

Stromspeicher-Inspektion: Bewertung der Systemtechnik zur Speicherung von Solarstrom

Johannes Weniger, Selina Maier, Lena Kranz, Nico Orth, Nico Böhme, Volker Quaschnig
 Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
 Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
 Internet: <http://pvspeicher.htw-berlin.de>
 Email: pvspeicher@htw-berlin.de

1 Einleitung

Mit dem „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ wurde unter Beteiligung zahlreicher Hersteller, Prüfinstitute und Hochschulen ein einheitlicher Labortest zur Charakterisierung von Batteriesystemen für Wohngebäude entwickelt [1]. Aus Labormessungen gemäß Effizienzleitfaden lassen sich die effizienzbezogenen Systemeigenschaften sowie die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers ableiten. Bislang wurden diese Messergebnisse jedoch nur für wenige Produkte veröffentlicht.

Vor diesem Hintergrund wurden die 60 in Deutschland aktiven Hersteller und Anbieter von PV-Speichersystemen zur Teilnahme an der „Stromspeicher-Inspektion 2018“ eingeladen [2]. Das übergeordnete Ziel der Studie war es, die Vergleichbarkeit der erhältlichen Produkte zu verbessern und auf die Relevanz der Systemverluste aufmerksam zu machen. Zehn Unternehmen beteiligten sich mit Prüfberichten gemäß Effizienzleitfaden von insgesamt 20 Systemen an der Studie. Darunter sind Systemkonzepte mit AC-, DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers vertreten (vgl. Bild 1).

Im ersten Schritt wurden die einzelnen Effizienzparameter der PV-Speichersysteme auf Basis der bereitgestellten Prüfberichte verglichen. Große Effizienzunterschiede konnten insbesondere in den Umwandlungswirkungsgraden der leistungselektronischen Systemkomponenten bei geringer Auslastung festgestellt werden. Die Einschwingzeit der Systemregelung sowie die Standby-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme können sich ebenfalls zwischen den Produkten deutlich voneinander unterscheiden. Es zeigt sich, dass zahlreiche Effizienzparameter die Gesamteffizienz eines PV-Speichersystems beeinflussen.

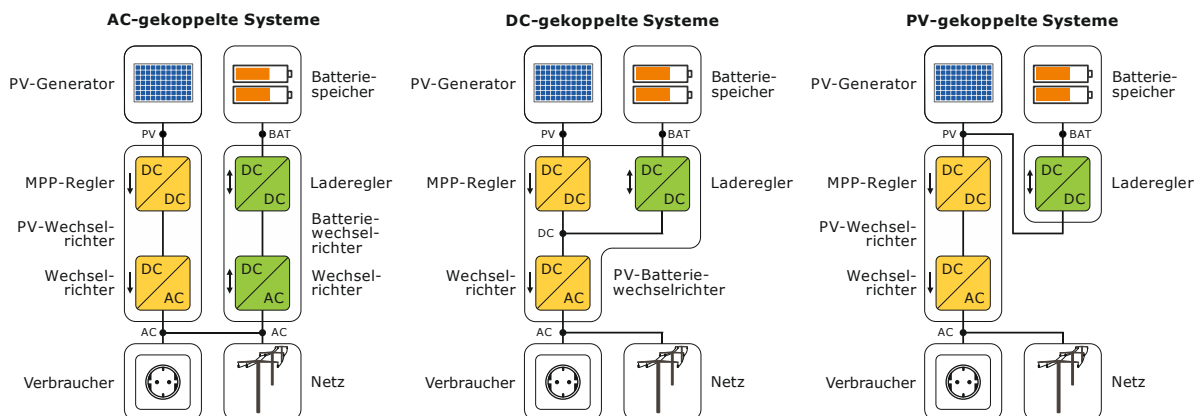


Bild 1 Systemtopologien zur Anbindung des PV-Generators und Batteriespeichers an das elektrische Netz.

In einem weiteren Schritt wurde ein modellbasierter Simulationstest der PV-Speichersysteme auf Basis der Labormessdaten durchgeführt. Dieser Beitrag stellt die Ergebnisse der simulationsbasierten Systembewertung mithilfe des System Performance Index (SPI) vor. Zum einen werden die Ursachen für die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen analysiert. Zum anderen wird der Anteil der einzelnen Verlustursachen an den Gesamtverlusten quantifiziert. Abschließend wird der Frage nachgegangen, welchen Einfluss die Wahl des zugrunde liegenden Lastprofils auf den SPI der einzelnen Systeme hat.

2 Methodik

Bild 2 veranschaulicht die Vorgehensweise der simulationsbasierten Effizienzanalyse mit dem SPI. Der Simulationstest basiert auf dem „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“ (Stand: Oktober 2018) [3]. Die Parametrierung des Simulationsmodells erfolgt anhand der Datenblattangaben gemäß Effizienzleitfaden 2.0. Das Betriebsverhalten von AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Speichersystemen kann mit dem Modell in einsekündiger Auflösung simuliert werden. Hierzu wird auf ein Lastprofil eines Wohngebäudes mit einem elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a zurückgegriffen [21]. Zudem liegt der Systemsimulation die Zeitreihe der Leistungsabgabe eines PV-Generators mit einer Nennleistung von 5 kWp zugrunde, die auf Basis von meteorologischen Daten des Standorts Oldenburg aus dem Jahr 2014 ermittelt wurde [4]. Vier Systeme, die aufgrund der Dimensionierung ihrer leistungselektronischen Komponenten nicht für den Einsatz im Referenzgebäude geeignet sind, werden nicht mit dem SPI bewertet.

Die Effizienzanalyse basiert darauf, das simulierte Betriebsverhalten des realen Systems mit dem idealen Betriebsverhalten eines verlustfreien PV-Speichersystems zu vergleichen. In beiden Fällen ist dabei die Speicherkapazität des Batteriespeichers identisch. Verluste aufgrund der Dimensionierung der Leistungselektronik, Energieumwandlung, Regelung oder andere Verlustursachen treten im Idealfall nicht auf. Um die Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Systemtopologien herzustellen, wird der PV-Wechselrichter der idealen AC- und PV-gekoppelten Batteriesysteme ebenfalls als verlustfrei betrachtet. Somit sind die erzielbaren Betriebsergebnisse des idealen Speichersystems unabhängig von der Systemtopologie und variieren lediglich je nach Speicherkapazität des Batteriespeichers.

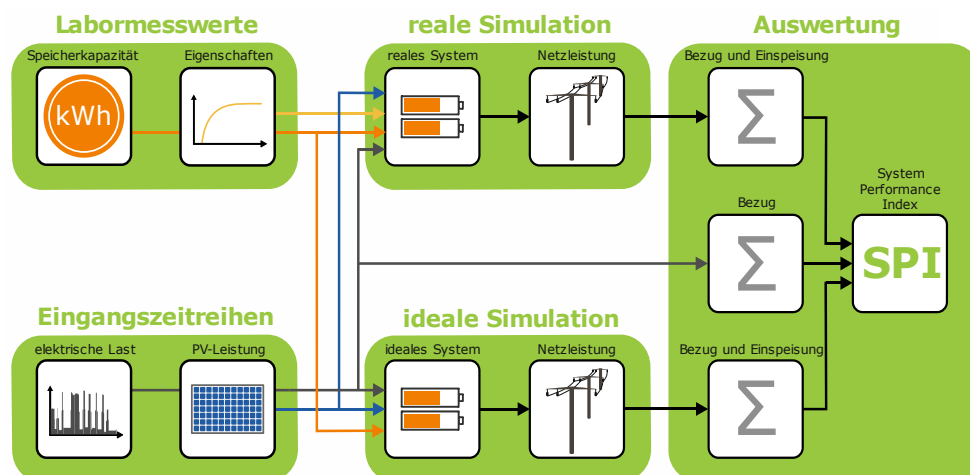


Bild 2 Effizienzbewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

Aus den Simulationsergebnissen des realen und idealen PV-Speichersystems lässt sich für beide Fälle in jedem Zeitschritt die resultierende Leistungsaufnahme bzw. -abgabe am Netzanschlusspunkt bestimmen (vgl. Bild 2). Im Anschluss kann daraus der jährliche Energieaustausch mit dem Netz ermittelt werden. Ziel des Simulationstests ist es, die durch die Verluste des realen Systems hervorgerufene Abnahme der Netzeinspeisung sowie Zunahme des Netzbezugs zu bestimmen. Schließlich wird die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt, indem die Einspeisevergütung mit 12 ct/kWh und der Netzbezugspreis mit 30 ct/kWh angesetzt wird.

Die Grundlage des SPI bildet die Berechnung der bilanziellen Stromkosten, die sich aus den Netzbezugskosten abzüglich der Einnahmen aus der Netzeinspeisung ergeben. Der SPI setzt die durch das reale PV-Speichersystem erzielte Kosteneinsparung ins Verhältnis zur im verlustfreien Idealfall erzielbaren Kosteneinsparung. Im SPI sind somit die finanziellen Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und Verringerung der Netzeinspeisung berücksichtigt. Die Investitionskosten der PV-Speichersysteme bleiben dabei außer Acht. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsgrundlage und methodischen Vorgehensweise zur Bestimmung des SPI findet sich in [2].

3 Ergebnisse der simulationsbasierten Systembewertung

Basierend auf dem im Rahmen der Studie durchgeführten Simulationstest wird im Folgenden die Effizienz von 16 PV-Speichersystemen verglichen. Zur anonymisierten Darstellung der Ergebnisse werden Systemkürzel verwendet, die sich aus einem je nach Hersteller variierenden Buchstaben und einer Zahl für die jeweilige Systemkonfiguration zusammensetzen. Bild 3 zeigt das theoretisch erzielbare Kosteneinsparungspotenzial der idealen PV-Speichersysteme mit Speicherkapazitäten zwischen 2 und 12 kWh (grüne Linie). Ohne Einsatz eines PV-Speichersystems fallen im Referenzgebäude Netzbezugskosten in Höhe von 1503 €/a an. Mit Hilfe eines PV-Speichersystems lassen sich einerseits die Ausgaben für den Netzbezug verringern und andererseits Erlöse aus der Netzeinspeisung der überschüssigen PV-Energie erzielen. Beide Effekte tragen dazu bei, dass sich mit einem PV-Speichersystem im verlustfreien Idealfall zwischen 1052 €/a (2 kWh) und 1258 €/a (12 kWh) einsparen lassen. Da sich der zusätzliche Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher mit zunehmender Speicherkapazität verringert, ist bei größeren Speicherkapazitäten ein Sättigungseffekt in der erzielbaren Kosteneinsparung zu beobachten.

In Bild 3 ist zudem die aus dem Simulationstest ermittelte Kosteneinsparung der realen PV-Speichersysteme dargestellt (schwarze Punkte). Die realen Systeme können zwischen 971 €/a (F1) und 1145 €/a (E6) einsparen. Je nach System verringern Effizienzverluste die Kosteneinsparung gegenüber dem idealen, verlustfreien System mit gleicher Speicherkapazität um 108 €/a (E6) bis 199 €/a (D1). Bei Systemen mit nahezu identischer Speicherkapazität beträgt der Unterschied in der realisierbaren Kosteneinsparung bis zu 58 €/a (vgl. System G1 und H1). Zu erklären ist dies dadurch, dass bei weniger effizienten Systemen einerseits der Netzbezug höher und andererseits die Netzeinspeisung geringer ausfällt. Dieser Effekt kann sogar den Vorteil eines größeren Batteriespeichers zunichtemachen. Das AC-gekoppelte System C1 erzielt daher gegenüber dem doppelt so groß dimensionierten System C2 höhere Einsparungen.

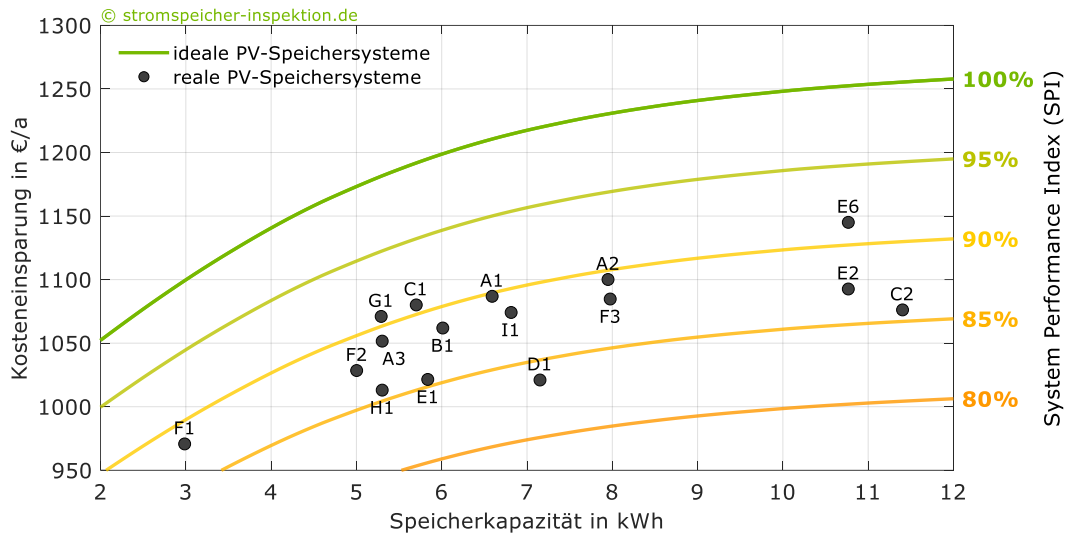


Bild 3 Resultierende Kosteneinsparung der idealen und realen PV-Speichersysteme gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Speichersystem und SPI der realen PV-Speichersysteme.

Des Weiteren lässt sich aus Bild 3 ablesen, wie hoch die Kosteneinsparung eines realen PV-Speichersystems sein muss, damit es beispielsweise 85% des theoretischen Kosteneinsparungspotenzials erreicht. Um einen SPI von 85% zu erzielen, variiert folglich die erforderliche Kosteneinsparung je nach Speicherkapazität. Drei Viertel der untersuchten PV-Speichersysteme können einen SPI zwischen 85 und 90% vorweisen.

In Bild 4 ist der resultierende SPI der 16 PV-Speichersysteme aufgeschlüsselt nach der Systemtopologie (AC-, DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers) gegenübergestellt. In der Darstellung sind außerdem die Produktbezeichnungen derjenigen Hersteller aufgeführt, die sich für eine namentliche Erwähnung in der Studie entschieden haben. Drei Systeme kommen auf einen sehr guten SPI von über 90%. Das System E6 erzielt mit 91,4% den höchsten SPI, wohingegen der SPI von System D1 mit 83,7% am geringsten ist. Der Unterschied im SPI der analysierten Systeme liegt somit bei knapp 8 Prozentpunkten.

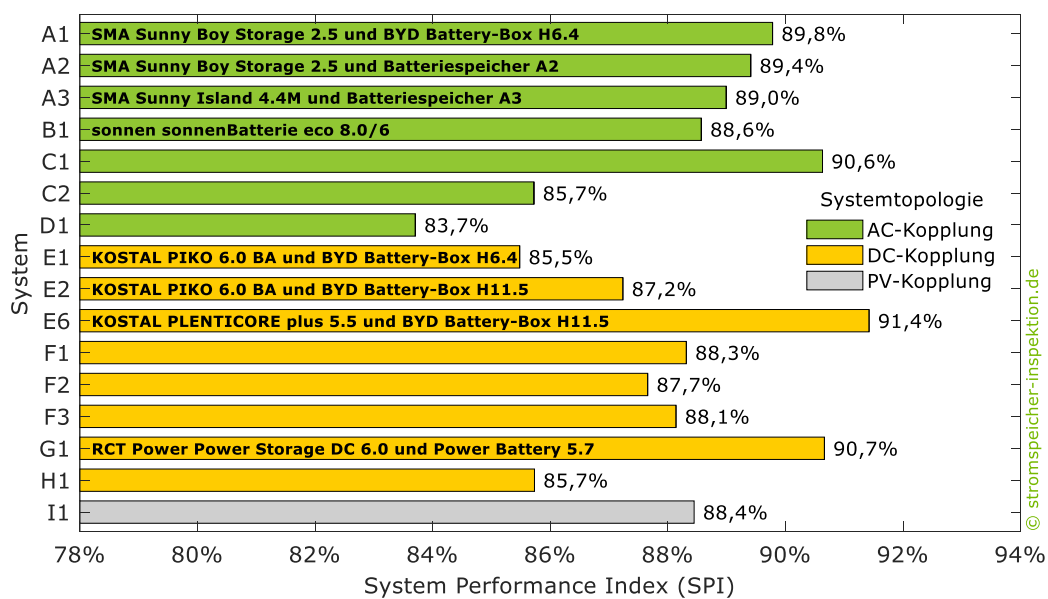


Bild 4 System Performance Index (SPI) der analysierten PV-Speichersysteme sowie Angabe der Produktnamen, für die eine Freigabe vom Hersteller erteilt wurde.

Beim Vergleich der Systemtopologien wird deutlich, dass es hocheffiziente sowie weniger effiziente Systeme mit AC- und DC-Kopplung des Batteriespeichers gibt. Für beide Systemtopologien resultiert im Mittel ein SPI von jeweils 88,1%. Im Vergleich dazu kommt das PV-gekoppelte System I1 auf einen SPI von 88,4%.

Um die Gründe für die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen zu analysieren, wurde zusätzlich der Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI ermittelt. Bild 5 zeigt die Ergebnisse der simulationsbasierten Verlustanalyse mit dem SPI. Zum einen kommt es durch die Dimensionierung der Systemkomponenten zu Verlusten, die aus der Leistungsbegrenzung resultieren. Im Mittel verringert sich der SPI dadurch um 0,7 Prozentpunkte. Die oft höhere Lade- und Entladeleistung der DC-gekoppelten Systeme E1 bis H1 führt im Vergleich zu den AC-gekoppelten Systemen A1 bis D1 zu geringeren dimensionierungsbedingten SPI-Verlusten. Mit einer mittleren SPI-Reduktion in Höhe von 8,4 Prozentpunkten dominieren die Umwandlungsverluste die Gesamtsystemverluste. Hierfür verantwortlich ist die verlustbehaftete Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten sowie im Batteriespeicher.

Hinzu kommen Regelungsverluste, die im Wesentlichen durch die zeitlich verzögerte und ungenaue Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers zustande kommen und den SPI im Mittel um 1,1 Prozentpunkte verringern. Je langsamer und ungenauer die Systemregelung ist, desto höher fallen die Regelungsverluste aus. Die Energiemanagementverluste resultieren aus der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 70% der PV-Nennleistung und der damit verbundenen Abregelung der Leistungsabgabe des PV-Generators. Dies lässt den SPI im Mittel um weitere 0,5 Prozentpunkte sinken. Die Bereitschaftsverluste ergeben sich aus der Leistungsaufnahme der Komponenten im Standby-Betrieb sowie aus dem Betrieb der Peripheriekomponenten. Damit verbunden ist ein durchschnittlicher SPI-Verlust von 1,2 Prozentpunkten. Letztlich machen die Ergebnisse der Verlustanalyse deutlich, dass durchschnittlich mehr als zwei Drittel der verlustbedingten SPI-Reduktion auf die Umwandlungsverluste entfallen.

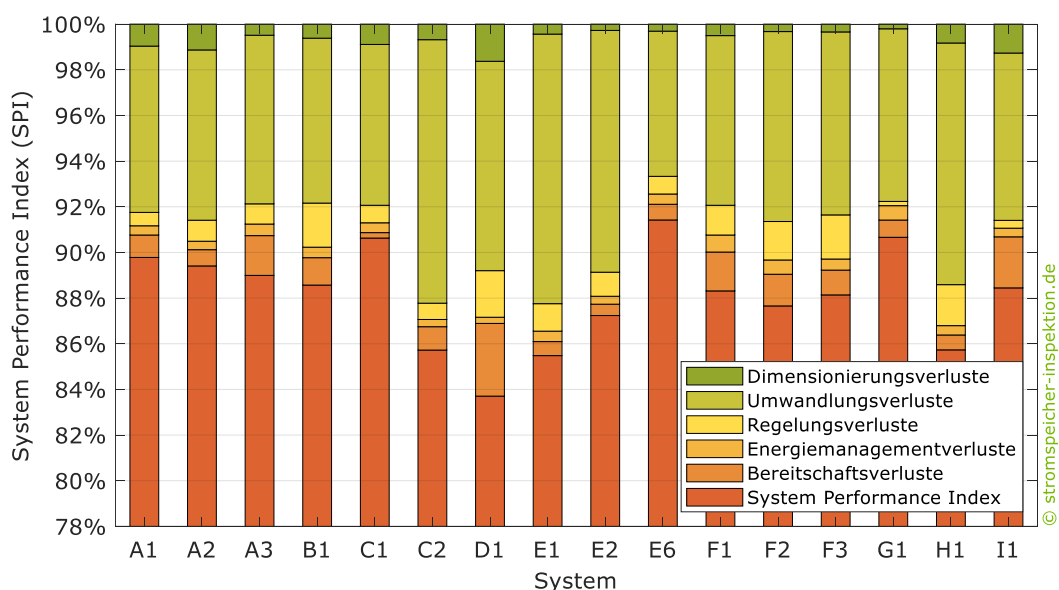


Bild 5 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index (SPI) der untersuchten Systeme.

Um den Zusammenhang zwischen der Systemtopologie und der Höhe der resultierenden Umwandlungsverluste näher zu analysieren, ist in Bild 6 ergänzend die anteilige Zusammensetzung der umwandlungsbedingten SPI-Verluste dargestellt. Die Umwandlungsverluste der PV-Speichersysteme reduzieren den SPI um 6,4 Prozentpunkte (E6) bis 11,8 Prozentpunkte (E1). Der Großteil davon entfällt auf die Leistungselektronik. Hierzu zählt bei den AC-gekoppelten Systemen sowohl der Batteriewechselrichter als auch der PV-Wechselrichter. Bei den DC-gekoppelten Systemen sind die leistungselektronischen Systemkomponenten im PV-Batteriewechselrichter zusammengefasst. Zum Betrieb eines PV-gekoppelten Speichersystems ist neben dem DC/DC-Wandler (Lade- und Entladeregler) auch ein PV-Wechselrichter erforderlich (vgl. Bild 1).

Beim PV-gekoppelten System fallen die SPI-Verluste des PV-Wechselrichters im Vergleich zu den AC-gekoppelten Systemen um 0,7 Prozentpunkte höher aus. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Ladung und Entladung des Batteriespeichers zu einem vermehrten Einsatz des PV-Wechselrichters im weniger effizienten Teillastbereich führt. Unabhängig von der Systemtopologie reduzieren die effizientesten Geräte den SPI aufgrund der Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Systemkomponenten um 5 bis 6 Prozentpunkte. Die sehr geringen Batteriewechselrichterverluste des Systems A2 lassen sich auf dem im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückführen, der die Umwandlungseffizienz des Batteriewechselrichters durch die höhere Klemmenspannung des Batteriespeichers verbessert. Dadurch fallen bei diesem System allerdings auch vergleichsweise hohe Verluste im Batteriespeicher an. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass der Vergleich der Gesamtsystemeffizienz dem Vergleich der Umwandlungseffizienz von einzelnen Systemkomponenten vorzuziehen ist.

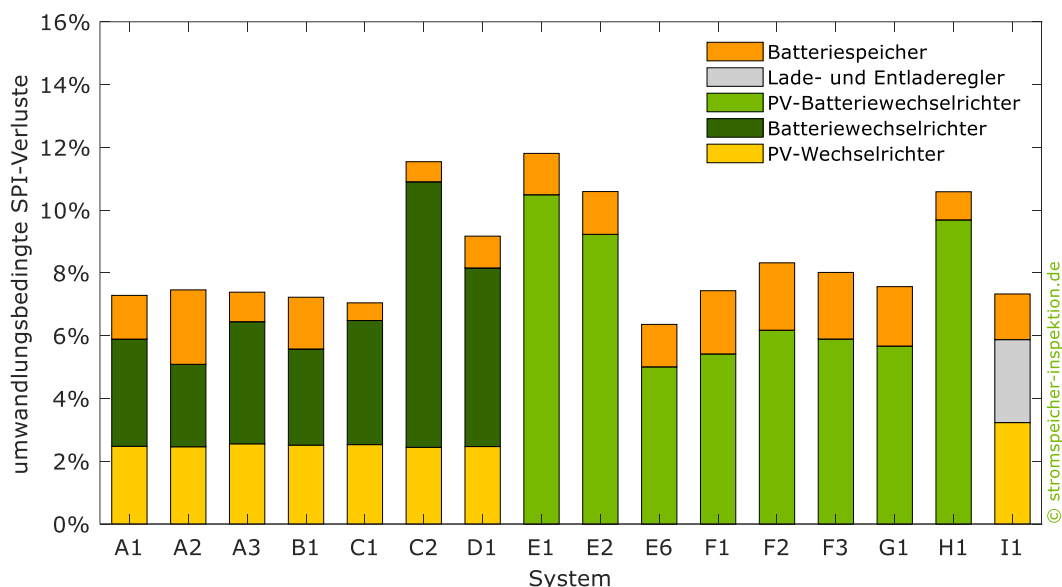


Bild 6 Zusammensetzung der umwandlungsbedingten SPI-Verluste der untersuchten PV-Speichersysteme.

Darüber hinaus wurde die Abhängigkeit des SPI der untersuchten PV-Speichersysteme vom Verbrauchsverhalten untersucht. Hierzu wurde auf 70 unterschiedliche Haushaltslastprofile mit einem elektrischen Energiebedarf zwischen 2300 und 7500 kWh/a zurückgegriffen [5]. Zu

beachten ist dabei, dass keine Unterscheidung vorgenommen wurde, ob die einzelnen Systeme für den Einsatz in den jeweiligen Haushalten infrage kommen.

Bild 7 stellt den mittleren SPI der untersuchten PV-Speichersysteme dar, der aus dem Simulationstest mit den 70 Lastprofilen resultiert. Da der Unterschied zwischen dem mittleren und medianen SPI maximal 0,1 Prozentpunkte beträgt, wurde auf die Darstellung des Medians verzichtet. Darüber hinaus ist die Dichtefunktion der Verteilung der 70 SPI-Werte für die einzelnen Systeme zu sehen. Die Standardabweichung beträgt durchschnittlich 0,6 Prozentpunkte. System D1 zeigt mit einer Standardabweichung von 0,9 Prozentpunkten die größte Schwankungsbreite. Bei diesem System ist auch die Abweichung des Mittelwerts der 70 Lastprofile vom SPI des Referenzprofils mit 0,3 Prozentpunkten am größten. Bei der Mehrheit der PV-Speichersysteme liegt die Abweichung jedoch unter 0,1 Prozentpunkte. Die SPI-Ergebnisse unter Verwendung des Referenzprofils spiegeln somit gut den mittleren SPI in einer Vielzahl von Haushalten wieder. Im Gegensatz zu anderen Kennzahlen wie dem Autarkiegrad oder dem Eigenverbrauchsanteil ist der SPI vergleichsweise wenig von der Charakteristik des gewählten Lastprofils abhängig.

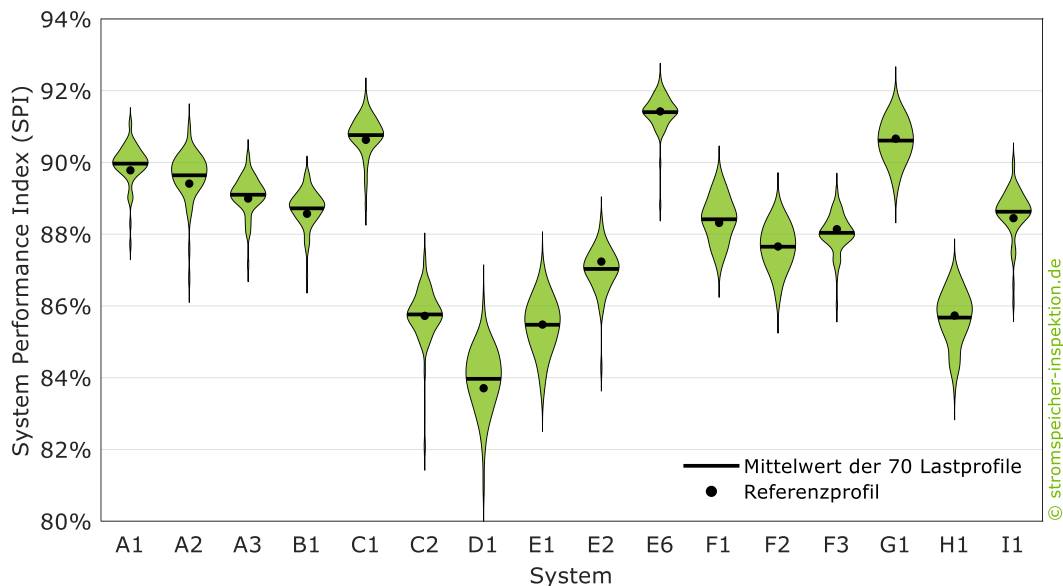


Bild 7 Mittelwert sowie Verteilung des System Performance Index (SPI) der untersuchten Systeme unter Verwendung von 70 unterschiedlichen Lastprofilen.

4 Schlussfolgerungen

Die im Rahmen dieses Beitrags vorgestellten Ergebnisse der „Stromspeicher-Inspektion 2018“ verdeutlichen, dass die Systemeffizienz ein wichtiges Kriterium bei der Auswahl eines passenden und hochwertigen Speichersystems sein sollte. Aus der simulationsbasierten Effizienzbewertung der 16 analysierten PV-Speichersysteme lassen sich mehrere Schlussfolgerungen ableiten. Die Effizienz der PV-Speichersysteme hat im Vergleich zur Speicherkapazität oft einen größeren Einfluss auf die erzielbaren Kosteneinsparungen. Mit hocheffizienten Speichersystemen lassen sich daher höhere Kosteneinsparungen erzielen als mit weniger effizienten Speichersystemen, die eine um 2 kWh höhere Speicherkapazität aufweisen. Der mittlere SPI der analysierten Systeme mit AC-, DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers liegt bei jeweils rund 88%. Unter den Systemen mit der geringsten und höchsten Effizienz sind sowohl

AC- als auch DC-gekoppelte Geräte vertreten. Ein ausgeprägter Zusammenhang zwischen der Systemtopologie und der Systemeffizienz ist somit nicht erkennbar.

Die Ergebnisse der simulationsbasierten Verlustanalyse verdeutlichen, dass insbesondere die Umwandlungs- und Bereitschaftsverluste hohe Effizienzeinbußen mit sich bringen. Aus energetischer Sicht sind daher hohe Umwandlungswirkungsgrade sowie eine geringe Standby-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme von besonderer Bedeutung. Beim Vergleich von einzelnen Systemeigenschaften oder Verlustmechanismen sind auch die auftretenden Wechselwirkungen zu berücksichtigen. Beispielsweise können geringe Umwandlungsverluste im Batteriewechselrichter durch den Einsatz eines DC/DC-Wandlers im Batteriespeicher erzielt werden, der jedoch die Batteriespeicherverluste erhöht. Werden die Umwandlungswirkungsgrade von unterschiedlichen PV-Speichersystemen verglichen, darf außerdem die unter Umständen anfallende AC-Hilfsenergieversorgung nicht außer Acht gelassen werden. Die Gesamtsystembetrachtung ist daher gegenüber dem Vergleich von Einzelaspekten zu bevorzugen.

Danksagung

Die präsentierten Ergebnisse sind im Vorhaben „Bewertung und Optimierung der Energieeffizienz von Photovoltaik-Batteriesystemen (EffiBat)“ entstanden, das mit Mitteln der Deutschen Bundesstiftung Umwelt gefördert wird. Ein besonderer Dank gilt zudem den Unternehmen, welche die Studie „Stromspeicher-Inspektion 2018“ mit Labormessdaten unterstützen haben.

Literaturverzeichnis

- [1] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. und BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“, Berlin, März 2017.
- [2] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, und V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.
- [3] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, und S. Maier, „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod> (ab Q2/2019).
- [4] J. Kalisch, T. Schmidt, D. Heinemann, und E. Lorenz, „Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014“. PANGAEA - Data Publisher for Earth & Environmental Science, 2015.
- [5] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/>.