

ANALYSE DES KURZ-, MITTEL- UND LANGZEITSPEICHERBEDARFS IN ÖSTERREICH FÜR 2040

Robert GAUGL¹, Jean-Yves BEAUDEAU², Katharina GRUBER², Stephan ÖSTERBAUER², Christian TODEM², Stefanie SCHREINER², Valentin WIEDNER², Sonja WOGGIN¹

Motivation

Das österreichische Elektrizitätssystem steht vor einer zunehmenden Anzahl von Herausforderungen, die nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern auch die Nachhaltigkeitsziele Österreichs betreffen. Im Rahmen des European Green Deal der Europäischen Union (EU) hat sich Österreich verpflichtet, bis 2040 klimaneutral zu sein und bis 2030 100% erneuerbare Energie (national bilanziell) im Stromsektor zu erreichen [1]. Diese ehrgeizigen Ziele werden durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) unterstützt, das den Ausbau erneuerbarer Energien in Österreich fördert [2]. Das EAG gibt jedoch nur Ausbaupfade für die erneuerbaren Energieträger (Wind, PV, Wasser, Biomasse) vor, quantifiziert hingegen nicht die leistungs- bzw. energiebezogenen Kapazitäten an Speichertechnologien (zusätzlich zu den bis dato installierten), die notwendig sind, um die vollständige Klimaneutralität des österreichischen Elektrizitätssystems zu erreichen. Diese Speichertechnologien müssen nicht nur kurzfristige Schwankungen im Stromangebot und -bedarf ausgleichen, sondern auch für mittel- und langfristige Speicherung sorgen, um Perioden mit weniger Erzeugung aus variablen Erneuerbaren bzw. saisonale Schwankungen auszugleichen. Die Studie ÖSpeicher2040, welche im Rahmen dieses Papers vorgestellt wird, widmet sich den Herausforderungen, vor denen das Elektrizitätssystem in Österreich steht, und beleuchtet den Bedarf von Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern im Jahr 2040.

Methodik

Die Untersuchungen zur Ermittlung der Speicherkapazitäten im österreichischen Elektrizitätssystem werden mithilfe des Elektrizitätswirtschaftlichen Optimierungsmodells *LEGO* durchgeführt, das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) entwickelt und betrieben wird [3]. Für die Durchführung dieser Analyse wird das in *LEGO* implementierte *Net Transfer Capacities Modell* (NTC-Modell) mit einer zeitlichen Auflösung von 8760 Stunden verwendet. Die festgelegten NTCs definieren die Grenzwerte für den Austausch elektrischer Energie zwischen den einzelnen Zonen. Im verwendeten NTC-Modell wird jede Zone (entspricht meist einem Land) durch einen Knoten dargestellt, auf dem sämtliche in dieser Zone vorkommenden Erzeuger und Verbraucher angeschlossen sind. Österreich wird in dieser Studie detaillierter mit 10 Knoten (9 Bundesländer + Osttirol) modelliert. Die räumliche Auflösung dieser Studie inklusive der NTC-Verbindungen zwischen den Zonen ist in Abbildung 1 dargestellt. Die installierten Kraftwerksleistungen je Zone, mit Ausnahme von Österreich und Deutschland sind dem TYNDP2022 [4] aus dem Szenario Distributed Energy entnommen. Für Österreich wurden die für 2040 erwarteten Kraftwerksleistungen und der Verbrauch (unterschiedliche Szenarien) auf die 10 Zonen regionalisiert. Für Deutschland wurden die erwarteten Kraftwerksleistungen und der Verbrauch aus dem erst kürzlich veröffentlichten Netzentwicklungsplan 2037 mit Ausblick auf 2045 [5] entnommen. Für die Ermittlung der Werte für 2040 wurde eine lineare Interpolation der Werte von 2037 und 2040 vorgenommen.

Im Basisszenario wird eine ungesteuerte Erzeugung (PV, Wind, Laufwasser sowie andere Bandlasten) von 165 TWh und ein Jahresverbrauch von 141 TWh für Österreich im Jahr 2040 angenommen. Das Szenario wird sowohl unter Berücksichtigung erlaubter Abregelung erneuerbarer Energien als auch ohne diese Abregelung simuliert, um die Auswirkungen auf den Speicherausbau zu analysieren.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz, +43 316 873 7904, robert.gaugl@tugraz.at, <https://iee.tugraz.at>
²Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, +43 664 8286149, valentin.wiedner@apg.at, www.apg.at

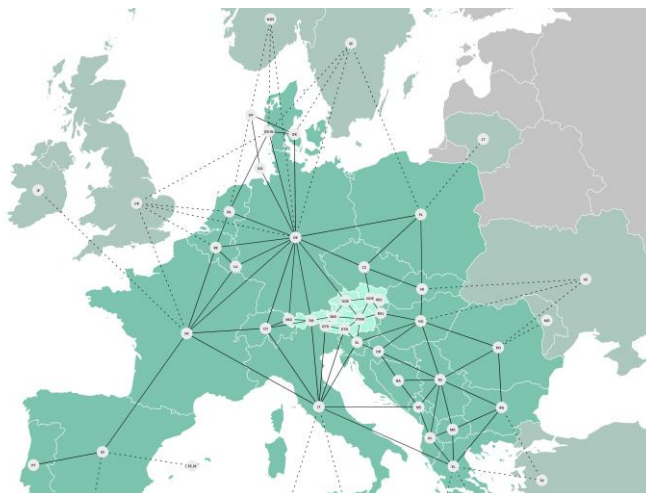


Abbildung 1: Berücksichtigte Zonen und NTC-Verbindungen für das Jahr 2040. Strichlierte Verbindungen sind durch fixe Import-/Exportzeitreihen vorgegeben.

Ergebnisse

Im Basisszenario mit erlaubter Abregelung kommt es zu einem Speicherbedarf von 3,5 TWh (0,6 TWh Langzeit, 1,4 TWh Mittelzeit und 1,5 TWh Kurzzeit). Es kommt zur Abregelung von insgesamt 33,4 TWh.

Wenn die Abregelung Erneuerbarer nicht erlaubt ist, dann erhöht sich der Speicherbedarf auf 20,6 TWh (2,1 TWh Langzeit, 3,8 TWh Mittelzeit und 14,7 TWh Kurzzeit). Aufgrund der Nicht-Abregelung erhöht sich der Stromexport von 32,9 TWh auf 54,4 TWh, während der Stromimport von 32,9 TWh auf 26,2 TWh sinkt.

Basierend auf den Ergebnissen des Basisszenarios können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Eine Erweiterung der Speicherkapazitäten reduziert die Abhängigkeit von Stromimporten.
- Es besteht ein Zusammenhang zwischen dem Ausbau von Speicherkapazitäten und dem Ausmaß der Abregelung. Durch einen Ausbau der Speicherkapazitäten kann die Höhe der abgeregelten Energie Erneuerbarer verringert werden.
- Von regulatorischer Seite aus bedarf es einer Klärung darüber, ob und in welchem Umfang eine Abregelung zulässig ist.

In der Langfassung wird das Modell eingehender erläutert, die Ergebnisse werden detaillierter ausgeführt, und zusätzlich werden die Resultate der Sensitivitätsanalysen bezüglich der Übertragungskapazitäten ins Ausland, der Investitionskosten für die Speicher, verschiedener Klimajahre sowie weiterer installierter Leistungen und des Verbrauchs in Österreich (auf Basis der ÖNIP-Daten) präsentiert.

Referenzen

- [1] Europäische Kommission, "Der europäische Grüne Deal," Mitteilung der Kommission an das Eur. Parlam. den Eur. Rat, den Rat, den Eur. Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Reg., pp. 1–29, 2019.
- [2] Oesterreichischer Nationalrat, "Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket, BGBl. I Nr. 150/2021.2021." Oesterreichischer Nationalrat, Vienna, Austria, 2021.
- [3] 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, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.SOFTX.2022.101141.
- [4] ENTSO-E, "TYNDP 2022 Scenario Report," no. April. 2022. [Online]. Available: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>
- [5] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and GmbH TransnetBW, "Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf." 2023.