

WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE VON BATTERIESPEICHERN IM 110-kV-NETZ

Benjamin STÖCKL^{1,2(*)}, Thomas KLATZER^{1,2}, Gerhild SCHEIBER³, Alexandra FROSCHAUER³, Sonja WOGGRIN^{1,2}

Einführung

Um die CO₂-Neutralität zu erreichen und somit langfristig dem Klimawandel entgegenzuwirken, haben die Europäische Union und Österreich Klimaziele festgelegt, welche einen konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien fordern [1], [2]. Die damit verbundene Integration variabler erneuerbarer Erzeuger wie Wind und Photovoltaik (PV) führt, aufgrund ihres dezentralen, dargebotsabhängigen Charakters bereits heute zeitweise zu einer starken Belastung der Verteilnetze. Deren Ausbau ist üblicherweise mit langen Projektlaufzeiten und aufwendigen Genehmigungsverfahren verbunden. Der Einsatz von Energiespeichern hat das Potential zum kurzfristigen Aufschub des Netzausbaus, wobei davon ausgegangen wird, dass dafür vorwiegend Batterieenergiespeichersysteme (BESS) wirtschaftlich eingesetzt werden können [3]. Dies wirft jedoch folgende Fragen auf: An welchen Standorten im Netz sollten Batteriespeicher platziert werden um für die Gesamtsystemkosten optimal zu sein? Bei welchen Investitions- und Betriebskosten wird ein wirtschaftlicher Einsatz von BESS möglich? Wie wirkt sich die potenzielle Abregelung von variablen Erneuerbaren auf deren Einsatz aus? Dieser Konferenzbeitrag untersucht die genannten Fragestellungen in einem Teilgebiet des oberösterreichischen 110-kV-Netzes und dessen Entwicklung im Sinne des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes bis 2030 [2].

Methodik

Die Modellierung des Energiesystems wird im Low-Carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Model vorgenommen. Das LEGO-Modell ist ein open-source Optimierungsmodell zur Betriebs- und Ausbauplanung von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur. Der modulare Aufbau ermöglicht einen flexiblen Einsatz, angefangen bei der frei wählbaren zeitlichen Struktur, über technische Aspekte, bis zur Berücksichtigung politischer Aspekte wie ein Maximum an CO₂-Emissionen [4].

Das Ziel des Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten, welche sich aus der Summe der Betriebs- und Investitionskosten von Erzeugern, BESS und Netzbetriebsmitteln zusammensetzen, wobei ein Jahr mit 8760 Stunden modelliert wird. Bei der Netzabbildung werden 110-kV-Leitungen und die Transformatoren zur Mittelspannungsebene (MS) berücksichtigt. Die Systemgrenzen stellen die Übergabestellen zum Netz der Austrian Power Grid (APG) und in andere Netzgebiete dar, an welchen Energie im- bzw. exportiert werden kann. In das Modell werden thermische Kraftwerke, Pumpspeicher-, Speicher- und Laufkraftwerke sowie PV- und Windanlagen implementiert, wobei dezentrale Erzeuger an den MS-Umspannwerken aggregiert abgebildet werden. Zuflüsse und Erzeugungsprofile der erneuerbaren Erzeuger werden anhand von Daten der Netz OÖ GmbH vorgegeben. Als Investitionsoptionen stehen im Modell BESS, Leitungen, Transformatoren und PV-Anlagen zur Verfügung [5]. Die Untersuchung des Einsatzes der BESS erfolgt für das Jahr 2030, wobei die Vorgaben betreffend Energy-to-Power-Ratio, der Abregelung von Erneuerbaren, den Kosten bei Tiefenentladung bzw. Investitionskosten variiert werden.

Ergebnisse

Der Einsatz von BESS wird in sieben Fallstudien untersucht, wobei auf eine Fallstudie genauer eingegangen wird. Generell deuten die Modellergebnisse darauf hin, dass der Einsatz von BESS

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, benjamin.stoeckl@student.tugraz.at, www.iee.tugraz.at

² Research Center ENERGETIC, TU Graz, Rechbauerstraße 12, 8010 Graz

³ Energie AG Oberösterreich, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz, gerhild.scheiber@energieag.at, www.energieag.at

zukünftig zu einer Minderung der Gesamtsystemkosten führen kann. In der näher betrachteten Fallstudie konnte diese Minderung durch BESS allerdings erst bei einer Reduktion der Investitionskosten der BESS von 10% im Vergleich zu [5] erreicht werden. Abbildung 1 zeigt die Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie der Jahre 2022 und 2030. Es zeigt sich, dass trotz einer erwarteten Verbrauchssteigerung von 420 GWh die Importe sowie die Erzeugung aus Gas deutlich reduziert werden können. Aufgrund der Investitionen in PV kann die erzeugte Jahresenergiemenge von 381 GWh (2022) auf 2 070 GWh (2030) erhöht werden, was zu einem Erneuerbaren-Anteil von 48% des gesamten Verbrauchs führt.

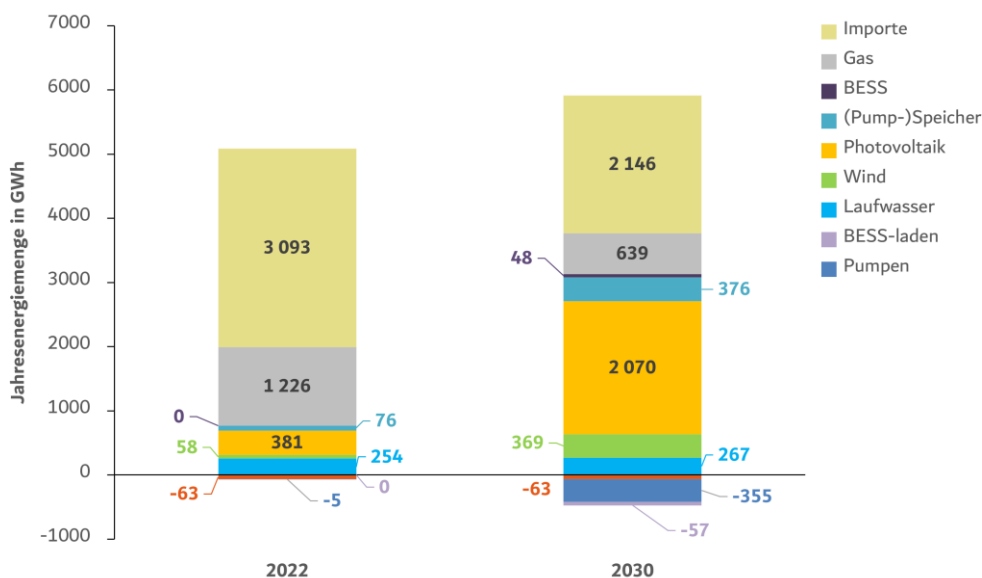


Abbildung 1: Vergleich der Jahresenergiemenge je Erzeugertechnologie in den Jahren 2022 und 2030

Die Gesamtleistung der investierten BESS beträgt 31 MW und es werden ausschließlich BESS mit einer Speicherdauer von 5 Stunden errichtet. Da die Batteriespeicher primär dafür eingesetzt werden, einen Teil des PV-Überschusses aufzunehmen und in Abend- bzw. Morgenstunden wieder abzugeben, werden innerhalb des Jahres 276 Vollladezyklen durchlaufen. Zusätzlich werden sie vom Optimierungsmodell so im Netzgebiet positioniert, dass Leitungen gleichmäßiger ausgelastet werden und somit der Energietransport gesteigert werden kann. Diese (gesamtsystemkostenoptimale) Betriebsweise der Speicher ist nach aktuellen gesetzlichen Vorgaben (Unbundling) praktisch jedoch nicht umsetzbar.

Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „Umsetzung des europäischen Grünen Deals,“ 2021. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de.
- [2] „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG),“ BGBl. I Nr. 150/2021.
- [3] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes und I. Staffell, „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,“ 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.
- [4] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer und U. Bachhiesl, „LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model,“ 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141>.
- [5] W. Cole und A. Karmakar, „Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update,“ Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2023. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>.