erhalten werden können.
- b) Bei Betrieb der Erzeugungseinheit mit Belastung durch den Eigenbedarf oder einer Teillast muss die Erzeugungseinheit in der Lage sein, stossartige Lastzuschaltungen bis 10 % der Nennleistung auszuregeln.

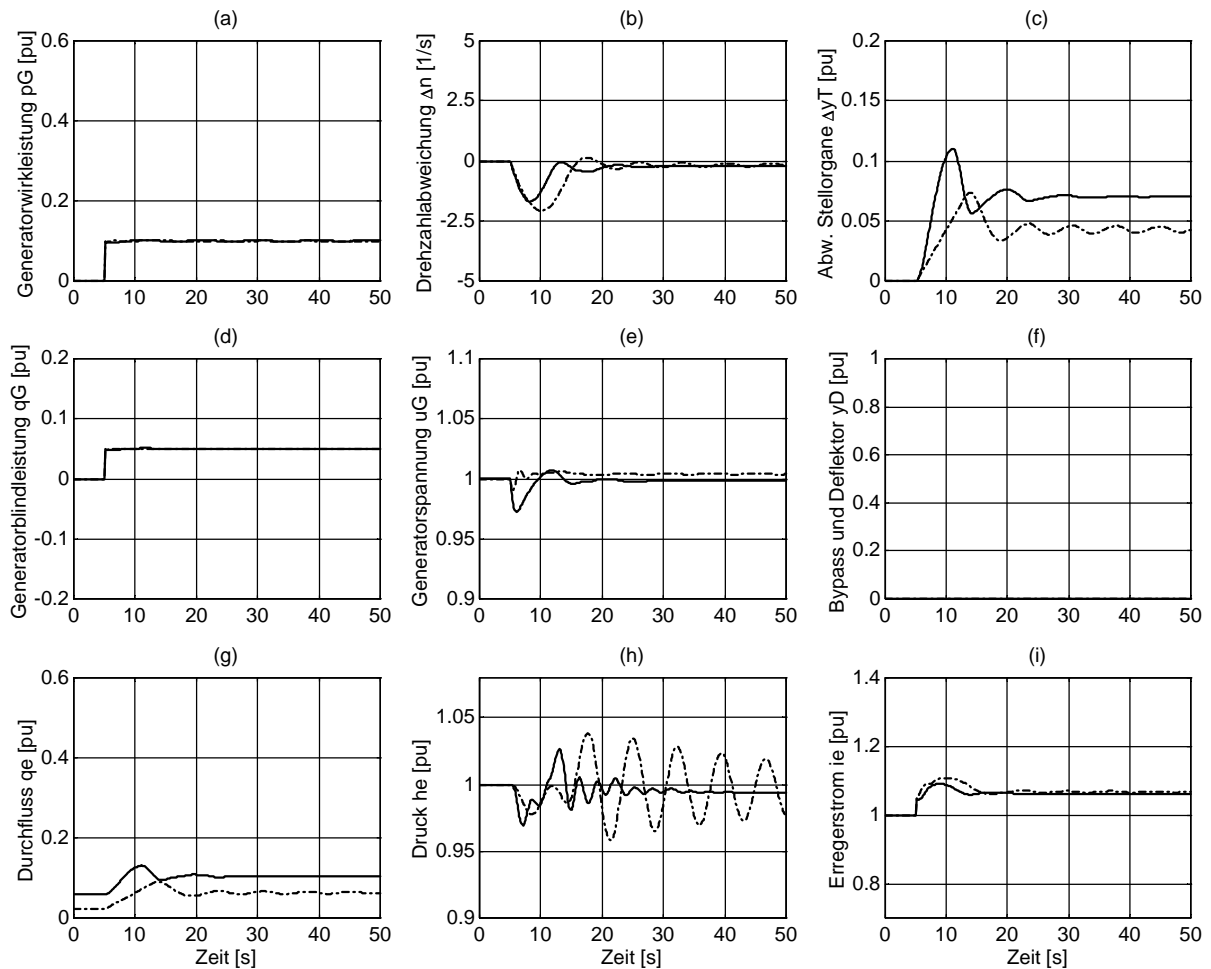


**Bild 18:**  $p_A = +0,20$  pu (Export), Simulation Vergleich KW Löntsch (-) und KW Stalden (-.-)

Die beiden identifizierten Kraftwerksmodelle wurden nun mit diesen Anforderungen gemäss

- a) Abfangen auf Teillast (z.B. Inselnetzbildung oder Verbraucherverlust bei Inselnetzaufbau), Lastreduktion 10 % und 20 % der Kraftwerksnennleistung und
- b) Stossartige Lastzuschaltung (z.B. Verbraucherschaltung bei Inselnetzaufbau),

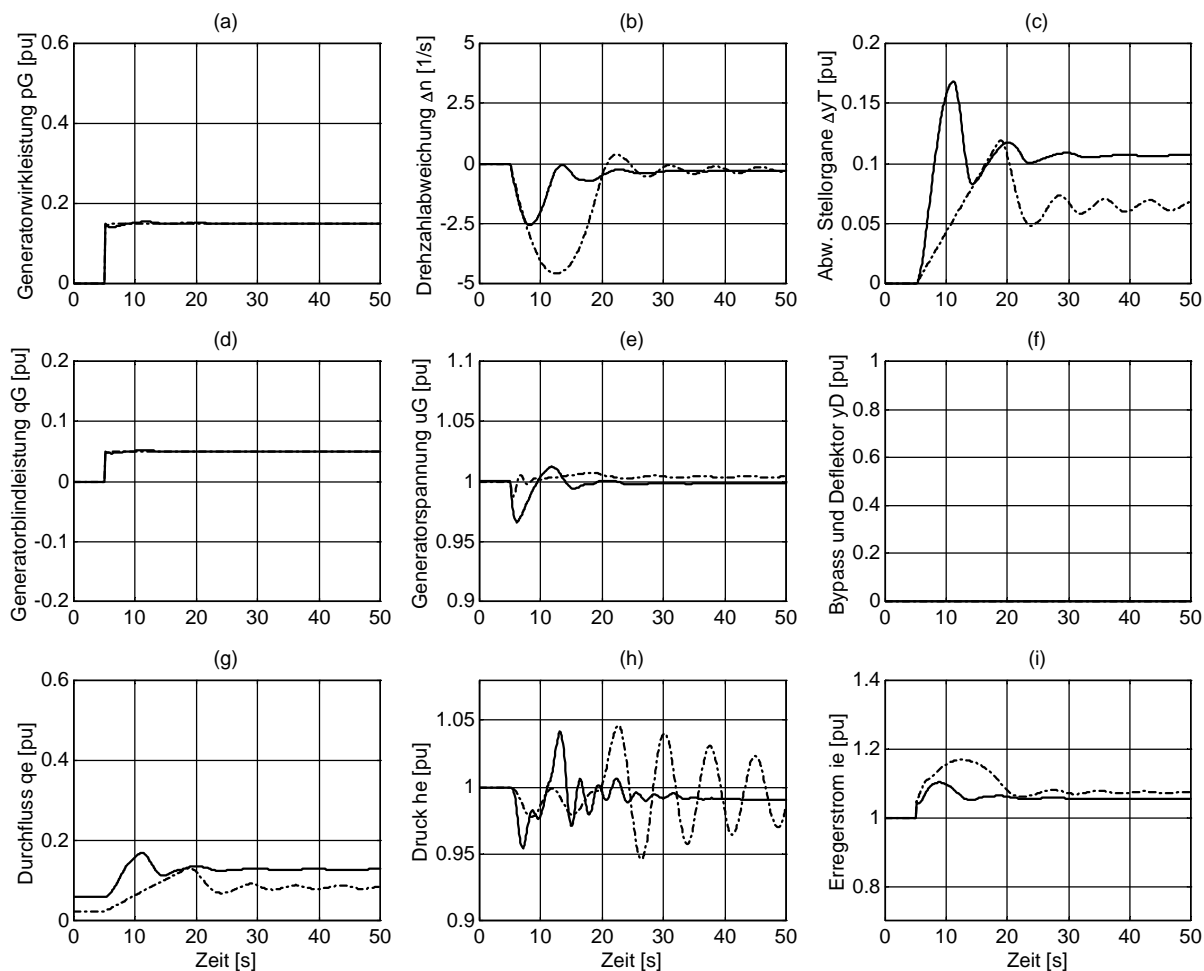
Lastzuschaltungen von 5 %, 10 %, 15 %, 20 % der Kraftwerksnennleistung unter Anwendung des Softwarepakets DigSILENT PowerFactory /6/ beaufschlagt, um ihre Inselbetriebsfähigkeit nach GridCode zu untersuchen.



**Bild 19:**  $p_A = -0,10$  pu (Import), Simulation Vergleich KW Löntsch (-) und KW Stalden (-.-)

Obwohl der GridCode gemäss b) nur Zuschaltungen von  $\leq 10\%$  verlangt, wurden hier auch grössere Zuschaltungen simuliert, da in der Realität des Inselnetzaufbaus die tatsächlich an der Sammelschiene anstehende zuzuschaltende Verbraucherlast kaum bekannt sein dürfte.

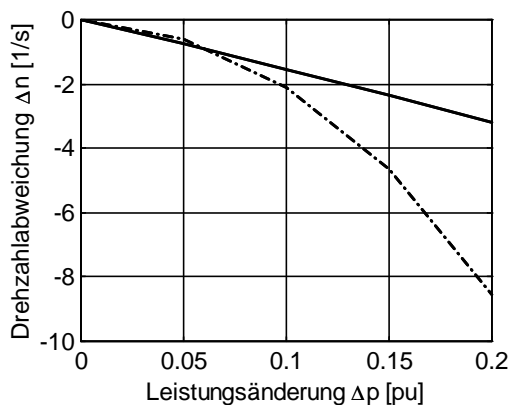
**Bild 17** zeigt gemäss Anforderung a) den Verlust von 10 % und **Bild 18** den von 20 % Verbraucherlast. Solche Situationen können entstehen, wenn in einer bereits vorhandenen Netzinsel ein Verbrauchergebiet z. B. durch Schutzauslösung verloren geht. Wie man **Bild 17** entnimmt, beherrschen beide Kraftwerkstypen diesen Lastverlust von 10 % noch sehr gut; in keiner Dynamikgrösse sind aussergewöhnliche Verläufe zu erkennen. Bei Verlust von 20 % Last jedoch kann gemäss **Bild 18** nur das Francis-Kraftwerk „Löntsch“ die Insel sicher halten, das Pelton-Kraftwerk „Stalden“ würde aufgrund seiner inhärenten Oszillationsneigung durch Schutzauslösung (z.B. Deflektoroszillationsschutz) abgeschaltet werden.



**Bild 20:**  $p_A = -0,15$  pu (Import), Simulation Vergleich KW Löntsch (-) und KW Stalden (-.-)

**Bild 19** zeigt gemäss Anforderung b) die Zuschaltung von 10 % und **Bild 20** die von 15 % Last. Wie man **Bild 19** entnimmt, kann die Zuschaltung von 10 % Last noch von beiden Typen gut beherrscht werden. Das KW „Stalden“ zeigt aber aufgrund seiner langsamen Nadelöffnung eine grössere Unterdrehzahl von  $-2,2 \text{ s}^{-1}$  gegenüber dem KW „Löntsch“ mit  $-1,7 \text{ s}^{-1}$ . Erhöht man den Laststoss auf 15 %, so ergibt sich für das KW „Stalden“ bereits eine Unterdrehzahl von ca.  $-4,5 \text{ s}^{-1}$ , während das KW „Löntsch“ noch bei  $-2,5 \text{ s}^{-1}$  liegt.

In **Bild 21** sind zur Verdeutlichung dieses Sachverhalts die Laststoss-Unterdrehzahl-Kennlinien der beiden Kraftwerksmodelle in einem grösseren Leistungsbereich dargestellt.



**Bild 21:** Abhängigkeit Laststoss-Unterdrehzahl für die Kraftwerke Löntsch (-) und Stalden (-.-)

Man erkennt, dass das KW „Stalden“ ab 10% Lastzuschaltung gegenüber dem KW „Löntsch“ starke Unterdrehzahl aufzuweisen beginnt und dieses Verhalten zudem stark nichtlinear ist. Hier dürfte im Inselnetzfall eine ungewollte Auslösung von Schutzeinrichtungen auftreten, was den Wiederaufbau einer Netzinsel erschweren könnte.

#### **4. Zusammenfassung**

Anhand von Inselnetzversuchen wurden mittels Modellbildung und Parameteridentifikation Dynamikmodelle der beiden Schweizer Hochdruck-Wasserkraftwerke „Löntsch“ (Francis, NOK) und „Stalden“ (Pelton, EGL) erstellt. Die Genauigkeit dieser nichtlinearen Modelle konnte durch Vergleich von Messung und Simulation nachgewiesen werden. Mit diesen geprüften Kraftwerksmodellen wurde dann exemplarisch untersucht, ob diese beiden Kraftwerkstypen die im DVG-GridCode geforderte Anschlussbedingung „Inselbetriebsfähigkeit“ erfüllen können. Dazu wurden die im GridCode definierten Betriebszustände „Abfangen auf beliebige Teillast“ und „Lastzuschaltungen“ für verschiedene Laststösse simuliert. Im Ergebnis zeigte sich, dass das Pelton-Kraftwerk „Stalden“ aufgrund seiner Oszillationsneigung sowie aufgrund hoher möglicher Unterdrehzahlen dazu bislang nicht für alle Betriebsfälle in der Lage ist. Eine Reglernachrüstung des Deflektorreglers könnte hier eventuell Abhilfe schaffen. Das Francis-Kraftwerk „Löntsch“ hingegen konnte alle geforderten Anschlussbedingungen sehr gut erfüllen. Allgemein kann festgestellt werden, dass Francis-Kraftwerke auf Grund ihrer schnelleren Stellbewegungen für Inselnetzbetrieb und Netzwiederaufbau besser geeignet sind als Pelton-Kraftwerke.

Generell kann aus den durchgeführten Untersuchungen ein Nachweisbedarf bezüglich der Überprüfung der Erfüllung der GridCode-Anforderungen abgeleitet werden, welchen die Kraftwerksbetreiber gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu erbringen haben. Hier scheinen weitere Untersuchungen geboten, welche den praktischen Nachweis der Einhaltung der Anschlussbedingungen in den jeweiligen wiederaufbaurelevanten Kraftwerken zum Ziel haben. Hierzu ist die vorgestellte Methode der Messung, Modellierung, Parameteridentifikation der Kraftwerke und anschliessender Problemstudie sicherlich besonders gut geeignet, da damit beliebig viele Szenarien durchgespielt werden können, ohne dabei den Normalbetrieb der Kraftwerke zu beeinträchtigen. Doch auch für die Erstellung eines exakten Netzdynamikmodells zur umfassenden Untersuchung aller GridCode-Anforderungen ist diese Vorgehensweise mit grossem Erfolg anwendbar. Dies haben erste Ergebnisse des Schweizer PSEL-Projektes DynaSim bereits gezeigt.



## **5. Literaturverzeichnis**

- /1/ DVG: -Der GridCode- Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Deutsche Verbundgesellschaft E.V. Heidelberg, 1998
- /2/ De Jaeger, E., N. Janssens, B. Malfliet and F. Van De Meulebroeke: Hydro turbine model for system dynamic studies, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, 1994
- /3/ Prabha Kundur: Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc., 1994
- /4/ Weber H. und D. Zimmermann: Regelverhalten von Hochdruck-Wasserkraftwerken im Fall von Grossstörungen und Übergang auf Inselbetrieb  
VDI-Bericht 1245, 3. VDI/VDE-GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung: Regelungs- und Optimierungskonzepte für den koordinierten Kraftwerks- und Netzbetrieb, VDI-Tagung Berlin, 7.-8.3.1996
- /5/ The Math Works Inc., Massachusetts, USA
- /6/ DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Deutschland, <http://www.digsilent.de>