

SWARM – Primärregelleistungserbringung mit verteilten Batteriespeichern in Haushalten

David Steber*, Peter Bazan, Reinhard German

Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg,
Informatik 7 - Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme,
Martensstr. 3, 91058 Erlangen, Deutschland

Tel.: +49 (91 31) 85-274 11, Mail: reinhard.german@fau.de, Web: <http://www7.cs.fau.de>

Kurzfassung: Die Erbringung von Primärregelleistung mittels Batteriespeichern wird durch sich ändernde regulatorische Bedingungen beeinflusst, denen auch ein, aus einzelnen Batteriespeichersystemen bestehender virtueller Großspeicher gerecht werden muss. Aus den Regulatorien resultierende Freiheitsgrade werden hier ausgenutzt, um einerseits verschiedenen regulatorischen Bedingungen zu entsprechen und andererseits einen gewissen Speicherstand der einzelnen, in Haushalten installierten Batteriespeichersysteme lokal autark zu gewährleisten. Die Ergebnisse zeigen, dass in Kombination mit marktbasierter Nach- und Entladeoperationen der virtuellen Großspeicher eine Robustheit gegenüber regulatorischen Änderungen besitzt und dem Haushalt einen gewissen Anteil an PV-Eigenverbrauch gewährleistet wird.

Keywords: PV-Eigenverbrauch, Primärregelleistung, regulatorische Bedingungen

1 Einleitung

Als eine der größten Herausforderungen der Energiewende in Deutschland wird die Integration der stetig wachsenden regenerativen Erzeugungskapazität in das elektrische Energieversorgungssystem angesehen. Hierbei darf die gewohnte Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt werden. Dies bedeutet bei abnehmenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten, dass dezentrale und regenerativ betriebene Energiewandlungseinheiten einen zunehmenden Beitrag zur Systemstabilität u.a. über Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) leisten müssen.

Im Juli 2015 wurde ein aus 65 Batteriespeichersystemen bestehender virtueller Großspeicher mit einer Leistung von 1 MW erfolgreich und erstmals für den deutschen Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert. Er befindet sich in der Regelzone der TenneT TSO GmbH des deutschen Übertragungsnetzes. Die einzelnen Batteriespeichersysteme sind in Haushalten installiert, die über eine Photovoltaikanlage verfügen. Im Gegensatz zu anderen Hausenergiespeichern erhöhen die vernetzten 65 Batteriespeichersysteme nicht nur den PV-Eigenverbrauch des Haushaltes, sondern werden über eine zentrale Kontrollinstanz zur Erbringung von Primärregelleistung intelligent gebündelt. Somit ist der virtuelle Großspeicher innerhalb weniger Sekunden in der Lage, proportional zu Frequenzabweichungen von der Normfrequenz von 50 Hz über das Produkt Primärregelleistung zur Netzstabilisierung beizutragen. Er stellt demnach einen konsequent dezentralen Ansatz dar, um den aktuellen Herausforderungen der Energiewende zu begegnen und die erneuerbaren Energien weiter in das elektrische Energieversorgungssystem zu integrieren.

Der virtuelle Großspeicher wurde im Rahmen des Kooperationsprojekts SWARM (Storage With Amply Redundant Megawatt) von der N-ERGIE AG (Nürnberg) und der Caterva GmbH (München) installiert und in Betrieb genommen. Lehrstühle der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg begleiten das Projekt wissenschaftlich in Bezug auf ökonomische und technische Fragestellungen. Letztere behandeln sowohl die Einflüsse auf das Verteilnetz, als auch die Qualität der Primärregelleistungserbringung mit einem virtuellen Speicherverbund sowie dessen Betrieb.

1.1 Zielsetzung

Aufgrund der Verbindung von Systemdienstleistung (Primärregelleistung) und dem lokalen Ziel der Eigenverbrauchserhöhung ergeben sich komplexe Zusammenhänge, deren Parametrierung Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Investition in ein Batteriespeichersystem für den einzelnen Haushalt nehmen kann. Ein in den virtuellen Großspeicher zur Erbringung von Primärregelleistung eingebundenes Batteriespeichersystem ermöglicht es dem Haushalt, über den aktuellen Verbrauch hinausgehende verfügbare PV-Energie einzuspeichern, diese zu Zeiten höheren Verbrauchs wieder zu entnehmen und somit seinen Eigenverbrauch zu erhöhen. Es bewirkt somit finanziell eine Verringerung der Strombezugskosten und der Erlöse aus der Einspeisung. Der finanzielle Vorteil des Haushalts hängt somit sowohl von dem zu zahlenden Strompreis als auch der gesetzlich zugesicherten Einspeisevergütung ab. Erste Ergebnisse aus vorherigen Simulationsläufen [1] zeigen bereits einen positiven Nutzen der Installation eines Batteriespeichersystems für den Haushalt unter verschiedenen Bedingungen.

Zur Eigenverbrauchsmaximierung können verschiedene Strategien eingesetzt werden. Ziel der hier vorgestellten Auswertungen ist, diese im Zusammenspiel mit sich ändernden regulatorischen Bedingungen zu betrachten und die Auswirkungen zu analysieren und gegenüberstellend aus Sicht des Haushalts zu bewerten. Dazu werden in Abschnitt 2 zunächst die regulatorischen Bedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hinsichtlich der Erbringung von Primärregelleistung dargestellt und ihre Auswirkungen auf die Betriebsstrategie des Batteriespeichersystems analysiert. Anschließend werden in Abschnitt 3 im Simulationsmodell umgesetzte Betriebsstrategien und die regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigende Betriebslogiken des Batteriespeichers vorgestellt. Abschnitt 0 stellt die resultierenden Simulationsergebnisse vor, analysiert diese und verifiziert die in Abschnitt 2 aufgestellten Thesen.

2 Vorgaben der deutschen ÜNBs für die Primärregelleistung

In ihren Regelzonen sind die ÜNB jeweils für den sicheren Netzbetrieb zuständig. Hierzu zählt auch der Ausgleich von Leistungsungleichgewichten über die Regelleistung, wozu die ÜNB umfassende Regulatorien veröffentlicht haben. Die beiden den Transmission Code ergänzenden Richtlinien hinsichtlich der Erbringung von Primärregelleistung werden in diesem Abschnitt näher vorgestellt und hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Erbringung von Primärregelleistung analysiert.

Zur Bewirtschaftung des virtuellen Großspeichers können vorgegebene Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung [2] ausgenutzt und somit Kosten durch marktbasiertere Ent- und Nachladeoperationen vermieden oder Wirkungsgradverluste ausgeglichen werden. Außerdem wurden Vorgaben über die vorzuhaltende Energie und freie Speicherkapazität eines

Batteriespeichers [3] veröffentlicht, der im Primärregelleistungsmarkt eingesetzt wird. Hieraus ergeben sich Restriktionen für den virtuellen Großspeicher und die einzelnen Batteriespeicher in den Haushalten.

Beide Veröffentlichungen der deutschen ÜNBs werden im Folgenden zusammengefasst vorgestellt. Weiterhin werden Möglichkeiten aufgezeigt, wie unter Ausnutzung der Freiheitsgrade die auf den Speicherfüllstand bezogenen Restriktionen eingehalten werden können. Dazu werden zunächst die *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung* [3] und anschließend die *Eckpunkte Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung* [2] erläutert.

2.1 Anforderungen an die Speicherkapazität von Batterien für die PRL

Als Grundlage für die Definition von Mindestanforderungen an die Speicherkapazität von Batteriespeichern zur Erbringung von Primärregelleistung dient die Vorgabe aus dem Anhang D1 des Transmission Code 2003, dass dazu aktive technische Einheiten die vorgehaltene Leistung über 15 Minuten erbringen müssen (15-Minuten Kriterium). In [3] wird dahingegen der Zeitraum von 30 Minuten angesetzt (30-Minuten Kriterium), was von der EU-Kommission als diskriminierend angesehen wurde [4]. Im Folgenden werden auf Grund bis dato fehlender regulatorischer Klärung sowohl das 15-Minuten als auch das 30-Minuten Kriterium und deren Auswirkungen auf die Rentabilität des Batteriespeichersystems aus Sicht des Haushaltes ausführlich betrachtet.

Für die Erbringung von Primärregelleistung mit Batteriespeichern muss sichergestellt sein, dass für normale Frequenzverläufe stets eine Energiereserve vorhanden ist, welche ausreicht, um die vorgehaltene Primärregelleistung für den oben beschriebenen Zeitraum sowohl in positiver als auch negativer Richtung erbringen zu können. Diese Vorgabe gilt als verletzt, wenn der Speicherstand während normaler Frequenzverläufe, also im Normalbetrieb, außerhalb des Arbeitsbereichs liegt. Dieser resultiert aus einer zulässigen unteren (C_{UG} ; Formel (2a)) und oberen (C_{OG} ; Formel (1a)) Grenze der nutzbaren Speicherkapazität, die mittels der in Abschnitt 2.2 zusammengefassten Maßnahmen eingehalten werden können. Außerdem muss das Verhältnis der Kapazität ($E_{\text{nutzbar}} = 65 \cdot 18 \text{ kWh} = 1,17 \text{ MWh}$ [5]) in MWh zu der kontrahierten Leistung in MW ($P_{PQ} = 1 \text{ MW}$) immer größer als eins sein (hier 1,17).

$$C_{OG} = \frac{E_{\text{nutzbar}} - 0,25 \text{ h} \cdot P_{PQ}}{E_{\text{nutzbar}}} = 78,63 \% \quad (1a) \quad C_{UG} = \frac{0,25 \text{ h} \cdot P_{PQ}}{E_{\text{nutzbar}}} = 21,37 \% \quad (2a)$$

Speichergrenzen für 15-Minuten Kriterium

$$C_{OG} = \frac{E_{\text{nutzbar}} - 0,5 \text{ h} \cdot P_{PQ}}{E_{\text{nutzbar}}} = 57,26 \% \quad (1b) \quad C_{UG} = \frac{0,5 \text{ h} \cdot P_{PQ}}{E_{\text{nutzbar}}} = 42,74 \% \quad (2b)$$

Speichergrenzen für 30-Minuten Kriterium

Damit die Erbringung von Primärregelleistung für Frequenzabweichungen innerhalb $\pm 50 \text{ mHz}$ kontinuierlich gewährleistet werden kann, sind Ausgleichsgeschäfte mindestens in der Höhe über ein Viertel von P_{PQ} sicherzustellen. Die Leistungselektronik des Batteriespeichers ist entsprechend zu dimensionieren.

2.2 Freiheitsgerade bei der Erbringung von Primärregelleistung

Abbildung 1 zeigt in beiden dargestellten Grafiken zunächst die $P(f)$ -Kennlinie (blau) [2]. Die sich daraus ergebende angeforderte Primärregelleistung muss von einer in der Primärregelleistung aktiven Einheit jederzeit abhängig von der aktuellen Frequenzabweichung zur Sollfrequenz (50 Hz) und der insgesamt kontrahierten Leistung P_{PQ} erbracht werden.

Die zulässige optionale Übererfüllung von maximal 120 % der Anforderung der $P(f)$ -Kennlinie ist in Abbildung 1 a) dargestellt. So ist es z.B. möglich, bei einem niedrigen Speicherstand des Batteriespeichers und negativem Primärregelleistungsabruf bis zu 120 % des Sollwertes zu erbringen, um den Speicher schneller wieder zu laden. Andererseits kann der Speicher bei einem hohen Füllstand und positivem Primärregelleistungsabruf stärker entladen werden. Diese Vorgehensweise kann dazu führen, dass die aus [3] resultierenden Grenzen nicht verletzt und Fahrplangeschäfte zum Ent- oder Nachladen des virtuellen Großspeichers vermieden werden.

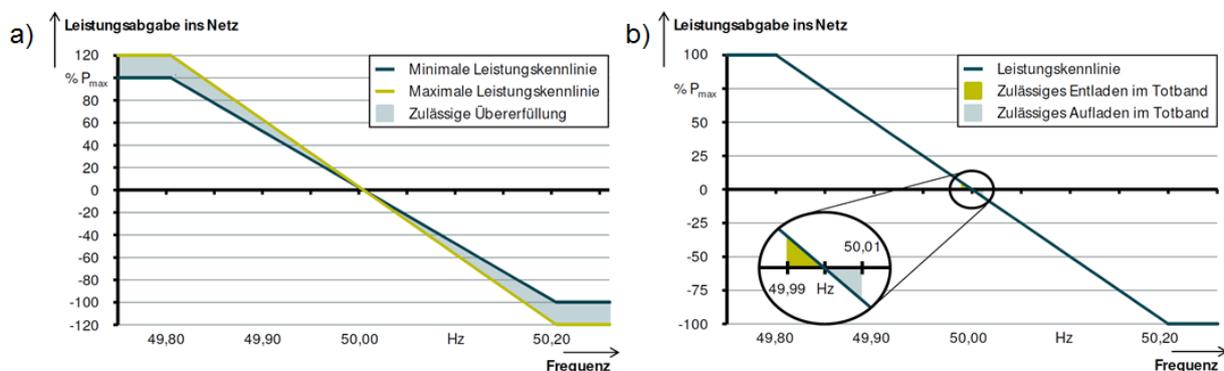


Abbildung 1: Freiheitsgrade bei der Erbringung von PRL a) Übererfüllung b) Nutzung des Totbandes [2]

Abbildung 1 b) zeigt die Nutzung des Totbandes (Band von ± 10 mHz um die Normfrequenz von 50 Hz), wobei ein systemkonformes bzw. netzstützendes Verhalten sichergestellt werden muss. Dies wird durch eine entsprechend genaue Messeinrichtung erreicht. Wie die optionale Übererfüllung kann das Totband ebenfalls zur Speicherbewirtschaftung abhängig vom Ladezustand eingesetzt werden. So kann z.B. bei niedrigem Speicherstand das Totband von 50 bis 50,01 Hz ausgenutzt werden, um den Speicher verstärkt zu beladen, womit die bereits erläuterten Ziele zur Reduktion notwendiger Fahrplangeschäfte verfolgt werden.

3 Simulationsmodell

Zur Analyse der Auswirkungen sich ändernder regulatorischer Bedingungen und zur Betrachtung deren Auswirkungen aus Sicht des Haushalts wird ein stochastisches und hybrides Simulationsmodell eingesetzt, das aus der Komponentenbibliothek i7-AnyEnergy [6] basierend auf der Simulationssoftware AnyLogic [7] erstellt wurde. Das Simulationswerkzeug bietet sowohl die Möglichkeit zur diskreten Ereignissimulation (z.B. Wetter, Steueralgorithmen) als auch *System Dynamic* Modelle, die zur Abbildung der Energie- und Kostenflüsse genutzt werden können. Mittels dem so flexibel gestalteten, objektorientierten hybriden (Kombination der Simulationsparadigmen) Simulationsmodell ist es auf einfachem Wege möglich, die verschiedensten Betriebsstrategien sowohl für den virtuellen Großspeicher als auch für das einzelne Batteriespeichersystem im Haushalt zu testen.

Die angeforderte Primärregelleistung wird basierend auf einer real gemessenen Zeitreihe der Netzfrequenz berechnet und gemäß einer hinterlegten Logik auf die einzelnen Batteriespeichersysteme verteilt. In Kombination mit der Generierung von Einspeise- und Lastprofilen [8], [9] und hinterlegten Kontrollalgorithmen können jegliche Energieflüsse in den 65 Häusern einzeln sowie gemittelt betrachtet werden. Ergänzend zu [1] werden die in Betracht gezogenen Betriebsstrategien und die Realisierung des Batteriespeichersystems im Simulationsmodell im Folgenden genauer dargestellt.

3.1 Hinterlegte Betriebsstrategien für den Haushalt

Im Simulationsmodell besteht ein Haus aus einem Modell der PV-Anlage, der Nachfrage und des Batteriespeichersystems (vgl. Abschnitt 3.2) sowie einer Kontrollinstanz und einem Vorhersagemodul. Die Installation eines Batteriespeichersystems ermöglicht dem Haushalt, seinen Eigenverbrauch von PV-Energie über den direkten Konsum von verfügbarer PV-Leistung hinaus mittels der Zwischenspeicherung im Batteriespeichersystem signifikant zu steigern. Letzteres ist dann möglich, wenn die bereitgestellte Leistung aus der PV-Anlage die Last des Haushalts überschreitet. Hierzu sind im Simulationsmodell aktuell zwei Verfahrensweisen hinterlegt, die in [1] ausführlich, hier nur grundlegend dargestellt sind.

1) Greedy- / Schnelllade-Strategie

Hier wird jederzeit versucht, sämtliche, zur Verfügung stehende PV-Leistung in den Batteriespeicher zu leiten. Dies kann insbesondere an Tagen hoher Einstrahlung schnell zu einem vollen Speicher führen. Kann dann z.B. zur Mittagszeit nicht mehr eingespeichert werden, so ergeben sich hohe Einspeisegradien für das Verteilnetz, da von einem auf den anderen Moment die gesamte überschüssige PV-Leistung eingespeist wird.

2) Vorhersagebasierte Strategie

Diese Strategie zielt darauf ab, die möglichen Probleme der Schnellladestrategie zu vermeiden, in dem die überschüssige PV-Leistung abhängig vom Speicherstand anteilmäßig eingespeichert und eingespeist wird. Die Ziele sind eine Vergleichmäßigung von Einspeisung und Einspeicherung und die Vermeidung hoher Einspeisegradien. Hierzu wird aus der Wetter- und Lastprognose wieviel Energie über den Tag eingespeichert werden soll. Übersteigt diese die freie Speicherkapazität, so wird die überschüssige PV-Energie mittels eines speicherstandsabhängigen Faktors auf Einspeisung und Einspeicherung aufgeteilt.

3.2 Abbildung des Batteriespeichersystems im Simulationsmodell

Die Integration eines Batteriespeichersystems der Caterva GmbH in einen Privathaushalt und das elektrische Energieversorgungssystem ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt. Das einzelne, Lithium-Ionen basierte Batteriespeichersystem mit einer erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren hat eine maximale Leistung von 20 kW und 18 kWh Speicherkapazität [5].

Eine zentrale Kontrollinstanz (vgl. SWARM Control Center in Abbildung 2) überwacht und koordiniert die korrekte Erbringung der Primärregelleistung. Weiterhin wird hier jedem Batteriespeichersystem ein individueller Anteil an der insgesamt zu erbringenden Primärregelleistung ($P_{PQ,BSS}$) zugewiesen und (Ent-)Ladeoperationen koordiniert. Jedes Batteriespeichersystem entscheidet autark, abhängig vom aktuellen Speicherstand, in welchem Umfang die in Abschnitt 2 aufgezeigten Freiheitsgrade ausgenutzt werden. Globales sowie lokales Ziel ist die

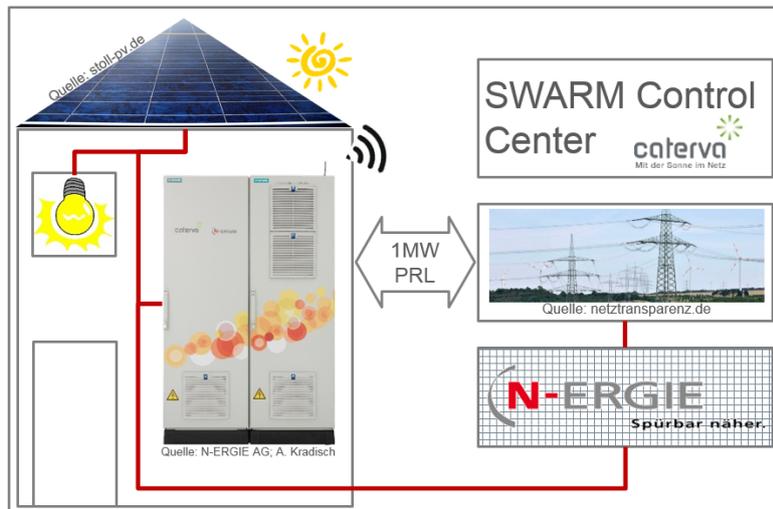


Abbildung 2: Integration eines Caterva Batteriespeichersystems in den Haushalt und das elektrische Energieversorgungssystem

Einhaltung der in Abschnitt 2.1 definierten Speichergrenzen und ein mittlerer Gesamt-speicherstand von ca. 50 %. Der dezentral agierende virtuelle Großspeicher reagiert somit autark auf Frequenzabweichungen und speist Primärregelleistung zuverlässig auf der untersten Netzebene des Elektrizitätsversorgungssystems ein.

Um u.a. Verluste (Wirkungsgrad Wechselrichter & Batterie) auszugleichen und den Speicherstand in den vorgegebenen Grenzen zu halten, ist in der Simulation eine kaskadierte Nutzung der in Abschnitt 2 aufgezeigten Freiheitsgrade in der Steuerung des einzelnen Batteriespeichersystems hinterlegt. Weicht der Speicherstand um mehr als 5 % vom Sollwert (50 %) ab, so wird zunächst die Nutzung des zur Erreichung des Sollwerts dienlichen Totbands (negativ oder positiv) aktiviert. Ist der Speicherstand mehr als 10 % (15 %) vom Sollwert entfernt, so wird die zur Rückkehr zum Sollwert dienliche Primärregelungsart (negativ oder positiv) mit 10 % (20 %) übererfüllt. Weiterhin darf oberhalb von C_{OG} keine weitere PV-Leistung eingespeichert und unterhalb von C_{UG} keine Leistung für den Haushalt entnommen werden.

Um u.a. Verluste (Wirkungsgrad Wechselrichter & Batterie)

Erhält der Batteriespeicher eine Anfrage des Haushalts, entscheidet die hinterlegte Logik, ob und in welcher Quantität diese lokale Anfrage erfüllt werden kann. Überschüssige PV-Leistung, die nicht eingespeichert wird, kann in das angeschlossene Verteilnetz eingespeist werden, solange in Summe nicht die maximale Leistung des Hausanschlusspunktes (24 kW) überschritten wird. Eine nicht mittels des Batteriespeichersystems befriedigte Nachfrage muss über den Netzbezug gedeckt werden. Diese Entscheidungen werden basierend auf dem aktuellen Speicherstand und der aus der Erbringung von Primärregelleistung resultierenden globalen Leistungsflüssen getroffen. Hierzu wird einerseits abhängig von der Frequenzabweichung gemäß der $P(f)$ -Kennlinie und den Freiheitsgraden sowie des jedem Batteriespeichersystems zugewiesenen Anteils an P_{PQ} des virtuellen Großspeichers $P_{PQ,BSS}$ berechnet, wieviel Primärregelleistung im aktuellen Simulationsschritt erbracht werden muss. Andererseits werden aus Marktgeschäften resultierende Leistungsflüsse berücksichtigt. Insgesamt werden die globalen Leistungsflüsse aufgrund der zu gewährleistenden 100-prozentigen Verfügbarkeit der Primärregelleistung im Simulationsmodell bevorzugt behandelt.

Nach Verrechnung aller Leistungsflüsse ergibt sich somit entweder eine Anfrage zum Laden oder zum Entladen an das Speichersystem. Die hinterlegte Kontrolllogik berechnet unter der Berücksichtigung der in der Simulation angenommenen technischen Eigenschaften des Batteriespeichersystems in welcher Qualität die Anfrage bedient werden kann. Dies ist hauptsächlich von der gespeicherten Energie (Entladen) bzw. freien Speicherkapazität (Laden) abhängig. Gleichzeitig müssen aber noch der Eigenbedarf des Batteriespeichersystems und leistungsabhängige Wirkungsgrade berücksichtigt werden, auf die nun näher eingegangen wird.

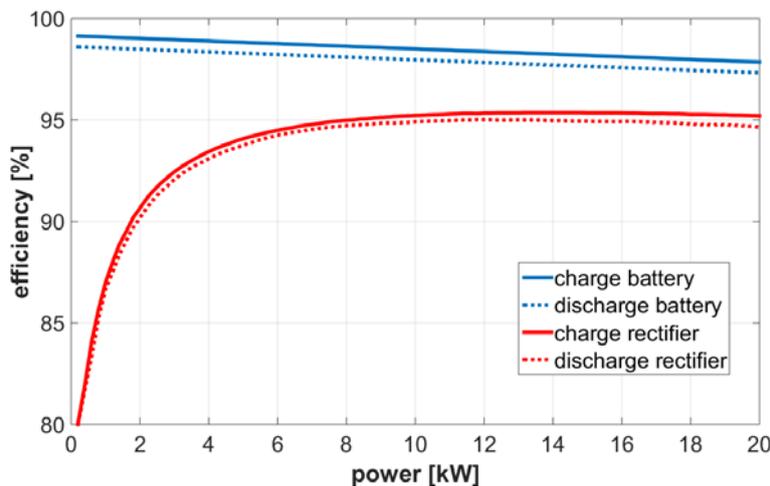


Abbildung 3: Im Simulationsmodell hinterlegte leistungsabhängige Wirkungsgrade des Wechselrichters und der Batterie [10]

Für den im Batteriespeichersystem enthaltenen Wechselrichter (Abbildung 3, rote Kurven) und die Batterie (Abbildung 3, blaue Kurven) wird jeweils ein leistungsabhängiger Wirkungsgrad angenommen, wobei dieser nach Lade- und Entladebetrieb differenziert wird. Die in Abbildung 3 aufgeführten Wirkungsgrade wurden von einem auf dem Markt erhältlichen netzgekoppelten PV-Speichersystem [10] über-

nommen und auf das vorliegende System skaliert. Hierbei ist zu beachten, dass die Anfrage an die Batterie bereits den Wirkungsgrad des Wechselrichters berücksichtigen muss.

Das im Simulationsmodell abgebildete Batteriespeichersystem kann in zwei Zuständen betrieben werden, von denen der Eigenverbrauch des Systems abhängt. Zum einen ist dies der Stand-By Betrieb, in dem keine Ladung oder Entladung stattfindet, das System aber auf Anfragen reagiert und die Frequenz misst. Zum anderen ist dies der Lade- oder Entladebetrieb, bei dem Leistung aufgenommen oder abgegeben wird. Der Eigenverbrauch in diesem Betriebszustand kann aus Abbildung 3 abgeleitet werden. Hier ist ersichtlich, dass die Kurven erst bei ca. 0,4 kW beginnen. Dieser Wert kann als der Eigenverbrauch des Batteriespeichersystems im Betrieb gewertet werden.

4 Ergebnisse

Bereits gewonnene Simulationsergebnisse ([11]) berücksichtigten weder leistungsabhängige Wirkungsgrade noch wurden die Freiheitsgrade zur Erbringung von Primärregelleistung lokal im einzelnen Batteriespeichersystem ausgenutzt. Die so resultierenden Werte sind in Tabelle 1 für beide in Abschnitt 3.1 vorgestellten Strategien aufgetragen und dienen als Referenz für die im Folgenden dargestellten Ergebnisse. Es fällt auf, dass unter den genannten Bedingungen eine Anwendung des 30-Minuten Kriteriums erhebliche Auswirkungen auf die Rentabilität der Installation eines Batteriespeichersystems hätte.

Tabelle 1: Referenzszenario basierend auf in [11] publizierten Simulationsergebnissen

	Ohne BSS	15-Minuten Kriterium		30-Minuten Kriterium	
		Schnell-laden	Vorhersage-basiert	Schnell-laden	Vorhersage-basiert
Eigenverbrauchsrate	29,90 %	58,7 %	58,75 %	51,42 %	50,16 %
Autarkiegrad	49,50 %	97,17 %	97,20 %	84,92 %	83,85 %
Jährliches finanzielles Resultat	-184 €	263 €	263 €	147 €	139 €
Interner Zinsfuß	-/-	7,79 %	7,8 %	4,63 %	4,32 %

Die hier dargestellten Ergebnissen in Tabelle 1 und Tabelle 2 basieren auf einer EEG-Einspeisevergütung für photovoltaisch gewandelte Energie in Höhe von 0,1253 €/kWh und einem Preis für bezogene Elektrizität in Höhe von 0,2911 €/kWh, der sich im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren jährlich um 3 % erhöht. Es werden jeweils Mittelwerte über den Zeitraum angegeben.

Werden die in [2] aufgeführten Freiheitsgrade zur Erbringung von Primärregelleistung wie in Abschnitt 3.2 erläutert im Simulationsmodell sowie leistungsabhängige Wirkungsgrade für die berücksichtigten Wechselrichter und Batterien hinterlegt, so ergeben sich die Resultate in Tabelle 2. Die Referenzergebnisse ohne Batteriespeichersystem in Tabelle 1 und Tabelle 2 unterscheiden sich aufgrund der stochastischen Generierung der Eingangsdaten. Hieraus resultieren variierende Jahresenergiemengen, die sich auch bei der wirtschaftlichen Betrachtung aufgrund der finanziellen Bewertung entsprechend auswirken können.

Tabelle 2: Simulationsergebnisse mit leistungsabhängigen Wirkungsgraden und Ausnutzung der Freiheitsgrade

	Ohne BSS	15-Minuten Kriterium		30-Minuten Kriterium	
		Schnell-laden	Vorhersage-basiert	Schnell-laden	Vorhersage-basiert
Eigenverbrauchsrate	29,21 %	56,55 %	56,94 %	55,53 %	55,64 %
Autarkiegrad	49,04 %	95,02 %	95,49 %	93,20 %	93,45 %
Durchschnittliches jährliches finanzielles Resultat	-175,51€	255,85 €	258,14 €	229,56 €	242,40 €
Interner Zinsfuß	-/-	7,40 %	7,50 %	6,95 %	7,01 %

Ein Vergleich der Ergebnisse für das 15-Minuten Kriterium in Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigt die Auswirkungen der Hinterlegung von Wirkungsgraden und Eigenverbrauch des Batteriespeichersystems. Hier sind in Tabelle 2 geringere Werte als in Tabelle 1 vorzufinden, die vor allem mit den höheren Wirkungsgradverlusten im Teillastbereich des Batteriespeichersystems begründet werden können (vgl. Abbildung 3). Insgesamt ergibt sich hier tendenziell eine Vorteilhaftigkeit der vorhersagebasierten Strategie, die allerdings stochastisch begründet sein kann.

Ein Vergleich der Ergebnisse für die Anwendung des 30-Minuten Kriteriums im Vergleich zum 15-Minuten Kriterium in Tabelle 2 zeigt eine Verschlechterung aus Sicht des Haushalts. Dies ist auf die engeren Speichergrenzen zurückzuführen, innerhalb deren eine Bewirtschaftung des Batteriespeichersystems durch den Haushalt möglich ist. So liegen der Eigenverbrauch und die Autarkie unterhalb der Werte bei Anwendung des 15-Minuten Kriteriums.

Allerdings bleibt eine erhebliche Ausprägung der Nachteiligkeit der Anwendung des 30-Minuten Kriteriums wie in [11] aus. Dies ist auf die hier neue lokale Ausnutzung der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung zurückzuführen. Hierdurch wird versucht, einen lokalen Speicherstand des Batteriespeichers um 50 % jederzeit zu gewährleisten. Dies wird in [11] lediglich mit global gesteuerten Lade- und Entladeoperationen sowie optionalen Übererfüllungen realisiert. Diese haben einerseits nicht die gewünschte Flexibilität und werden durch den Gesamtspeicherstand des virtuellen Großspeichers ausgelöst. Die möglichen Freiheitsgrade werden hier jedoch individuell von jedem einzelnen Batteriespeichersystem bei Bedarf autark ausgenutzt, wodurch lokal ein Speicherstand des Batteriespeichersystems erreicht wird, der die Aktivität des Haushalts bei Anwendung des 30-Minuten Kriteriums nicht signifikant einschränkt.

Eine Hinterlegung einer lokal autarken Bewirtschaftungsstrategie in Kombination mit weiterhin stattfindenden global angeregten Nach- und Entladeoperationen bietet dem Haushalt somit eine gewisse Robustheit gegenüber regulatorischen Änderungen, die den Betrieb des virtuellen Großspeichers beeinflussen. Die Auswirkungen auf den Betreiber des virtuellen Großspeichers sind kein Gegenstand der hier vorgenommenen Betrachtungen.

5 Zusammenfassung

Im Juli 2015 wurde ein aus 65 Batteriespeichersystemen bestehender virtueller Großspeicher mit einer Leistung von 1 MW erfolgreich und erstmals für den deutschen Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert. Die einzelnen auf Lithium-Ionen Technologie basierten Batteriespeichersysteme sind in Haushalten installiert, die über eine Photovoltaikanlage verfügen. Im Gegensatz zu anderen Hausenergiespeichern erhöhen die vernetzten 65 Batteriespeichersysteme nicht nur den PV-Eigenverbrauch des Haushaltes, sondern werden über eine zentrale Kontrollinstanz zur Erbringung von Primärregelleistung intelligent gebündelt.

Es wurden verschiedene Strategien zur Eigenverbrauchsmaximierung im Zusammenspiel mit sich ändernden regulatorischen Bedingungen betrachtet und deren Auswirkungen analysiert und gegenüberstellend aus Sicht des Haushalts bewertet. Dem liegt ein hybrides Simulationsmodell zu Grunde, das Charakteristika des Batteriespeichersystems und Betriebslogiken enthält und mit dem jegliche Leistungsflüsse im Haushalt resultierend aus der Eigenverbrauchsmaximierung und der Erbringung von Primärregelleistung betrachtet werden können. Basierend auf den resultierenden Jahresenergiemengen können wirtschaftliche Kennzahlen zur Bewertung der Rentabilität der Investition des Haushalts in ein Batteriespeichersystem abgeleitet werden.

Die hier dargestellte Simulation berücksichtigt einerseits leistungsabhängige Wirkungsgrade und den Eigenverbrauch des Batteriespeichersystems. Andererseits werden lokal individuell die Freiheitsgrade der Primärregelleistungserbringung ausgenutzt und diese nicht ausschließlich global von der zentralen Kontrollinstanz des virtuellen Großspeichers ausgelöst. Ziel davon ist ein lokaler Speicherstand, der sich nicht aus den regulatorisch vorgegebenen Grenzen hinaus bewegt. Die regulatorischen Grenzen resultieren dabei aus Vorgaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Hier werden das 15- und das 30-Minuten Kriterium hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Haushalt untersucht. Sie bezeichnen die Zeit, für die die volle kontrahierte positive und negative Primärregelleistung mindestens vorgehalten werden muss.

Die Anwendung des 30-Minuten Kriteriums hat einen negativen Einfluss auf die Ergebnisse aus Sicht des Haushalts. Im Vergleich zum 15-Minuten Kriterium verringert sich sowohl die Eigenverbrauchsrate als auch der Autarkiegrad. Auch das mittlere jährliche finanzielle Ergebnis sowie der interne Zinsfuß sinken leicht. Im Vergleich zu vorherigen Auswertungen, bei denen lediglich eine globale Steuerung der Ausnutzung der Freiheitsgrade hinterlegt wurde bietet eine Implementierung einer lokal autarken Bewirtschaftungsstrategie in Kombination von weiterhin stattfindenden global angeregten Nach- und Entladeoperationen dem Haushalt eine gewisse Robustheit gegenüber regulatorischen Änderungen, die den Betrieb des virtuellen Großspeichers beeinflussen.

Zukünftig sollen im Forschungsprojekt SWARM real gemessene Einspeise- und Lastprofile als Eingangsdaten der Simulation genutzt sowie ein Abgleich mit der realen Betriebslogik durchgeführt werden.

6 Literaturverzeichnis

- [1] D. Steber, P. Bazan and R. German, "SWARM - Increasing Households Internal PV Consumption and Offering Primary Control Power with Distributed Batteries," *4th D-A-CH Conference, EI 2015, Karlsruhe, Germany, November 12–13, 2015, Proceedings*, vol. 9424, pp. 3-11, 11 2015.
- [2] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung,“ 2014.
- [3] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung,“ 2015.
- [4] M. Sieg, „pv magazine Deutschland,“ 07 12 2015. [Online]. Available: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/keine-diskriminierung-von-batteriespeichern-am-primregelenergiemarkt_100021399/. [Zugriff am 14 01 2016].
- [5] Caterva GmbH, „Technisches Datenblatt - Die Caterva Sonne (CS1511),“ 07 12 2015. [Online]. Available: <http://www.caterva.de/pdf/CatervaESSDatenblatt.pdf>. [Zugriff am 14 01 2016].
- [6] P. Bazan, P. Luchscheider and R. German, "Rapid Modeling and Simulation of Hybrid Energy Networks," *Proceedings of the 2015 SmartER Europe Conference*, Februar 2015.
- [7] The AnyLogic Company, 15 12 2015. [Online]. Available: <http://www.anylogic.com/>.
- [8] E. Carpaneto und G. Chicco, „Probability distributions of the aggregated residential load,“ in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006.*, Stockholm, 2006.
- [9] P. Luchscheider, P. Bazan und R. German, „Zeitlich hochaufgelöste Simulation von Solarstrahlung zur Bewertung von Smart Grids,“ in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie (PVSE 2014)*, Bad Staffelstein, 2014.
- [10] SMA Solar Technology AG, „Kompaktspeicher: Placebo oder Zukunftslösung? Ergebnisse aus einem Jahr Felderfahrung,“ 22 04 2015. [Online]. Available: http://www.sma-sunny.com/wp-content/uploads/2015/04/Abb5_Leistungsabh%C3%A4ngige-Wirkungsgrade-Labormessungen.jpg. [Zugriff am 15 01 2016].
- [11] D. Steber, P. Bazan und R. German, „SWARM - Strategies for Providing Frequency Containment Reserve Power with a Distributed Battery Storage System,“ in *IEEE Energycon 2016*, Leuven, Belgium, 2016.