

# Projekt DynaSim-Modellierung und Identifikation von Hochdruck-Wasserkraftwerken in den Schweizer Alpen

Matthias Hladky, Harald Weber

Bis zum heutigen Tage werden Netzwiederaufbauszenarien nur aus organisatorischer und technisch statischer Sicht berechnet und erprobt. So gibt es einen Ablaufplan mit terminologisch aufgeführten Schalthandlungen, die so ausgewählt sind, dass die Energieerzeugereinheiten zu jeder Zeit den zu erwartenden Leistungsbedarf abdecken können. Aufgrund fehlender Möglichkeiten konnten dynamische Aspekte beim Netzwiederaufbau nicht untersucht werden.

Im Jahre 1998 wurde das vom Projekt- und Studienfonds der (Schweizer) Elektrizitätswirtschaft (PSEL) getragene Projekt Nr. 141 „Messung und Simulation zum Verhalten des Schweizerischen Netzes“ – DynaSim - gestartet.

Beteiligt am Projekt DynaSim sind die Schweizer Energieversorgungsunternehmen Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (**EGL**), Nordostschweizerische Kraftwerke (**NOK**), Aare-Tessin AG für Elektrizität (**Atel**), BKW FMB Energie AG (**BKW**) und énergie ouest suisse(**EOS**).

Wissenschaftlich unterstützt wird das Projekt durch die Fachhochschule Biel (CH) und die Universität Rostock.

Die Kernfrage des Projektes lautet: Funktioniert der Netzwiederaufbau des Schweizer Höchstspannungsnetzes nach einem Black-out ? Bei genauerer Untersuchung der Fragestellung lässt sich das technische Problem auf die Frage eingrenzen: Sind die am Netzwiederaufbau beteiligten Kraftwerke inselbetriebsfähig ? Eine Besonderheit grenzt das Problem noch weiter ein: In der Startphase des Schweizer Netzwiederaufbauplans kommen ausschliesslich Wasserkraftwerke zum Einsatz.

Inselbetriebsfähig ist ein Kraftwerk, wenn es in der Lage ist:

- a) Lastabwürfe bis zur Grösse seiner Nennleistung abzufangen und
- b) das Zuschalten von Lasten in 10%-Schritten seiner Nennleistung auszuregeln (Anforderungen aus dem deutschen GridCode [1]).

Aus der Analyse des Ist-Standes kann die Forderung nach dem Ergebnis des DynaSim-Projektes formuliert werden: Die Erstellung einer Simulationsumgebung für das Schweizer Höchstspannungsnetz, mit der folgende Arbeitsschritte eines Netzwiederaufbaus simuliert werden können:

- Anfahren eines Kraftwerks und Aufnehmen einer Hochspannungsleitung
- Zuschalten von Verbrauchern (Bildung von stabilen Inselnetzen)
- Synchronisation der entstanden Inselnetze zum Verbundbetrieb

Die Arbeitsschritte geben den Modellierungsbedarf an:

- Dynamische Modelle der am Netzwiederaufbau beteiligten Kraftwerke
- Modellierung der Verbraucher
- Modellierung weiterer wichtiger Netzelemente (Leitungen, Transformatoren)

Innerhalb des DynaSim-Projektes wurden zwei Arbeitsgruppen gebildet: Das Teilprojekt Messung/Identifikation führt Messungen in ausgewählten Kraftwerken durch, modelliert die Kraftwerksstruktur und identifiziert die Modellparameter.

Das Teilprojekt Gesamtmodellierung implementiert die Kraftwerksmodelle sowie die anderen Netzelemente in eine Simulationsumgebung und stellt so das komplette Simulationstool des Schweizer Höchstspannungsnetzes zur Verfügung.

Die Universität Rostock arbeitet im Teilprojekt Messung/Identifikation mit.

Es wurde eine Liste von zu identifizierenden Kraftwerken erstellt. Dabei spielten folgende Auswahlkriterien eine Rolle:

1. Die Kraftwerke sind im Netzwiederaufbauplan aktiv.
2. Für die Messung sollte eine Insellast zur Verfügung gestellt werden können.
3. Es sollte ein möglichst breites Spektrum an Turbinen-, Turbinenregler- und Spannungsreglertypen ausgewählt werden, um verschiedene Kraftwerkskonzepte bezüglich ihrer Inselnetzfähigkeit miteinander vergleichen zu können.

Nach diesen Kriterien wurden folgende Kraftwerke zur Messung ausgewählt:

Kraftwerk	Leistung	Turbinentyp	Turbinenregler	Spannungsregler
Löntschi	2x37,5 MVA	Francis	BBC ERW101	ABB Unitrol
Innertkirchen I	5x52 MVA	Pelton	Fliehkraftpendel	ABB Unitrol
Stalden	2x100 MVA	Pelton	mipreg520	ABB Unitrol
Biasca	4x80 MVA	Pelton	BBC ERW101	ABB Unitrol
Limmern	3x100 MVA	Pelton	BBC ERW101	ABB Unitrol
Innertkirchen II	2x37,5 MVA	Francis	Sulzer DTL595	VA TECH ELIN
Veytaux	4x75 MVA	Pelton	mipreg600	ABB Unitrol
Lucendro	2x30 MVA	Pelton	Sulzer DTL535	ABB Unitrol

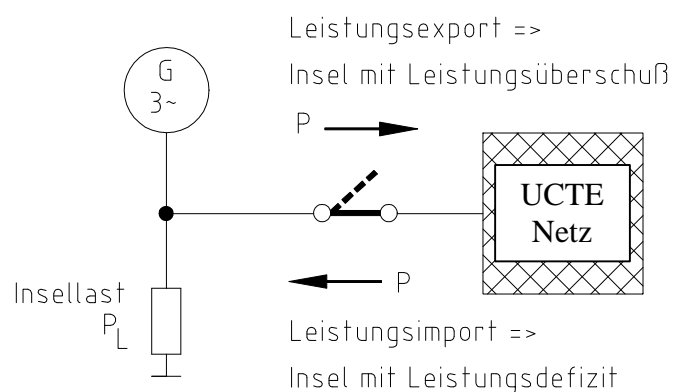
Ein Inselnetzversuch verläuft nach dem folgenden Prinzip (Bild 1):

Im Ausgangszustand befindet sich das Kraftwerk im Verbundbetrieb. Eine Maschine wird untersucht, die anderen Maschinen können im Verbundbetrieb verbleiben.

Die Maschine wird mittels Kuppelschalter vom Verbundnetz getrennt und versorgt nun eine Insellast. Je nach vorher eingestelltem Arbeitspunkt ist nach Übergang auf den Inselbetrieb ein Leistungsüberschuss oder ein Leistungsmangel vorhanden.

Das transiente Verhalten des Kraftwerks während des Übergangs vom Verbundbetrieb auf den Inselbetrieb wird mit einem Mess-PC aufgezeichnet. Anschliessend erfolgt die Synchronisation der Insel mit dem Verbundnetz. Damit ist die Maschine bereit für einen neuen Inselnetzversuch.

Typische Messgrößen, die mit dem Mess-PC aufgezeichnet werden, sind:



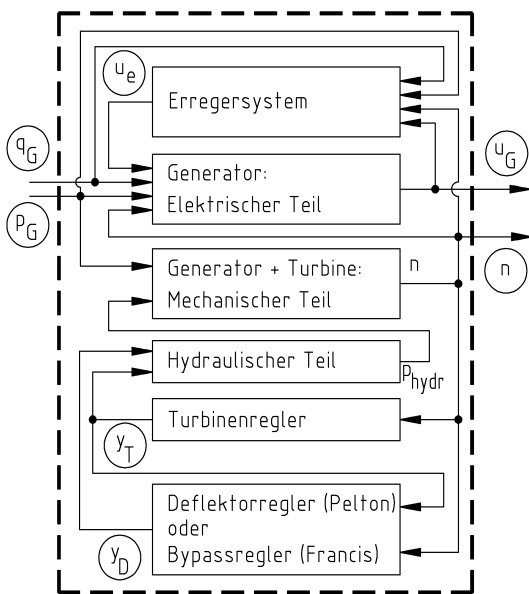
**Bild 1:** Versuchsprinzip der Inselnetzversuche

Druck am Anfang und Ende des Druckrohres, Durchfluss am Anfang und Ende des Druckrohres, Durchfluss der untersuchten Maschine, Positionen der Stellorgane, Signal Turbinenregler + interne Reglersignale, Drehzahl der Maschine, Generatorgrößen Spannung, Strom, Frequenz, Blind- und Wirkleistung, Erregerspannung und -strom, Signal Spannungsregler und Feldstrom der Erregermaschine.

Schon bei den Messungen waren die ersten überraschenden Resultate zu vermerken:

Zwei der insgesamt acht gemessenen Kraftwerke zeigten im Inselbetrieb instabiles Verhalten. Die sich aufschaukelnde Drehzahloszillation konnte nur durch den Eingriff des Kraftwerkspersonals beruhigt werden.

Die Kraftwerke, bei denen der Turbinenregler in der Lage ist, Inselnetzbetrieb zu erkennen, waren so eingestellt, dass sie bei erkanntem Inselnetzbetrieb automatisch abschalteten.



**Bild 2:** Blockschaltbild Wasserkraftwerk

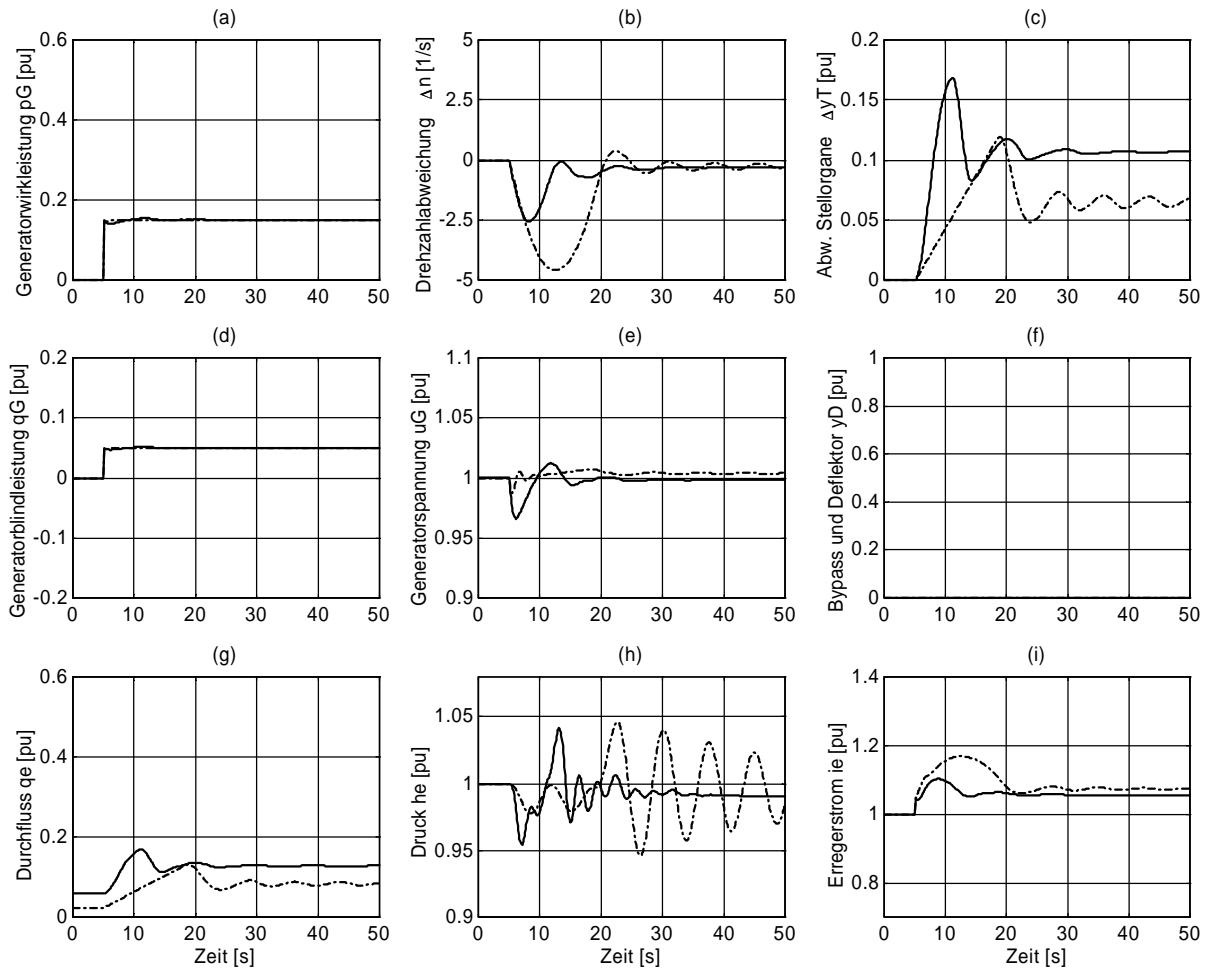
Die Modellierung der Kraftwerke stützte sich hauptsächlich auf die Kraftwerksdokumentation. Ein prinzipielles Blockschaltbild eines Wasserkraftwerks ist in Bild 2 dargestellt. Es besteht aus den Einzelementen Erregersystem, elektrischer Generatorteil, elektromechanischer Generatorteil, dem Turbinenregler und den nachfolgenden Stellorganen.

Die Simulationen mit den identifizierten Modellen ergaben folgende Ergebnisse:

Francisturbinen haben eine bessere Inselnetz-Performance als Pelton-turbinen. Bei Lastreduktionen ist praktisch kein Unterschied zu erkennen, aber bei Lastübernahme zeigt das Peltonkraftwerk einen deutlichen Frequenzeinbruch gegenüber dem Franciskraftwerk. Ursache hierfür ist die langsame Bewegung der Stellorgane der Pelton-turbine. Die Öffnungsgeschwindigkeit einer Pelton-turbine ist nur etwa halb so schnell wie die einer Francisturbine.

Bild 3 zeigt die vergleichende Simulation einer 15%igen Lastzuschaltung für ein Peltonkraftwerk (strichelpunktierte Linie) und ein Francis-Kraftwerk (durchgezogen). Die Drehzahlabweichung des Peltonkraftwerkes (Bild 3b) ist fast doppelt so gross wie die des Francis-Kraftwerkes. Auch die unterschiedliche Geschwindigkeit der Stellorgane ist gut zu beobachten (Bild 3c). Mit diesen Erkenntnissen sollte die weit verbreitete Meinung, dass Peltonkraftwerke besser für den Netzwiederaufbau geeignet seien als Franciskraftwerke, neu überdacht werden.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bei den Messungen im Rahmen des DynaSim-Projektes von den acht gemessenen Schweizer Hochdruck-Wasserkraftwerken dynamische Modelle erstellt wurden, die in der Lage sind, Netzwiederaufbauszenarien zu simulieren. Darüber hinaus eignen sich die Kraftwerksmodelle für Untersuchungen bezüglich der Inselbetriebsfähigkeit von Kraftwerken. Die Inselbetriebsfähigkeit wird im deutschen GridCode als Serviceleistung genannt, die vom Energieerzeuger angeboten und vom Netzbetreiber vergütet wird.



**Bild 3:** Simulation  $-0,15\text{pu}$  Lastzuschaltung (strichpunkt Pelton, durchgezogen Francis)

## Literatur

- [1] DVG: -Der GridCode- Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Deutsche Verbundgesellschaft E.V. Heidelberg, 1998

## Verfasser

Dipl.-Ing. Matthias Hladky, Prof. Dr.-Ing. Harald Weber  
 Universität Rostock, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik  
 Institut für Elektrische Energietechnik  
 18051 Rostock

Tel./Fax: (0381) 498 3549

e-mail: matthias.hladky@uni-rostock.de harald.weber@etechnik.uni-rostock.de