

# 100% FLEXIBILITÄT BEI PUMPSPEICHERANLAGEN – HYDRAULISCHER KURZSCHLUSS ALS ZUSÄTZLICHER BETRIEBSMODUS – SIMULATION UND VALIDIERUNG

Markus MOSSHAMMER<sup>1</sup>, Stefan HÖLLER<sup>1</sup>, Helmut JABERG<sup>1</sup>

## Inhalt

In einem sich verändernden Energiemarkt mit sinkenden Preisen versuchen Betreiber/Energieerzeuger durch geeignete Maßnahmen Verluste zu kompensieren bzw. zusätzliche Einnahmequellen zu erschließen. Da in Zeiten niedriger Strompreise die meisten Neuprojekte auf Eis gelegt werden, ist es naheliegend bereits existierende Wasserkraftwerke zu ertüchtigen, (Stichwort: Refurbishment) oder durch Ergänzung von Betriebsmodi das Leistungsportfolio zu erweitern. Da die Regelung von Laufkraftwerken nur begrenzt möglich ist, trifft eine Erweiterung des Betriebsbereiches vor allem auf Pumpspeicherkraftwerke zu.

Primär wurden Pumpspeicherkraftwerke bis Ende der 90er Jahre mit einem Schwerpunkt auf Wälzbetrieb zur Lastglättung erbaut. Durch Installation zusätzlicher erneuerbarer Energiequellen, welche teilweise sehr starken Schwankungen unterliegen, wurden andere Einsatzprioritäten der Pumpspeicherkraftwerke relevant. So werden neben Phasenschieberaufgaben (Blindleistungsregelung – Windkraft- oder Photovoltaikanlagen haben bislang keine Möglichkeit dazu) und Sekundärregelung (Leistungsfrequenzregelung innerhalb von 30sec-5min) auch die Tertiärregelung (Pumpspeicherkraftwerke in kürzester Zeit einsatzbereit und am Netz – sog. Minutenreserve) immer öfters benötigt.

Da viele der aktuell in Betrieb befindlichen Pumpspeichieranlagen nicht für diese – teilweise sehr anspruchsvollen – Betriebsarten ausgelegt wurden, sind im Vorfeld umfangreiche Untersuchungen nötig. Besonders die sehr schnell wechselnden (z.B. KW Kops II – 450MW – +/- 100% Leistung < 1min) und auch fluktuierenden Lasten stellen dabei eine Herausforderung dar.

In diesem Vortrag wird gezeigt, wie an einem bestehenden 100MW Pumpspeicherkraftwerk der Betriebsbereich erweitert werden konnte, wobei ein besonderes Augenmerk auf den Betriebsmodus des „Hydraulischen Kurzschlusses“ gelegt wurde. Bei der untersuchten Anlage handelt es sich um 3 ternäre Maschinensätze, bestehend aus jeweils einer Francisturbine und einer doppelblutigen, 2-stufigen Pumpe, welche über eine gemeinsame Verteilrohrleitung aus dem Hochspeicher gespeist werden.

Da außer dem reinen hydraulischen Kurzschluss auch andere „Mischbetriebe“ zur Betriebsbereichserweiterung in Betracht gezogen wurden, war eine ausführliche Untersuchung der neuen Strömungssituation in den Rohrleitungen, Abzweigern und Absperr- und Regelorganen nötig. Neben der prinzipiellen Untersuchung der Möglichkeit des Hydraulischen Kurzschlusses, stand auch die Optimierung der eingesetzten Maschinen (u.a. Strömungsverluste) im Vordergrund. So ist es möglich verschiedene Maschinen miteinander „hydraulisch zu verbinden“ um ein möglichst breites und dabei effizientes Regelband zur Verfügung stellen zu können. In weiterer Folge wurden diese Informationen für die transienten Druckstoßuntersuchungen und dem Auffinden möglicher instationärer Strömungsphänomene, wie beispielsweise Ablösungen, benötigt.

Zu diesem Zweck wurden in einem ersten Schritt die strömungstechnisch relevanten Bauteile, wie beispielsweise die Verteilrohrleitung und der Ringschieber, geometrisch nachgebildet und mithilfe numerischer Strömungssimulation (3D-CFD-RANS-SST) berechnet. Dabei wurde neben einer Berechnung der hydraulischen Verluste (in beiden Strömungsrichtungen) auch die Anströmung der Turbinen und die auftretenden Reaktionskräfte in den Abzweigern für aktuelle und auch zukünftige Betriebsmodi untersucht und verglichen.

---

<sup>1</sup> Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8074, [mosshammer@tugraz.at](mailto:mosshammer@tugraz.at), [www.hfm.tugraz.at](http://www.hfm.tugraz.at)

Für die Durchführung von Druckstoßberechnungen ist eine Abbildung der gesamten Wasserkraftanlage anhand von numerischen Modellen für Pumpen, Turbinen, Absperrorganen, etc. nötig.

Diese wurden dabei zu einem großen Teil von Mitarbeitern des Institutes für Hydraulische Strömungsmaschinen entwickelt und bereits anhand von zahlreichen Projekten validiert. Eine besondere Herausforderung stellt dabei die Erstellung eines für die Druckstoßberechnung geeigneten Maschinenkennfeldes der Pumpe und Turbine dar. Mit nur wenigen zur Verfügung gestellten Daten wurde anhand bekannter Charakteristiken ein Maschinenkennfeld für Pumpe und Turbine erstellt und mittels vorhandener Daten von Abnahmeversuchen iterativ validiert. Mit dem auf diese Weise erstellten und überprüften numerischen Modell war eine Berechnung von sämtlichen aktuellen und zukünftig geplanten Betriebsmodi möglich. Ein Vergleich der durch diese Simulationen errechneten Belastungen des Systems (auftretende Druckspitzen, Kräfte, ...) hat gezeigt, dass alle zukünftig geplanten Betriebsarten auf einem niedrigeren Niveau als bisher liegen und damit keine Gefährdung für das Kraftwerk darstellen.

Zur Validierung der numerischen Ergebnisse wurde eine aufwändige Messkampagne geplant und durchgeführt. Dabei wurden neben den üblichen, über die Leitwarte verfügbaren Daten wie Leistung, Leitapparatposition, Ventilöffnungen, etc. auch Dehnmessstreifen an relevanten Positionen innerhalb der Verteilrohrleitung angebracht und die Verkabelung über einen speziell angefertigten Mannlochdeckel nach außen geführt. Diese Daten wurden zur Analyse der Kräftesituation und der Überprüfung von instationären Strömungsphänomenen verwendet. Die Auswertung der Messdaten und der Vergleich mit den Resultaten der numerischen Simulationen (1D und 3D) zeigten eine ausgezeichnete Übereinstimmung. Diese sehr gute Berechenbarkeit der Anlage basiert auf der gründlichen Modellierung sämtlicher Komponenten und dem am Institut vorhandenen Know-how auf den Bereichen numerischer Strömungssimulation und transients Druckstoßberechnung.

Damit stand den neuen Betriebsmodi des Pumpspeicherkraftwerkes – allen voran dem Hydraulischen Kurzschluss – und damit der Regelung und dem kontinuierlichen Betrieb des Kraftwerkes zwischen 100% Turbinen- und 100% Pumpbetrieb, nichts mehr im Weg. Die bisherige Betriebserfahrung zeigt eine deutliche Einsatzoptimierung des Kraftwerkes und eine damit einhergehende gesteigerte Wirtschaftlichkeit.