

Batteriespeicher als netzstützende Maßnahme zur Verhinderung oder zur Überbrückung von Netzausbau

Beitrag zum Ideenwettbewerb für das
Symposium „Energie und Umwelt – Meine Idee für morgen“
der Stiftung Energie & Klimaschutz



Lukas Held M.Sc.
Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik
Fakultät für Elektro- und Informationstechnik
Karlsruher Institut für Technologie

Engesserstraße 11
76131 Karlsruhe
lukas.held@kit.edu
072160843065

Batteriespeicher als netzstützende Maßnahme zur Verhinderung oder zur Überbrückung von Netzausbau

Energie-Campus, 15. November 2019

Lukas Held, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, KIT

Problematik

Aufgrund des Zubaus von PV-Anlagen sowie der erwarteten Zunahme von Elektroautos am Gesamtverkehrsaufkommen kommt es zunehmend zu Leistungsspitzen im Bedarf von Haushalten. Diese zeitlich begrenzt auftretenden Leistungsspitzen führen insbesondere in Stromverteilnetzen, in welchen ein großer Anteil der neu installierten Anlagen angeschlossen ist, zu Überlastungen. Auftretende Probleme sind zum einen die Überlastung von Betriebsmittel (z.B. Transformatoren oder Leitungen), aber auch die Verletzung geltender Grenzwerte. In der Norm DIN EN 50160 sind beispielsweise Grenzwerte für die Spannungsbeträge sowie die Spannungsunsymmetrien am Netzanschlusspunkt festgelegt.

Lösungsvorschlag

Aufgrund der zeitlichen Begrenztheit der auftretenden Leistungsspitzen ist neben dem Ausbau der Stromnetze auch eine Pufferung des Energiebezugs in Speichern zur Problemlösung denkbar. Falls Netzausbau die wirtschaftlichere Variante für den zuständigen Netzbetreiber ist (im aktuellen regulatorischen Rahmen immer der Fall), kann der Speicher auch nur zur Überbrückung bis zur Fertigstellung des Netzausbaus dienen. Aufgrund notwendiger Planungs- und Genehmigungsprozesse kann der Netzausbauprozess 6 – 9 Monate dauern. Solange müsste also sonst ein Netzkunde warten, sollte beim Netzanschlussverfahren festgestellt werden, dass beispielsweise die neue Ladeinfrastruktur nur nach einem Ausbau des Stromnetzes angeschlossen werden kann.

Methodik

Forschungsbedarf besteht auf diesem Gebiet bei der Dimensionierung und der Entwicklung von Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme mit diesem speziellen Einsatzzweck. Die benötigten Bestandteile für solch ein System sind am Markt verfügbar und in anderen Anwendungen ausreichend erprobt. Dazu wurde ein Simulations-Framework erarbeitet, welches auf Optimal-Power-Flow-Algorithmen basiert. Für die Anwendung auf die gegebene Problemstellung sind zwei signifikante Änderungen an der klassischen Formulierung dieser Algorithmen notwendig. Erstens sind Stromverteilnetze im Gegensatz zu Übertragungsnetzen deutlich unsymmetrisch belastet, insbesondere in der Niederspannung. Zweitens kommt durch die Batteriespeicher eine Kopplung der verschiedenen Zeitschritte ins Spiel. Während bei der klassischen Formulierung des optimalen Lastflusses das Optimierungsproblem für jeden Zeitschritt einzeln gelöst werden kann, ist es in diesem Anwendungsfall notwendig, ein einzelnes Optimierungsproblem über alle Zeitschritte zu formulieren. Das neue Simulations-Framework wurde mit der kommerziell verfügbaren Software PowerFactory teilweise validiert. Mittels PowerFactory ist es möglich, unsymmetrische Lastflüsse in Verteilnetzen zu berechnen.

Anwendungsbeispiel

Im Projekt „E-Mobility-Allee“ der Netze BW GmbH wurden in einem Niederspannungsstrang in Ostfildern zehn Haushalte während des Projektzeitraums mit Elektroautos ausgerüstet. Ein Batteriespeicher sollte eingesetzt werden, um die bezogene Leistung vom überlagerten Mittelspannungsnetz während der Ladevorgänge zu begrenzen. Mithilfe der vorgestellten Simulationsumgebung wurde die notwendige Energiekapazität (75.6 kWh) und die maximale Lade- und Entladeleistung (79.8 kW) des Speichers bestimmt. Außerdem wurden verschiedene Steuerungsstrategien getestet. Im Folgenden wird nur auf die beiden auch im Projekt real getesteten Varianten eingegangen. Bei der ersten Variante handelt es sich um einen Fahrplan, welcher aufgrund der Auswertung der Lastprofile für den Niederspannungsstrang erstellt wurde. Bei der zweiten Variante (siehe Abb. 1) werden sowohl am Speicher selbst als auch im Niederspannungsabgang Messgeräte verbaut, welche die aktuelle Spannung, Strom und Leistung messen.

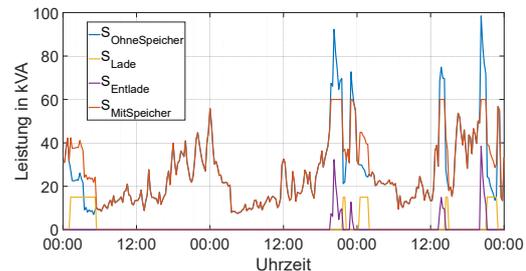


Abbildung 1: Verlauf für die Steuerung mittels Messgeräten

Reale Messergebnisse

Diese Varianten wurden im Februar und März 2019 auch in der Realität getestet. In Abbildung 2 ist der Verlauf für die auf einem Fahrplan basierende erste Variante zu sehen. Mit dieser Variante konnten nur 16 % (76 % laut Simulation) der Grenzwertverletzungen im betrachteten Zeitraum verhindert werden. Die Abweichung entstand aus verschiedenen Gründen. Hauptproblem war eine falsche Uhrzeit bei einem Messgerät, sodass die Batterien nicht den gewünschten Fahrplan abfahren. Bei der zweiten Variante traten während des gesamten Testzeitraums durch den Einsatz des Batteriespeichers nur sehr wenige Grenzwertverletzungen auf. Diese lagen wiederum an einer Fehlfunktion des Batteriespeichers und nicht an der Betriebsstrategie selbst.

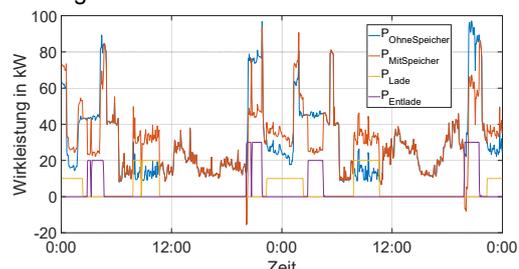


Abbildung 2: Messergebnisse für einen vorgegebenen Fahrplan

Batteriespeicher als netzstützende Maßnahme zur Verhinderung oder zur Überbrückung von Netzausbau

Problematik

Im Rahmen der Energiewende wurde in den letzten Jahren die Installation von PV-Anlagen intensiv gefördert, sodass Ende 2018 PV-Anlagen mit 45,9 GW Nennleistung installiert waren. Zwar deckte die PV-Erzeugung mit 46 TWh nur 8,7 % des Netto-Stromverbrauchs in Deutschland im Jahr 2018, allerdings kann der Anteil der PV-Erzeugung an sonnigen Sonn- und Feiertagen bis zu 60 % des momentanen Stromverbrauchs betragen [1]. Aufgrund der Abhängigkeit von der Strahlung der Sonne findet die PV-Erzeugung nur zu bestimmten Tageszeiten, dann aber mit hohen Gleichzeitigkeiten an verschiedenen Erzeugungsanlagen statt. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken ist ein großer Anteil der PV-Anlagen an Niederspannungsnetzen angeschlossen.

Neben der Erzeugung vollzieht sich auch auf der Lastseite ein signifikanter Wandel. Zur Dekarbonisierung des Verkehrs soll die Elektromobilität zunehmend eine größere Verbreitung finden. Aufgrund einer aktuell noch geringen Durchdringung fehlen hier noch Erfahrungswerte, allerdings ist anzunehmen, dass es auch hier zu einer hohen Gleichzeitigkeit (viele möchten nach Feierabend ihr E-Auto zu Hause laden) der Ladevorgänge kommen wird. Typische Ladeleistungen von Elektroautos betragen 3,7 kW (einphasig), 7,4 kW (zweiphasig) oder 11 kW und 22 kW für dreiphasige Ladevorgänge. Im Vergleich zu einem durchschnittlichen Beitrag zur Spitzenlast pro Haushalt von ca. 3 kW in einem Niederspannungsnetz mit 100 Haushalten (nach [2] für vollelektrifizierte Haushalte mit 30 kW Spitzenlast), sind deutliche Zuwächse im Leistungsbedarf der Haushalte zu erwarten.

Diese zeitlich begrenzt auftretenden Leistungsspitzen führen insbesondere in Stromverteilnetzen, in welchen ein großer Anteil der neu installierten Anlagen angeschlossen ist, zu Überlastungen. Grund hierfür ist, dass diese Entwicklung bei der Planung der Netze nicht berücksichtigt wurde, da Planungshorizonte für Stromnetze 40 – 60 Jahre betragen. Auftretende Probleme sind zum einen die Überlastung von Betriebsmittel (z.B. Transformatoren oder Leitungen), aber auch die Verletzung geltender Grenzwerte. In der Norm DIN EN 50160 sind beispielsweise Grenzwerte für die Spannungsbeträge sowie die Spannungsunsymmetrien am Netzanschlusspunkt festgelegt.

Lösungsvorschlag

Aufgrund der zeitlichen Begrenztheit der auftretenden Leistungsspitzen ist neben dem Ausbau der Stromnetze auch eine Pufferung des Energiebezugs in Speichern zur Problemlösung denkbar. Falls Netzausbau die wirtschaftlichere Variante für den zuständigen Netzbetreiber ist (im aktuellen regulatorischen Rahmen immer der Fall), kann der Speicher auch nur zur Überbrückung bis zur Fertigstellung des Netzausbaus dienen. Aufgrund notwendiger Planungs- und Genehmigungsprozesse kann der Netzausbauprozess 6 – 9 Monate dauern. Solange müsste also sonst ein Netzkunde warten, sollte beim Netzanschlussverfahren festgestellt werden, dass beispielsweise die neue Ladeinfrastruktur nur nach einem Ausbau des Stromnetzes angeschlossen werden kann. Nach einem Einsatz kann der Speicher dann als mobiles Betriebsmittel an einen anderen Ort transportiert werden und dort von neuem eingesetzt werden.

Prinzipiell ist der Einsatz von verschiedenen Arten von Speichern für diese Anwendung denkbar, aktuell bieten Batteriespeicher aufgrund ihrer Kosteneffizienz sowie der schnellen Reaktionszeiten die meisten Vorteile. Ende des Jahres 2017 gab es nach [3] schon rund 85.000 PV-

Batteriespeichersysteme in Deutschland. In den nächsten Jahren ist ein weiterer Anstieg von diesen Systemen aufgrund sinkender Preise sowie einer zunehmenden Anzahl an PV-Anlagen, welche aus der EEG-Umlage fallen, zu erwarten. Diese Batteriespeichersysteme könnten gezwungen werden, sich in bestimmten Situationen netzdienlich zu verhalten. Dazu ist allerdings eine Änderung des regulatorischen Rahmens notwendig. Eine weitere Möglichkeit ist, dass der örtliche Netzbetreiber einen Batteriespeicher als Netzbetriebsmittel einsetzt. Dieser darf aber dann nach der aktuellen Rechtsprechung für keinen anderen Zweck eingesetzt werden. Dieses Konzept wird in den später vorgestellten Forschungsprojekten verfolgt.

Methodik

Forschungsbedarf besteht auf diesem Gebiet bei der Dimensionierung und der Entwicklung von Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme mit diesem speziellen Einsatzzweck. Die benötigten Bestandteile für solch ein System sind am Markt verfügbar und in anderen Anwendungen ausreichend erprobt.

Insbesondere fehlen Algorithmen, mit welchen Verteilnetzbetreiber bestimmen können, welche Energiekapazität und welche Lade-, bzw. Entladeleistung der Batteriespeicher besitzen muss, um einen Netzbetrieb unter Einhaltung der geltenden Vorschriften gewährleisten zu können. Außerdem muss vor Anschluss des Systems bestimmt werden, welche Strategie zur Steuerung des Batteriespeichers geeignet ist und wann der Batteriespeicher laden oder entladen soll. Auch dazu sind geeignete Algorithmen notwendig, mit deren Hilfe das Batteriespeichersystem vor Inbetriebnahme simulativ getestet werden kann.

Dazu wurde ein Simulations-Framework erarbeitet, welches auf Optimal-Power-Flow-Algorithmen basiert. Diese Optimierungsalgorithmen wurden entwickelt für die optimale Kraftwerkseinsatzplanung in Übertragungsnetzen. Ziel dieser Algorithmen ist es, vorhandene Kraftwerke so zu betreiben, dass ein kostenoptimaler Einsatz der vorhandenen Ressourcen unter Betrachtung der geltenden Restriktionen (z.B. maximale Kraftwerksleistung oder maximale Auslastung einer Stromleitung) erfolgt. Dazu wird eine Zielfunktion minimiert, in welcher die verschiedenen auftretenden Kostenpunkte enthalten sind. Außerdem wird eine Reihe von Bedingungen formuliert, die zur Lösung des Problems eingehalten werden müssen.

Für die Anwendung auf die gegebene Problemstellung sind zwei signifikante Änderungen an der klassischen Formulierung dieser Algorithmen notwendig. Erstens sind Stromverteilnetze im Gegensatz zu Übertragungsnetzen deutlich unsymmetrisch belastet, insbesondere in der Niederspannung. Deshalb ist die Annahme einer symmetrischen Belastung wie im klassischen OPF hier nicht zulässig. Das bedeutet, dass der Stromfluss auf den einzelnen Leiter des in Deutschland üblichen dreiphasigen Stromsystems sowie dem Neutralleiter exakt modelliert werden muss. In einem symmetrischen Stromnetz ist es ausreichend, den Stromfluss auf einer Phase zu betrachten. Zweitens kommt durch die Batteriespeicher eine Kopplung der verschiedenen Zeitschritte ins Spiel. Während bei der klassischen Formulierung des optimalen Lastflusses das Optimierungsproblem für jeden Zeitschritt einzeln gelöst werden kann, ist es in diesem Anwendungsfall notwendig, ein einzelnes Optimierungsproblem über alle Zeitschritte zu formulieren. Grund hierfür ist, dass der Energieinhalt eines Speichers im aktuellen Zeitschritt vom Energieinhalt während des vorherigen Zeitschritts sowie der aktuellen Lade- und Entladeleistung abhängt. Des Weiteren werden die Kostenpunkte in der Zielfunktion angepasst. Im Gegensatz zur klassischen Formulierung geht es nicht um den kostengünstigen Betrieb eines Kraftwerksparks, sondern um den effizienten Betrieb eines Batteriespeichers.

Das neue Simulations-Framework wurde mit der kommerziell verfügbaren Software PowerFactory teilweise validiert. Mittels PowerFactory ist es möglich, unsymmetrische Lastflüsse in Verteilnetzen zu berechnen. Ohne Verwendung eines Batteriespeichers im Simulationsmodell kam es zu Differenzen kleiner ein Prozent in den Berechnungsergebnissen bei exakt gleichen Eingangsdaten. Eine

vollständige Validierung ist nicht möglich, da es kein Programm gibt, welches die Optimierung eines Batteriespeichers in einem unsymmetrischen Verteilnetz ermöglicht.

Des Weiteren wurde der Algorithmus in zwei Forschungsprojekten verwendet. Im Projekt Hybrid-Optimal wurde ein Batteriespeicher im Netzgebiet der Stadtwerke Bühl eingesetzt um Spitzen in der PV-Erzeugung zu puffern, welche zu einem unzulässigen Anstieg der Netzspannung im dortigen Netzgebiet führen können. Im zweiten Projekt handelt es sich um das Projekt „E-Mobility-Allee“ der NetzeBW GmbH. Im Folgenden werden die dort erzielten Ergebnisse genauer vorgestellt.

Anwendungsbeispiel

Im Projekt „E-Mobility-Allee“ wurde in einem Niederspannungsstrang in Ostfildern zehn Haushalte während des Projektzeitraums mit Elektroautos ausgerüstet. Der Batteriespeicher sollte eingesetzt werden, um die bezogene Leistung vom überlagerten Mittelspannungsnetz während der Ladevorgänge zu begrenzen. Dazu wurde das zugrundeliegende Niederspannungsnetz modelliert. Außerdem wurden die an das Netz angeschlossenen Verbraucher modelliert. Dazu wurden zeitabhängige Profile erstellt, um die auftretenden Leistungsflüsse über einen Tag korrekt abzubilden und somit die Lade- und Entladezeiten des Batteriespeichers bestimmen zu können. Diese Profile enthalten auch Abhängigkeiten von der Jahreszeit, sodass über den kompletten Zeitraum eines Jahres Aussagen über den Speicherbetrieb möglich sind. Aus den Ergebnissen wurde dann die notwendige Energiekapazität (75.6 kWh) und die maximale Lade- und Entladeleistung (79.8 kW) bestimmt.

Im nächsten Schritt wurden dann verschiedene Steuerungsstrategien simulativ getestet. Im Folgenden wird nur auf die beiden real getesteten Varianten eingegangen. Bei der ersten Variante handelt es sich um einen Fahrplan, welcher aufgrund der Auswertung der Lastprofile für den Niederspannungsstrang erstellt wurde. Ein beispielhafter Verlauf ist in Abbildung 1 zu sehen. Dabei wird der Batteriespeicher täglich zu festgelegten Zeiten entladen (lila) und wieder geladen (gelb). Dadurch wird die ursprünglich in den Niederspannungsabgang fließende Leistung (blau) beeinflusst, sodass die Lastspitze verringert wird (rot). Laut Simulation sollte es möglich sein, damit über 76 % aller Grenzwertverletzungen zu verhindern. Der Vorteil dieser Variante liegt in ihrer Einfachheit. Insbesondere wenn der Batteriespeicher nur als kurzzeitige Maßnahme gedacht ist, kann diese Variante eine gute Möglichkeit sein. Zur Erstellung des Fahrplans sind nur Informationen über die angeschlossenen Betriebsmittel notwendig. Alternativ kann auch für einige Zeit eine Messung der Leistung am Niederspannungsabgang vorgenommen werden und die Ergebnisse zur Fahrplanerstellung verwendet werden.

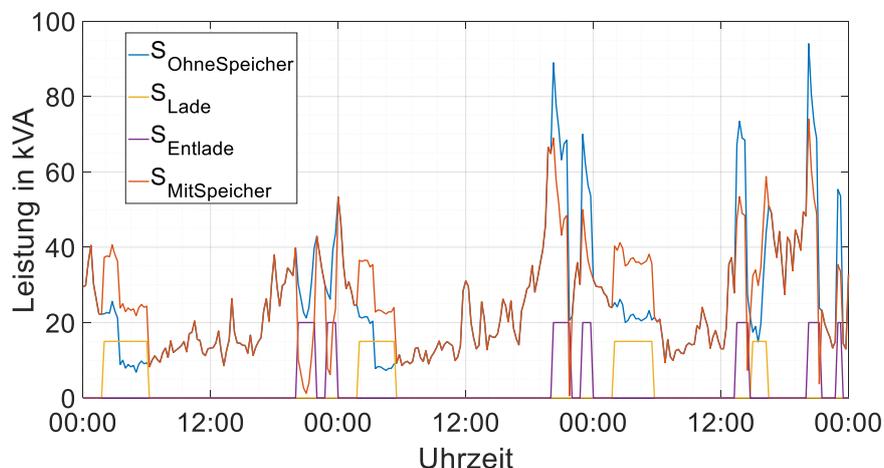


Abbildung 1: Beispielhafter Verlauf für die Speichersteuerung nach einem festen Fahrplan

Bei der zweiten Variante werden sowohl am Speicher selbst als auch im Niederspannungsabgang Messgeräte verbaut, welche die aktuelle Spannung, Strom und Leistung messen und diese der Batterie zur Verfügung stellen. Im Vergleich zur ersten Variante bedeutet dies aufgrund der zusätzlichen Messtechnik eine deutliche Erhöhung der Komplexität, insbesondere da die Kommunikationsverbindungen erfahrungsgemäß auch eine Hauptfehlerquelle bei Störungen sind. Ein beispielhafter Verlauf ist in Abbildung 2 zu sehen. Der ursprüngliche Lastverlauf am Trafo (blau) entspricht Abbildung 1. Allerdings wird hier der Speicher nur geladen oder entladen, falls eine gesetzte Grenze von 60 kVA überschritten wird. Der resultierende Leistungsfluss mit Speicher (rot) ist deshalb immer kleiner als 60 kVA. Der Batteriespeicher wird sobald wie möglich automatisch nachgeladen. Da im betreffenden Netzgebiet Spannungsbandprobleme keine Rolle spielen, können mit dieser Steuerung laut Simulation alle Grenzwertverletzungen verhindert werden. Damit ist diese Variante deutlich robuster als die erste Variante.

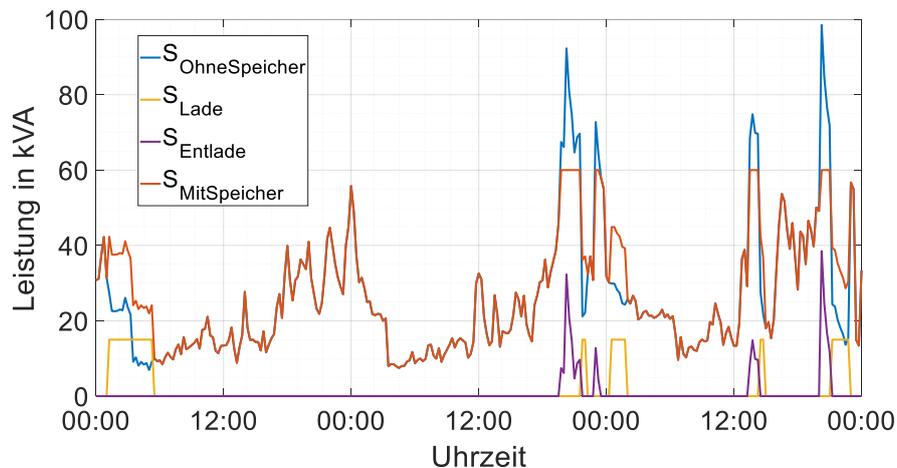


Abbildung 2: Beispielhafter Verlauf für die Speichersteuerung mit fest installierten Messgeräten

Reale Messergebnisse

Diese Varianten wurden im Februar und März 2019 auch in der Realität getestet. In Abbildung 3 ist der Verlauf für die auf einem Fahrplan basierende erste Variante zu sehen. Aufgrund neuer Informationen zu den angeschlossenen Geräten wurde der Fahrplan angepasst.

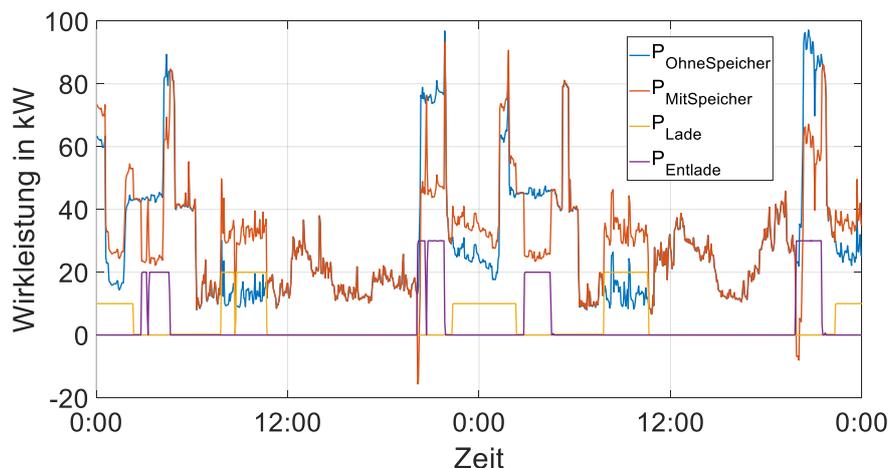


Abbildung 3: Messergebnisse aus der „E-Mobility-Allee“ für einen festen vorgegebenen Betriebsfahrplan

Mit dieser Variante konnten nur 16 % der Grenzwertverletzungen im betrachteten Zeitraum verhindert werden. Die Abweichung im Vergleich zur Simulation entstand aus verschiedenen Gründen. Erstens gab es Probleme aufgrund einer falschen Uhrzeit bei einem Messgerät, sodass die Batterien nicht den gewünschten Fahrplan abfahren. Ohne diese Verschiebung des Fahrplanes, hätten mehr als 41 % der

Grenzwertverletzungen verhindert werden können. Außerdem kam es während der Ladevorgänge immer wieder zu kurzzeitigen Ausfällen der Batterie (siehe auch Abbildung 3). Ohne diese Fehlfunktionen hätten mehr als 44,8 % der Grenzwertverletzungen verhindert werden können. Des Weiteren konnte der Batteriespeicher aus internen Gründen nicht die erwartete Energiekapazität nutzen, sodass die Lade- und Entladephasen schon vorzeitig beendet wurden. Bei Vernachlässigung dieses Effektes werden bis zu 48,5 % der Grenzwertverletzungen erkannt. Da diese Effekte nicht vorhersehbar waren, konnten sie in den Simulationen nicht berücksichtigt werden. Schließlich wurden die Lasten in den Haushaltsprofilen unterschätzt. Durch eine Erhöhung der Entladeleistung um 5 kW während der entsprechenden Zeiträume zur Kompensation der erhöhten Lasten, können 71,6 % der Grenzwertverletzungen verhindert werden. Vergleicht man das Simulationsergebnis mit dem bereinigten Messergebnis, sind die Unterschiede gering.

In Abbildung 4 ist der Verlauf für die zweite Variante mit installierter Messtechnik zu sehen. Da in diesem Zeitraum keine sehr hohen Leistungen auftraten, wurde die maximale Leistungsgrenze aus Gründen der Anschaulichkeit auf 40 kW verringert. Während des gesamten Testzeitraums traten durch den Einsatz des Batteriespeichers nur sehr wenige Grenzwertverletzungen auf. Diese lagen wiederum an der Fehlfunktion des Batteriespeichers und nicht an der Betriebsstrategie selbst. Damit funktioniert die Variante wie in der Simulation getestet.

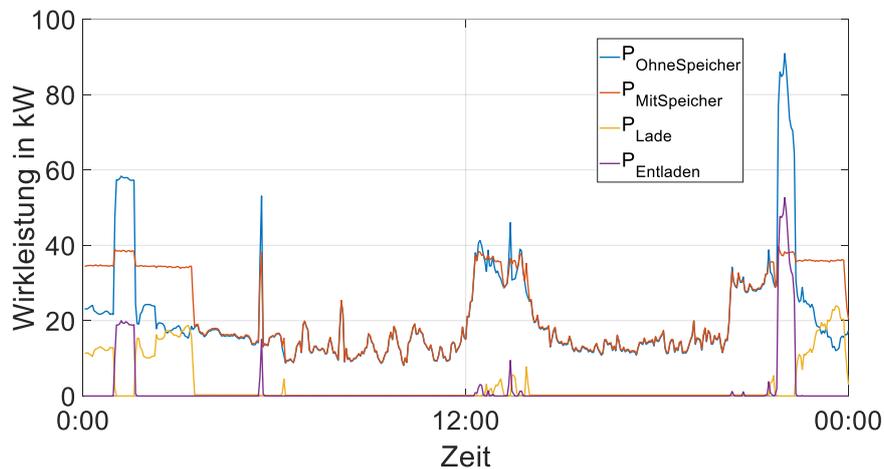


Abbildung 4: Messergebnisse aus der „E-Mobility-Allee“ mit Steuerung anhand aktueller Messwerte

Ausblick

In nächster Zeit ist eine weitere Verfeinerung der Modellierung der unsymmetrischen Niederspannungsnetze geplant. Der Fokus liegt hierbei bei der Modellierung des Neutralleiters, welcher insbesondere bei großen Lastunsymmetrien relevant ist. Außerdem soll der Algorithmus in einem weiteren Forschungsprojekt verwendet werden, bei welchem der Fokus auf der Einhaltung der geltenden Spannungsgrenzwerte liegt.

Quellen

- [1] Fraunhofer ISE, Aktuelle Zahlen zur Photovoltaik (<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>)
- [2] Wolfgang Kaufmann, Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, VDE-Verlag
- [3] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2018 (http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf)