Datei Bearbeiten Ansicht Chronik Lesezeichen Extras Hilfe
ICEE Conference | 12th SDEWES Conference | Biennial International Worksh | IAEE 2017 Vienna | Home | IEWT 2017
eeg.tuwien.ac.at/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=158
Suchen
Meistbesucht www.kreditkarte.at Erste Schritte Aktuelle Nachrichten Outlook Web App http://eeg.tuwien.ac.at/

Energy Economics Group

IEWT 2017

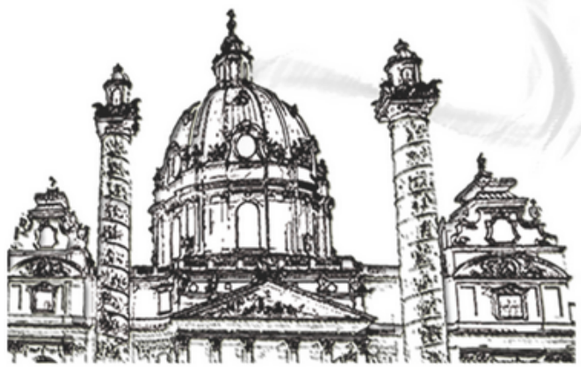
10. Internationale Energiewirtschaftstagung "Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel?"

Die Kurfassungen, Langfassungen, Präsentationen und Poster der IEWT 2017 sind unter dem Menüpunkt Programm herunterladbar.

Klimaziele 2050:
Chance für einen Paradigmenwechsel?

IEWT 2017

10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien



15. – 17. Februar 2017
Wien, Österreich

Tagungsort:
Campus Gußhaus / TU Wien
Gußhausstraße 25-29
1040 Wien

Veranstalter:
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien (ESEA)
AAEE (Austrian Association for Energy Economics)

Das weltweite Klimaschutzabkommen von Paris wurde von allen beteiligten Staaten einstimmig beschlossen und darf als Erfolg gewertet werden. Die zentralen Fragen sind jetzt: Was müssen einzelne Akteure zur Erreichung dieser Ziele beitragen? Und stellt dieses Klimaschutzabkommen eine Chance für einen Paradigmenwechsel dar, oder wird weiterhin versucht, „traditionelle“ Geschäftsmodelle und die Nutzung fossiler Energie aufrechtzuerhalten?

Die 10. IEWT spannt den großen Rahmen um das Thema „Klima“ und allen wesentlichen

10:43
24.10.2017

Reduktion der Ausgleichsenergiekosten von Bilanzgruppen durch ein Netzwerk dezentraler PV-Heimspeichersysteme

Themenbereich: (2) Strom- und Wärmeerzeugung sowie Speicher

Fabian MOISL[1(1)], Georg LETTNER[(1)], Kurt LEONHARTSBERGER [(2)]
[(1)] Technische Universität Wien, [(2)] Technikum Wien GmbH

Motivation und zentrale Fragestellung

Dezentrale PV-Erzeugungsanlagen werden immer häufiger in Kombination mit Batteriespeichersystemen betrieben, um die Eigenverbrauchsquote der PV-Erzeugung zu erhöhen. Obwohl ein wirtschaftlicher Betrieb von Batteriespeichern v.a. aufgrund hoher Anschaffungskosten derzeit kaum möglich ist, gelten sie als vielversprechende Technologie zur Verwirklichung der Energiewende, dem Übergang von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern. Die System- und Netzdienlichkeit von PV-Heimspeichersystemen ist derzeit jedoch gering, da sie meist nur das Eigeninteresse (die Steigerung des Eigenverbrauchs) des Speicherbetreibers verfolgen. In diesem Beitrag soll daher die Möglichkeit eines systemdienlichen Einsatzes von PV-Heimspeicherbatterien untersucht werden, indem diese zu einem Kollektiv zusammengefasst, und koordiniert betrieben werden. Schlussendliches Ziel dabei ist es, die Last innerhalb einer Bilanzgruppe bei Bedarf zu erhöhen oder zu verringern, um Fahrplanabweichungen auszugleichen.

Methodische Vorgangsweise

Die Grundlage der Analysen stellt ein in MATLAB implementiertes Speichereinsatzmodell dar, welches den Betrieb von PV-Heimspeichersystemen für den Fall, dass der Eigenverbrauch der PV-Erzeugung maximiert wird (Referenzfall) basierend auf historischen Haushaltslastprofilen und PV-Erzeugungsprofilen berechnet. Ausgehend vom Speichereinsatz im Referenzfall wird das statische Potential eines Netzwerks bestehend aus z.B. 100 Speichersystemen zur Erbringung von Ausgleichsenergie abgeschätzt.

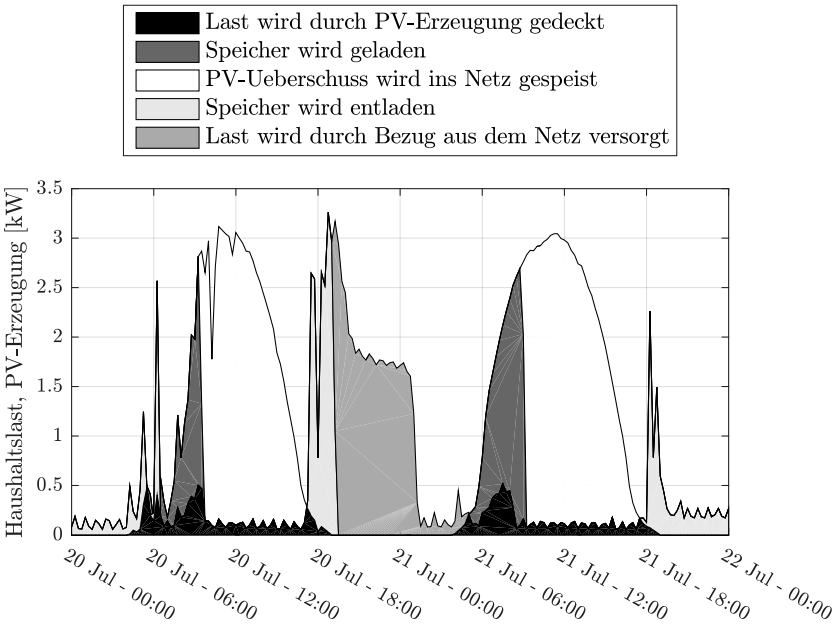


Abbildung 1: Betrieb eines PV-Heimspeichers im Referenzszenario für zwei Tage im Juli 2015 (Speicherkapazität: 5kWh, Lade-/Entladeleistung: 5kW, Lade-/Entladewirkungsgrad: 0.9).

Positive Ausgleichsenergie kann dabei bereitgestellt werden, indem die Speicher entladen werden und/oder indem die Speicher daran gehindert werden zu laden, während negative Ausgleichsenergie

[1] „Jungautor“ Gusshausstraße 25-29/E370, A-1040 Vienna, Austria, +43 1 58801 370373, moisl@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

erbracht werden kann, indem die Speicher geladen werden bzw. daran gehindert werden zu entladen. Durch die im Fahrplan der Bilanzgruppe nicht vorgesehene Be- und Entladung dieser Speicher (mit Ausgleichsenergie) verändert sich auch der nachfolgende Netzbezug der Haushalte, was wiederum zu Fahrplanabweichungen führen kann. Deshalb wird einerseits die Reduktion der Ausgleichsenergiekosten einer Bilanzgruppe ermittelt, die durch das Speichernetzwerk erreicht werden kann, und andererseits die Rückwirkungen auf den Fahrplan durch den Speichereinsatz berechnet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Abbildung 1 zeigt die Bewirtschaftung eines PV-Heimspeichersystems im Referenzfall für zwei Tage mit hoher PV-Erzeugung im Juli 2015. Der Batteriespeicher wird am Morgen geladen, sobald die PV-Erzeugung größer ist als die Last des Haushalts und am Abend entladen, sobald die Last die PV-Erzeugung wieder übersteigt. Für dieselben beiden Tage zeigt Abbildung 2 den Ladezustand (state of charge, SOC) des Speichers. Dieser ist um die Mittagszeit vollständig geladen (SOC =1) und in den Nachtstunden entladen (SOC = 0). Die Fähigkeit eines PV-Speichersystems Ausgleichsenergie für eine Bilanzgruppe zu erbringen, wird im Folgenden durch das statische Potential (IEP für imbalance energy potential) beschrieben. Das IEP eines Speichers berechnet sich für jedes Zeitintervall aus dem Ladezustand und der augenblicklichen Lade- bzw. Entladeleistung im Referenzfall. Zur besseren Darstellung ist das statische Potential in Abbildung 2 auf die Lade- bzw. Entladekapazität des Speichers und die zeitliche Auflösung des Modells (15-Minuten-Raster) bezogen. Ein bezogenes positives Potential von 1 bedeutet, dass der Speicher in dem betreffenden Zeitintervall positive Ausgleichsleistung im Ausmaß seiner Nennleistung bereitstellen kann. Ist das bezogene Potential größer als 1 bedeutet dies, dass der Speichereinsatz aus dem Referenzfall von z.B. laden auf entladen umgekehrt werden kann. In diesen Fällen ist die Wirkung eines Speicherabrufes auf den Fahrplan der Bilanzgruppe größer als dessen Nennleistung. Analoges gilt für das negative Potential. Um den monetären Nutzen des Speichernetzwerks bewerten zu können, wird abschließend das gesamte Potential aller PV-Heimspeichersysteme über ein Jahr mit historischen Preisen für Ausgleichsenergie gewichtet. Somit können die jährlichen Einsparungen an Ausgleichsenergiekosten einer Bilanzgruppe, welche das Speichernetzwerk nutzt, abgeschätzt werden.

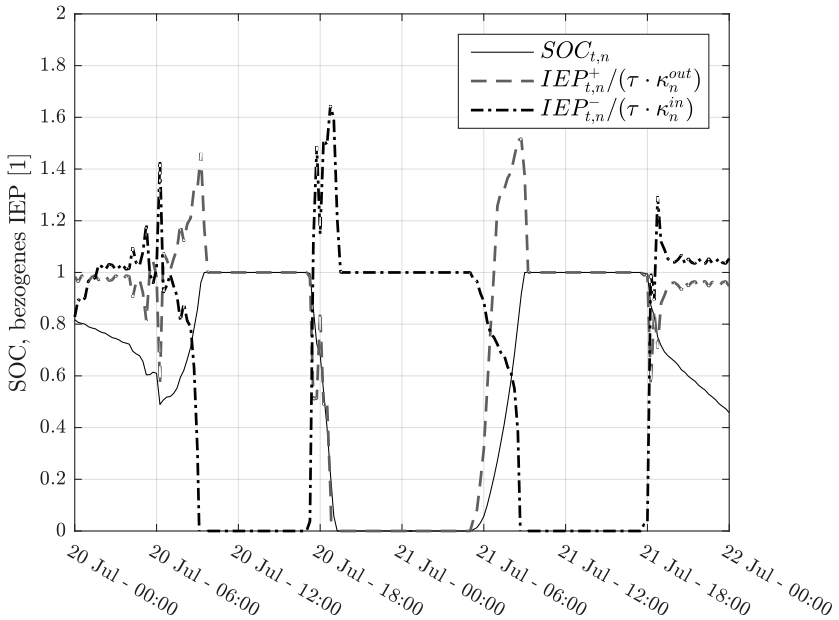


Abbildung 2: Verlauf des Speicherfüllstandes (SOC) und des statischen Potentials (IEP) eines PV-Heimspeichers n zur Ausgleichsenergieerbringung bezogen auf die Lade-/Entladeleistung des Batteriespeichersystems κ = 5kW und den Zeitraster τ = 1/4h.

Danksagung

Dieser Beitrag basiert unter anderem auf Inhalten des öffentlich geförderten Forschungsprojektes „MBS+“. Das Projekt „MBS+ Entwicklung eines dezentral organisierten Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen“ wurde aus Mitteln des Klima-und Energiefonds im Rahmen der 2. Ausschreibung des Technologieentwicklungsprogramms „Energieforschung“ gefördert.