

# Dynamische Untersuchungen zum Netzwiederaufbau mit einem Pumpspeicherkraftwerk

Manfred Krüger<sup>\*</sup>, Fred Prillwitz<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik, A.-Einstein-Str. 2,  
18059 Rostock, manfred.krueger@uni-rostock.de, fred.prillwitz@uni-rostock.de

## 1. Einleitung

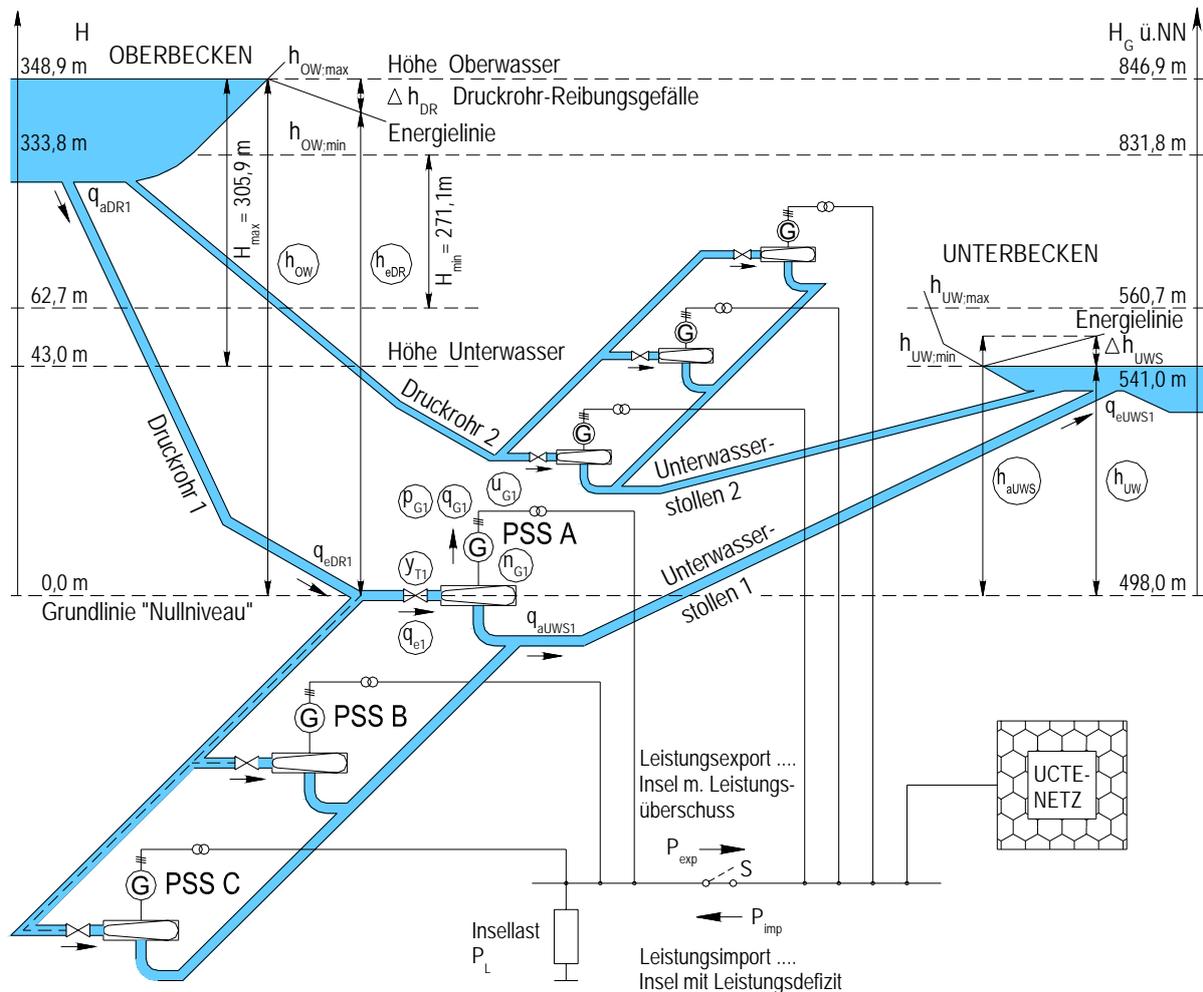
Der Wiederaufbau des Übertragungsnetzes ohne Spannungsvorgabe von benachbarten Übertragungsnetzen muss nach einem großflächigen Netzzusammenbruch ausgehend von Kraftwerksblöcken im eigenen Übertragungsnetzgebiet erfolgen. Dieser Wiederaufbau kleiner Inselnetze, die im Extremfall nur durch einen Kraftwerksblock versorgt werden, ist problematisch. Die Zuschaltung von Betriebsmitteln bzw. Verbrauchern kann zu instabilen Betriebszuständen führen, welche Schutzmaßnahmen im Netz auslösen und letztendlich ein Zusammenbrechen des wiederaufgebauten Inselnetzes bedingen können.

Für die Untersuchungen zum Netzwiederaufbau wird ein realitätsnahes dynamisches Netzmodell des Höchstspannungsnetzes auf einer Simulationsplattform erstellt, die es ermöglicht, verschiedene Szenarien des Wiederaufbaus unter technischen Gesichtspunkten zu analysieren. Es können so verschiedene Wiederaufbauszenarien hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit überprüft und Probleme bei der Umsetzung aufgedeckt werden. Um ein vollständiges dynamisches Netzmodell zu erhalten, sind dynamische Modelle der wichtigsten einspeisenden Kraftwerke nötig. Voraussetzung ist die genaue Kenntnis des technischen und ökonomischen Ist-Zustandes der Kraftwerke. Dazu sind an den einzelnen Kraftwerken Untersuchungen in der prinzipiellen Reihenfolge Modellbildung, Messung, Identifikation und Simulation durchzuführen.

## 2. Kraftwerksmodell PSW Markersbach

In einem ersten Teilschritt wurde ein dynamisches Modell für das schwarzstartfähige Pumpspeicherkraftwerk (PSW) Markersbach der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG erstellt. Es handelt sich um ein Kavernenkraftwerk mit 6 Francis-Pumpturbinen, das in Sachsen im Westerzgebirge am Flusslauf der Großen Mittweida liegt. Mit einer Nennleistung im Turbinenbetrieb von 1.050 MW (6×175 MW) ist es das zweitgrößte PSW in Deutschland. Die mittlere Leistung im Pumpbetrieb beträgt 1.140 MW (6×190 MW). Abb. 1 zeigt das Anlagenschema. Das Unterbecken wird durch die angestaute Große Mittweida gebildet.

Das Arbeitsvermögen des künstlichen Oberbeckens liegt bei 4.018 MWh. Die mittlere Fallhöhe beträgt 288 m. Die 6 vertikalachsigen Pumpturbinen sind über zwei Druckrohre bzw. zwei Unterwasserstollen mit dem Ober- bzw. Unterbecken verbunden. Die Ausbauwassermenge ist mit  $6 \times 70 \text{ m}^3/\text{s}$  angegeben. Die 6 Generatoren speisen in Markersbach über je einen Transformator in die 380-kV-Spannungsebene des Vattenfall Europe Transmission Übertragungsnetzes ein.

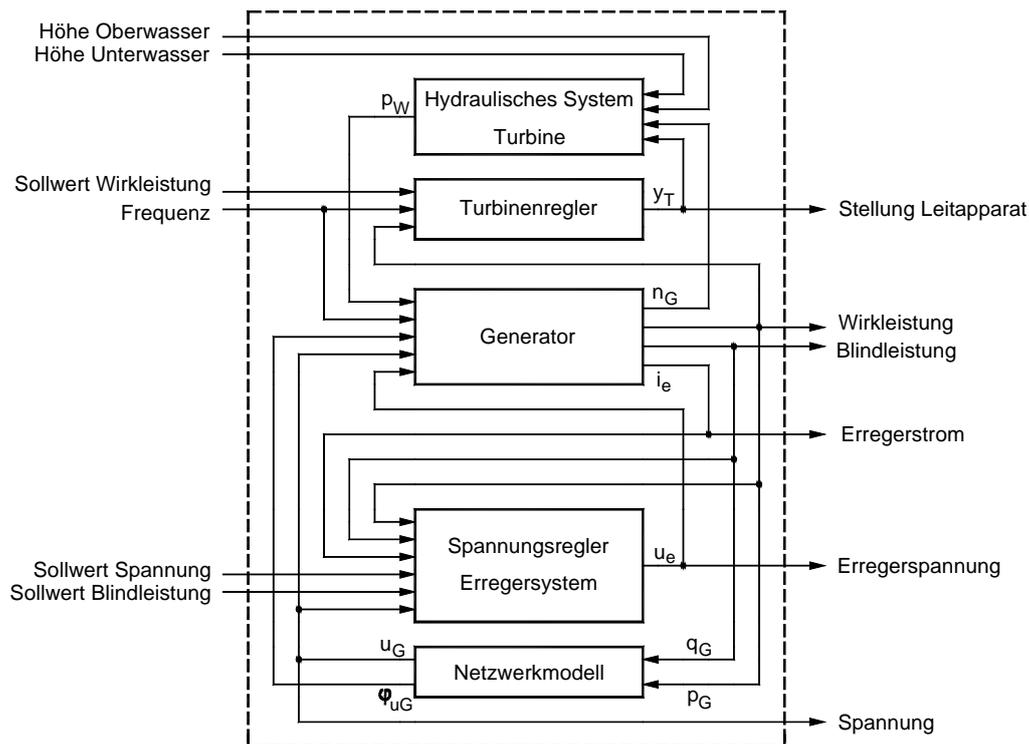


**Abb. 1: Anlagenschema des PSW Markersbach**

Vom 6. bis 7. Juni 2006 wurden Messungen im PSW Markersbach durchgeführt. Zur Bestimmung der Leitapparat- sowie der Turbinen-Kennlinie wurden Versuche im Verbundbetrieb durchgeführt, bei denen stationäre Arbeitspunkte angefahren wurden. Zur Bestimmung des dynamischen Verhaltens wurden Inselnetzversuche durchgeführt, deren prinzipieller Ablauf in Abb. 1 gezeigt wird. In der Ausgangssituation befindet sich ein Halbwerk des PSW im Verbundbetrieb. Das zweite Halbwerk ist außer Betrieb. Durch das Öffnen des Kuppelschalters S wird das für den Versuch benutzte Halbwerk vom Netz getrennt und versorgt im Anschluss eine angeschlossene Insellast. Beim Übergang auf den Inselbetrieb entsteht je nach Arbeitspunkt des Kraftwerks vor der Trennung vom Verbundnetz entweder ein Leistungsdefizit oder ein Leistungsüberschuss. Mit Hilfe sei-

ner Regeleinrichtungen soll das Kraftwerk in der Lage sein, die Insellast nach Übergang auf den neuen Arbeitspunkt stabil zu versorgen. Mit den erhaltenen Messergebnissen konnte die für die Modellbildung nötige Identifikation des Pumpspeicherkraftwerks durchgeführt werden.

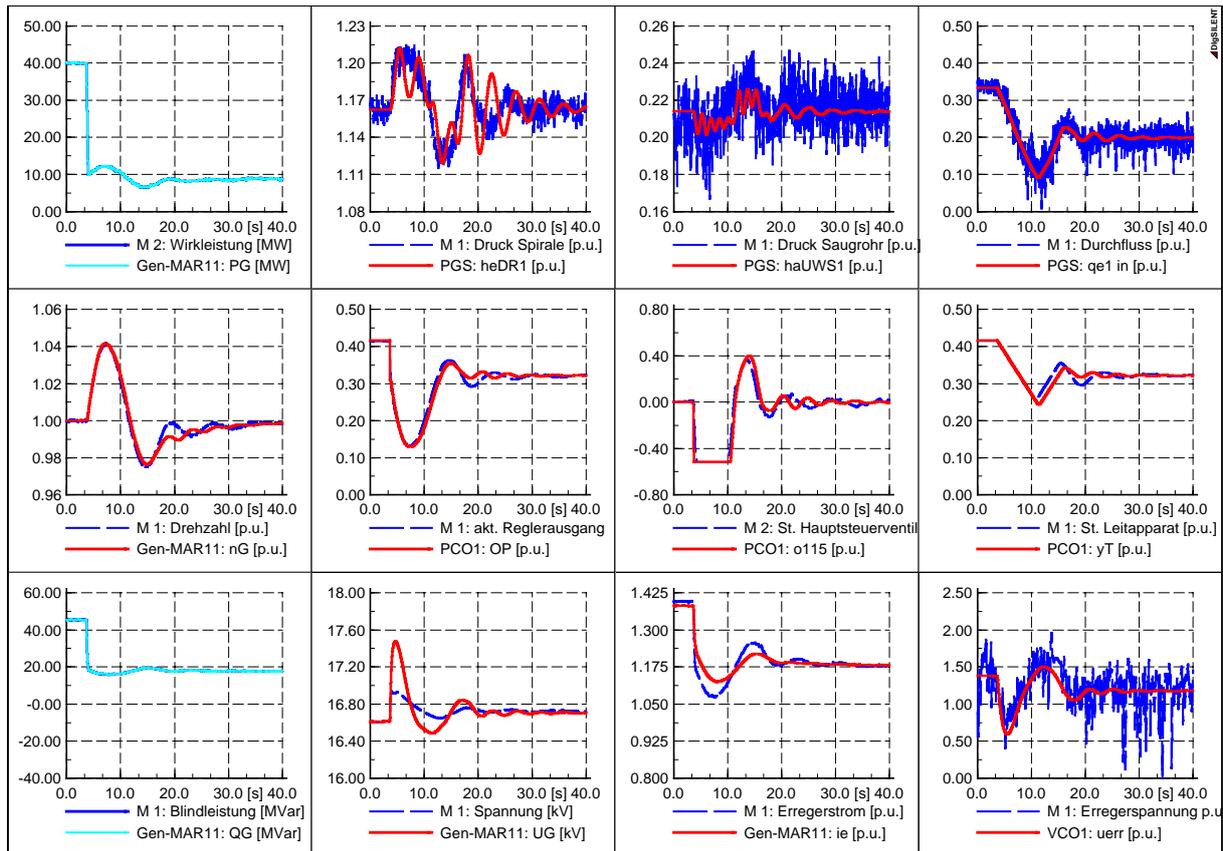
Bei dem Kraftwerksmodell handelt es sich um ein nichtlineares Modell, dessen prinzipielles Blockschaltbild in Abb. 2 zu sehen ist. Hauptbestandteil des Modells sind die Module hydraulisches und mechanisches System (Turbine), Turbinenregler, Spannungsregler, Generator sowie Netzwerkmodell.



**Abb. 2: Blockschaltbild des Kraftwerksmodells**

Für das Modul des hydraulischen und mechanischen Systems eines Halbwerks (Abb. 3) wurden die Komponenten Druckrohr, drei baugleiche Francisturbinen und Unterwasserstollen modelliert. Bei der Modellierung des Druckrohrs und des Unterwasserstollens wurden die Anlaufzeit der Wassermassen ( $T_W$ ), die Kompressibilität der Wassersäule ( $T_1$ ) und die Reibungsverluste ( $R$ ) berücksichtigt (Weber 1990). Mit der Kennlinie des Leitapparates wird der Zusammenhang zwischen der Leitapparatstellung und dem Öffnungsquerschnitt der Turbine nachgebildet. Bei der Berechnung des Durchflusses muss die Druckdifferenz  $h_{net} = h_{eDR} - h_{aUWS}$  zugrunde gelegt werden, da das durch die Turbine geflossene Wasser in das gegenüber der Francisturbine höher gelegene Unterbecken gelangt. Die Umwandlung der verfügbaren hydraulischen Leistung in die an der Turbinenwelle nutzbare Leistung wird durch die Turbinenkennlinie nachgebildet. Da für die Francis-Turbine kein Muscheldiagramm zur Verfügung stand, wurde die aus den Messungen für die Netto-Fallhöhe von 274 m ermittelte Wirkungsgradkurve verwendet. Um die dynamischen Übergangsvorgänge nachzubilden,





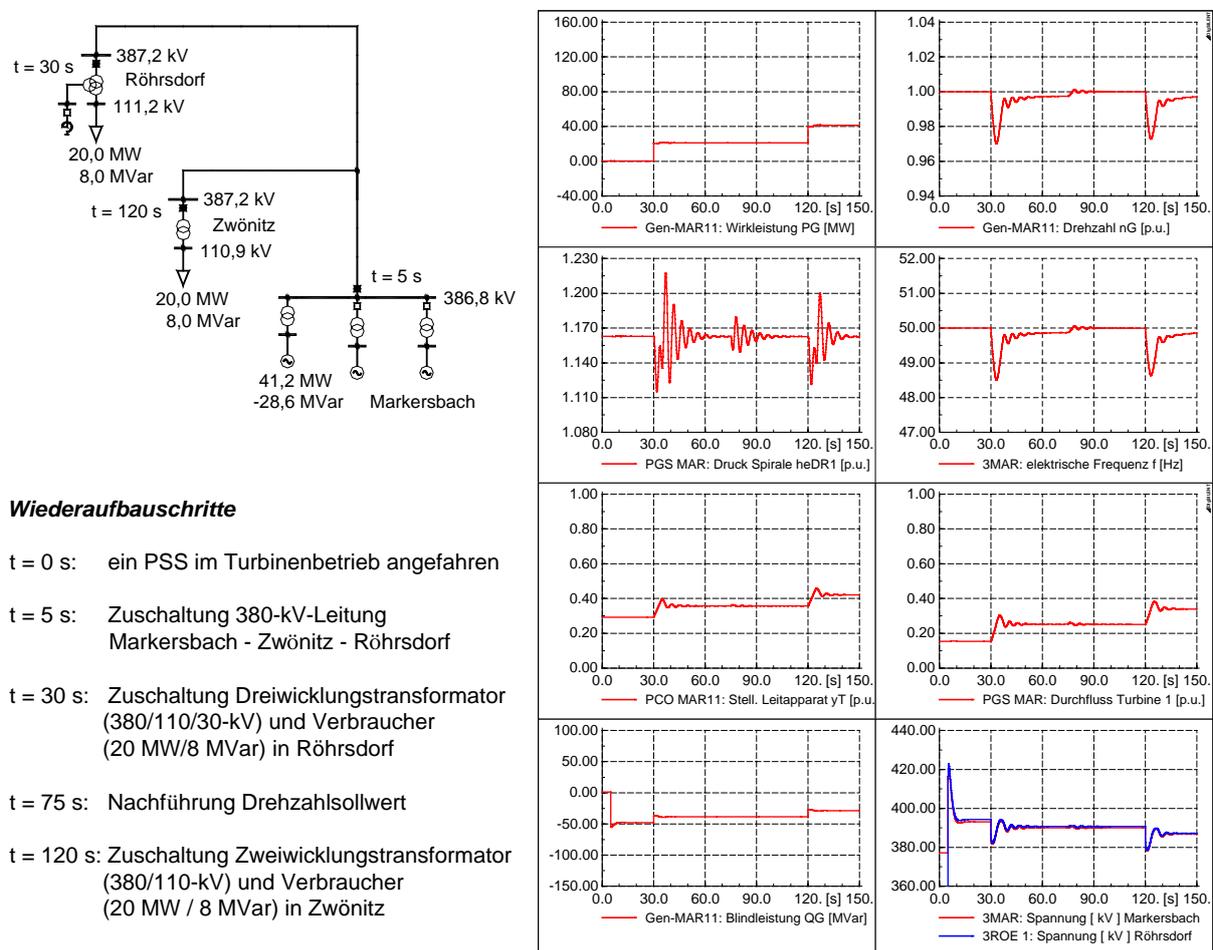
**Abb. 4: Ergebnis Identifikation Gesamtsystem für Inselnetzversuch ( $\Delta P = 31,3$  MW)**

Im PSW Markersbach ist als Spannungsregler der GMR3 der Firma ELIN in Betrieb. Das Erregersystem besteht aus dem Spannungsregler mit nachgeschalteter Erregermaschine. Die Spannungsregelung ist in ihrer Struktur mit zwei Regelschleifen ausgeführt und regelt die Spannung auf einen einstellbaren Sollwert. Die erste Regelschleife (U-Regelung) besteht aus einem PI-Regler und führt die unterlagerte zweite Regelschleife ( $I_{err}$ -Regelung) mit P-Verhalten. Für die Blindleistungsaufteilung beim Parallelbetrieb mehrerer Synchronmaschinen, wird zum Spannungssollwert mit der Blindstatik ein Zusatzsollwert summiert. Nach der Identifikation der einzelnen Module wurde das Gesamtmodell nach Abb. 2 identifiziert (geschlossener Regelkreis). Als Eingangssignale werden die bei den Inselnetzversuchen aufgezeichneten Verläufe der Wirk- und Blindleistung verwendet. Diese werden im Modell einer Inselast als Verbraucherleistung vorgegeben. Der im Modell einspeisende Pumpspeichersatz muss mit seinen Regeleinrichtungen auf den sich ändernden Leistungsbedarf der Last reagieren. Das Modell soll durch die Anregung der Eingangssignale die Ausgangsgrößen Generatordrehzahl und -spannung sowie andere dynamisch relevante Größen so simulieren, dass diese möglichst genau mit den gemessenen Verläufen übereinstimmen. Abb. 4 zeigt für einen Inselnetzversuch die guten Ergebnisse der abschließenden Identifikation. Mit Hilfe der durchgeführten Messungen konnte ein dynamisches Kraftwerksmodell entwickelt und dessen Parameter identifiziert werden. Das Modell ist in der Lage, den gesamten Arbeitsbereich des Kraft-

werks richtig zu beschreiben. Mit dem erstellten Modell besteht die Möglichkeit, bestimmte Szenarien des Kraftwerksbetriebs zu simulieren und auszuwerten.

### 3. Netzwiederaufbau mit dem PSW Markersbach

In dynamischen Effektivwertsimulationen wurden ausgehend vom PSW Markersbach verschiedene Varianten für den Netzwiederaufbau hinsichtlich ihrer Durchführbarkeit untersucht. Für den Netzwiederaufbau wird vorausgesetzt, dass das schwarzstartfähige PSW Markersbach in den Leerlaufbetrieb angefahren wird. Der Turbinenregler ist für den Inselnetzbetrieb auf Drehzahlregelung und der Spannungsregler auf Spannungsregelung eingestellt. Abb. 5 zeigt die Ergebnisse der Simulation für die Zuschaltung einer 380-kV-Leitung zu den Umspannwerken Röhrsdorf sowie Zwönitz und die aufeinanderfolgenden Zuschaltungen von Verbrauchern in den beiden Umspannwerken.



#### Wiederaufbauschnitte

- t = 0 s: ein PSS im Turbinenbetrieb angefahren
- t = 5 s: Zuschaltung 380-kV-Leitung Markersbach - Zwönitz - Röhrsdorf
- t = 30 s: Zuschaltung Dreiwicklungstransformator (380/110/30-kV) und Verbraucher (20 MW/8 MVar) in Röhrsdorf
- t = 75 s: Nachführung Drehzahlswert
- t = 120 s: Zuschaltung Zweiwicklungstransformator (380/110-kV) und Verbraucher (20 MW / 8 MVar) in Zwönitz

Abb. 5: Ergebnis Simulation Netzwiederaufbau ausgehend vom PSW Markersbach

### 4. Literatur

Weber H. (1990) Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendelungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen. Dissertation Universität Stuttgart.