

TECHNO-ÖKONOMISCHE BEWERTUNG VON BATTERIESPEICHERN IN KOMBINATION MIT KLEINWASSERKRAFT

Daniel SCHWABENEDER¹, Klara MAGGAUER¹

Motivation

Der Betrieb von Kleinwasserkraftwerken ist abhängig vom Wasserdargebot und führt daher nicht immer zu optimaler Vermarktung der erzeugten Energie. Gleichzeitig sinken die Investitionskosten für Batteriespeicher. In diesem Zusammenhang kann es sinnvoll sein, Synergien zu nutzen, die sich aus dem bestehenden Netzzugang des Wasserkraftwerks und der Flexibilität des Batteriespeichers ergeben. Allerdings hängt das ökonomische Potenzial einer solchen Investition auch davon ab, wie und an welchen Märkten die Flexibilität vermarktet wird, ob eine Förderung in Anspruch genommen wird, wie daran geknüpfte Bedingungen möglicherweise den Betrieb des Batteriespeichers beeinflussen, und ob zusätzliche Investitionen in einen größeren Netzzugang angedacht werden sollen. Das wird in diesem Beitrag basierend auf detaillierter technico-ökonomischer Optimierung und Simulation untersucht.

Methodische Vorgangsweise

Basierend auf dem quelloffenen Optimierungsframework IESopt [1], das an der Competence Unit Integrated Energy Systems (IES) des Center for Energy am AIT entwickelt wurde, wird hier ein Virtual Power Plant (VPP) Tool zur gemeinsamen Optimierung an verschiedenen Elektrizitätsmärkten verwendet. Der Fokus liegt dabei auf einer detaillierten Abbildung gleichzeitigen Teilnahme am Sekundärregelenergie- und Day-Ahead Markt in einem viertelstündlich aufgelösten jährlichen Optimierungsmodell, wobei keine perfekte Voraussicht in Bezug auf Regelenergieaktivierungen angenommen wird. Diese werden dann in minütlicher Auflösung basierend auf historischen Aktivierungen, Delta-Regelzone-Werten und Merit-Order-Kurven simuliert, um einen realitätsnahen Einsatz der verschiedenen Komponenten abzuschätzen. Unerwartete Aktivierungen werden durch rechtzeitig getätigte Gebote am Intraday-Markt ausgeglichen. Die jährliche Simulation des Flexibilitätseinsatzes wird für unterschiedliche Konfigurationen – mit und ohne Batteriespeicher, bzw. verschiedene Größen oder Förderregimes – durchgeführt und die Differenz an jährlichen Erlösen wird den Annuitäten der jeweiligen benötigten Investitionskosten gegenübergestellt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Investition in einen Batteriespeicher an einem Standort mit einer Kleinwasserkraftanlage durchaus lukrativ sein kann. Je nach Konfiguration kann auch eine Investition in eine Erweiterung des Netzzugangs Sinn machen. Eine Investitionsförderung für den Batteriespeicher, die mindestens 75% Beladung aus Eigenerzeugung verlangt, stellt eine zu große Einschränkung für eine wirtschaftliche Teilnahme am Regelenergiemarkt dar.

Referenzen

- [1] S. Strömer, D. Schwabeneder, and contributors, "*IESopt: Integrated Energy System Optimization*," AIT Austrian Institute of Technology GmbH, 2021-2025. [Online]. Available: <https://github.com/ait-energy/IESopt>

¹ Austrian Institute of Technology GmbH, Gieffinggasse 6, 1210 Wien,
daniel.schwabeneder@ait.ac.at, klara.maggauer@ait.ac.at