

MILES - MITTEL- UND LANGZEITSPEICHER IM ÖSTERREICHISCHEN ELEKTRIZITÄTSSYSTEM 2030

Thomas KLATZER^{1,3}, David CARDONA VAQUEZ^{1,3}, Magdalena PAURITSCH^{2,3},
Viktor HACKER^{2,3}, Sonja WOGGRIN^{1,3}

Einführung

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [1] hat sich Österreich ein ambitioniertes energie- bzw. klimapolitisches Ziel gesetzt und damit den ersten Schritt in Richtung Klimaneutralität 2040 eingeleitet. Zwar definiert das EAG Ziele für die erneuerbare Erzeugung in 2030 (woraus sich der notwendige Kapazitätsausbau ableiten lässt) – Ziele für den damit einhergehenden Ausbau von Speichertechnologien werden jedoch nicht konkretisiert. Im Forschungsprojekt MILES wurde die optimale Ausbauplanung der Kapazität an Erneuerbaren (zur Erreichung von 100% erneuerbarem Strom national bilanziell) und Speichertechnologien untersucht, Speicher-Zykluszahlen ermittelt und notwendige Preis-Spreads für die Profitabilität von Speichern approximiert.

Methode

Um den systemkostenoptimalen Ausbau und Betrieb von Erneuerbaren und Speichertechnologien zu planen, wird das österreichische Elektrizitätssystem im Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) [2] Modell abgebildet. Zielfunktion von LEGO ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Einhaltung technischer Realitäten wie Lastflüssen im Übertragungsnetz (220 und 380 kV, DC-optimal power flow), Kraftwerkseinsatzplanung, Speichertechnologien etc. Der betrachtete Planungszeitraum im Modell beträgt ein Jahr, bei einer zeitlichen Auflösung von 2 Stunden. Als Ausgangsbasis für die Ausbauplanung wird das existierende Elektrizitätssystem (Kraftwerkspark, Umspannwerke, Übertragungsnetz, Strombedarf, Importe/Exporte, Kapazitätsfaktoren, Zuflüsse) des Jahres 2020 abgebildet und das Modell wird durch den Vergleich mit der tatsächlichen Erzeugung je Technologie validiert. Für die systemkostenoptimale Ausbauplanung 2030 werden LEGO Investitionskandidaten (PV, Wind, Biomasse, neue Speichertechnologien) zur Verfügung gestellt (endogene Modellentscheidung). Ziel ist es dabei, den erwarteten Strombedarf in 2030 unter Einhaltung der EAG-Ziele zu decken. Dazu wird die geplante Jahreserzeugung je Technologie als untere Grenze im Modell vorgegeben. Im Gegensatz zu den endogenen Modellentscheidungen wird der Ausbau von Wasserkraft (Lauf, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) exogen vorgegeben. Eine umfassende Literaturlanalyse zeigt, dass bis 2030 großtechnisch anwendbare Speichertechnologien in Österreich auf Li-Ionen Batterien (BESS), Vanadium Redox Flow Batterien sowie Technologieketten aus Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyseur, Wasserstoff-Hochdruckstahltanks (gasförmig) und PEM-Brennstoffzelle beschränkt sind.

Neben Speicherinvestitionen stehen dem Optimierungsmodell die Flexibilitätsoptionen Exporte bzw. die Abregelung von PV und Wind zur Verfügung. Die zugrundeliegenden Exportzeitreihen entsprechen jenen von Österreich in 2020 mit der Option, zusätzlich bis zu 10 TWh zu exportieren. Die Importzeitreihen werden vorgegeben.

Ergebnisse

Die analysierten Fallstudien zeigen klar den steigenden Flexibilitätsbedarf im hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystem 2030. Wird die Abregelung von PV und Wind uneingeschränkt zugelassen, beläuft sich der Zubau Erneuerbarer auf: Wind +5,12 GW; PV +15,90 GW; Biomasse +0,13 GW; jener von Speichern ist mit +0,04 GW BESS (Energy-to-power ratio (ETP) 2h) jedoch marginal. Unter diesen

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873-7908, thomas.klatzer@tugraz.at, <https://www.tugraz.at/institute/iee/home>

² Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik (CEET), TU Graz, Inffeldgasse 25/C/III, 8010 Graz, <https://www.tugraz.at/institute/ceet/home>

³ Research Center ENERGETIC, TU Graz, Rechbauerstraße 12, 8010 Graz, <https://shorturl.at/dCGP3>

Annahmen decken (Pump-)speicher den Speicherbedarf ab. Verglichen mit 2020 steigt die für den Pumpbetrieb aufgewendete Energie von 4,78 auf 6,87 TWh (+44%) (Abbildung 1 (links)). Durch den massiven Ausbau von PV kommt es vor allem in den Sommermonaten zu Exporten, welche von 22,33 TWh in 2020 auf 24,69 TWh steigen. In Summe kommt es in diesem Szenario zu 4,28 TWh abgeregelter Energie. Die Gesamtsystemkosten betragen € 2.170 Mio.

Wird die Abregelung von PV und Wind mit maximal 10% der potentiell erzeugbaren Energie je Zeitschritt limitiert (Abbildung 1 (rechts)), verschieben sich die Investitionen von PV zu BESS: Wind +4,92 GW; PV +10,49 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS +1,92 GW (2h 0,37 GW; 4h 0,59 GW; 6h 0,96 GW). Die für den Pumpbetrieb aufgewendete Energie steigt auf 12,55 TWh und durch den geänderten Systemausbau und -betrieb betragen die Gesamtsystemkosten € 2.445 Mio. Bemerkenswert ist, dass Wasserstoff zur Energiespeicherung in 2030 (bei systemkostenoptimalem Ausbau) noch keine Rolle spielt.

Die investierten BESS erreichen durchschnittlich 1,3 (2h), 1,5 (4h) bzw. 0,7 (6h) Zyklen pro Tag. Anhand dieser Zyklenzahlen können die notwendigen Spreads (Preisdifferenz beim Laden- bzw. Entladen) approximiert werden damit BESS ihre annualisierten Investitions- und Betriebskosten amortisieren. Demnach wäre bei einem durchschnittlichen Ladepreis von z.B. 10 €/MWh ein Preis-Spread von ca. 58 €/MWh notwendig, damit die investierten BESS (4h) einen Profit von Null erzielen.

Die untersuchten Szenarien zeigen klar, dass sich die (limitierte) Abregelung von PV und Wind stark auf Speicherinvestitionen auswirkt und demnach als Flexibilitätsoption in der Ausbauplanung Berücksichtigung finden sollte.

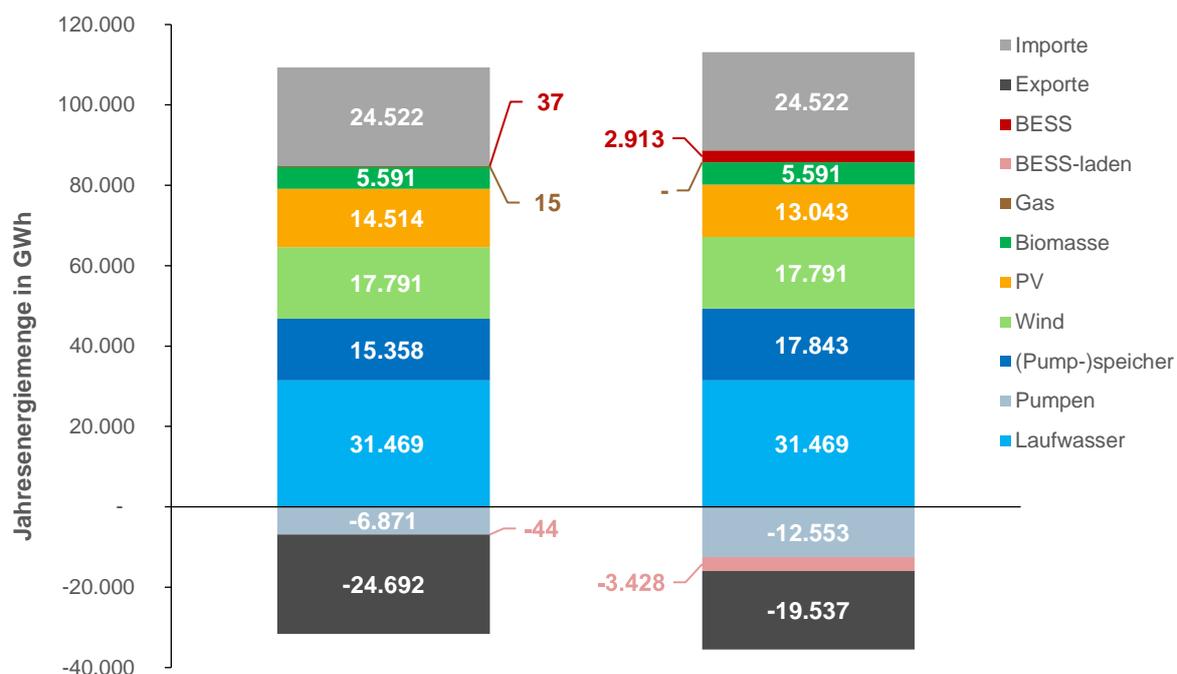


Abbildung 1: Jahresenergiemenge je Technologie bei uneingeschränkter Abregelung von PV und Wind (links) und bei maximal 10% Abregelung je Zeitschritt (rechts).

Projektfinanzierung

Dieses Projekt wird aus Mitteln der FFG gefördert. www.ffg.at



Referenzen

- [1] Rechtsinformationssystem des Bundes, "Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)," 2021. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>.
- [2] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, and U. Bachhiesl, "LEGO: The Open-Source Low-Carbon Expansion Generation Optimization Model," *SoftwareX*, vol. 19, p. 101141, 2022, doi: 10.1016/j.softx.2022.101141.