

Untersuchung der Eignung von stationären Batteriespeichern zur Ermöglichung der Sektorenkopplung zwischen Energie- und Verkehrssektor

Robert Hinterberger¹, Johannes Hinrichsen², Holger Röntgen²

¹NEW ENERGY Capital Invest GmbH, Praterstraße 62-64 18, A-1020 Wien, T: +43-1-33 23 560-3060, Robert.Hinterberger@energyinvest.at; www.energyinvest.at

²BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, D-10589 Berlin, Gaußstr. 11, T: +49-30-349907-22, Johannes.Hinrichsen@btb-berlin.de; www.btb-berlin.de

Kurzfassung: Eignung von stationären Batteriespeichern zur Ermöglichung der Sektorenkopplung zwischen Energie- und Verkehrssektor

Keywords: Batteriespeicher, Elektromobilität, Sektorenkopplung, EE-Überschussstrom

1 Motivation und Forschungsfragestellungen

In Hinblick auf klima- und umweltpolitische Ziele ist Sektorenkopplung nur dann zielführend, wenn der zusätzliche Strombedarf, z. B. für das Laden von Elektrofahrzeugen oder den Betrieb von Wärmepumpen, aus zusätzlicher, über den konventionellen Bedarf hinausgehender, regenerativer Stromerzeugung gedeckt wird.

Zwar werden im Interesse hoher regenerativer Deckungsanteile des konventionellen Strombedarfes systemimmanent überschüssige regenerative Erzeugungskapazitäten (Wind, PV) aufgebaut. Aufgrund des Zusammenspiels zwischen fluktuierender regenerativer Erzeugung, schwankender Stromlast und den bestehenden Netzkapazitäten stehen jedoch nur unregelmäßig Überschussstrommengen für die Verwendung in anderen Sektoren der Energiewirtschaft (Wärme, Verkehr) zur Verfügung.

Um diesen „Spontanstrom“ oder „EE-Überschussstrom“ zum Beispiel für Elektromobilität sinnvoll zu nutzen, müssen die intermittierenden Ladezyklen mit den Zeiten des Anfalles dieses Stroms abgestimmt werden, ohne dabei die Verteilnetze auf Nieder- und Mittelspannungsebene zu überfordern. Dies könnte am besten im Zusammenspiel zwischen intelligenter Ladeinfrastruktur, neuen Betriebsstrategien für das Stromverteilnetz und örtlichen, stationären Stromspeichern gelingen, da die aktuellen Entwicklungen in Richtung kostengünstiger Stromspeichersysteme neue Möglichkeiten eröffnen.

In dem laufenden FuE-Verbundvorhaben „FlexNET4E-Mobility“ wird dies detailliert untersucht und es werden neue Betriebskonzepte unter Einbeziehung von Stromspeichern sowie von erzeugungs- und netzlastabhängigen Ladestrategien entwickelt, um sowohl den Anteil von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor zu maximieren wie auch Zusatzkosten für den Verteilnetzausbau zu minimieren.

Daraus ergeben sich u.a. die folgenden konkreten Fragestellungen:

- Wie gut eignen sich stationäre Batteriespeicher zur Zwischenspeicherung von EE-Überschussstrom und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie im Verkehrssektor? Wie müssen diese Speicher dimensioniert werden? Wie sieht deren Wirtschaftlichkeit aus?
- Wie gut eignen sich stationäre Batteriespeicher zu Vermeidung von Netzausbauten auf Verteilnetzebene? Wie müssen diese Speicher dimensioniert werden? Wie groß ist deren wirtschaftlicher Nutzen im Vergleich zum klassischen Netzausbau?
- Können stationäre Energiespeicher zugleich sowohl zur Zwischenspeicherung von EE-Überschussstrom wie zur Vermeidung von ansonsten notwendigen Netzausbauten im Verteilnetz verwendet werden? Welches sind etwaige Hemmnisse und Zielkonflikte?
- Wie können die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen untereinander kombiniert werden (z.B. im Zusammenspiel mit der Bereitstellung von Regelenergie), sodass sich daraus zusätzliche Wertschöpfungspotentiale ergeben? Welche technischen, organisatorischen oder regulatorischen Umsetzungshemmnisse bestehen?

2 Methodik

Zur Analyse der Möglichkeiten des Einsatzes von stationären Batteriespeichern im Zusammenspiel von Strom- und Verkehrssektor wurde methodisch wie folgt vorgegangen:

- Erstellung geeigneter Ladeprofile für Normalladepunkte (3,7 kW Ladeleistung AC) im Viertelstundenraster sowie für Ladepunkte zum Ultraschnellladen mit einer maximalen Ladeleistung von 350 kW DC im Minutenraster durch Simulation
- Recherche der entsprechenden Kostenbestandteile (Investitionskosten Batteriespeicher, Netzgebühren) im derzeitigen regulatorischen Rahmen sowie etwaiger Netzausbaukosten im Verteilnetz
- Rechnerische Simulation des Speicherbetriebes bei unterschiedlichen Speicherauslegungen (Speicherkapazität, Be- und Entladeleistungen), jeweils im Minuten- bzw. Viertelstundenraster
- Wirtschaftliche Analyse, Ermittlung von Amortisationszeiten und Vergleich mit den Kosten alternativer Netz- bzw. Infrastrukturausbauten

Für die Durchführung der Simulationsrechnungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurden unterschiedliche Szenariozeitreihen und Softwaretools verwendet, die von den Projektbeteiligten new energy und DAI-Labor im Rahmen dieses Projektvorhabens entwickelt wurden [Hinterberger 2018], [Hinterberger 2018a], [Draz 2019].

3 Ergebnisse

In den folgenden Unterabschnitten werden die Ergebnisse der Analyse von möglichen Anwendungsfällen bezüglich der Kombination von Ladeinfrastruktur mit stationären Batteriespeichern beschrieben. Im ersten Unterabschnitt 3.1 wird zunächst der

Anwendungsfall bezüglich der Verwendung von stationären Batteriespeichern zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger dargestellt (Anwendungsfall 1). Die erzielten Ergebnisse werden dabei u. a. dahingehend analysiert, in welchem Maße diese von der Speichergröße und weiteren Auslegungsparametern abhängen sowie die Wirtschaftlichkeit dieses Anwendungsfalles untersucht. Der darauf folgende Unterabschnitt 3.2 widmet sich dem Anwendungsfall der Vermeidung bzw. Reduktion von Netzanschluss- bzw. –ausbaukosten durch zusätzliche stationäre Batteriespeicher (Anwendungsfall 2). Im letzten Unterabschnitt 3.3 werden die Möglichkeiten zur Kombination verschiedener Anwendungsfälle diskutiert, insbesondere mit der Bereitstellung von Primärregelleistung.

3.1 Anwendungsfall 1: Stationärer Batteriespeicher zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie in der Elektromobilität

Der Analyse dieses Anwendungsfalles liegt die Annahme zugrunde, dass bei Ladung von Elektrofahrzeugen der Strombezug aus dem Netz erfolgt. Dabei handelt sich naturgemäß um sogenannten „Graustrom“. Zugleich werden jedoch, zumindest im Nordosten Deutschlands, vermehrt EE-Anlagen abgeregelt, da dieser EE-Strom vor Ort weder verbraucht noch aufgrund von lokalen oder überregionalen Netzengpässen in andere Regionen transportiert werden kann. Dieser Strom, folgend EE-Überschussstrom oder Netzengpassstrom genannt, kann hingegen als erneuerbarer Strom angesehen werden.

Dieser Überschuss- oder Netzengpassstrom steht aber jeweils nur zu bestimmten Zeiten bzw. in bestimmten Netzabschnitten zur Verfügung. Da dessen Anfall nur schwer prognostizierbar ist, wurden auf Grundlage der tatsächlichen EE-Abregelungen nach § 13 (2) EnWG des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission im Jahr 2015 generische Zeitreihen für EE-Überschussstrom ermittelt [BTB 2017]. Diese stellen naturgemäß keine Prognose für zukünftige Abregelungen dar, bilden aber die zu erwartende Stochastik bzw. den zeitlichen Verlauf möglichst realitätsnah ab.

Bereits in einer früheren Projektphase wurden die möglichen Anteile von EE-Überschussstrom anhand von realen Ladekurven einer Elektroladesäule in Berlin sowie den zuvor bestimmten generischen Zeitreihen ermittelt. Bei 1.407 Stunden an EE-Überschussstrom kann etwa – ohne Laststeuerung bzw. den Einsatz von Batterien - 17,9% Prozent des Ladestromes durch EE-Überschussstrom gedeckt werden [BTB 2017]. Dieser Prozentsatz entspricht im Wesentlichen dem Verhältnis der Jahresstunden an EE-Überschussstrom zu den 8.760 Stunden eines Kalenderjahres. Das ist insofern wenig überraschend, da Ladebedarf und Anfall von EE-Überschussstrom statistisch weitgehend unabhängig voneinander sind.

Zur Analyse, in welchem Ausmaß der Anteil von EE-Überschussstrom durch den Einsatz von Batteriespeichern erhöht werden kann, wurde unter Verwendung der selben Zeitreihen bezüglich Ladebedarf und EE-Überschussstrom der Einsatz von zusätzlichen Batteriespeichern simuliert. Als technische Annahmen bzw. Restriktionen wurde von einem Netzanschluss von 20 kW und einer maximalen Ein- und Ausspeiseleistung des Batteriespeichers von 10 kW ausgegangen. Die Simulationen erfolgten jeweils für ein vollständiges Kalenderjahr auf Viertelstundenbasis, wobei zunächst drei unterschiedliche Batteriekapazitäten (10, 20 und 50 kWh) betrachtet wurden.

Als Regelkonzept für den Batteriespeicher wurde dabei angenommen, dass der Speicher bei Anfall von EE-Überschussstrom möglichst rasch beladen wird. Als begrenzende Faktoren wurden insbesondere die maximale Ladeleistung und die Netzanschlusskapazität berücksichtigt. Im Fall der Nachfrage nach Ladestrom wird zunächst EE-Überschussstrom bezogen. Nur wenn EE-Strom weder direkt verfügbar noch aus dem Speicher entnommen werden kann, wird Graustrom aus dem Netz bezogen. Auf weitere Optimierungen, wie etwa die Minimierung der Strombezugskosten oder sonstige Regelstrategien, wurde in dieser Simulation hingegen verzichtet.

3.1.1 Ergebnisse der bezüglich Anwendungsfall 1 durchgeführten Simulationen

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sich der Anteil von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom einer realen Ladesäule mittels stationärer Batteriespeicher deutlich erhöhen lässt. Zugleich verringert sich der Anteil von Graustrom entsprechend. Die aus den Simulationsrechnungen erzielten Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

Speicherkapazität	Anteil EE-Strom	Anteil Graustrom
kein Speicher	17,9 %	82,1%
10 kWh	37,4 %	62,6 %
20 kWh	50,3 %	49,7 %
50 kWh	70,3 %	29,7 %

Tabelle 1: Mögliche Anteile von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom am Beispiel einer realen Ladesäule bei angenommenen 1.407 Jahresstunden an EE-Überschussstrom (Quelle: new energy)

Aus den Ergebnissen zeigt sich weiter, dass mit steigender Speichergröße der Anteil von EE-(Überschuss)Strom am Ladestrom immer größer wird. Bereits bei einer Speicherkapazität von 10 kWh kann dieser Anteil von 17,9% (ohne Speicher) auf 37,4% gesteigert werden. Bei einer Speichergröße von 50 kWh erhöht sich der mögliche Anteil an EE-Überschussstrom sogar auf 70,3%, während sich der Graustromanteil entsprechend reduziert¹.

3.1.2 Einflussfaktoren auf den möglichen Anteil von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom

In weiterer Folge wurden unterschiedliche Einflussfaktoren auf den möglichen Anteil von EE-Überschussstrom untersucht. Dazu wurde zunächst die Speichergröße weiter erhöht.

Naturgemäß steigt dadurch der Anteil an EE-Überschussstrom weiter an, wenn auch nicht im gleichen Verhältnis, wie die Speichergröße zunimmt. Vielmehr nähert sich der Anteil von EE-Überschussstrom asymptotisch dem theoretischen Maximum von 100% an. So steigt der EE-Anteil bei einer Verdoppelung der Speichergröße (von 50 auf 100 kWh) von 70,3% auf 83,1% an, bei einer Verdreifachung (von 50 auf 150 kWh) auf 87,6%.

¹ Wie folgend gezeigt wird, ist ein so hoher Anteil jedoch nur in bestimmten Fallkonstellationen erreichbar, bei hoher Anzahl von Jahresstunden an EE-Überschussstrom und zugleich geringer Ladestrommenge.

Im Unterschied zu den ersten 50 kWh an Speichervolumen, durch welches der Anteil an EE-Überschussstrom um 52,4 Prozentpunkte erhöht wird, führen die letzten 50 kWh Speicherkapazität nur noch zu einer Erhöhung um 4,5 Prozentpunkte. Weitere Vergrößerungen des Speichervolumens bewirken verhältnismäßig geringe Steigerungen des EE-Anteils, die Wirkung zusätzlicher Speicherkapazität wird immer geringer. Der Abhängigkeit des möglichen Anteils an EE-Überschussstrom von der Speichergröße unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen ist graphisch in Abbildung 1 dargestellt (Szenario 1, blaue Linie).

Weitere entscheidende Einflussfaktoren sind das Dargebot an EE-Überschussstrom und der Ladestrombedarf, sowohl hinsichtlich Mengen wie Stochastik. Diesbezüglich wurden Speichersimulationen mit einer weiteren Zeitreihe von lediglich 506 Jahresstunden an EE-Überschussstrom vorgenommen. Die Ergebnisse dieser Simulationsdurchläufe sind ebenfalls in Abbildung 1 dargestellt (Szenario 2, rote Linie).

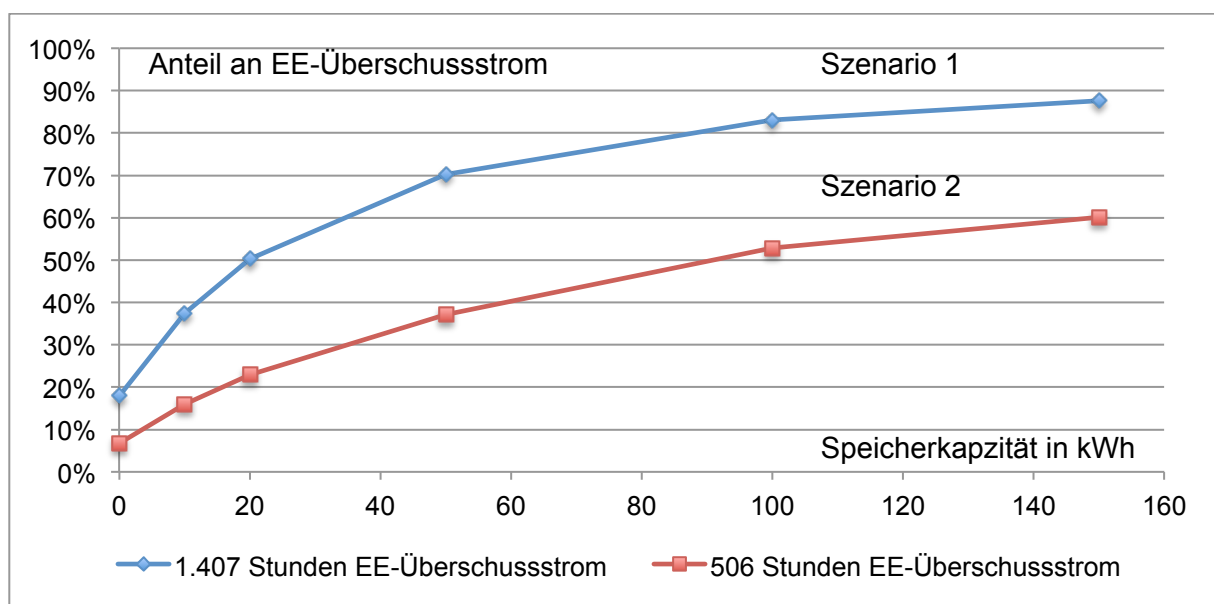


Abbildung 1: Mögliche Anteile von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom am Beispiel einer realen Ladesäule in Abhängigkeit von der Speicherkapazität des stationären Batteriespeichers und den Jahresstunden an EE-Überschussstrom (Quelle: new energy)

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der EE-Anteil durch den vorgegebenen Batteriespeicher auch bei dieser deutlich geringeren Anzahl an Überschussstrom-Jahresstunden merkbar erhöht werden kann. Naturgemäß ist in diesem Fall die absolute Menge an Ladestrom, welche aus ansonsten abgeregeltem EE-Strom geliefert wird, erheblich geringer. Auch der prozentuelle Deckungsgrad nimmt deutlich ab. So sinkt dieser bei einer relativen großen Speicherkapazität von 150 kWh von 87,6% auf 60% ab. Bei einer Speichergröße von 50 kWh sind die Unterschiede noch offensichtlicher. Bei dieser Anlagenauslegung können nur 37,1% des notwendigen Ladestroms aus EE-Überschussstrom gedeckt werden, im Unterschied zu 70,1% im ersten Simulationsszenario.

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor ist die bezogene Ladestrommenge. Da keine realen Ladekurven für Ladesäulen mit hoher Auslastung zur Verfügung standen, mussten entsprechende Kurven synthetisch generiert werden. Diesbezüglich wurde im Rahmen des

ggst. Forschungsvorhabens vom Projektpartner DAI Labor ein eigenes Simulationswerkzeug entwickelt, welches in der Lage ist, realitätsnahe Zeitreihen für den Ladestrom zu generieren.

Diese Zeitreihen wurden mittels stochastischer Simulationen erstellt, basierend auf Verteilungsfunktionen von Ankunfts-, Abfahrts- und Parkzeiten [Draz 2019]. Zugleich können die Verteilungsfunktionen aus einem Datensatz gelernt, manuell basierend auf den Spezifikationen des Standorts erstellt oder aber über einen Webservice gesammelt werden, der Informationen über die Popularität (z.B. Google-Popularitätszeiten) des untersuchten Standorts liefert. Der Ansatz verwendet außerdem weitere Verteilungsannahmen, um die Batteriegröße sowie den Ankunfts-ladezustand für jedes ankommende Auto stochastisch zu bestimmen.

Mit Hilfe dieses Simulationswerkzeuges wurden für einen typischen Ladesäulenstandort (Parkgarage eines Kaufhauses, Öffnungszeiten 7 bis 22 Uhr, sechs Tage die Woche, 5 Ladesäulen mit jeweils 3,7 kW Anschlussleistung, durchschnittliche Ladedauer von einer Stunde) entsprechende Ladekurven simuliert und die Speichersimulationen bei unterschiedlichen Ladestrommengen (d.h. unterschiedlicher Anzahl an Fahrzeugen) und Speichergrößen durchgeführt.

Die ermittelten möglichen Anteile an EE-Überschussstrom in Abhängigkeit von der Anzahl an Fahrzeugen bzw. bezogenen Ladestrommenge sind in Abbildung 2 dargestellt.

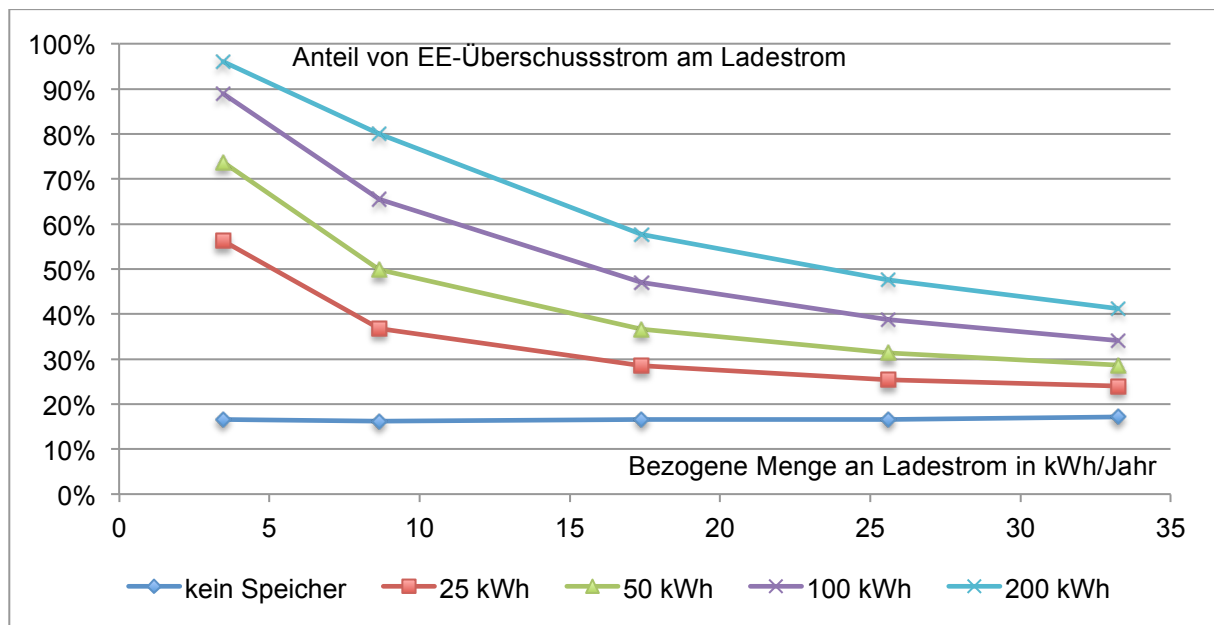


Abbildung 2: Abhängigkeit der möglichen Anteile von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom von der jährlichen Menge an Ladestrom bei 1.407 Jahresstunden an EE-Überschussstrom (Quelle: new energy)

Aus den Simulationsergebnissen zeigt sich, dass der Anteil von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom mit Hilfe von Batteriespeichern vor allem dann merkbar erhöht werden kann, wenn die Menge an Ladestrom gering, d.h. die Ladesäulen nur wenig ausgelastet sind. Dieser Fall entspricht der heutigen Situation an einer typischen Ladesäule. Nimmt die Auslastung der Ladesäulen jedoch künftig zu, sinken auch die möglichen Anteile an EE-Überschussstrom ab, selbst wenn zugleich die absoluten Mengen ansteigen. Durch höhere Speicherkapazitäten können die Anteile an EE-Überschussstrom zwar erhöht werden, wenn auch nur in begrenztem Umfang.

3.1.3 Wirtschaftlichkeit von Anwendungsfall 1

Für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung sind die Vorteile geringerer Strombezugskosten durch einen höheren Anteil an EE-Überschussstrom den zusätzlichen Kosten für den stationären Batteriespeicher gegenüberzustellen. Diesbezüglich wurde von der Annahme ausgegangen, dass EE-Überschussstrom kostenlos bezogen werden kann und dass es zu keiner Änderung bezüglich der Abgaben- und Umlagenbelastung kommt. Damit würde die Nutzung von EE-Überschussstrom gegenüber dem Normalbezug von Graustrom weder bevorzugt noch benachteiligt werden.

In der Literatur werden unterschiedliche spezifische Investitionskosten für stationäre Batteriespeicher angegeben (siehe u. a. [VDE 2015a], [McKinsey 2017]). Diesbezüglich wurden in der gegenständlichen Wirtschaftlichkeitsabschätzung innerhalb der angegebenen Bandbreiten spezifische Investitionskosten von 200 €/kWh für die Speicherzellen angenommen. Für die sonstige Anlagentechnik und alle damit zusammenhängenden Zusatzkosten (Wechselrichter, Schutztechnik, Gebäude und Grundstückskosten) wurden zusätzliche spezifische Kosten von 200 €/kWh angesetzt. Für die vermiedenen Stromkosten wurden in einer ersten Abschätzung die durchschnittlichen EEX-Preise im Jahr 2017 von 34,2 €/MWh angesetzt [Agora 2018].

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Amortisationszeiten für den Batteriespeicher bei dem verwendeten, realen Ladeprofil bei mehreren hundert Jahren liegt (abhängig von der jeweiligen Speicherkapazität). Auch bei den mit generischen Ladeprofilen durchgeführten Simulationen mit deutlich höheren Auslastungen bzw. Ladestrommengen wurden in keinem einzigen Fall Amortisationszeiten von unter 100 Jahren erreicht. Daraus lässt sich ableiten, dass dieser Anwendungsfall auch bei zukünftig geringeren Speicherkosten kaum wirtschaftlich ist.

Vielmehr ließe sich, wenn überhaupt, dieser Anwendungsfall nur dann wirtschaftlich darstellen, wenn entweder bei unterschiedlicher Abgaben- und Umlagenbelastung von EE-Überschussstrom und normalem Graustrom, der Einführung dynamischer Netzentgelte oder einer dynamischen EEG-Umlage entsprechende Lenkungseffekte greifen würden.

3.2 Anwendungsfall 2: Stationärer Batteriespeicher zur Reduktion der Netzanschluss- und Netzausbaukosten

Als zweiter Anwendungsfall für die Nutzung von stationären Batteriespeichern wurde die Reduktion der leistungsabhängigen Bestandteile der Netzgebühren und Netzanschlusskosten sowie der Vermeidung von Netzausbaukosten untersucht. Für die entsprechenden Simulationen wurde der Fall von zwei DC-Ladesäulen mit jeweils 350 kW betrachtet. Dabei wurden Betriebszeiten der Tankstelle von 8 bis 22 Uhr angenommen, jeweils sieben Tage die Woche.

Als technische Rahmenbedingungen für die Simulation wurde festgelegt, dass der notwendige Anschlusswert von 700 kW mit Hilfe eines Batteriespeichers auf 350 kW reduziert werden soll. Um trotzdem im Bedarfsfall beide Ladesäulen gleichzeitig betreiben zu können, ist naturgemäß eine Ausspeiseleistung des Batteriespeichers von zumindest 350

kW notwendig². Des Weiteren wurde angenommen, dass Ein- und Ausspeiseleistung gleich hoch sind und die Speicherkapazität 350 kWh beträgt (entspricht einem C-Faktor von Eins).

Da derzeit noch keine realen Ladedaten von Ultraschnellladestationen zur Verfügung stehen, mussten entsprechende Ladekurven synthetisch generiert werden. Diesbezüglich kam erneut das vom Projektpartner DAI Labor entwickelte Simulationswerkzeug zum Einsatz, welches in der Lage ist, mittels stochastischer Simulationen realitätsnahe Zeitreihen für den Ladestrom zu generieren, basierend auf Verteilungsfunktionen von Ankunfts-, Abfahrts- und Parkzeiten [Draz 2019].

3.2.1 Ergebnisse der bezüglich Anwendungsfall 2 durchgeführten Simulationen

Bezüglich dieses Anwendungsfalles sollte zunächst untersucht werden, inwieweit Batteriespeicher tatsächlich in der Lage sind, die ansonsten notwendigen Anschlussleistungen zu reduzieren. Insbesondere stellte sich in diesem Zusammenhang die Frage, wie der Batteriespeicher dimensioniert werden muss, damit auch in ungünstigen Fällen, wenn aufgrund statistischer Häufigkeitsverteilung mehrere Fahrzeuge kurz hintereinander ankommen, an beiden Ladesäulen gleichzeitig geladen werden kann. Diesbezüglich wurde beispielhaft die oben geschilderte Fallkonstellation (zwei Ladesäulen zu je 350 kW, Netzanschluss von 350 kW) untersucht. Um zu analysieren, inwieweit der Batteriespeicher tatsächlich ausreicht, um die Ladebedarfe zu befriedigen, erfolgten Simulationen im Minutenraster.

Diese Simulationen zeigten, dass es unter den gegebenen Rahmenbedingungen in keinem einzigen Fall zu einer Situation kam, dass der Ladebedarf nicht befriedigt werden konnte. Die Simulationsergebnisse einer typischen Beispielwoche sind in Abbildung 3 grafisch dargestellt.

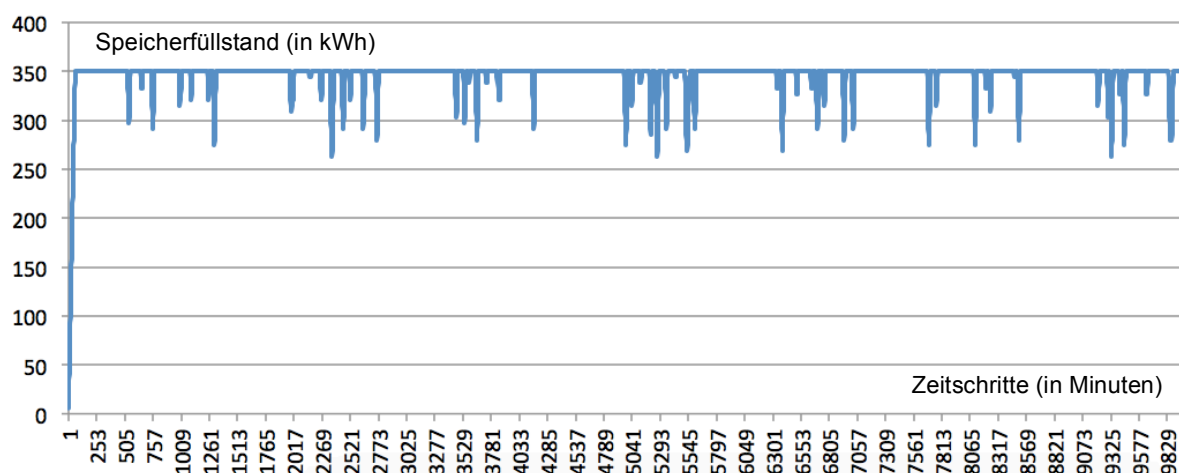


Abbildung 3: Entwicklung des Speicherfüllstandes in einer typischen Beispielwoche (Quelle: new energy)

Wie aus der Abbildung zu erkennen ist, wurde das vorhandene Speichervolumen vielmehr nur zu einem geringen Teil genutzt. Im Betrachtungszeitraum sinkt der Speicherfüllstand zu keinem einzigen Zeitpunkt unterhalb von 250 kWh ab. Selbst in Fällen einer verhältnismäßig hohen Auslastung der Ladepunkte, die kurz- und mittelfristig aufgrund der geringen Anzahl

² Für die gegenständlichen Simulationsrechnungen wurden die Energieverluste von Wechselrichter und sonstiger Anlagentechnik vernachlässigt.

von Elektrofahrzeugen nicht erreichbar ist, wurde nur ein Bruchteil der verfügbaren Speicherkapazität genutzt.

Damit konnte durch die ggst. Simulationen für diesen Anwendungsfall bestätigt werden, dass sich die notwendige Anschlussleistung durch den Einsatz eines zusätzlichen stationären Batteriespeichers deutlich reduzieren lässt.

Da das Verhältnis von Ein-/Ausspeiseleistung zu Speicherkapazität (auch C-Faktor genannt) technologisch bedingt nicht beliebig variierbar ist bzw. Batterien mit höheren C-Faktoren merkbar teurer sind, lässt sich das Speichervolumen bei gleichbleibender Ausspeiseleistung nicht beliebig reduzieren. Zugleich führen hohe Lade-/Entladeleistungen zu hoher Wärmeentwicklung und Verkürzung der Lebensdauer [VDE 2015].

Bei typischen Werten für den C-Faktor nahe 1 ist jedenfalls davon auszugehen, dass die Speichergröße keine Begrenzung für diesen Anwendungsfall darstellt. Vielmehr wird in den meisten Fällen genügend freie Speicherkapazität zu Verfügung stehen, um mehrere Anwendungsfälle miteinander zu kombinieren (siehe dazu Abschnitt 3.3).

3.2.2 Berechnung bzw. Festlegung von Anschlusskosten und Kosten zusätzlicher Leitungsbaumaßnahmen

Um die Wirtschaftlichkeit dieses Anwendungsfalles analysieren zu können, mussten die Investitions- und Betriebskosten des optionalen stationären Batteriespeichers mit den unterschiedlichen Kostenfaktoren der Netznutzung und des Netzanschlusses sowie eventueller zusätzlicher Netzausbaukosten verglichen werden.

In dem gegenständlichen Forschungsvorhaben werden die unterschiedlichen Möglichkeiten für die Umsetzung von Ladeinfrastruktur im Wissenschafts- und Technologiepark Berlin Adlershof untersucht. Daher wurden für die folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen die vom dortigen Netzbetreiber, der Energienetze Berlin GmbH, laut offiziellem Preisblatt verrechneten Gebühren für die Netznutzung zugrunde gelegt. Die verwendeten leistungs- und arbeitsbezogenen Preise für die Netznutzung finden sich in Tabelle 2.

Spannungsebene	Benutzungsdauer			
	< 2.500 h/a		≥ 2.500 h/a	
	LP in €/(kW*Jahr)	AP in Cent/kWh	LP in €/(kW*Jahr)	AP in Cent/kWh
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	3,32	2,91	40,16	1,43
Mittelspannung	4,45	3,47	48,05	1,72
Umspannung Mittel-/Niederspannung	4,56	4,16	58,29	2,01
Niederspannung	7,10	5,01	72,09	2,41

Tabelle 2: Leistungspreise (LP) und Arbeitspreise (AP) für die Netznutzung (gültig ab 1. 1. 2018; Quelle: [ENB 2018a])

Neben den Leistungspreisen kann in Deutschland von den Netzbetreibern bei Herstellung eines neuen Anschlusses auch ein sogenannter Baukostenzuschuss verrechnet werden. Dieser kann unabhängig davon in Rechnung gestellt werden, ob im Zusammenhang mit der Errichtung des Anschlusses tatsächlich Kosten entstehen. Dieser Baukostenzuschuss wird in der Regel in Höhe eines Jahresleistungsentgeltes verrechnet. In den folgenden Berechnungen wurde dieser daher in Höhe von 48,05 €/kW Anschlussleistung angesetzt.

Zusätzlich zum Baukostenzuschuss können aber auch Netzausbaukosten verrechnet werden. Diese werden entsprechend den tatsächlichen Kosten in Rechnung gestellt und sind örtlich stark unterschiedlich, da die Tiefbaukosten insbesondere von Siedlungsstruktur (städtisch oder ländlich geprägt) und von der Bodenbeschaffenheit abhängig sind.

Diesbezüglich wurden typische mittlere Kosten von Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Basis für die Kostenermittlung waren einerseits die in der Verteilnetzstudie der dena angegebenen Zahlenwerte [dena 2012], andererseits praktische Erfahrungswerte der Energienetze Berlin GmbH (mittlere Baukosten der in den letzten Jahren durchgeführten Netzausbaumaßnahmen). Soweit die Kosten der jeweiligen Kategorie in ähnlicher Größenordnung lagen, wurden für die folgenden Berechnungen die Zahlenwerte der dena verwendet. Sobald es jedoch größere Abweichungen zwischen diesen beiden Datenquellen gab, wurde auf die tatsächlichen mittleren Kosten der Energienetze Berlin zurückgegriffen. Die ermittelten und in den Berechnungen verwendeten Kostenfaktoren sind in Tabelle 3 zu finden.

Spannungsebene	Betriebsmittel	Geschätzte Kosten	Datenquelle
Mittelspannung	Umspannwerk	3,5 Mio. €	[dena 2012]
Mittelspannung	Transformatorentausch, Zusatztransformator	1,2 Mio. €	[dena 2012]
Mittelspannung	Abgangsfeld	30.000 €	[ENB 2018]
Mittelspannung	Kabel (inkl. Erdarbeiten)	300 - 400 € / Meter	[ENB 2018]
Niederspannung	Ortsnetzstation (inkl. MS-Schaltanlage, NS-Verteilung, etc.)	60.000 €	[ENB 2018]
Niederspannung	Transformatorentausch	20.000 €	[ENB 2018]
Niederspannung	Kabel (inkl. Erdarbeiten)	250 - 350 € / Meter	[ENB 2018]

Tabelle 3: Geschätzte mittlere Kosten von Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen auf der Mittel- und Niederspannungsebene (Quelle: [dena 2012], [ENB 2018])

3.2.3 Vergleich vermiedener Anschluss- und Infrastrukturausbaukosten mit den Kosten zusätzlicher stationärer Batteriespeicher, Wirtschaftlichkeit

Bezüglich der Wirtschaftlichkeit dieses Anwendungsfalles wurde zwischen folgenden vier Fällen unterschieden:

Fall 1: Keine Notwendigkeit für Netz- oder Infrastrukturausbaumaßnahmen

In diesem Fall sind die Investitionskosten für den zusätzlichen stationären Batteriespeicher der Kostenersparnis aufgrund der niedrigeren jährlichen Leitungspreise und des geringeren einmaligen Baukostenzuschusses gegenüberzustellen.

Bei spezifischen Gesamtinvestitionskosten von 400 €/kWh für einen stationären Batteriespeicher würde das Investitionsvolumen bei einer Speicherkapazität von 350 kWh rd. 140.000 Euro betragen. Zugleich würden sich sowohl der einmalige Baukostenzuschuss wie die jährlich verrechneten Netznutzungsentgelte verringern. Selbst bei Vernachlässigung der laufenden Kosten für den stationären Batteriespeicher (z. B. Wartungskosten) würde die Amortisationszeit bei einem Anschluss des Batteriespeichers auf Mittelspannungsebene rd. 63 Jahre betragen³. Diese Amortisationszeit liegt deutlich über der zu erwartenden technischen Lebensdauer, die Errichtung eines stationären Batteriespeichers wäre nicht wirtschaftlich.

Fall 2: Notwendigkeit zur Neuerrichtung einer Ortsnetzstation (Mittel- auf Niederspannung)

In dem Fall, dass bei einem 350 kW Anschluss die Netzinfrastruktur ausreichend, bei 700 kW eine zusätzliche Ortsnetzstation (Transformator von Mittel- auf Niederspannung) notwendig wäre, könnten durch den Einsatz eines stationären Batteriespeichers rd. 60.000 Euro an Investitionskosten für die Neuerrichtung einer Ortsnetzstation eingespart werden. Damit würde sich die Amortisationszeit des Speichers unter den getroffenen Annahmen zwar auf 32 Jahre reduzieren. Diese ist damit immer noch deutlich zu lange, um eine solche Investition zu rechtfertigen.

Bei allen weiteren Konstellationen im Zusammenhang mit der Ertüchtigung einer Transformatorenanlage von Mittel- auf Niederspannung (z.B. wenn die Neuerrichtung einer Ortsnetzstation sowohl bei einem Netzanschluss von 350 kW wie auch 700 kWh gleichermaßen notwendig wäre oder wenn lediglich ein Transformatorentausch erfolgt) ist mit einer noch geringeren Wirtschaftlichkeit eines stationären Batteriespeichers zu rechnen.

Fall 3: Notwendigkeit zur Leitungsverstärkung (auf Mittel- oder Niederspannungsebene)

Würde sich durch den Einsatz eines stationären Batteriespeichers Leitungsausbaumaßnahmen vermeiden lassen, so hängt dessen Wirtschaftlichkeit von der jeweiligen Leitungslänge und den spezifischen Grabungskosten ab. Örtliche Sonderfaktoren können bei den notwendigen Baumaßnahmen zu hohen Zusatzkosten führen (z.B. bei Querung von Eisenbahn- oder Straßenbahnschienen), während der Leitungsquerschnitt und die Spannungsebene von nur geringer Bedeutung sind.

Bei angenommenen spezifischen Baukosten von 350 €/Meter würden die Kosten von Netzausbaumaßnahmen bereits ab einer Leitungslänge von 400 Metern höher als die Investitionskosten für einen stationären Batteriespeicher sein. Als zusätzlicher wirtschaftlicher Vorteil des Einsatzes eines stationären Batteriespeichers kämen die geringeren Leistungspreise hinzu.

³ Kalkulationsbasis waren die Netzegebühren entsprechend dem Tarifblatt der Energienetze Berlin GmbH (Stand 1.1 2018) bei einem Anschluss auf der Mittelspannungsebene.

Fall 4: Notwendigkeit zum Ausbau eines Umspannwerkes (Hoch- auf Mittelspannung)

Insbesondere bei Ultraschnelladestationen mit mehreren Ladepunkten oder in stark ausgelasteten Netzabschnitten könnten auch die Leistungsgrenzen des vorgelagerten Umspannwerkes überschritten werden. In diesem Fall wäre die Errichtung eines stationären Batteriespeichers deutlich wirtschaftlicher als die Neuerrichtung oder Erweiterung des betroffenen Umspannwerkes. In dem konkreten Rechenbeispiel würden die Errichtungskosten des Speichers nur einen Bruchteil der alternativen Ausbaukosten ausmachen (ca. 1,2 Mio. € für einen Zusatztransformator bzw. 3,5 Mio. € für die Errichtung eines zusätzlichen Umspannwerkes).

In der folgenden Abbildung 4 werden die Kosten unterschiedlicher Infrastrukturausbaumaßnahmen den Investitionskosten eines stationären Batteriespeichers (für die oben dargelegten Auslegungsfälle) gegenübergestellt.

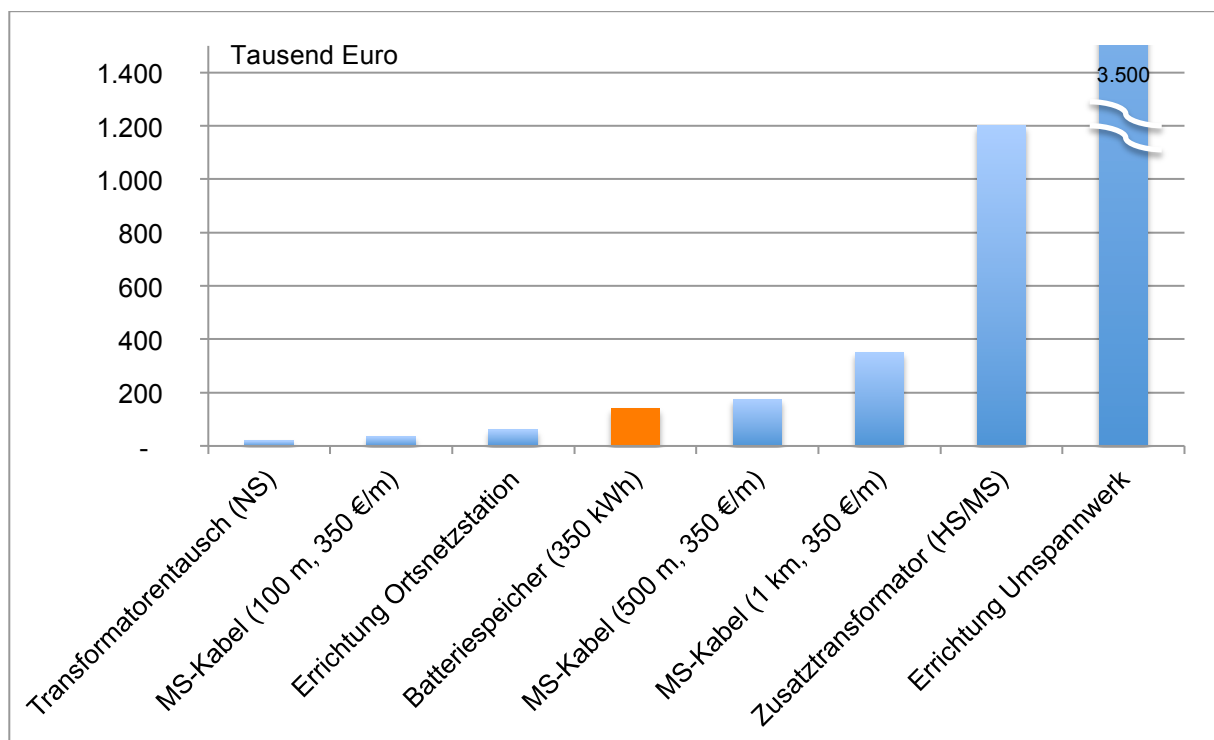


Abbildung 4: Vergleich der Investitionskosten unterschiedlicher Maßnahmen (Quelle: eigene Berechnungen)

3.3 Kombination mehrerer Anwendungsfälle (Anwendungsfälle 1 und 2 sowie der Bereitstellung von Regelenergie)

Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass bei einem üblichen Verhältnis von Ein-/Auspeicherleistung zu Speicherkapazität (C-Faktor) nur ein Teil der Batteriekapazität tatsächlich genutzt werden würde. Diesbezüglich scheint eine Kombination der beiden dargestellten Anwendungsfälle und Betriebskonzepte grundsätzlich möglich.

Der Anteil von EE-Überschussstrom ließe sich, aufgrund der nur teilweise genutzten Batteriekapazitäten, durch ein entsprechendes Lademanagement erhöhen. Aufgrund der geringen Wirtschaftlichkeit von Anwendungsfall 1 wird dadurch jedoch keine merkbare Verbesserung der Gesamtwirtschaftlichkeit erwartet.

Eine Kombination mit der Bereitstellung von Primärregelleistung stellt sich hingegen deutlich schwieriger dar. Begrenzende Faktoren sind hierbei die Ausspeiseleistung der Batterie und die Kapazität des Netzanschlusses. Wie oben gezeigt wurde, ist der Einsatz von stationären Batteriespeichern nur bei begrenzten Netzanschlusskapazitäten wirtschaftlich, was jedoch die Bereitstellung von Primärregelleistung einschränkt.

Durch die geplante Änderung der Produktdefinition von Primärregelleistung (tägliche statt wöchentliche Ausschreibung ab Juli 2019, Stundenblöcke von jeweils vier Stunden ab Juli 2020) würden sich jedoch perspektivisch neue Möglichkeiten zur Kombination der unterschiedlichen Betriebskonzepte von stationären Batteriespeichern ergeben. So könnte etwa die Batterie außerhalb der Betriebszeiten der Tankstelle für jeweils vier Stunden in der Regelenergie vermarktet werden. Gleichmaßen könnten zu jenen Tageszeiten (insbesondere nachts), an denen ohnehin deutlich weniger Fahrzeuge erwartet werden, die Anzahl der Ladepunkte reduziert und der dann nicht benötigte Batteriespeicher zur Erbringung von Primärregelleistung herangezogen werden.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Markt für Primärregelleistung relativ klein ist. Bei Markteintritt einer größeren Anzahl neuer Akteure ist von einem Rückgang der erzielbaren Erlöse auszugehen, ähnlich wie dies in den letzten Jahren bereits bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve zu beobachten war.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Es konnte gezeigt werden, dass sich die Verwertung von EE-Überschussstrom mittels stationärer Batteriespeicher deutlich steigern lässt. In den betrachteten Szenarien konnte der mögliche Anteil an EE-Überschussstrom von 17,9% (ohne stationäre Batterie) auf bis zu 87,6% (mit stationärer Batterie von 150 kWh) vom gesamten Ladestrom gesteigert werden. Bei steigender Auslastung der Ladesäulen nimmt dieser Prozentsatz, bei ansonsten gleichbleibenden Rahmenbedingungen, jedoch deutlich ab. Allerdings ist dieses Betriebskonzept derzeit nicht wirtschaftlich, unabhängig vom erzielbaren Anteil von EE-Überschussstrom am gesamten Ladestrom. Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ließe sich, wenn überhaupt, nur durch völlig neue Regularien erreichen (z.B. dynamische Netzentgelte oder dynamische EEG-Umlage).

Bezüglich der Vermeidung von Netzanschluss- und Netzausbaukosten wurde durch die erzielten Simulationsergebnisse bestätigt, dass sich die benötigte Anschlussleistung durch den Einsatz eines stationären Batteriespeichers deutlich reduzieren ließe. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit dieses Betriebskonzeptes ist jedoch zwischen unterschiedlichen Fällen zu unterscheiden.

Falls durch einen zusätzlichen Batteriespeicher lediglich die Leistungspreise bzw. der Baukostenzuschuss reduziert werden können, wäre ein zusätzlicher Batteriespeicher nicht wirtschaftlich. Dies gilt auch für den Fall eines ggfs. notwendigen Ausbaus der Transformatorenleistung (von Mittel- auf Niederspannung). Lediglich wenn ansonsten notwendige Grabungsarbeiten vermieden werden können, wird in vielen Fällen (abhängig von der zu ersetzenden Leitungslänge) ein zusätzlicher Batteriespeicher einem Leitungsausbau aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen sein. Gleiches gilt, wenn Transformatoren auf den vorgelagerten Netzebenen verstärkt werden müssten.

Die durchgeführten Simulationen zeigen weiter, dass bei einem üblichen Verhältnis von Ausspeicherleistung zu Speicherkapazität und zu erwartender Nutzung nur ein Teil der Batteriekapazität tatsächlich genutzt wird. Diesbezüglich ließe sich eine Kombination der beiden dargestellten Betriebskonzepte sowohl technisch als auch wirtschaftlich darstellen.

Hingegen ist die zusätzliche Bereitstellung von Primärregelleistung deutlich schwieriger. Begrenzende Faktoren sind hierbei die Ausspeiseleistung der Batterie und der Netzanschluss. Durch die geplante Änderung der Produktdefinition von Primärregelleistung würden sich jedoch perspektivisch neue Möglichkeiten zur Kombination der unterschiedlichen Betriebskonzepte stationärer Batteriespeicher ergeben.

5 Danksagung

Die ggst. Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „FlexNET4E-Mobility“ durchgeführt, welches durch das Programm „Erneuerbar mobil“ des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert wird.



6 Literatur

[Agora 2018] Agora Energiewende (Hrsg.): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018. Berlin 2018.

[BTB 2017] BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin (Hrsg.): Analyse der Mobilitätsbedarfe und Anforderungen an die Ladeinfrastruktur sowie der Systemzusammenhänge und Schnittstellen zwischen Mobilitätssektor und Strommarkt im Kontext von steigenden Mengen von EE-Überschussstrom. Deliverable 1. Berlin 2017.

[dena 2012] Deutsche Energieagentur (Hrsg.): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie). Endbericht. Berlin 2012.

[Draz 2019] Draz, M.; Sahin, A. (2019). A Power Demand Estimator for Electric Vehicle Charging Infrastructure. Submitted. 13th IEEE PES PowerTech Conference. Milano 2019.

[ENB 2018] Energienetze Berlin (Hrsg.): Abschätzung typischer Kosten von Leitungsausbaumaßnahmen. Kalkulation auf Grundlage von tatsächlichen Baukosten (nicht veröffentlicht). Berlin 2018.

[ENB 2018a] Energienetze Berlin GmbH (Hrsg.): Preisregelungen für die Netznutzung. Preisblatt. Gültig ab 1. 1. 2018. Berlin 2018.

[Hinterberger 2018] Hinterberger, R.; et al.: EESurplusStorageSim. Softwaretool, nicht veröffentlicht. Wien 2018.

[Hinterberger 2018a] Hinterberger, R.; et al.: GridStorageSim. Softwaretool, nicht veröffentlicht. Wien 2018.

[McKinsey 2017] McKinsey&Company (Hrsg): Electrifying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability. Advanced Industry. Report. Stamford 2017.

[VDE 2015] VDE (Hrsg.): Kompendium: Li-Ionen-Batterien. Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. Bericht im Rahmen des BMWi Förderprogramms IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic. Frankfurt 2015.

[VDE 2015a] VDE (Hrsg): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. VDE-Studie. Frankfurt 2015.