

Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern im 110-kV-Netz

Benjamin Stöckl^{1,2*}, Thomas Klatzer^{1,2}, Gerhild Scheiber³, Alexandra Froschauer³, Sonja Wogrin^{1,2}

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, benjamin.stoeckl@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

Kurzfassung:

Die Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors in Österreich bis 2030 erfordert den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien, während gleichzeitig die Netze angepasst werden müssen, um zusätzliche Erzeugungsleistung zu integrieren. Aufgrund der langen Projektlaufzeiten des Netzausbaus können Energiespeicher, insbesondere Batteriespeicher, kurzfristig zusätzliche Netzkapazitäten schaffen und den Bedarf an Leitungskapazität vorerst reduzieren. Dieser Konferenzbeitrag untersucht, ob der Einsatz von Batteriespeichern im Jahr 2030 im Sinne der Gesamtsystemkostenminimierung möglich ist. Dazu werden in einem 110-kV-Netzabschnitt im Low-carbon Expansion Generation Optimization Model verschiedene Fallstudien untersucht, um den Einfluss von Flexibilitätsoptionen in Elektrizitätssystemen und der techno-ökonomischen Parameter der Speicher auf den Einsatz dieser zu ermitteln. Die daraus resultierenden Ergebnisse legen für das Jahr 2030 einen möglichen wirtschaftlichen Einsatz der Speicher nahe, jedoch wird das Potenzial zum Aufschub des Netzausbaus als gering eingeschätzt, da die Investition in Leitungen üblicherweise die kostenoptimale Option darstellt. Allerdings zeigt sich, dass Batteriespeicher eine Möglichkeit bieten Flexibilität in Elektrizitätssystemen wirtschaftlich bereit zu stellen, wenn andere Varianten (Im- und Exporte, PV-Abregelung) nur eingeschränkt verfügbar sind.

Keywords: Optimierungsmodell, Elektrizitätssystem, Batteriespeicher, Dekarbonisierung

1 Einleitung und Motivation

Die geplante Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors in Österreich – bis zum Jahr 2030 bilanziell und bis 2040 vollständig – erfordert einen konsequenten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen [1] [2]. Simultan zum Ausbau der Erzeugung müssen die Netze verstärkt werden, was aufgrund langer Projektlaufzeiten und aufwendiger Genehmigungsverfahren kaum im gleichen Tempo realisierbar ist. Vor diesem Hintergrund kann der Einsatz von Energiespeichern eine (vorübergehende) Alternative zum klassischen Netzausbau sein [3]. Hierzu eignen sich besonders Batterieenergiespeichersysteme (BESS), da sie standortunabhängig errichtet und flexibel betrieben werden können. Da in Österreich BESS derzeit noch nicht für diesen Zweck eingesetzt werden, ist jedoch noch weitgehend unklar, ob deren Einsatz wirtschaftlich sein kann (im Sinne der Minimierung der

Gesamtsystemkosten), welche Größenordnung von Leistungs- zu Energiekapazität von BESS sinnvoll ist und wo diese idealerweise platziert werden sollten. Im vorliegenden Konferenzbeitrag werden diese Fragestellungen beispielhaft für einen Netzabschnitt des oberösterreichischen 110-kV-Netzes untersucht [4]. Dazu wird der betreffende Netzabschnitt im Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Model [5], welches Betriebs- und Ausbauentscheidungen in Elektrizitätssystemen berücksichtigt und als Zielfunktion die Gesamtsystemkosten minimiert, abgebildet.

Der Konferenzbeitrag gliedert sich wie folgt: Kapitel 2 beschreibt die angewandte Methodik. Dies beinhaltet neben einer allgemeinen Beschreibung von LEGO die Implementierung des untersuchten 110-kV-Netzabschnitts inkl. der Erzeugungsanlagen und BESS sowie Annahmen zu exogenen Parametern wie zukünftigen Bedarfszeitreihen. Basierend darauf, werden in Kapitel 3 die Annahmen und Rahmenbedingungen der Fallstudien beschrieben und techno-ökonomische Analysen durchgeführt. Abschließend wird in Kapitel 4 ein Fazit aus den Ergebnissen und den Erkenntnissen gezogen.

Dieser Konferenzbeitrag basiert auf den Ergebnissen einer Masterarbeit, welche in Kooperation mit der Energie AG Oberösterreich verfasst wurde [4].

2 Methode

Für die techno-ökonomischen Analysen des gegenständlichen Elektrizitätssystems wird anhand der Implementierung des Jahres 2022 das Modell validiert und gegebenenfalls kalibriert, um in weiterer Folge den Einsatz von BESS im Jahr 2030¹ zu untersuchen. Der Modellaufbau und die Implementierung des Elektrizitätssystems in diesem werden im folgenden Kapitel beschrieben.

Das LEGO-Modell ist ein Optimierungsmodell zur Betriebs- und Ausbauplanung von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur [5]. Die Optimierung umfasst eine zu minimierende Zielfunktion unter der Einhaltung von Nebenbedingungen und Einschränkungen. Die Zielfunktion entspricht der Summe der Kosten des Elektrizitätssystems (Gesamtsystemkosten), in welcher die Betriebskosten bzw. Brennstoffkosten der Erzeugung sowie die Kosten bzw. Profite für importierte bzw. exportierte Energie berücksichtigt werden. Ebenfalls werden die Investitionskosten zusätzlich errichteter Betriebsmittel in die Gesamtsystemkosten einbezogen. Technische Einschränkungen der Betriebsmittel werden im Modell mittels Nebenbedingungen definiert. Diese Einschränkungen sind unter anderem die Lastflüsse über die Leitungen, die Produktionsleistung der Kraftwerke, Erzeugungsanlagen und Speicher, aber auch die Deckung des vorgegebenen Verbrauchs und die Investitionsmöglichkeiten. Um die Leitungsbelastung ausreichend genau abzubilden, werden die Untersuchungen im Modell für einen Zeitraum von einem Jahr mit einer stündlichen Auflösung durchgeführt.

Da im Netzabschnitt der Tausch von Leiterseilen zur Netzverstärkung geplant, diese Möglichkeit im Modell aber nicht vorhanden ist, wird der Leiterseiltausch als zusätzliche Nebenbedingung implementiert [6]. Dazu wird die bestehende Nebenbedingung für die

¹ Wahl des Jahres 2030 aufgrund der Ziele des EE-Ausbaus durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz [1].

Investition in neue Leitungen angepasst. Diese ermöglicht anhand einer binären Variable den Lastfluss über eine Leitung, welche als Investitionskandidat hinterlegt ist. Für den Tausch von Leiterseilen, wird die Bedingung dahingehend erweitert, dass bei einer Investition in eine neue Leitung zusätzlich eine bestehende, parallel verlaufende Leitung deaktiviert werden muss.

2.1 Systemabbildung/Implementierung

Der gegenständliche Netzabschnitt wird anhand der 110-kV-Leitungen und den Transformatoren zur Mittelspannungsebene abgebildet. Die Lastflüsse der Leitungen werden im Modell als DC-Lastfluss approximiert. Dies basiert auf der Annahme, dass der ohmsche

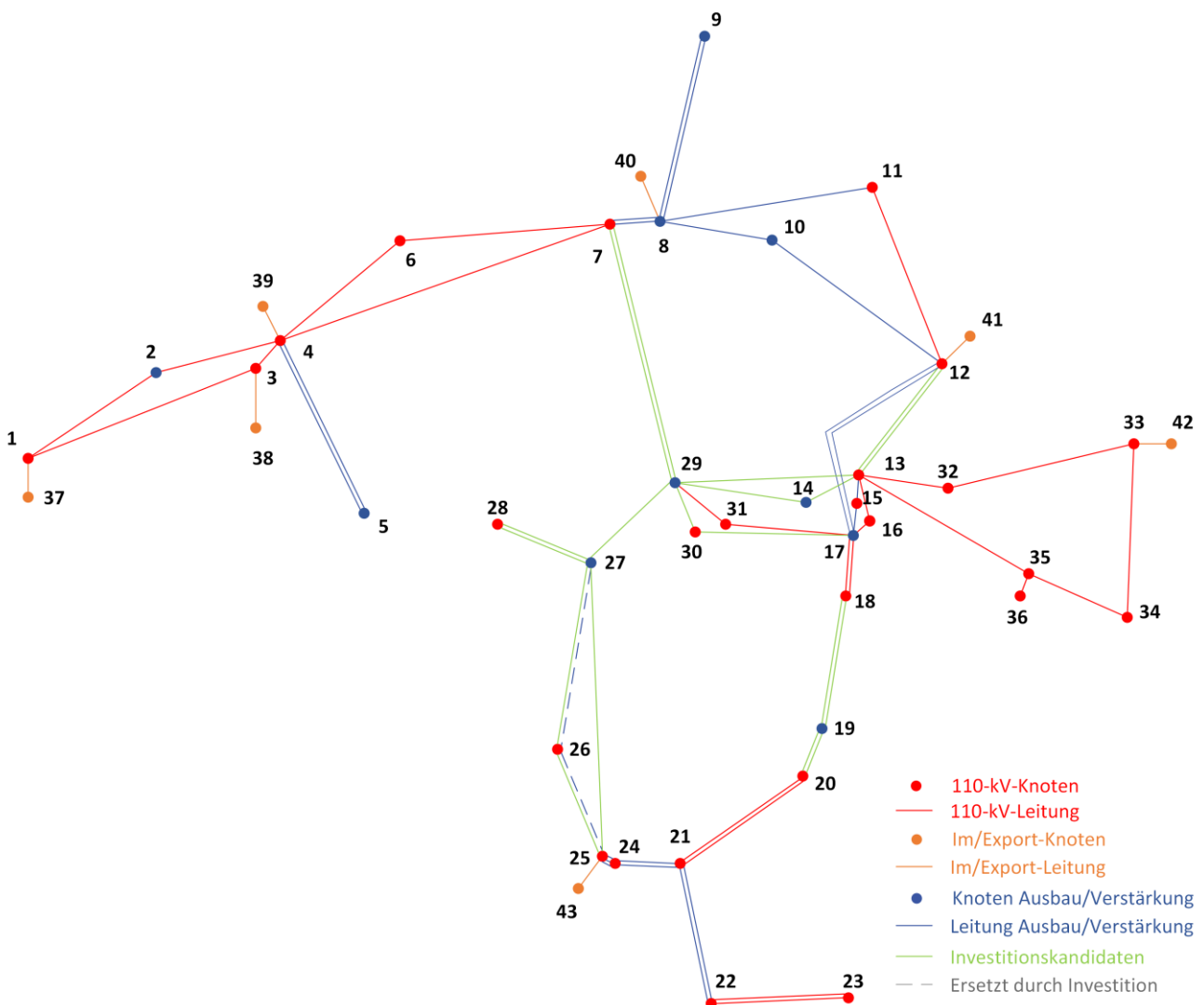


Abbildung 1: Topologie des implementierten 110-kV-Netzabschnitts [4].

Widerstand und die Querkapazitäten im Vergleich zu den Längsinduktivitäten vernachlässigbar klein sind. Die Grundlage der Netzabbildung bildet der Ausbaustand des Jahres 2022. Dieser wird für die Analysen für das Jahr 2030 um die geplanten Leitungsprojekte erweitert und ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Grenzen des abgebildeten Elektrizitätssystems stellen sieben Übergabestellen (Knoten 37 – 43) dar, an welchen Energie im- bzw. exportiert

werden kann. Die Vorgaben und Einschränkungen der Stromimporte und -exporte werden in den jeweiligen Fallstudien in Kapitel 3 beschrieben.

Im Modell wird ein Verbrauch je Knoten vorgegeben, welcher in jedem Zeitschritt vollständig gedeckt werden muss. Die vorgegebenen Verbrauchszeitreihen basieren auf den realen stündlichen Messwerten je Knoten des Jahres 2022, welche um die dezentrale Erzeugung im darunter liegenden Netzbereich der Knoten ergänzt werden. Für das Jahr 2030 wird auf Basis der Daten des Jahres 2022 eine Verbrauchsprognose erstellt. Dabei wird eine allgemeine Verbrauchssteigerung von 0,5% pro Jahr und die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors berücksichtigt. Der zusätzliche stündliche Verbrauch durch die E-Mobilität und Wärmepumpen wird anhand der installierten Anzahl dieser in Kombination mit synthetischen Lastprofilen abgeschätzt [7], [8], [9]. Die Elektrifizierung der Industrie wird aufgrund der komplexen Abschätzbarkeit nicht berücksichtigt.

Die Implementierung der Erzeugungsanlagen erfolgt anhand ihrer techno-ökonomischen Parameter. Erzeugungstechnologien werden entweder durch die individuellen Kraftwerke (thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke) oder anhand der aggregierten installierten Erzeugungleistung je Knoten (Photovoltaik, Wind) und der zugehörigen Kapazitätsfaktoren definiert. Die Parameter und Kapazitätsfaktoren der vorhandenen Erzeugungsanlagen werden mittels Daten der Netz Oberösterreich GmbH und der Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH vorgegeben. Die Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt im Modell anhand der Wahl der Erzeugungstechnologie mit den geringsten Stromgestehungskosten. Eine Ausnahme stellen jene thermischen Kraftwerke dar, welche ebenfalls Prozess- oder Fernwärme liefern. Da diese nicht ausschließlich strommarktbasierend betrieben werden, wird die Erzeugungleistung dieser Kraftwerke durch gemessene Zeitreihen des Jahres 2022 vorgegeben.

Jahr	η^{RT} [%]	Lebensdauer [a]	$C^{INV,E}$ [€ ₂₀₂₂ /kWh]	$C^{INV,P}$ [€ ₂₀₂₂ /kW]	$C^{OM,var}$ [€ ₂₀₂₂ /kWh]
2022	85	15	371,4	342,9	5,9
2030	85	15	238,1	304,8	5,2

Tabelle 1: Techno-ökonomische Parameter von Li-Ionen-Batteriespeichersystemen [10].

Neben der Einsatzplanung der Erzeugungstechnologien besteht im Modell die Möglichkeit zusätzliche Betriebsmittel zu errichten. Investitionen werden getätigt, falls diese eine kostengünstigere Variante zur Deckung des Verbrauchs bieten. Im Modell stehen als Investitionsoptionen Leitungen, Transformatoren, BESS und PV-Anlagen zur Verfügung. Die Investitionskandidaten für Leitungen entsprechen den geplanten Projekten nach dem Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2032 [6] [11]. Das Potenzial für Investitionen in PV-Anlagen wird anhand der prognostizierten installierten Leistung je Knoten für das Jahr 2050 vorgegeben [7]. Die Investitionskosten der PV-Anlagen im Jahr 2030 werden mit 953,5 €₂₀₂₂/kWp angenommen [12]. Die Investitionskosten der BESS setzen sich aus den leistungsbezogenen Kosten $C^{INV,E}$ und den energiebezogenen Kosten $C^{INV,E}$ zusammen, welche in Tabelle 1 angeführt sind. Wobei beim Berechnen der Gesamtkosten das Verhältnis der Energie- und Leistungskapazität berücksichtigt werden muss.

3 Szenarien und Ergebnisse

Die zuvor beschriebene Systemabbildung wird nun anhand der Daten für das Jahr 2022 validiert sowie gegebenenfalls kalibriert und in unterschiedlichen Fallstudien der Einsatz von BESS im Jahr 2022 und 2030 analysiert.

Zunächst wird die Systemabbildung für das Jahr 2022 – anhand des Vergleichs des Kraftwerkeinsatzes in Realität und im Modell – validiert. Für diese Berechnung werden die Im- und Exporte anhand der stündlichen Werte des Jahres 2022 vorgegeben. Beim Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Erzeugung eines thermischen Kraftwerks im Modell und der realen Erzeugung im Jahr 2022 zeigt sich, dass der Kraftwerkseinsatz annähernd gleich erfolgt (Abbildung 2). Die auftretenden Abweichungen sind primär auf einen unterschiedlichen

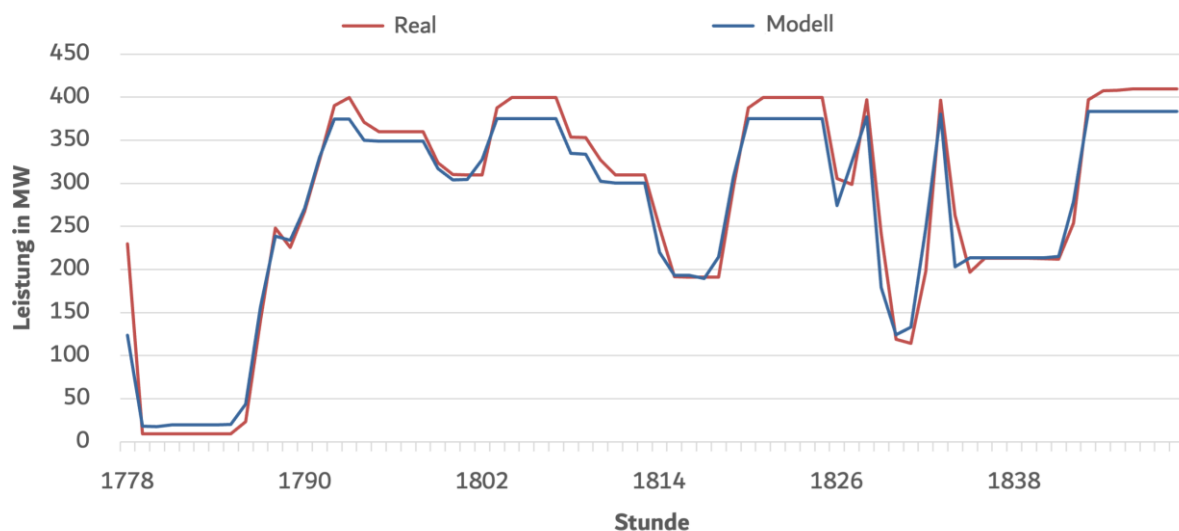


Abbildung 2: Vergleich des Kraftwerkeinsatzes eines thermischen Kraftwerks zur Validierung (Realität versus Modell).

Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im Modell und der Realität zurückzuführen, da das Modell über die gesamte Information des betrachteten Zeitraums verfügt und demnach den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz wählen kann. Aufgrund des beobachteten Modellverhaltens wird die Abbildung des Elektrizitätssystems als ausreichend genau angenommen.

In der ersten Fallstudie wird untersucht, ob BESS im Jahr 2022 einen Aufschub von Leitungsinvestitionen ermöglichen. Dazu wird der Verbrauch des Jahres 2030 und die Investitionskosten von BESS (Tabelle 1) und PV- und Windanlagen für das Jahr 2022 vorgegeben. Die Summe der Im- und Exporte wird dabei anhand der maximalen Jahresenergiemenge² und den Übergabekapazitäten der Im-/Exportleitungen begrenzt. Unter den dargelegten Vorgaben führen die Investitionsmöglichkeiten dazu, dass der Anteil der erneuerbaren Erzeugung im System von 15% im Jahr 2022 auf 41% gesteigert werden kann (Abbildung 3). Trotz der Variation der Abregelung von volatilen Erneuerbaren

² Summe der Im/Exporte des Jahres 2022

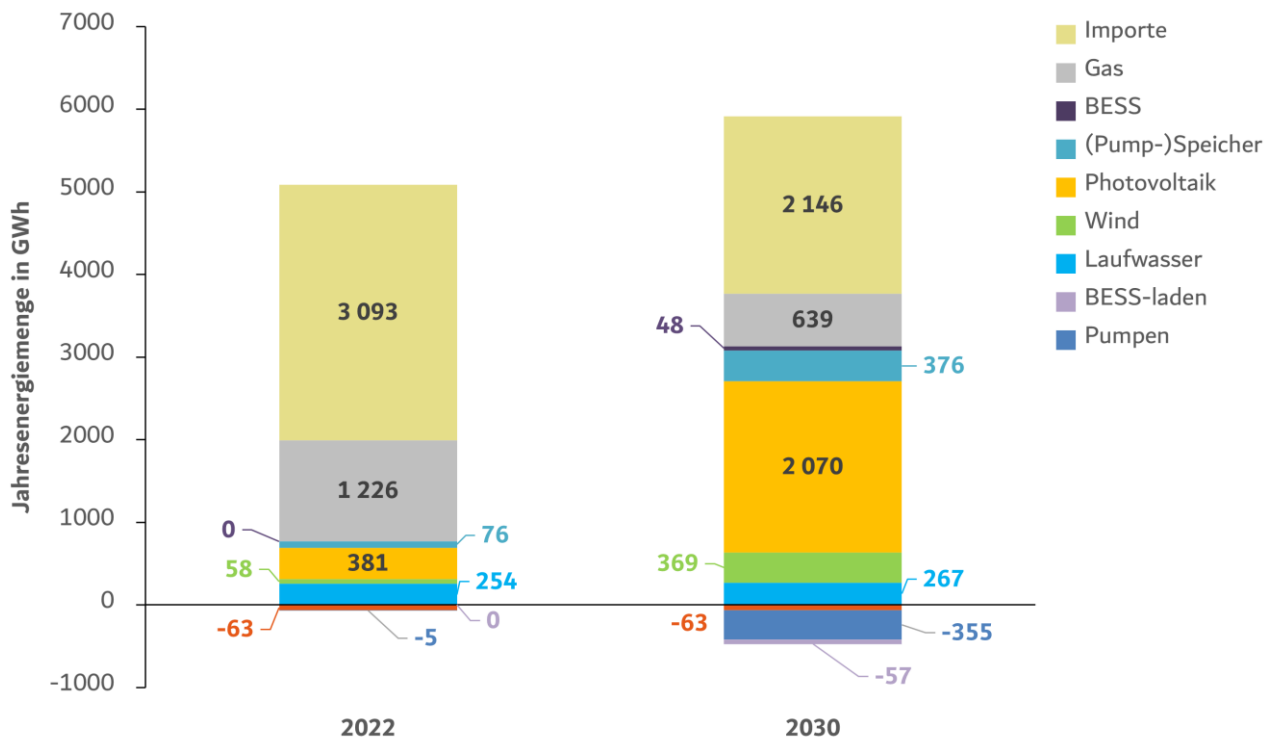


Abbildung 3: Vergleich der Jahresenergiemengen je Erzeugertechnologie in den Jahren 2022 (Validierung) und 2030 [4].

(erlaubt/untersagt) kommt es in dieser Fallstudie zu keiner BESS-Investition. Allerdings werden sowohl Leitungen als auch Transformatoren zusätzlich errichtet. Somit kann ein Ersatz der Netzverstärkung durch BESS für das Jahr 2022 ausgeschlossen werden.

Im Gegensatz zur vorherigen Untersuchung kommt es in den Fallstudien mit den Investitionskosten von BESS für das Jahr 2030 (Tabelle 1) zu BESS-Investitionen. Zusätzlich wird die Vorgabe der Im- und Exporte variiert, um die Auswirkungen von Import- und Exportflexibilität auf die Investitionen von BESS zu analysieren. Wird die Summe der Im- und Exporte ebenfalls anhand der maximalen Jahresenergiemenge² und den Übergabekapazitäten der Im-/Exportleitungen vorgegeben, kommt es zur Investition von BESS mit einer Gesamtleistung von 31 MW bei Investitionskosten von 1,35 M€₂₀₂₂/MW. Dabei werden ausschließlich BESS mit einer Speicherdauer von 5 h errichtet, was unter den getroffenen Annahmen für diese Anwendung das optimale Verhältnis zwischen Energie- und Speicherkapazität und den damit einhergehenden Kosten entspricht. Durch die zusätzlichen PV- und BESS-Investitionen können 49% des Verbrauchs im System aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Wird nun die Begrenzung der Im- und Exporte variiert, sodass diese durch stündliche Maxima der Im- und Exporte des Jahres 2022 vorgegeben werden, führt dies zu einer gesamten BESS-Investition von 116 MW. Die Speicherdauer beträgt wiederum 5 Stunden bei Investitionskosten von 1,49 M€₂₀₂₂/MW. Auch wenn durch BESS der EE-Anteil im Energiesystem nicht nennenswert gesteigert bzw. keine Leitungsinvestition aufgeschoben werden kann, zeigen die Ergebnisse, dass Batteriespeicher zusätzliche Flexibilität in einem Elektrizitätssystem bereitstellen können.

Unter den gleichen Vorgaben der zuvor durchgeführten Untersuchung werden die Auswirkungen einer verstärkten Alterung der Speicher durch eine (nahezu) vollständige

Ent- und Beladung dieser analysiert. Dazu wird das Modell um eine zusätzliche Bepreisung je gespeicherter Energieeinheit bei Ladeständen unter 10% und über 90% erweitert, welche als lineare Approximation implementiert wird. Unter dieser weiteren Einschränkung werden keine BESS (Im-/Exporte als Jahresenergiemenge) bzw. eine geringere Leistung von 71 MW (Im-/Exporte als stündliche Vorgabe) errichtet. Die Einschränkung der Speicherkapazität verringert die Wirtschaftlichkeit der Speicher, nur wenn ein höheres Maß an Flexibilität im System benötigt wird, ist eine Investition im Sinne der Gesamtsystemkostenminimierung sinnvoll.

Die bisherigen Ergebnisse legen nahe, dass im gegenständlichen Elektrizitätssystem ein gewisses Maß an Flexibilität für die Integration von EE benötigt wird. Beispielsweise kann die Abregelung volatiler Erneuerbarer eine alternative Flexibilitätsoption zu Investitionen in BESS

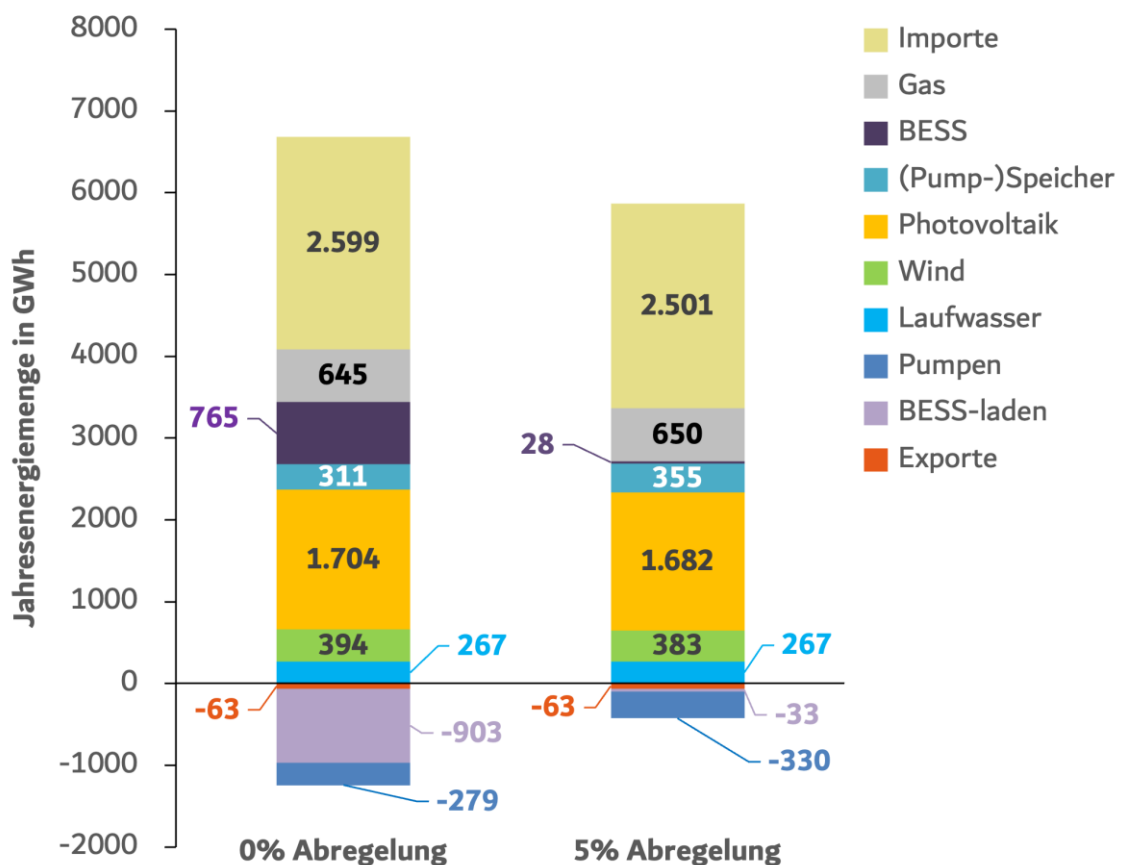


Abbildung 4: Jahresenergiemengen je Erzeugertechnologie bei untersagter Abregelung und 5% erlaubter Abregelung [4].

sein. Im Folgenden wird der Einfluss der Abregelung auf die BESS-Investitionen analysiert. Dazu wird im Gegensatz zu der vorherigen Fallstudie das Abregeln von PV-Anlagen einmal vollständig untersagt und einmal das Abregeln von 5% der PV-Jahreserzeugung erlaubt. Die Im- und Exporte werden dabei nur anhand der gesamten Jahresenergiemenge vorgegeben.

Ohne Abregelung ist die Flexibilität durch Im- und Exporte nicht ausreichend, um die gesamte PV-Leistung in das Elektrizitätssystem aufzunehmen. Somit werden BESS mit einer Leistung von 545 MW errichtet, um die überschüssige Leistung in das Netz integrieren zu können. Trotz der hohen Investition in BESS sinkt der EE-Anteil auf 42% ab, da keine PV-Anlagen zusätzlich

zum prognostizierten Bestand im Jahr 2030 errichtet werden (Abbildung 4). Die Abregelung volatiler Erneuerbarer zu erlauben ermöglicht somit eine kostengünstige Integration von EE in das Elektrizitätssystem.

Bei einer erlaubten Abregelung von 5% der gesamten PV-Jahresenergiemenge sinkt die investierte BESS-Leistung von 545 MW ohne Abregelung auf 18 MW ab. Dennoch kann bei

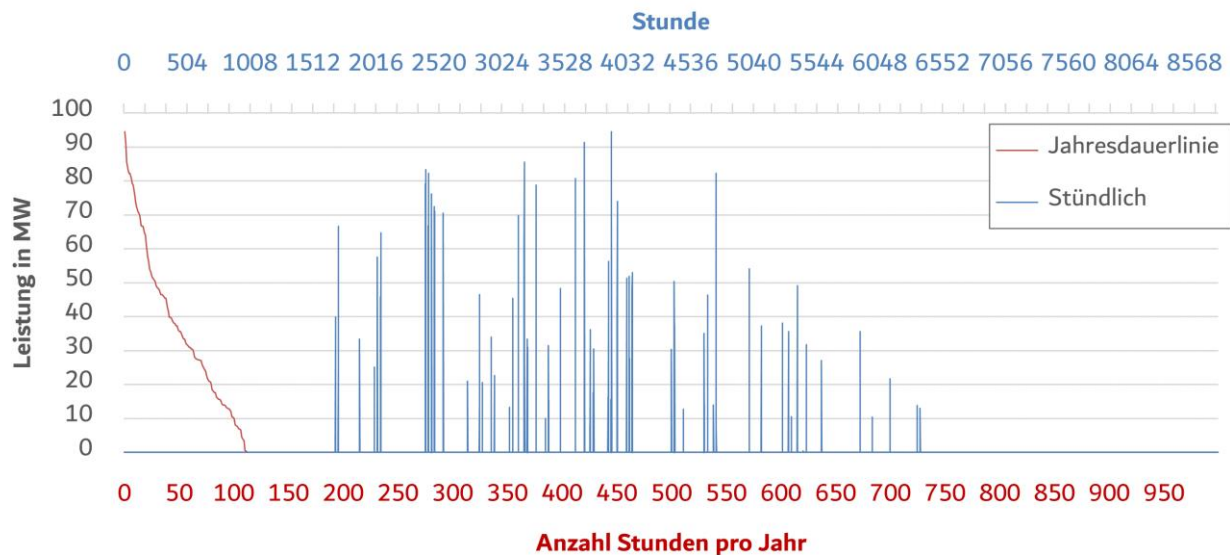


Abbildung 5: Abgeregelter PV-Erzeugungsleistung am Knoten 29 bei 5% erlaubter Abregelung als chronologischer Verlauf und Dauerlinie [4].

10% geringeren Gesamtsystemkosten ein gleicher EE-Anteil erzielt werden, als wenn keine Abregelung erlaubt ist. Die abgeregelter PV-Leistung am Knoten 29 (Abbildung 1) ist in Abbildung 5 als Jahresdauerlinie und chronologischem Verlauf dargestellt. Darin ist ersichtlich, dass nur in 100 von 8760 Stunden an diesem Knoten PV-Erzeugung abgeregelt wird. Diese geringe Dauer der Abregelung bzw. Energiemenge gestaltet eine mögliche Nutzung der überschüssigen Energie problematisch, da wohl kaum eine Speicher- oder Elektrolyseanlage mit weniger als 100 Vollaststunden pro Jahr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Da in Oberösterreich keine konkreten Ziele für den Zubau von Windkraft existieren, wurden in den bisherigen Untersuchungen keine Investitionsmöglichkeiten nach dem Jahr 2030 dieser berücksichtigt. Um dennoch den Einfluss von Wind-Investitionsoptionen auf den Einsatz von BESS und den EE-Anteil im Elektrizitätssystem sowie die Gesamtsystemkosten zu untersuchen, soll abschließend eine technologieneutrale Ausbauplanung durchgeführt werden. Dabei werden neben den Investitionen in PV-Anlagen ebenfalls welche für Windkraftanlagen zur Verfügung gestellt, wobei die Summe der Im- und Exporte wiederum anhand der maximalen Jahresenergiemenge begrenzt wird. Die vorgegebenen Investitionsmöglichkeiten werden unabhängig der Abregelung – erlaubt oder untersagt – vollständig ausgeschöpft und können somit ohne weiteres in das System integriert werden. Zusätzlich sind die Gesamtsystemkosten zirka um 10% geringer als in den Untersuchungen ohne Investitionsoptionen für Windkraftanlagen. Die Leistung der errichteten BESS unterscheidet sich nicht signifikant zu den vorherigen Untersuchungen, jedoch kann der Anteil

der erneuerbaren Erzeugung auf 55% gesteigert werden, was nahelegt, dass ein Mix aus Erzeugungstechnologien kostenoptimal ist und die Dekarbonisierung weiter vorantreibt.

4 Fazit und Ausblick

In diesem Konferenzbeitrag wurde der Einsatz von Batteriespeichern in einem 110-kV-Netzabschnitt zum Aufschub des Netzausbaus und der Integration von erneuerbaren Energien untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die prognostizierten Investitionskosten für BESS im Jahr 2030 voraussichtlich einen gesamtsystemkostenoptimalen Einsatz erlauben. Der vollständige Aufschub bzw. Ersatz einer Leitungsinvestition der 110-kV-Ebene konnte nicht beobachtet werden. Zudem hängt ein wirtschaftlicher Einsatz der Speicher auch stark vom zukünftigen Regulierungsrahmen ab, da ein kombinierter Einsatz zur Netzentlastung und für den Energiehandel üblicherweise das Kostenoptimum darstellt, aber dieser derzeit in der Praxis kaum umsetzbar ist. Für die Integration von PV-Energie und gleichzeitiger Entlastung der Netze hat sich in den Berechnungen eine Speicherdauer von 5 Stunden als gutes Verhältnis zwischen Leistung, Speicherdauer sowie Investitions- und Betriebskosten herausgestellt.

In zukünftigen hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystemen werden Flexibilitätsoptionen essenziell für die Integration volatiler erneuerbarer Erzeuger sein. Wenn die Möglichkeiten der Abregelung oder der Im- und Exporte eingeschränkt ist, können Batteriespeicher ebenfalls eine wirtschaftliche Option zur Schaffung dieser Flexibilität darstellen und somit zu einem nachhaltigen Elektrizitätssystem beitragen. Wobei die Profitabilität der Speicher zukünftig wesentlich von den tatsächlichen Investitionskosten und der regulatorischen Umsetzung einer möglichen Abregelung abhängt. In weiterführenden Untersuchungen wäre die Erweiterung des Netzabschnitts bzw. die Einbettung in ein überregionales Verbundnetz (Österreich, Europa) zu betrachten, um den Einfluss umliegender Netzbereiche genauer berücksichtigen zu können. Außerdem sollten die Auswirkungen des Speichereinsatzes in der Mittelspannungsebene auch unter dem Aspekt des Assetmanagements einer Analyse unterzogen werden.

Referenzen

- [1] „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG),“ BGBl. I Nr. 150/2021.
- [2] „Regierungsprogramm 2020-20124,“ [Online]. Available: <https://www.bmkoes.gv.at/Ministerium/Regierungsprogramm.html>.
- [3] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes und I. Staffel, „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,“ *Joule*, 16 01 2019.
- [4] B. Stöckl, T. Klatzer, G. Scheiber und S. Wogrin, „Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern im Jahr 2030 in einem oberösterreichischen 110-kV-Netzabschnitt,“ Graz, 2023.

- [5] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer und U. Bachhiesl, „LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model,“ *SoftwareX*, 2022.
- [6] Netz Oberösterreich, Austrian Power Grid, Linz Netz, „Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2032,“ 26 01 2023. [Online]. Available: <https://www.land-oberoesterreich.gv.at/187716.htm>.
- [7] Austrian Institute of Technology, „Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft,“ 30 11 2022. [Online]. Available: <https://projekte.ffg.at/projekt/4148327/pdf>.
- [8] L. Semmelmann, P. Jarquart und A. Golla, „Generating synthetic load profiles of residential heat pumps: a k-means clustering approach,“ 19 10 2023. [Online]. Available: <https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-023-00284-1>.
- [9] Northwest Power, Conservation Council, „North West Power Plan,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.nwcouncil.org/2021-northwest-power-plan/>.
- [10] W. Cole und A. Karmakar, „Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update,“ 2023. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [11] OÖ Landesholding GmbH, „Gutachten zum Investitions- und Kostenvergleich Freileitung – Erdkabel auf der 110-kV-Spannungsebene im ländlichen Raum,“ 12 2018. [Online]. Available: https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/Dokumente%20UWD%20Abt_US/4_R_K_18_Gutachten_OoeLaHol_FINAL_20181221.pdf.
- [12] National Renewable Energy Laboratory, „Annual Technology Baseline,“ 2023. [Online]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/technologies>.