

BEREITSTELLUNG VON PRIMÄRREGELRESERVE MIT EINEM HYBRIDSYSTEM BESTEHEND AUS EINEM BATTERIESPEICHER UND EINEM LAUFKRAFTWERK

Serdar KADAM¹, Thomas EIPER², Wolfgang HOFBAUER¹, Johann HELL¹

Inhalt

Die Primärregelreserve (FCR - Frequency Containment Reserve), ist im kontinentaleuropäischen elektrischen Verbundnetz die erste Reserve, die bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aktiviert wird. Die Bereitstellung dieser Reserveart mit Batteriespeichern sowie mögliche Freiheitsgrade wurden bereits untersucht bzw. demonstriert ([1], [2], [3]). Die optimale Batteriegröße und die Auswirkungen des Betriebes auf die Lebensdauer von Batteriespeichern, mit denen FCR bereitgestellt wird, sind entscheidende Kriterien für die Wirtschaftlichkeit ([4], [5]).

Eine Hybridanwendung mit einem Batteriespeicher und einem Pumpspeicherkraftwerk wurde z.B. in [6] vorgestellt. Der Anreiz, Hybridsystem einzusetzen ist, dass die Vorteile von zwei Technologien kombiniert werden (z.B. PV/Wind/Wasserkraft mit Batteriespeichern) können. Mit den gewonnenen Freiheitsgraden kann damit die Fähigkeit eines konventionellen Kraftwerks bestimmte Netzdienstleistungen anzubieten, ermöglichen bzw. verbessert werden (z.B. Reaktionszeit). Andererseits kann die Hybridisierung auch Umsetzung zusätzlicher Anwendungsfälle (z.B. Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzbetrieb) erleichtern. In diesem Beitrag wird untersucht, wie sich die Bereitstellung von Primärregelreserve mit einem hybridisierten Laufkraftwerk (Kraftwerk mit integriertem Batteriespeicher) auf die Stellbewegungen (Leit- und Laufschaufeln) und damit auf die Lebensdauer auswirkt.

Methodik

Um die Auswirkungen der Stellbewegungen (Leitapparat und Laufschaufeln) zu untersuchen wurden verschiedene Szenarien definiert:

- FCR-Bereitstellung ohne (Referenz) bzw. mit Batteriespeicher (Hybridsystem)
- 2 SOC-Management (State-of-Charge-Management) Optionen:
 - Lade/Entladevorgang bis ein definierter SOC-Sollwert erreicht wird- Option 1
 - Lade/Entladevorgang einer vordefinierten Energiemenge – Option 2
- 2 verschiedene Batteriedimensionierungen
 - 1,25 MW/1,25 MWh (1C) sowie 1,25 MW/0,275 MWh (4)

Mithilfe der definierten Szenarien, wird untersucht wie sich die Bereitstellung der Primärregelreserve auf die Komponenten (Stellorgane der Turbine und Batteriespeicher) auswirken.

Ergebnisse

In Abbildung 2 sind die Sollwerte für die Turbine dargestellt. Im linken Teil der Grafik sind die Ergebnisse für die SOC-Management Option 1 dargestellt (Nachladen auf einen Ziel-SOC) sowie im rechten Bild für SOC-Management Option 2. Mit dem Hybridsystem können die erforderlichen Stellbewegungen in der Häufigkeit und maximalen Amplitude deutlich reduziert werden (kontrollierte Stellbewegungen).

In Abbildung 3 ist der Verlauf des SOC für die untersuchten Szenarien dargestellt. Im linken Bild, sind die Ergebnisse für SOC-Management Option 1 zu sehen. Bei Erreichen der Ladezustandsgrenzen erfolgt das Nach- bzw. Entladen des Batteriespeichers bis der SOC etwa 50% erreicht. Im rechten Bild ist der Verlauf des SOC für Option 2 gezeigt. In diesem Fall wird nur eine gewisse Energiemenge (250 MWh) nachgeladen. Die Ergebnisse zeigen, dass in den gewählten Szenarien die Beanspruchung des Batteriespeichers sehr stark vom Lademanagement abhängen und ein Kompromiss zwischen der Aufteilung der Sollwerte auf Turbine und Batteriespeicher nötig ist.

¹ ANDRITZ Hydro GmbH, Eibesbrunnengasse 20, 1120 Wien, vorname.nachname@andritz.com

² ANDRITZ Hydro GmbH, Lunzerstraße 78, 4031 Linz, www.andritz.com

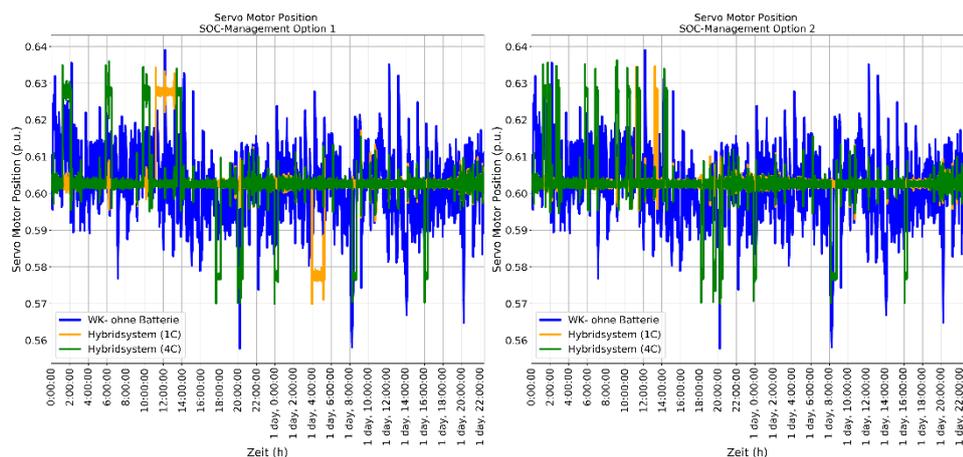


Abbildung 1: Sollwert für Leit- und Laufschaukeln - Links: SOC-Management mit Ziel-SOC Rechts: SOC-Management mit Leistungs/Zeit-Vorgabe

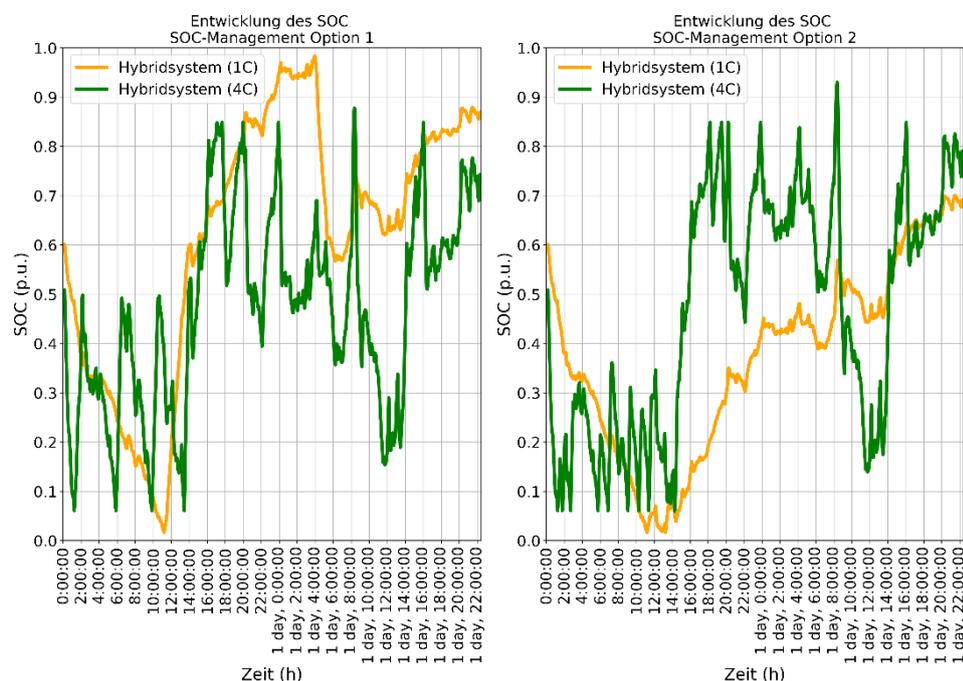


Abbildung 2: Verlauf des SOC - Links: SOC-Management mit Ziel-SOC Rechts: SOC-Management mit Leistungs/Zeit-Vorgabe – SOC bezogen auf 1,25 bzw. 0,275 MWh (1C bzw. 4C)

Referenzen

- [1] J. Marchgraber, W. Gawlik, and C. Alács, 'Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung', *Elektrotech. Inftech.*, vol. 136, no. 1, pp. 3–11, Feb. 2019.
- [2] E. Thorbergsson, V. Knap, M. Swierczynski, D. Stroe, and R. Teodorescu, 'Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies', p. 7.
- [3] E. Waffenschmidt, 'Degrees of freedom for primary control with batteries', *Energy Procedia*, vol. 135, pp. 227–235, Oct. 2017.
- [4] M. Sandelic, D.-I. Stroe, and F. Iov, 'Battery Storage-Based Frequency Containment Reserves in Large Wind Penetrated Scenarios: A Practical Approach to Sizing', *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3065, Nov. 2018.
- [5] N. Andrenacci, E. Chiodo, D. Lauria, and F. Mottola, 'Life Cycle Estimation of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation', *Energies*, vol. 11, p. 3320, Nov. 2018.
- [6] R. Bucher, A. Schreider, and S. Lehmann, 'Live test results of the joint operation of a 12.5 MW battery and a pumped-hydro plant', 2018.