

Batteriespeichersystemintegration in ruralen Mittelspannungsverteilernetzen

Markus P. Resch¹ (1), Robert Schürhuber²

⁽¹⁾ Wirtschaftsagentur Burgenland Forschungs- und Innovations GmbH, Europastraße 1, 7540 Güssing, +43 664 612 7302, markus.resch@forschunginnovation-burgenland.at

⁽¹⁾ Institut für Elektrische Anlagen und Netze – Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, robert.schuerhuber@tugraz.at

Kurzfassung:

Bei der Aufrechterhaltung und Gewährleistung eines sicheren, effizienten und ökonomischen Betriebs des Stromnetzes spielen im Zuge des Ausbaus dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und Elektromobilität beziehungsweise der dafür benötigten Ladeinfrastruktur, vermehrt auch die Integration von Batteriespeichersystemen eine an Bedeutung gewinnende Rolle. Batteriespeichersysteme können dazu beitragen, sowohl die Spannungsqualität und Versorgungssicherheit zu erhöhen, als auch die Verteilernetzinfrastruktur zu entlasten und für eine Minimierung der Netzverluste zu sorgen. Die vorliegende Publikation beschreibt aus diesem Grund Möglichkeiten für den Betrieb von Batteriespeichersystemen, die durch Simulationen und den Testbetrieb inklusive Messungen im realen Verteilernetz verifiziert werden. Dazu wird nach einer messtechnischen Erhebung der Ist-Situation in der Simulationsumgebung DIgSILENT PowerFactory eine Modellierung und Analyse eines Testgebiets durchgeführt, ehe ein Testbetrieb im realen Verteilernetz durchgeführt und anschließend evaluiert wird.

Keywords: Batteriespeichersysteme, BESS, Verteilernetz, Energiespeicher, Speicherintegration, Batteriespeicherbewirtschaftung

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Inmitten der Energiekrise stehen zunehmend die Stromnetze im Fokus, die nicht nur einen sicheren Betrieb gewährleisten, sondern im Zuge der Energiewende auch immer neue Technologien in das bestehende Stromnetz integrieren müssen. Dabei ergeben sich zunehmend neue Herausforderungen die dem steigenden Energiebedarf, dem zunehmenden Anteil erneuerbarer volatiler Energieerzeugung, sowie der Elektromobilität geschuldet sind.

Die Hauptaufgabe eines Verteilernetzbetreibers fokussiert sich dabei auf die Gewährleistung eines sicheren, effizienten und ökonomischen Betriebs des Verteilernetzes. Neben dem

¹ Jungautor

besagten Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und Elektromobilität in Verbindung mit der zugehörigen Ladeinfrastruktur, spielt vermehrt auch die Integration von Batteriespeichersystemen eine Rolle. Bei entsprechender Dimensionierung und Standortanalyse können diese Batteriespeichersysteme, dazu beitragen, sowohl die Spannungsqualität und Versorgungssicherheit zu erhöhen als auch die Verteilernetzinfrastruktur zu entlasten und für eine Minimierung der Netzverluste zu sorgen. Dabei deckt sich der Nutzen aus Sicht des Stromnetzes jedoch nicht zwangsläufig mit der Intention des Batteriespeichererrichters, solange es keine Entsprechende Vergütung für einen netzdienlichen Speicherbetrieb gibt. Eine Kosten-Nutzenanalyse kann daher stets aus verschiedenen Ausgangspunkten, in Abhängigkeit des Speicherbesitzers, durchgeführt werden.

Gegenstand der Untersuchungen im Zuge dieser Publikation, ist dabei der Zugang aus der Sicht des Stromnetzes. Daraus ergibt sich folgende Fragestellung:

- Wie können ins Verteilnetz integrierte Batteriespeichersystems betrieben werden, um einen technischen, ökonomischen und ökologischen Beitrag zu leisten?

2 Methodische Vorgangsweise

Um die Integration von Batteriespeichersystem im Mittelspannungsverteilernetz analysieren und eine Evaluierung der Möglichkeiten anfertigen zu können, wird in der vorliegenden Publikation eine reale Testumgebung und ein digitales Abbild dieser Testumgebung herangezogen. Dabei wird die Testumgebung eines ruralen Mittelspannungsverteilernetzes in der Software DiG SILENT PowerFactory [1] nachgebildet, auf Basis der vorhandenen Messdaten simuliert, und später im realen Testgebiet nachgestellt. Im Zuge dieser Veröffentlichung wird hierbei das Hauptaugenmerk auf die Resultate des Testbetriebs im Verteilernetz und die daraus gewonnen Schlussfolgerungen gelegt.

Der durchlaufene Prozess lässt sich dementsprechend in nachfolgenden Schritten genauer beschreiben.

2.1 Schritt 1: Messtechnische Erhebung der Ist-Situation (Erzeugung und Verbrauch)

In Vorbereitung auf die Simulation werden in den vorselektierten 20/0,4 kV Transformatorstationen niederspannungsseitig über den Zeitraum eines Jahres die Lastflüsse der Erzeuger und Netzlasten erfasst. Die für die Netzmodellierung aufbereiteten Datensätze stellen fortan das Ausgangsszenario dar. In Abbildung 1 ist die Transformatorstation abgebildet, die final als Testumgebung für das Batteriespeichersystem verwendet wurde. Die Selektion des Speicherinstallationsortes fand dabei in einem von dieser Publikation entkoppelten Prozess statt, bei dem neben dem Erzeugungs- zu Lastverhältnis auch lokale Gegebenheiten, wie der verfügbare Aufstellungsplatz miteingeflossen ist.

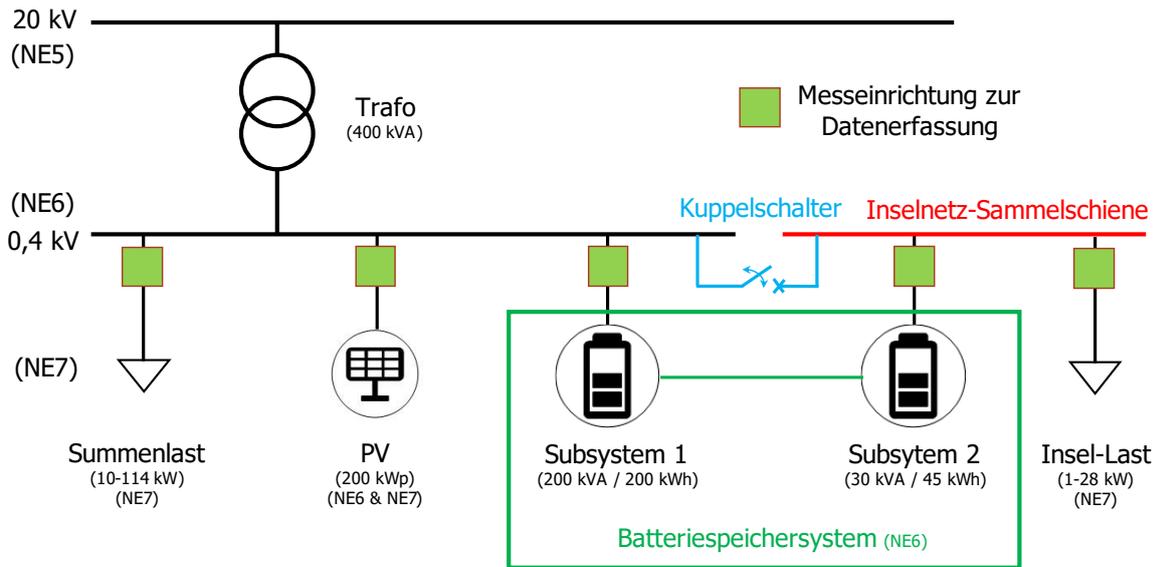


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Testumgebung

2.2 Schritt 2: Modellierung und Simulation

Das ausgewählte Testgebiet wird in einem Netzmodell in DigSILENT PowerFactory dahingehend modelliert, dass der Betrieb des Speichers auf Basis der realen Netzzustände simuliert werden kann. Für den Batteriespeicher können dabei Leistungswerte über eine Steuerungsschnittstelle vorgegeben werden.

Wie bereits in Abbildung 1 zu sehen, besteht die Niederspannungsseite der Transformatorstation aus zwei Sammelschienen, die durch einen Kuppelschalter verbunden sind. Ebenso besteht das Batteriespeichersystem aus zwei Subsystemen, wovon der kleinere Teil (Subsystem 2) neben dem netzgekoppelten Betrieb (Abbildung 2) auch unabhängig vom Subsystem 1 im Inselbetrieb arbeiten kann.

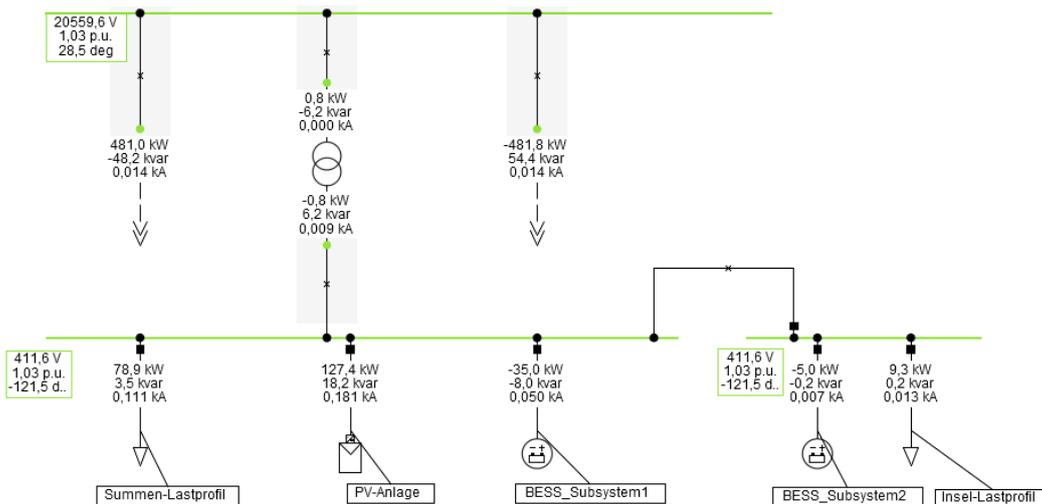


Abbildung 2: Netzsimulation (Netzgekoppelter Betrieb) in DigSILENT PowerFactory 2022

Auf Basis der durchgeführten Messungen ergeben sich Lastprofile für die folgenden drei Modellierten Netzelemente:

	Minimale Last / Minimale Erzeugung	Maximale Last / Maximale Erzeugung
Summen-Lastprofil*	10 kW	114 kW
Insel-Lastprofil	1 kW	28 kW
PV-Anlage	0 kW	200 kW

Tabelle 1: Last/Erzeugerparameter

* Der Cosinus Phi im Summenlastprofil beträgt in 80 % der über das Jahr gemessenen Werte zwischen 0,95 und 1. Innerhalb dieses Jahres wurden Blindleistungen zwischen 0 und 25 kVar gemessen.

Die Batteriespeichersysteme sind hierbei folgendermaßen ausgelegt:

	Leistung der Wechselrichter	Speicherkapazität	Inselnetzbetrieb
BESS-Subsystem 1	200 kVA	200 kWh	Nein
BESS-Subsystem 2	30 kVA	45 kWh	JA

Tabelle 2: Batteriespeicherparameter

2.3 Schritt 3: Testbetrieb im Verteilernetz

Der auf Netzebene 6 im Niederspannungsverteiler der Transformatorstation angeschlossene Batteriespeicher wird im netzgekoppelten Betrieb durch gezielte Wirk- und Blindleistungsvorgabe gemäß dem gewünschten Betriebsmodus gesteuert. Dabei werden die an den Messstellen erfassten Lastflussdaten, ebenso wie die Betriebsparameter des Batteriespeichersystems berücksichtigt.

Im Inselbetrieb selbst erfolgt die Steuerung automatisiert und folgt dem aktuell vorherrschenden Verbrauch des Niederspannungsabganges. Um den Inselbetrieb zu aktivieren, wurde für den Testbetrieb allerdings eine Reihe von Sicherheitsmechanismen implementiert. Zudem wird ein eigener Schlüssel benötigt, der den Betriebsmodus letztendlich triggert. Die Sicherheitsroutine beläuft sich auf folgende 4 Schritte:

1. Spannungsausfall durch einen Fehler im Netz oder durch bewusstes Abschalten zu Testzwecken
2. Öffnung des Kuppelschalters (siehe Abbildung 1)
3. Spannungsmessung an der Inselnetz-Sammelschiene (siehe Abbildung 1) liefert 0 V
4. Gesonderter Schlüsselschalter ist auf Inselbetrieb gestellt

Erst danach erfolgt der automatische Start des Inselnetzwechselrichters vom Batteriespeichersubsystem 2.

2.4 Schritt 4: Auswertung der Messergebnisse in Hinblick auf die zuvor erfolgte Simulation

Die zuvor durchgeführten Simulationen werden, sofern sie zielführend waren und im Realtest ebenso durchführbar waren, mit den beim Testdurchlauf aufgezeichneten Messwerten

verglichen und verifiziert. Dabei werden die Auswirkungen des Batteriespeichersystems auf den Netzbetrieb dargestellt und Abweichungen von den Erwartungen gemäß der Simulation dokumentiert. Sollte es zu keiner erfolgreichen Vergleichsmessung kommen, müssen die Simulationsszenarien angepasst werden und durch erneute Realtests verifiziert werden. Schlussendlich wird das Hauptaugenmerk auf den tatsächlich aufgenommenen Messdaten liegen, da die realen Gegebenheiten stets vom idealen Simulationsbetrieb abweichen und sich zusätzliche Nebeneffekte bemerkbar machen können.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Szenario 1: Spannungsregelung durch Eigenverbrauchsoptimierung und Betriebspunktvorgabe

Bei diesem Szenario kann zwischen der impliziten und der expliziten Spannungsregelung unterschieden werden. Prinzipiell gilt für die Spannungshaltung nach OVE E 50160 [2] ein Toleranzband von +/- 10 % der nominalen Phasenspannung von 230 V.

Die implizite Spannungsregelung stellt dabei einen Nebeneffekt der lokalen Energieverbrauchsoptimierung dar. Der Batteriespeicher agiert so, dass die innerhalb eines Netzteiles erzeugte Energie auch in demselben Netzteil wieder verbraucht wird. Dabei treten zwei Effekte parallel auf: durch die Speicherung von Überschussenergie in dem Batteriespeicher wird die Gesamtlast erhöht und die durch die Einspeisung verursachte Spannungsanhebung gemindert. Gleichzeitig werden durch die verringerten Energietransportwege auch die Netzverluste minimiert. Die zwischengespeicherte Überschussenergie kann anschließend wieder aus dem Batteriespeicher bezogen werden, wodurch die Gesamtlast des Netztes am Übergabepunkt reduziert wird. Für die Durchführung dieses Betriebsmodus wird auf die durchgeführten Messungen im Niederspannungsnetz zurückgegriffen, welche direkt in der Batteriesteuerung zu Leistungsvorgaben für den Batteriespeicher umgewandelt werden.

Bei der expliziten Spannungsregelung muss Speicherkapazität und Leistung vorgehalten werden, um bei Überschreitungen von vorgegebenen Spannungsgrenzwerten durch gezielte Leistungsvorgabe ein Heben/Senken der Netzspannung zu erreichen. Die im Schritt 2 durchgeführte Simulation zeigt wie in Abbildung 3 zu sehen bereits den zu erwartenden Effekt durch die Wirkleistungsvorgabe auf das Spannungsniveau der Niederspannungssammelschiene. Ebenso in Abbildung 3 ist zum Vergleich die Messung des in Schritt 3 durchgeführten Realtests. Dabei zeigt sich, dass der Effekt erwartungsgemäß zu tragen kommt, in diesem konkreten Fall jedoch sogar einen noch größeren Effekt auf die Spannungsänderung aufweist als in der Simulation. Dies kann durch äußere Netzeinflüsse, die in der Simulation in diesem Sinne nicht berücksichtigt werden konnten, verursacht worden sein.

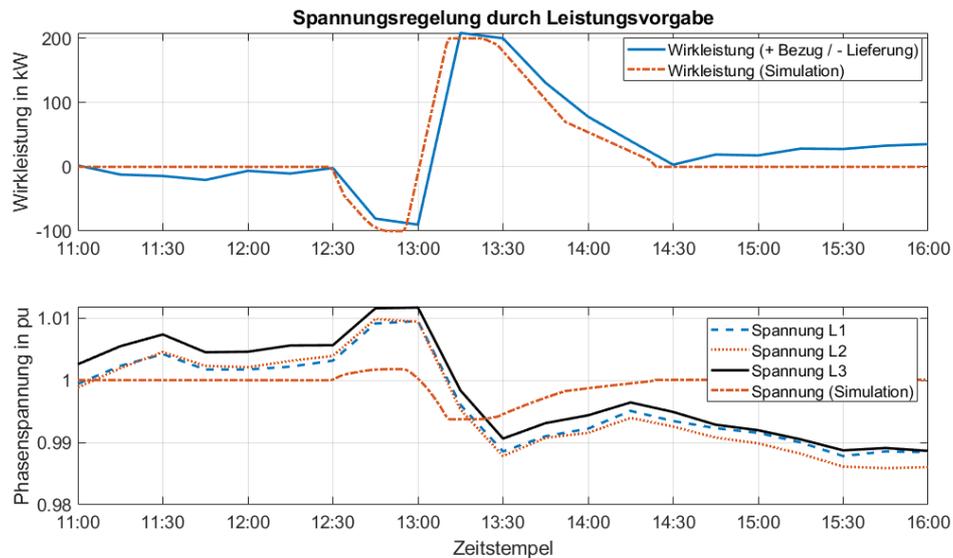


Abbildung 3: Realtestmessung der Spannungsregelung durch Betriebspunktvorgabe

3.2 Szenario 2: Inselbetrieb eines Niederspannungsabzweigs

Für den Inselnetzbetrieb wird am Netzanschlusspunkt die Inselnetz-Sammelschiene vom restlichen Verteilernetz durch das Öffnen des Kuppelschalters getrennt und über den Inselnetzwechselrichter und die zugehörigen Batterien des Subsystem 2 versorgt. Dabei ist zu beachten, dass die zu erwartende Last die Leistung des Batteriespeichers nicht übersteigt. Aus diesem Grund wurde bereits in Schritt 1 eine Messung dieser Insel-Last aufgezeichnet und ausgewertet. Im unwahrscheinlichen Fall, dass die Insel-Last durch zusätzliche Verbraucher die Leistung des Wechselrichters überschreiten würde, müsste die Insel wieder abgeschaltet werden. Dafür sorgt die automatisierte Überwachung des Subsystem 2. Im ausgewählten Abzweig ist zudem keine Erzeugungsanlage vorhanden, was das Batteriespeichersubsystem 2 als einzige Energiequelle im Inselnetz dastehen lässt. Somit kann eine Inselnetzlösung nur so lange funktionieren, bis die Speicherkapazität erschöpft ist. In Abbildung 4 ist dazu die Aufzeichnung des Inselnetzbetriebs über den Zeitraum von einer Stunde zu sehen. Unter der Annahme eines gleichbleibenden Lastverlaufs, würde die Insel bei vollgeladener Batterie noch knapp 4 weitere Stunden zur Verfügung stehen können.

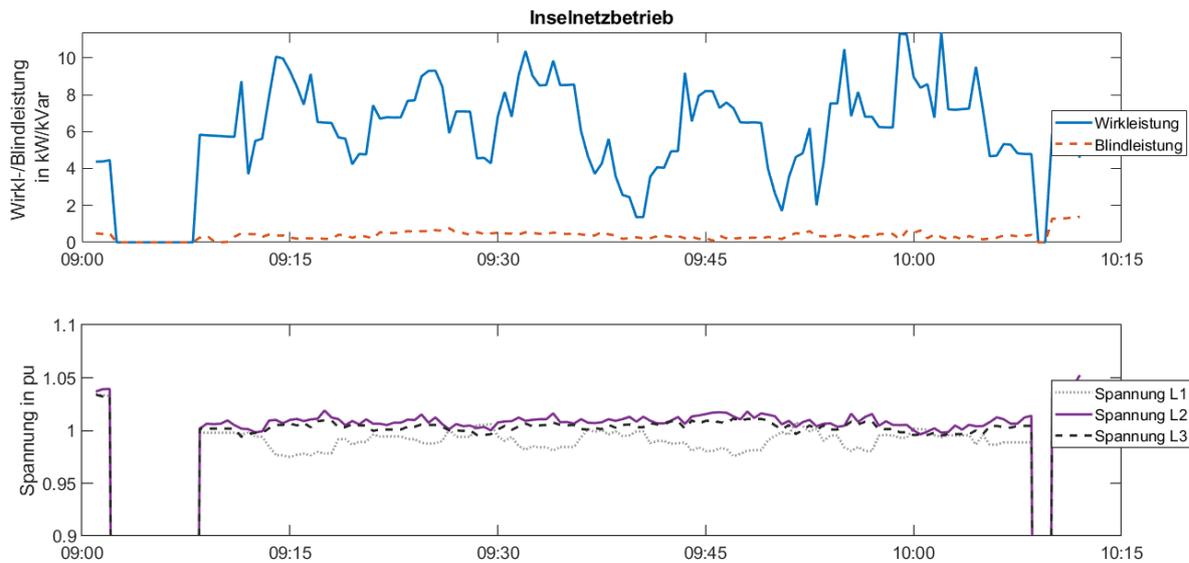


Abbildung 4: Realtestmessung beim Inselnetzbetrieb des Batteriespeichers mit einem Niederspannungsabgang

3.3 Technische Bewertung der Szenarien:

Die im Zuge dieser Publikation beschriebenen Berechnungen und Messungen beschränken sich im Wesentlichen auf die zuvor dargestellten zwei Szenarien deren technische Durchführbarkeit neben der Simulation auch im Realversuch unter Beweis gestellt wurde, wobei die beiden Szenarien nur einen Auszug der weiteren Betriebsmöglichkeiten von Batteriespeichersystemen darstellen.

Für den tatsächlichen Betrieb und die technische Durchführung stellen gemäß den gesammelten Erfahrungswerten die Verfügbarkeit von Messdaten und deren zeitgleiche Auswertung für die Steuerung des Batteriespeichers dar.

3.4 Ökologische Bewertung der Szenarien:

Die ökologische Bewertung lässt sich für die Szenarien im allgemeinen nicht bestimmen, da auf die individuellen Gegebenheiten, wie das Verhältnis von Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen zur aktuellen Last, eingegangen werden muss. Gemäß dem Umweltbundesamt [3] ergehen 202 g CO₂ pro kWh aus dem öffentlichen Stromnetz, was wiederum einer Ersparnis dieses Betrags bei Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entspricht. Wird das Batteriespeicher-Subsystem daher mit 1 Vollzyklus pro Tag betrieben, so werden bei einer Kapazität von 200 kWh entsprechend 40,4 kg CO₂ gespart.

Für die ökologische Bewertung im Inselnetzbetrieb ist lediglich die Ressource der zur Speicherladung verwendeten Energiequelle ausschlaggebend da im getesteten Netzabzweig keine Erzeuger vorhanden waren. Wird das Batteriespeichersystem daher so bewirtschaftet, dass das Subsystem 2 stets mit dem Überschussstrom aus der PV-Erzeugung im netzgekoppelten Betrieb geladen wird, so ist der ökologische Fußabdruck der Versorgung am geringsten. Während einem Inselbetrieb mit voller Kapazitätsnutzung von 45 kWh und

einer vorangegangenen Ladung durch aus PV erzeugter Energie können somit 9 kg CO₂ gespart werden.

3.5 Ökonomische Bewertung der Szenarien:

Aus Sicht des Stromnetzes, und somit des Verteilernetzbetreibers, ist zum aktuellen Zeitpunkt eine Bewirtschaftung von Batteriespeichern in Österreich nicht wirtschaftlich, da das Investment in Speichertechnologien zu groß ist und eine Ersparnis durch erhöhten lokalen Verbrauch von erneuerbar erzeugter Energie für den Netzbetreiber nicht gegeben ist. Im Gegensatz dazu, würde einem privaten Endnutzer dieser lokale Eigenverbrauch, sehr wohl finanzielle Vorteile beschern, zumal die eingekaufte Energie teurer ist, als die Vergütung für die eigens erzeugte und ins Netz rückgespeiste Energie aus PV.

In Deutschland hingegen gilt für Erzeugungsanlagen, die vor dem 01. Jänner 2023 in Betrieb genommen wurden, noch die Vergütung der Einspeisung ins Verteilernetz in Form von „vermiedenen Netzentgelten“ (§18 Abs. 1 S.1 StromNEV).

Auch im Falle eines Inselnetzbetriebs gibt es zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Vergütung für die Aufrechterhaltung der Versorgung, über die definierten Pflichten eines Verteilernetzbetreibers hinaus. Dennoch kann auch in diesem Fall über die Value of Lost Load (VOLL) ein Wert für die Dauer des Stromausfalls berechnet werden. Für Österreich kann diese VOLL laut [4] mit 17,1 €/kWh berechnet werden. Daraus ergibt sich für das Subsystem 2 mit 45 kWh ein Wert von 769,5 € der maximal bei einem durchgehenden Stromausfall ohne Nachladung des Speichers gedeckt werden kann.

4 Zusammenfassung

Die in dieser Publikation dargelegten Szenarien stellen den bereits bekannten theoretischen beziehungsweise simulationstechnischen Ansatz einer Demonstration unter realen Bedingungen gegenüber. Dabei ist ersichtlich, dass durchgeführte Simulationen durchaus die realen Gegebenheiten abbilden können, bei der Umsetzung in Form von Realtests weitere über die technische Fragestellung hinausgehende Aspekte behandelt werden müssen. Dies war vorwiegend im Inselnetz-Szenario der Fall, bei dem der Ablauf für den tatsächlichen Aufbau einer Insel dahingehend abgesichert werden musste, dass es zu keinen Netzurückwirkungen, Fehlern, oder willkürlichen Inselstartversuchen kommen konnte. Das erarbeitete Schutzkonzept vor unbeabsichtigtem Inselbetrieb hat sich dabei als erfolgreich etabliert, stellt allerdings in Kombination mit dem Gesamtspeicherbetrieb nur einen Teil der in der Speichersoftware implementierten Schaltlogik für den geordneten Ablauf dar. Umso wichtiger ist die Darstellung von realen Testumgebungen für entwickelte Konzepte in der Forschung, wobei der Übergang von einer Laborlösung zu einem Realeinsatzszenario durchwegs Herausforderungen mit sich bringt auch wenn er aus technischer Sicht leicht umsetzbar ist.

Die Bewertung aus ökonomischer Sicht gestaltet sich in den konkreten Anwendungsfällen als schwieriger, zumal es für den Betrieb von Speichern, ohne die Möglichkeit am

Energiehandel teilzunehmen, kaum Chancen auf direkte Refinanzierung des Investitionsvolumens gibt. Auch im Fall der Aufrechterhaltung von der Energieversorgung bei Stromausfällen, gibt es keinen direkten Weg den zusätzlichen Nutzen einer Inselnetzfunktion des Batteriespeichersystems zu vergüten.

Ebenso stellt sich die Analyse des ökologischen Nutzen von Batteriespeichersystemen für generelle Systemlösungen als untauglich dar, da die individuelle Last- und Erzeugerverhältnisse in die Analyse miteinfließen müssen. Als Stromnetz und folglich aus der Sicht eines Verteilernetzbetreibers ist ein Energiehandel und damit auch die Erzeugung nicht teil des operativen Geschäftes, weswegen der Beitrag zur CO₂ Emissionsverringering durch ein Batteriespeichersystem nicht mit den herkömmlichen Bewertungen für Privathaushalte durchführbar ist.

5 Literaturverzeichnis

[1] DlgSILENT GmbH, „PowerFactory [Software],“ 2022.

[2] OVE E 50160, *OVE E 50160:2020-12-01: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2020.

[3] Umweltbundesamt GmbH, „Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger,“ 06 02 2023. [Online]. Available: <https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html>.

[4] J. Reichl, M. Schmidthaler und F. Schneider, „The value of supply security: The costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector,“ *Energy Economics*, pp. 256-261, 2013.