

**Titel:**            **Bewertung der Performance des Energiemanagements von Heimspeichersystemen**

**Autor:**        Nina Munzke, Robert Schreier, Marc Hiller  
Karlsruher Institut für Technologie (KIT), +49721 60828283 – [nina.munzke@kit.edu](mailto:nina.munzke@kit.edu)

Elektrische Energiespeicher, insbesondere Lithium-Ionen-Batterien, können in Verbindung mit erneuerbaren Energien einen entscheidenden Beitrag zur Strombereitstellung und zur Erreichung der Ziele der Energiewende leisten. Durch die Preisentwicklung im Heimspeichermarkt [1], [2] sowie die Weiterentwicklung stationärer Speichersysteme [3] gibt es bereits Systeme, deren Einsatz in Verbindung mit Photovoltaikanlagen in Deutschland wirtschaftlicher sein kann als der reine Netzbezug [4]. Einen erheblichen Einfluss auf die Speicherkosten haben nicht nur die Anschaffungskosten, sondern auch die Qualität bzw. die Performance des Speichersystems im Betrieb [3], [4], [5]. Die Performance der Speichersysteme wird zum einen durch die Effizienz der Systeme und die damit verbundenen Verluste (Wirkungsgradverluste der Leistungselektronik und der Batterie, Standby-Verbrauch und Maximum Power Point Tracking Verluste) und zum anderen durch die Qualität des Energiemanagements des PV-Speichersystems beeinflusst [6]. Die Grundfunktion des Energiemanagements ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs des Anlagenbetreibers. Um jedoch die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems zu erhöhen, spielt dessen zusätzliche Intelligenz eine entscheidende Rolle. Li-Ionen Batterien mit Zellchemien wie NMC, LFP und NCA altern schneller, wenn ihr Ladezustand (SOC) hoch ist [7]. Überschüssige Energie sollte somit an sonnigen Tagen nicht gleich zu Beginn des Tages in der Batterie gespeichert werden, da dies dazu führen kann, dass diese lange Zeit bei hohem SOC verweilt [5].

Dies spielt auch beim Vorhandensein einer maximalen Einspeiseleistung eine entscheidende Rolle, da sonst die Batterie zur Mittagszeit bereits vollgeladen ist. Überschüssige Energie kann dann nicht mehr aufgenommen werden und muss abgeregelt werden. Zu Beginn des Jahres 2025 wurde in Deutschland wieder eine Einspeisebegrenzung beschlossen, welche bei 60 % der installierten PV-Leistung liegt. Da die Versuche zu diesem Beitrag bereits in 2023 und 2024 geplant und durchgeführt wurden, wird in diesem Beitrag eine Begrenzung auf 50 % untersucht.

Der Betrieb des Wechselrichters oder DCDC-Stellers des Speichersystems im Teillastbetrieb führt in der Regel zu einem geringeren Wirkungsgrad als bei optimaler Auslastung. An allen Tagen, an denen mehr Energie zum Laden der Batterie zur Verfügung steht, als in der Batterie gespeichert werden kann, stellt sich die Frage, inwieweit die Batterie auch mit höherer bzw. optimaler Leistung geladen werden kann, um den Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters beim Laden zu erhöhen.

In den vergangenen Jahren haben sich bereits verschiedene Forschungsgruppen mit der Analyse und Optimierung des Energiemanagements von PV-Batteriesystemen befasst [8], [9], [10], [11]. In verschiedenen Simulationsstudien konnte gezeigt werden, dass Speichersysteme mit Hilfe eines modellprädiktiven Energiemanagements und unter Einbeziehung von Last- und PV-Prognosen die abregelungsbedingten Effizienzeinbußen verringern können [12], [13], [14]. In einigen Arbeiten [15], [16], [17], [18] werden darüber hinaus modellprädiktive Optimierungsverfahren vorgestellt, die zur Erhöhung der Batterielebensdauer beitragen.

Der einzige bekannte vergleichende Bewertung des Energiemanagements anhand von realen Betriebsdaten von Heimspeichersystemen stammt von Munzke et al. [5] und legt den Fokus hauptsächlich auf die Bewertung der kalendarische Alterung. Eine umfassende Analyse des Energiemanagements von PV-Heimspeichersystemen, welche alle drei oben genannten Aspekte berücksichtigt und Tests an Realsystemen miteinschließt, ist den Autoren nicht bekannt. Auch ist aus der Literatur keine Methodik bekannt, mit der die Ladestrategie der Systeme im Betrieb validiert werden kann. In diesem Kurzbeitrag wird der Fokus auf die Kappung der Mittagsspitze und eine mögliche Effizienzerhöhung beim Laden gelegt.

## 1. Methodik

Am KIT werden im Projekt Perform sechs verschiedene Heimspeichersysteme mit einer Speicherkapazität zwischen 6,9 und 10,0 kWh in Langzeittests mit realen Last- und PV-Daten betrieben. Die nominale Ladeleistung liegt bei 5 der Systeme zwischen 4,1 und 4,7 kW und bei einem bei 7,4 kW. Die Speichersysteme sind in Prüfstände eingebaut, wie sie im Effizienzleitfaden [19] beschrieben sind. Alle Speichersysteme sehen während des Betriebs die gleichen Last- und PV-Daten über mehrere Monate hinweg. Eine genaue Beschreibung der Testumgebung sowie der Datenaufzeichnung lässt sich Munzke et al. [6] entnehmen. Als PV-Anlagengröße wurde eine PV-Anlage mit 8 kWp gewählt. Die PV-Livedaten stammen von einer 10 kWp PV-Anlage am Campus Nord des KIT. Für die Messungen wurden die Daten auf 8 kWp skaliert. Das Lastprofil stammt aus einem 4-Personenhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 4.444 kWh. Zur Bewertung der intelligenten Ladestrategie werden anschließend kürzere Sequenzen von mehreren Tagen analysiert. Für die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit wurde ein Zeitraum von 17 Tagen aus dem Jahr 2023 gewählt. Getestet wurden die Systeme sowohl mit eingeschalteter intelligenter Ladestrategie als auch ohne.

Die Messergebnisse werden hinsichtlich der folgenden Punkte analysiert. Die Beschreibung der Methodik sowie die dargestellten Ergebnisse in diesem Extended Abstract bezieht sich nur auf die ersten beiden Punkte. Darüber hinaus wird die Methodik im Folgenden exemplarisch für AC-gekoppelte Speichersysteme dargestellt:

- Kappung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 %
- Erhöhung der Effizienz beim Laden
- Verminderung der Alterung durch Vermeidung hoher Ladezustände

### Kappung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 %

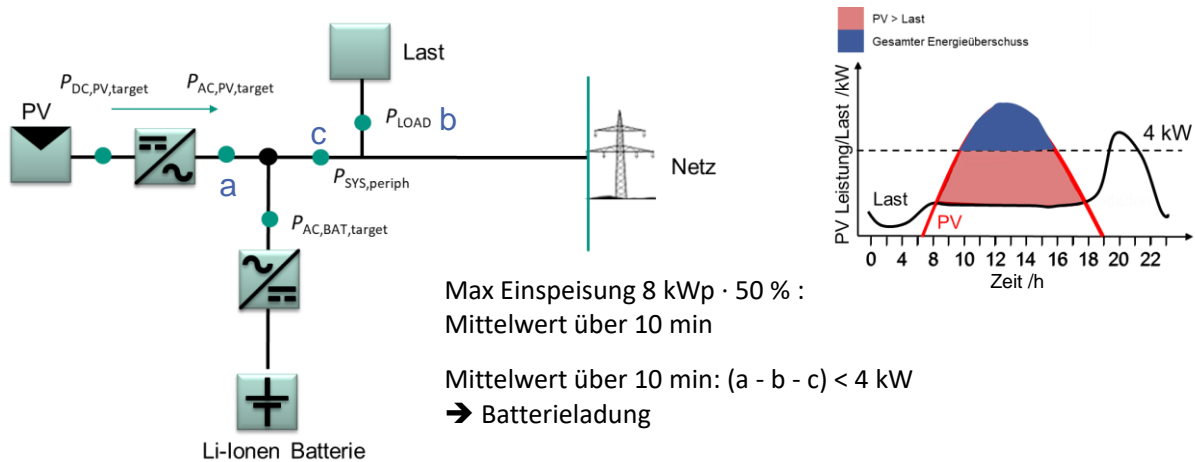


Abbildung 1: Vorgehensweise zur Bewertung der gekappten Leistung

Um die Qualität des Energiemanagements in Bezug auf eine Kappung der Einspeiseleistung auf 50 % zu bewerten, werden folgende Größen berechnet. Eine grafische Darstellung hierzu lässt sich Abbildung 2 entnehmen.

- Überschussenergie: Die Energie bzw. die Leistung, die eingespeist werden würde und über 50 % der installierten PV-Leistung liegt. Dafür wird die theoretische PV AC-Leistung aus der theoretischen PV DC Leistung und der Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters berechnet. Von dieser werden im Folgenden der Peripherieverbrauch und die Last abgezogen und ein Mittelwert über 10 Minuten gebildet (Abbildung 1).
- Der Anteil der Überschussenergie der in der Batterie geladen wurde.
- Der Anteil der Überschussenergie der in der Batterie ladbar ist.
- Der Anteil der Überschussenergie der nicht in der Batterie ladbar ist: Einen Teil des Überschusses kann evtl. nicht in der Batterie gespeichert werden, da der Energieinhalt der Batterie kleiner ist, als

die verfügbare Überschussenergie oder die Leistung mit der dieser Überschuss zur Verfügung steht höher ist als die maximale Ladeleistung des Batteriewechselrichters oder der Batterie.

- Die tatsächlich gekappten PV-Energie. Hierfür wird die tatsächlich erzeugte DC bzw. AC PV- Energie mit der theoretischen PV DC- bzw. AC- Energie verglichen.
- Unnötig gekappter Überschuss: Dies betrifft die gesamte Energie, die hätte in der Batterie geladen werden können oder gar nicht hätte gekappt werden müssen, da mehr als auf die 50 % der installierten PV-Leistung gekappt wurde.

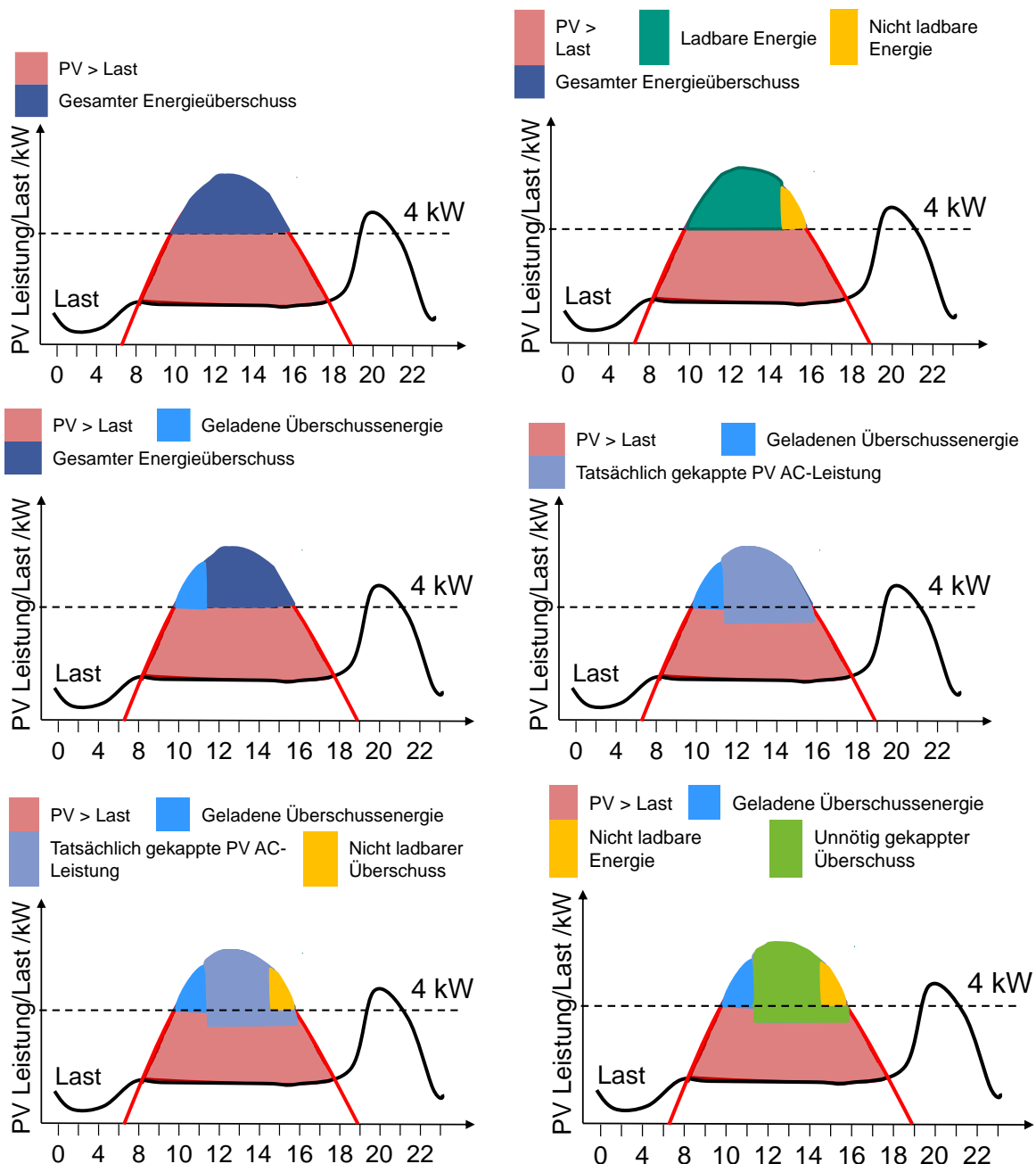


Abbildung 2: Grafische Darstellung der Überschussenergie, der geladenen Überschussenergie, des ladbaren und nicht ladbaren Überschusses, der tatsächlich gekappten PV- Energie, des nicht ladbaren Überschusses sowie des unnötig gekappten Überschusses der Speichersysteme

### Erhöhung der Effizienz beim Laden

An allen Tagen an denen mehr Energie zum Laden der Batterie zur Verfügung steht, als in der Batterie geladen werden kann, stellt sich die Frage ob der Batterie auch mit einer höheren bzw. optimaleren

Leistung hätte geladen werden können um die Effizienz des Batteriewechselrichters beim Laden zu erhöhen. Die Vorgehensweise der Berechnung lässt sich Abbildung 3 entnehmen.

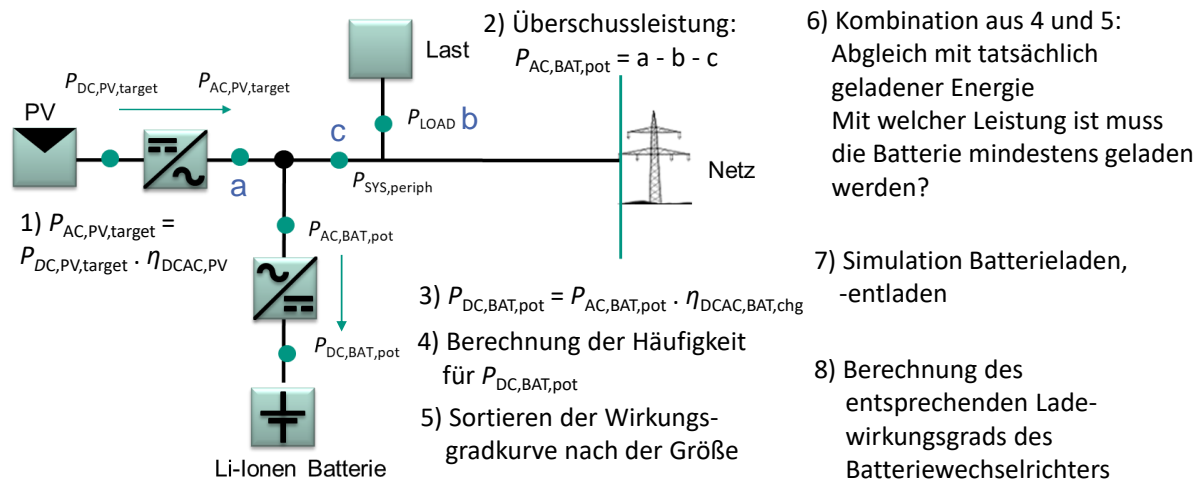


Abbildung 3: Vorgehensweise zur Bewertung der Erzielung einer möglichen höheren Ladeeffizienz

## 2. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse von drei der sechs getesteten Speichersysteme aus dem Jahr 2023 (17 Tage aus dem Juli) dargestellt. Die komplette Überschussenergie für die 17 Tage liegt bei allen drei Speichersystemen zwischen 96 und 102 kWh. Zwischen 18 und 25 kWh können davon nicht in der Batterie zwischengespeichert werden. Dies bedeutet wiederum, dass die übrigen 76 bis 80 kWh durchaus in der Batterie hätten zwischengespeichert werden können (Abbildung 4 links). Dies entspricht zwischen 75 und 81 % der Überschussenergie (Abbildung 6 rechte Balken). Tatsächlich geladen wurden je nach Speichersystem zwischen 26 und 51 kWh (Abbildung 4 links), was einem Anteil zwischen 32 und 66 % der möglichen ladbaren Energie ausmacht (Abbildung 6 linke Balken). Zum einen lässt sich somit daraus schließen, dass es durchaus Qualitätsunterschiede zwischen den Systemen gibt, zum anderen besteht bei allen drei untersuchten Systemen noch Optimierungspotential.

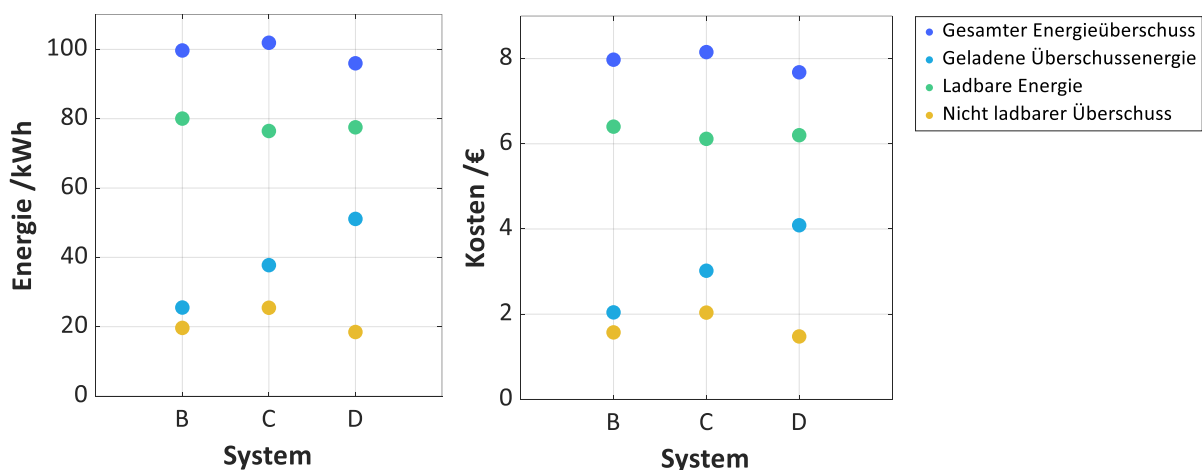


Abbildung 4: Vergleich der Überschussenergie, geladenen Überschussenergie sowie des ladbaren und nicht ladbaren Überschusses der Speichersysteme sowie der daraus resultierenden Kosten – Messung von 17 im Juli Tagen mit intelligenter Ladestrategie

Die tatsächlich gekappte PV-Energie liegt je nach System leicht unter, bzw. deutlich unter dem gesamten Energieüberschuss. Dies bedeutet, dass teilweise fast gleich viel Energie bzw. Leistung der PV-Anlage gekappt wird wie notwendig (Abbildung 5 links).

Der unnötig gekappte Überschuss berechnet sich aus der Summe der Energie, die bei einer intelligenteren Ladung der Batterie in die Batterie hätte geladen werden können und der Summe der Energie, die aufgrund einer ungenauen PV-Kappung zu viel gekappt wurde. Je nach System hätten 62 bis 78 % der Energie die gekappt wurde, nicht gekappt werden müssen (Abbildung 7). Obwohl System C deutlich mehr Energie lädt, die ansonsten hätte gekappt werden müssen als System B, ist der unnötig gekappte Überschuss bei System B niedriger als bei System C. Dies liegt daran, dass System C nur sehr ungenau auf die 4 kW kappt und somit meist mehr Energie kappt, als tatsächlich hätte gekappt werden müssen. In Abbildung 4 und Abbildung 5 rechts sind die Kosten dargestellt, die anfallen, wenn die entsprechende Energie gekappt wird. Es wird ersichtlich, dass je nach Speichersystem theoretisch nur Energie im Wert von 1,5 bis 2,0 € (Nicht ladbarer Überschuss) gekappt werden müsste. Tatsächlich wird jedoch, allein in den 17 Tagen Energie im Wert zwischen 5,0 € (System C) und 7,0 € (System A) gekappt (Abbildung 5 rechts).

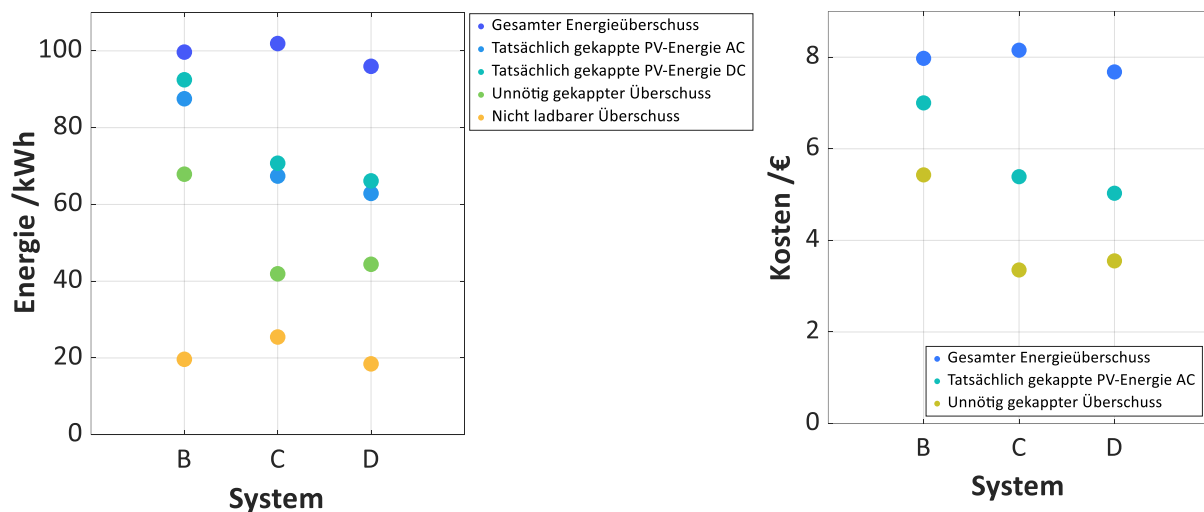


Abbildung 5: Vergleich der Überschussenergie, der tatsächlich gekappten PV-Energie, des nicht ladbaren Überschusses sowie des unnötig gekappten Überschusses der Speichersysteme sowie der daraus resultierenden Kosten – Messung von 17 Tagen im Juli mit intelligenter Ladestrategie

Ohne intelligente Ladestrategie liegt die tatsächlich geladenen Überschussenergie, wie zu erwarten, deutlich unter der mit intelligenter Ladestrategie. Alle drei Systeme scheinen demnach mit Ladestrategie zumindest einen Teil Ihrer Ladung zeitlich nach hinten zu verschieben um einen Teil, der ansonsten zu kappenden Energie, in der Batterie zu laden.

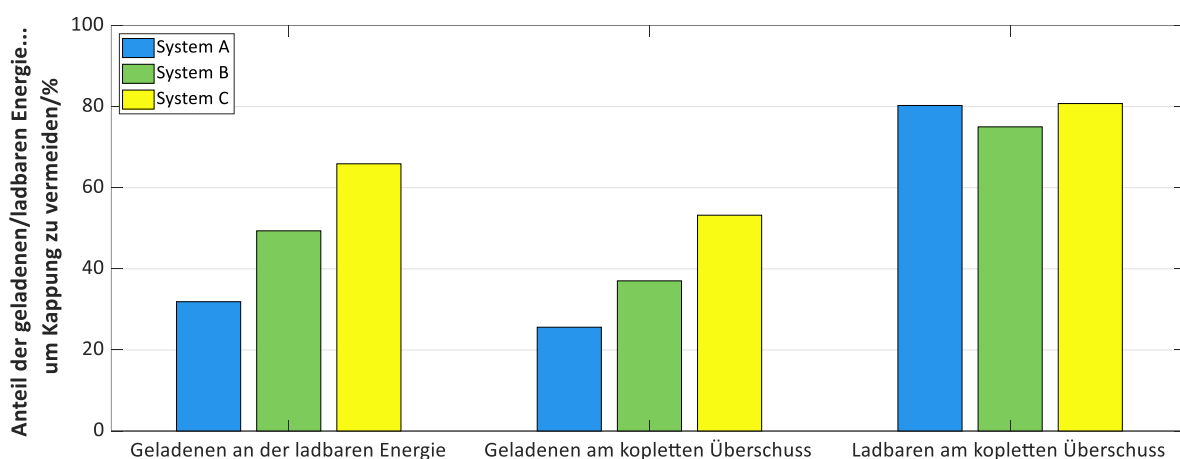


Abbildung 6: Anteil der geladenen und ladbaren Energien am kompletten Überschuss sowie der geladenen Energie an der ladbaren Energie – Vergleich der Speichersysteme

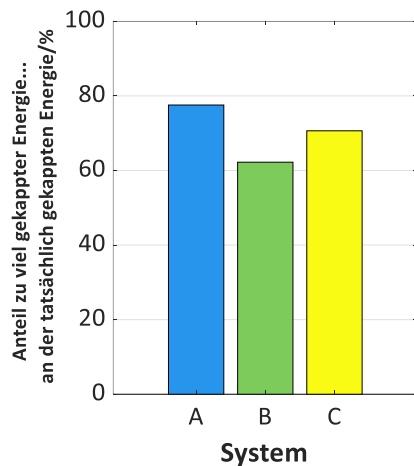


Abbildung 7: Anteil der zu viel gekappten Energien an der tatsächlich gekappten Energie – Vergleich der Speichersysteme

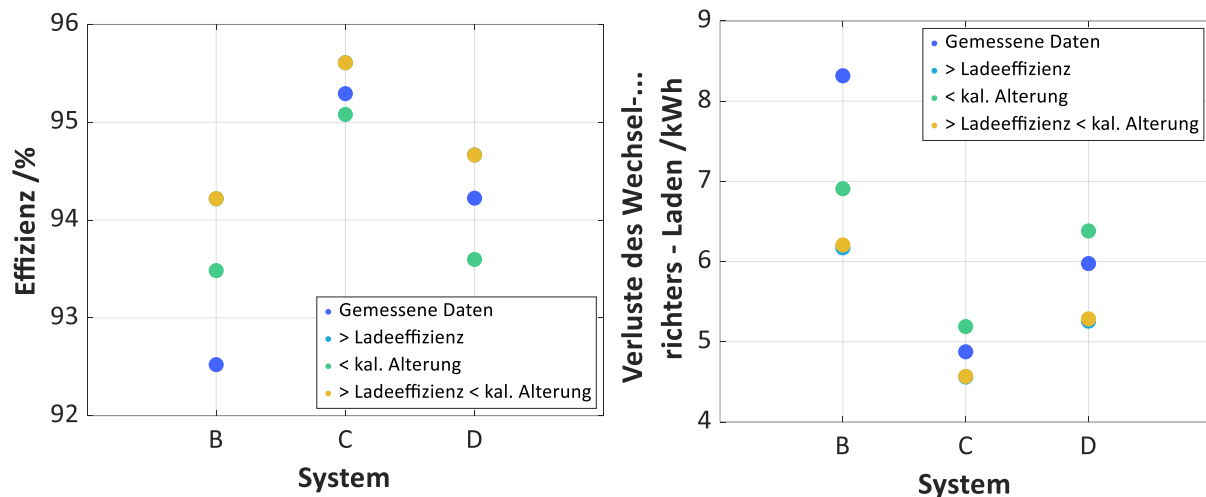


Abbildung 8: Vergleich der gemessenen und erzielbaren Ladeeffizienz des Batteriewechselrichters (links) sowie der daraus resultierenden energetischen Verluste beim Laden des Batteriewechselrichters (rechts) (mit und ohne optimierte Ladestrategie in Bezug auf die kalendarische Batteriealterung der drei Speichersysteme – Messung von 17 im Juli Tagen mit intelligenter Ladestrategie)

Abbildung 8 links stellt die gemessene Effizienz des Batteriewechselrichters beim Batterieladen der potentiell möglichen Effizienz beim Batterieladen, welche durch ein optimiertes Ladeverfahren erreicht werden könnte gegenüber. Dabei wird zwischen drei potentiellen Ladeverfahren unterschieden. Zum einen ist die Effizienz dargestellt, die durch ein rein effizienzoptimiertes Laden erreicht werden kann, zum anderen die Effizienz, die durch ein alterungsoptimiertes Laden erreicht werden kann und zum dritten die Effizienz, die durch ein alterungs- und effizienzoptimiertes Laden erreicht werden kann. Alterungsoptimiert heißt in dem Fall, dass die Batterie erst dann voll ist, wenn die Energie wieder benötigt wird, sprich am Ende des Tages. Das Batterieladen wird somit so weit wie möglich in den Nachmittag bzw. frühen Abend verschoben. Die genaue Berechnung wird mit allen weiteren Arbeiten zum alterungsoptimierten Laden in zukünftigen Arbeiten dargestellt. Deutlich wird, dass die Ladeeffizienz des Wechselrichters durch effizienzoptimiertes Laden bei allen drei Systemen gesteigert werden kann. Während bei System A eine Steigerung der Effizienz um 1,7 Prozentpunkte möglich ist, lässt sich bei System B die Effizienz des Wechselrichters beim Batterieladen lediglich um 0,5 Prozentpunkte steigern. Rein alterungsoptimiertes Laden kann die Effizienz dahingegen sogar verschlechtern. Abbildung 8 rechts stellt die Verluste des Wechselrichters beim Batterieladen während der 17 Tage dar. Bei System A ließen sich durch ein effizienzoptimiertes Laden bis zu 2,1 kWh an Verlusten einsparen. Bei System B dahingegen lägen die Einsparungen lediglich bei 0,3 kWh. Im Verhältnis zu den Energiemengen, die sich durch ein optimiertes Ladeverfahren in Bezug auf die 50 % Kappung zusätzlich generieren ließen,

sind die hier genannten 0,4 bis 1,7 kWh jedoch gering. In Kosten ausgedrückt würden sich hier bei den 3 Systemen so zwischen 0,1 und 0,3 € innerhalb der 17 Tage einsparen lassen.

### 3. Zusammenfassung und Ausblick

Um die hier aufgezeigten Verluste besser einordnen zu können, müssen diese noch mit den finanziellen Verlusten durch Wirkungsgradverluste verglichen werden. Darüber hinaus soll in weiteren Arbeiten die Verminderung der Alterung durch Vermeidung hoher Ladezustände eingegangen werden. Es wird erwartet, dass durch einen nicht alterungsoptimierten Betrieb sogar noch höhere Verluste entstehen als durch eine schlechte Kappung der Mittagsspitze.

### 4. Literaturverzeichnis

- [1] J. Figgenger u. a., „The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 29, S. 101153, Juni 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101153.
- [2] J. Figgenger u. a., „The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 33, S. 101982, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101982.
- [3] N. Orth, J. Weniger, L. Meissner, I. Lawaczeck, und V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2022, Version 1.0“. Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, März 2022.
- [4] N. Munzke, F. Büchle, A. Smith, und M. Hiller, „Influence of Efficiency, Aging and Charging Strategy on the Economic Viability and Dimensioning of Photovoltaic Home Storage Systems“, *Energies*, Bd. 14, Nr. 22, Art. Nr. 22, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14227673.
- [5] N. Munzke, B. Schwarz, und M. Hiller, „Intelligent control of household Li-ion battery storage systems“, *Energy Procedia*, Bd. 155, S. 17–31, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.069.
- [6] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, und M. Hiller, „Evaluation of the efficiency and resulting electrical and economic losses of photovoltaic home storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 33, S. 101724, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101724.
- [7] P. Keil u. a., „Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries I. Impact of the Graphite Anode on Capacity Fade“, *J. Electrochem. Soc.*, Bd. 163, Nr. 9, S. A1872–A1880, Jan. 2016, doi: 10.1149/2.0411609jes.
- [8] F. Braam, R. Hollinger, C. Lübeck, S. Müller, und B. Wille-Haussmann, „Grid-Oriented Operation of Photovoltaic-Battery Systems“, in *Internationaler ETG-Kongress 2013*, Berlin: ETG, Nov. 2013.
- [9] A.-L. Klingler und L. Teichtmann, „Impacts of a forecast-based operation strategy for grid-connected PV storage systems on profitability and the energy system“, *Solar Energy*, Bd. 158, S. 861–868, Dez. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.052.
- [10] A. Zeh und R. Witzmann, „Operational Strategies for Battery Storage Systems in Low-voltage Distribution Grids to Limit the Feed-in Power of Roof-mounted Solar Power Systems“, *Energy Procedia*, Bd. 46, S. 114–123, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.164.
- [11] K. Bot, N. M. M. Ramos, R. M. S. F. Almeida, P. F. Pereira, und C. Monteiro, „Energy performance of buildings with on-site energy generation and storage – An integrated assessment using dynamic simulation“, *Journal of Building Engineering*, Bd. 24, S. 100769, Juli 2019, doi: 10.1016/j.jobbe.2019.100769.
- [12] J. Struth u. a., „PV-Benefit: A critical review of the effect of grid integrated pv-storage-systems“, in *8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition*, Berlin, 2013.
- [13] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Feed-in Power Limitation of Grid-Connected PV Battery Systems with Autonomous Forecast-Based Operation Strategies“, in *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2014.
- [14] Y. Riesen, P. Ding, S. Monnier, N. Wyrsh, und C. Ballif, „Peak Shaving Capability of Household Grid-Connected PV-System with Local Storage: A Case Study“, in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, 2013.
- [15] Y. Riffo-Neau, S. Bacha, F. Barruel, und S. Ploix, „Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Bd. 2, Nr. 3, S. 309–320, Juli 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [16] J. Cai, H. Zhang, und X. Jin, „Aging-aware predictive control of PV-battery assets in buildings“, *Applied Energy*, Bd. 236, S. 478–488, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.003.
- [17] J. Li und M. A. Danzer, „Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems“, *Journal of Power Sources*, Bd. 258, S. 365–373, Juli 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.
- [18] G. Angenendt, S. Zurmühlen, H. Axelsen, und D. U. Sauer, „Comparison of different operation strategies for PV battery home storage systems including forecast-based operation strategies“, *Applied Energy*, Bd. 229, S. 884–899, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.058.
- [19] BVES und BSW, „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.01“. BVES, BSW, Juli 2019.