

OPTIMIERTE BETRIEBSWEISE EINES HYBRIDEN SPEICHERSYSTEMS ZUR ERBRINGUNG VON PRIMÄRREGELLEISTUNG

Christoph LOSCHAN^{1,*}, Jürgen MARCHGRABER², Georg LETTNER³,
Wolfgang GAWLIK⁴, Günter WAILZER⁵

Einleitung

Die Bedeutung von Batteriespeichern im Elektrizitätsmarkt steigt zunehmend an. Dies ist einerseits durch deren Einsatz zur lokalen Optimierung des Eigenverbrauchs und Erhöhung des Autarkiegrads in Kombination mit Photovoltaikanlagen (PV) begründet. Andererseits werden diese vermehrt als gewinnbringendes Geschäftsmodell von Unternehmen betrieben. Dies wird durch die fallenden Kosten von Batteriespeichern begünstigt [1]. Neben Arbitrage Geschäftsmodellen, welche die Strompreisvolatilität auf kurzfristigen Strommärkten ausnutzen um gewinnbringend Energie zu kaufen und verkaufen, können systemdienliche Produkte angeboten werden.

Ein solches Geschäftsmodell, welches Arbitrage mit der Vorhaltung und Erbringung von Primärregelenergie (FCR) kombiniert wird im Forschungsprojekt SEKOHS Theiß untersucht. Neben einem Batteriespeicher (BESS) ist eine PV Anlage, sowie ein thermischer Speicher (TESS) installiert, welcher in ein lokales Fernwärmenetz einspeist. Die Kopplung dieser Anlagen ermöglicht es symmetrische FCR mit einer deutlich geringeren Speicherkapazität des BESS anzubieten um die Investitionskosten zu reduzieren. Neben den Investitionskosten ist die Wirtschaftlichkeit dieses hybriden Speichersystems maßgeblich von den geltenden Systemnutzungsentgelten und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig [2]. Im Gegensatz zum Clean Energy Package wird auf nationaler Ebene, im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz, die Definition eines technologieneutralen Energiespeichers nicht vorgenommen [3]. Die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Definition eines Energiespeichers werden im Folgenden untersucht.

Methodik

Mit Hilfe eines Mixed Integer Linear Programming (MILP) Modells wird der HESS und die gekoppelte PV Anlage für einen Zeitraum eines Jahres rollierend optimiert. Dabei werden die Netzfrequenz in sekundlicher Auflösung, sowie die Intraday (ID), - und FCR-Clearingpreise aus dem Jahr 2020 als exogene Parameter übernommen. Während aus der Netzfrequenz die Aktivierung des HESS berechnet wird, dienen die Clearingpreise zur optimalen Gebotslegung an den entsprechenden Märkten. Als Sensitivitäten der Optimierung wird der Anschluss in unterschiedlichen Netzebenen, die Einstufung als Verbraucher oder Erzeugung, sowie die Gleichstellung zu Pumpwasserspeichern analysiert. Dabei werden die Energiekomponenten der geltenden Systemnutzungsentgelte und Abgaben während der Optimierung und Leistungskomponenten ex post berücksichtigt.

Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse in Abbildung 1 zeigen die berechneten Erlöse unter Berücksichtigung der Energiekomponenten der Systemnutzungsentgelte. Die Wahl der Netzebene (*NE4* oder *NE5*) hat auf die Betriebsweise, aufgrund der geringen Unterschiede in den Energiekomponenten der

¹ Christoph Loschan, TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Forschungsbereich Energiewirtschaft, Gußhausstraße 25-29, +431-58801-370334, loschan@ee.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

^{2,4} TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Forschungsbereich Energiesysteme und Netze, Gußhausstraße 25-29

³ TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Forschungsbereich Energiewirtschaft, Gußhausstraße 25-2

⁴ EVN Wärmekraftwerke GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, guenter.wailzer@evn.at, <https://www.evn.at/>

Netznutzungsentgelte, nur einen geringen Einfluss. Deren wirtschaftlicher Einfluss kommt allerdings bei Betrachtung der Leistungskomponente der Netznutzungsentgelte, sowie der Erneuerbaren Förderpauschale zu Tragen. Die Teilnahme am ID Markt zur Arbitrage (*wID* oder *woID*), hat einen signifikanten Einfluss auf die Energiemenge, welche am ID Markt nachgekauft werden muss, und damit auch auf die bezahlten Systemnutzungsentgelte. Da ohne Verkauf am ID Markt neg. FCR Abruf, bei vollem Speicherstand des BESS, durch den TESS aufgenommen werden muss, erhöht dies dessen Erlöse durch Einspeisung in das Fernwärmenetz. Die regulatorische Rahmenbedingung, der konstanten Leistungserbringung von FCR über 15 bzw. 30 Minuten (*15'* oder *30'*) hat auf den Betrieb des Speichers und dessen Erlöse nur geringe Auswirkungen. Es beeinflusst allerdings deutlich dessen Investitionskosten und somit die Wirtschaftlichkeit des Betriebs.

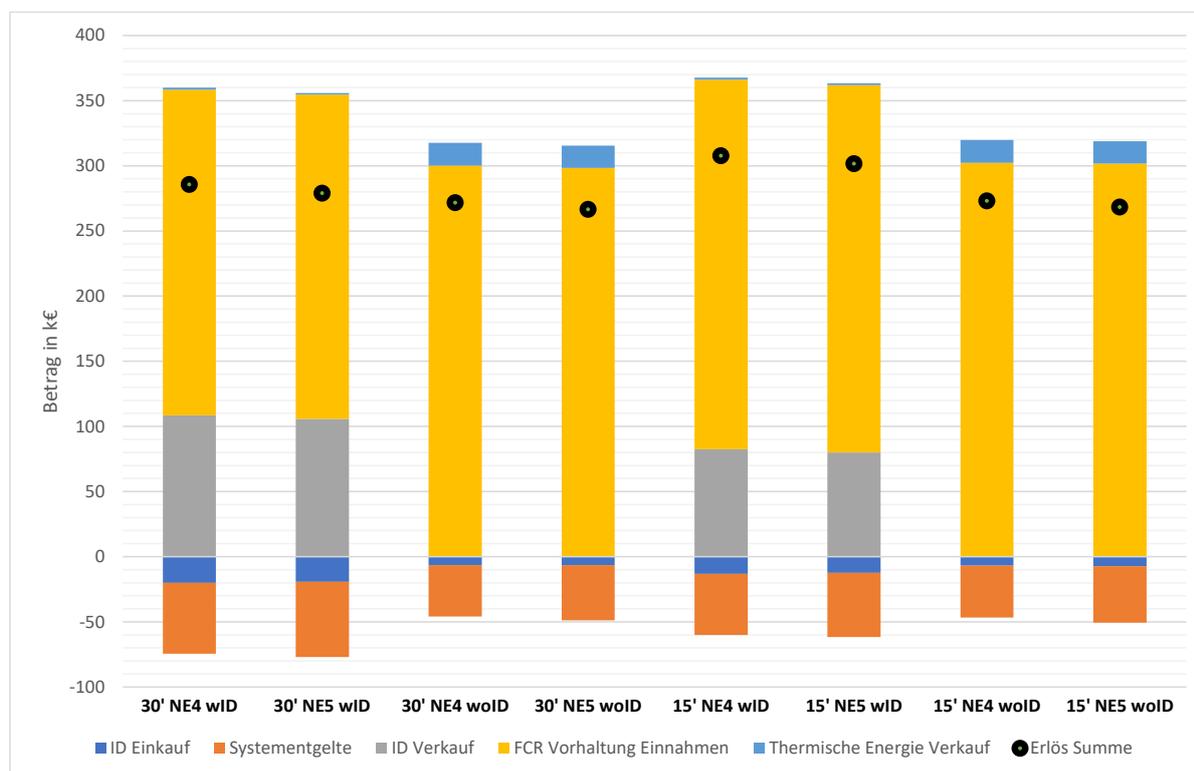


Abbildung 1 Ergebnisse der jährlichen Betriebsoptimierung

Die Ergebnisse der Betriebsoptimierung des MILP Modells werden durch die anfallenden jährlichen Kosten ergänzt. Damit zeigt sich die Bedeutung einer technologieutralen Definition eines Energiespeichers, damit diese wirtschaftlich betrieben und diskriminierungsfrei am Strom,- und Regelenergiemarkt teilnehmen können.

Referenzen

- [1] Figgner, Jan, et al., The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review, Journal of Energy Storage, 2020, doi.org/10.1016/j.est.2019.101153
- [2] Worschech, Alena, et al., Analysis of taxation and framework conditions for hybrid power plants consisting of battery storage and power-to-heat providing frequency containment reserve in selected European countries, Energy Strategy Reviews, 2021, doi.org/10.1016/j.esr.2021.100744
- [3] Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz, Rechtsinformationssystem des Bundes, Fassung vom 23.11.2021, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>