

SYSTEMINTEGRATION VON BATTERIESPEICHERN

Julian HUBER¹, Nikolaus KELNREITER^{2*}, Veronica SEQUEIRA TAXER^{3*}, Mara SCHEIBENREIF^{4*}, Verena STÜTZ⁵

Einführung

Der Ausbau der volatilen erneuerbaren Energieträger resultiert in einer sowohl tageszeitlich, wöchentlich als auch saisonal schwankenden Stromerzeugung, welche im Laufe der kommenden Jahre stark zunehmen wird. Damit das System diese bestmöglich aufnehmen kann, bedarf es ausreichend Flexibilitätspotentialen. Batteriespeicher können hier einen wesentlichen Beitrag leisten. Durch die gesunkenen Anschaffungskosten von Batterien, die schwankenden Strompreise aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung von Erneuerbaren und der Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt stellen Batterien inzwischen auch einen attraktiven Business Case dar. In Europa sind Netzbetreiber mittlerweile mit steigenden Netzanschlussanfragen für Batteriespeicher konfrontiert. Neben der unbestrittenen Notwendigkeit des Speicherausbaus im Zuge der Energietransformation muss jedoch im Sinne eines effizienten Gesamtsystems auch deren Netzverträglichkeit in Hinblick auf ihre Auswirkung auf Netzbelastungen und zusätzlichen Netzausbaubedarf untersucht werden.

Netzverträglicher Ausbau von Batteriespeichern

Sowohl Batteriespeicher als auch hydraulische Speicher werden in den kommenden Jahren stark ausgebaut werden. Grundvoraussetzung für die Integration dieser Kapazitäten in das System ist die Umsetzung der Netzausbauprojekte, welche im Netzentwicklungsplan ausgewiesen sind.

In der Regel erfolgt der Betrieb von Batteriespeichern, wie bei allen Marktteilnehmern, entsprechend der ökonomischen Gewinnmaximierung. Der Betrieb von Energiespeichern kann dabei die Fähigkeit des Systems erhöhen, Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen aufzunehmen. Grundsätzlich haben Batteriespeicher ein hohes Potential, Flexibilität für das System bereitzustellen. Neben der Möglichkeit des reinen Arbitragehandels können sie im kombinierten Betrieb mit Erneuerbaren durch Speicherung beispielsweise die Rückspeisung von PV reduzieren (Peakshaving) oder die Auswirkungen von Prognoseabweichungen von Erneuerbaren-Portfolios reduzieren und somit die anfallende Ausgleichsenergie. Des Weiteren können sie sich an Systemdienstleistungen wie Redispatch und Regelreserve beteiligen. Auch Beiträge zur Systemstabilität in Form von Spannungshaltung sind möglich. Die Bedeutsamkeit von Batteriespeichern wurde bereits in diversen Studien hervorgehoben (siehe auch [1], [2], [3]).

In all diesen Fällen bestimmt aber die Betriebsweise mit, ob und welcher Nutzen für das System erzielt werden kann, da die durch den Batteriebetrieb entstehenden Lastflüsse auch Engpässe im Stromnetz verursachen können. Die Verortung von Batteriespeichern hat darauf einen wesentlichen Einfluss. So kann durch die Verortung von Speichern in Regionen mit hoher erneuerbaren Rückspeisung die Auslastung von Netzelementen verringert werden. Dafür muss der Speicher dann geladen werden, wenn lokal auch eine hohe Einspeisung von Erneuerbaren auftritt. Allerdings ist die Verortung allein kein Garant dafür, dass eine Anlage einen Nutzen für das Gesamtsystem leisten kann. Wie schon in anderen Studien aufgezeigt, ist die Betriebsweise ebenso ausschlaggebend [4]. Der Zubau von Speicherkapazitäten sollte jedenfalls einem Optimum für das Gesamtsystem folgen.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43 664 883 42 990, Julian.Huber@apg.at, <https://www.apg.at>

² Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43 664 887 802 62, Nikolaus.Kelnreiter@apg.at, <https://www.apg.at>

³ Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43 664 883 43 186, Veronica.SequeiraTaxer@apg.at, <https://www.apg.at>

⁴ Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43 664 783 574 11, Mara.Scheibenreif@apg.at, <https://www.apg.at>

⁵ Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43 664 883 43 187, Verena.Stuetz@apg.at, <https://www.apg.at>

Methodik

Zur ersten Einordnung der Auswirkungen von Batterien auf das österreichische Stromnetz wurde eine Netzmodellierung der kontinentaleuropäischen Synchronzone für das Zieljahr 2027 durchgeführt. Das untersuchte Szenario orientiert sich am Szenario des European Resource Adequacy Assessments (ERAA), jedoch um fiktive Batteriekapazitäten in Österreich erweitert. Das Netzmodell basiert auf dem Netzmodell des Ten Year Network Development Plans (TYNDP). In den Simulationen wurden neben den Batterie-Kapazitäten keine weiteren Anpassungen, zum Beispiel bezüglich Last oder PV-Erzeugung, vorgenommen. Basierend auf einer NTC-Marktberechnung erfolgte die Erstellung der Flow-Based Domains. Diese wurden wiederum für die lastflussbasierte Marktkopplung verwendet, um danach Netzberechnungen durchzuführen. In der Folge wurden Netzbelastungen sowie Redispatchbedarfe untersucht. Durch Gegenüberstellung des Basislaufs mit der Variante mit zusätzlichen Batterien können Indikationen der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das österreichische Stromnetz identifiziert werden.

Referenzen

- [1] Austrian Power Grid, Bundesverband Photovoltaic Austria, Technische Universität Graz und d-fine, „Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.apg.at/projekte/innovationsprojekte/flexibilitaets-und-speicherbedarf-im-oesterreichischen-energiesystem/>. [Zugriff am 24 11 2025].
- [2] VDE, „Batteriespeicher in der Nieder und Mittelspannungsebene,“ 05. 2015. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2319156/adacf7890ac200902769bf38f742d9fb/vde-studie-batteriespeicher-in-der-nieder-und-mittelspannungsebene-data.pdf>. [Zugriff am 2025 11 25].
- [3] D. Bakalis und S. Lichtenthäler, „Battergiespeicherzubau in Deutschland: Mit Preissignalen und Flexibilitätszielen zur Energiewende,“ 09 09 2024. [Online]. Available: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Kurzberichte/PDF/2024/IW-Kurzbericht_2024-Batteriespeicherausbau.pdf. [Zugriff am 2025 11 25].
- [4] TenneT TSO GmbH, „Quo Vadis, Großbatteriespeicher,“ Dezember 2024. [Online]. Available: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-08/QuoVadis3_Webversion.pdf. [Zugriff am 2025 11 24].