

Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen

Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig
 Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
 Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
 Internet: <http://pvspeicher.htw-berlin.de>
 Email: pvspeicher@htw-berlin.de

1 Einleitung

In Deutschland kommen PV-Anlagen für Eigenversorgungsanwendungen im Wohngebäudebereich zunehmend in Kombination mit Batteriesystemen zum Einsatz. In der Praxis lässt sich die elektrische Einbindung der Batteriespeicher durch unterschiedliche Systemtopologien realisieren. Weit verbreitet sind Systeme mit AC- und DC-Kopplung sowie PV-Generatorkopplung (Bild 1). Die verschiedenen Systemkonzepte wirken sich auf die Energieverluste und somit auf die erzielte Systemeffizienz aus [1]. Bei der Auswahl eines geeigneten PV-Batteriesystems sollte daher dessen energetische Effizienz eines der zentralen Auswahlkriterien sein. Verlässliche Aussagen im Hinblick auf die Systemeffizienz sind auf Basis von Datenblattangaben derzeit kaum möglich. Die Interpretation der in den Datenblättern aufgeführten Effizienzangaben blieb bisher den Kunden, Installateuren und Planern überlassen. Mit dem *Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme* wird die Vorgehensweise zur messtechnischen Charakterisierung der Energieeffizienz von netzgekoppelten PV-Batteriesystemen erstmals vereinheitlicht [2]. Aus den Labormessungen nach dem Effizienzleitfaden gehen zahlreiche Parameter hervor, die eine detaillierte Analyse der einzelnen Verlustfaktoren ermöglichen. Die Vielzahl der Messergebnisse erschwert jedoch den Vergleich der Gesamteffizienz zwischen verschiedenen Produkten. Um PV-Batteriesysteme hinsichtlich der Energieeffizienz bewerten und vergleichen zu können, muss daher zusätzlich eine geeignete Kennzahl etabliert werden. Dabei besteht die Herausforderung darin, mit der Bewertungsgröße den Vergleich der Effizienz von Produkten mit unterschiedlicher Batterieanbindung (Systemtopologie) und unterschiedlicher Speicherkapazität zu ermöglichen.

In diesem Beitrag werden verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Systemeffizienz vorgestellt und im Hinblick auf Ihre Aussagekraft analysiert. Der Fokus liegt dabei auf Kennzahlen, die eine Bewertung der Betriebsergebnisse über einen Zeitraum von einem Jahr und mehr ermöglichen.

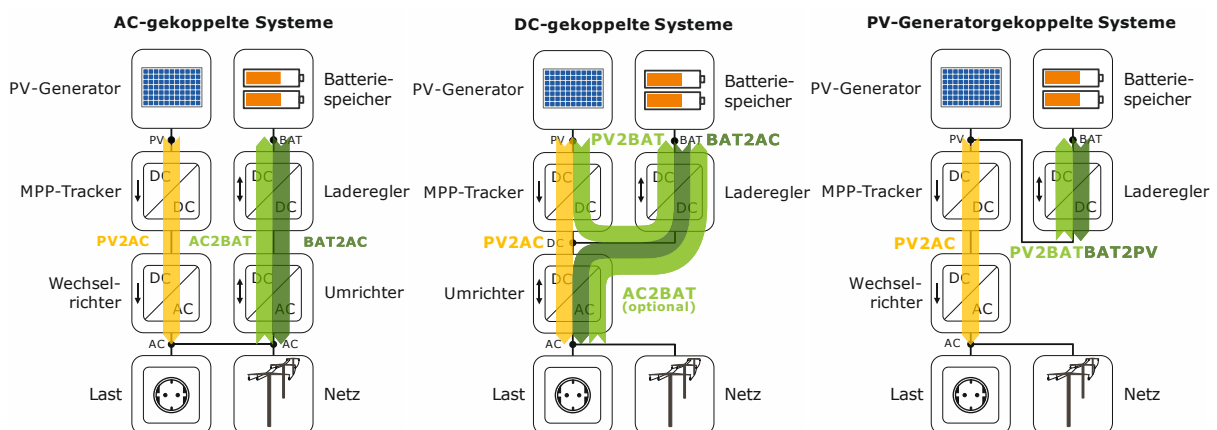


Bild 1 Wesentliche Systemkomponenten und Energieumwandlungspfade der leistungselektronischen Komponenten von AC- und DC-gekoppelten sowie PV-Generatorkoppelten PV-Batteriesystemen.

Zunächst wird die Relevanz der unterschiedlichen Systemverluste exemplarisch anhand einer simulationsbasierten Analyse eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems aufgezeigt. Darauf aufbauend werden die Vor- und Nachteile der bisher verwendeten Kennzahlen beschrieben. Mit dem System Performance Index (SPI) wird eine neue Kennzahl vorgestellt, die den Vergleich verschiedener Systemtopologien ermöglicht und die Schwächen der bestehenden Kennzahlen umgeht. Anhand von Sensitivitätsanalysen wird abschließend gezeigt, welche Faktoren den SPI eines PV-Batteriesystems beeinflussen.

2 Analyse der Systemverluste

Um ein Verständnis für die Aussagekraft der verschiedenen Kennzahlen zu entwickeln, wird im Folgenden die Wirkungsweise der einzelnen Verlustmechanismen in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen beschrieben. Zunächst stellt sich die Frage, welche Systemeigenschaften Energieverluste hervorrufen und als Verlustfaktoren betrachtet werden können. Unter idealen, verlustfreien Bedingungen hat ein PV-Batteriesystem folgende Eigenschaften und Fähigkeiten:

- Das PV-Batteriesystem kann sämtliche Energieüberschüsse im Rahmen seiner verfügbaren Speicherkapazität zwischenspeichern und damit etwaige Energiedefizite zu einem späteren Zeitpunkt decken.
- Die Batterieladung erfolgt ausschließlich mit PV-Energie und die Batterieentladung dient nur zur Deckung der Last.
- Die Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten sowie die Energiespeicherung in der Batterie erfolgen verlustfrei.
- Die Leistungsfähigkeit des PV-Batteriesystems wird nicht durch die Regelung oder Dimensionierung der Leistungselektronik beschränkt.
- Die Systemregelung kann die Lade- und Entladeleistung exakt und verzögerungsfrei an die Leistungsanforderung anpassen.
- Verluste aufgrund der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung treten nicht auf.
- Keine Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb und keine Selbstentladung des Batteriespeichers.

In der Praxis besteht der konkrete Nutzen eines PV-Batteriesystems zur Eigenversorgung in der Reduktion des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz. Gleichzeitig verringert sich aufgrund der Speicherung der überschüssigen PV-Energie die in das Netz eingespeiste Energie. Den durch den Batteriespeicher eingesparten Netzbezugskosten stehen somit geringere Einnahmen aus der Netzeinspeisung gegenüber. Die Eigenschaften eines realen Systems, die gegenüber einem verlustfreien System zum Anstieg des Netzbezugs oder zur Reduktion der Netzeinspeisung führen, können somit als Systemverluste betrachtet werden. Demnach werden dazu die Systemeigenschaften gezählt, die Abweichungen gegenüber dem idealen, verlustfreien Betriebsverhalten hervorrufen. Darunter fallen sämtliche Verlustmechanismen der leistungselektronischen Komponenten, des Batteriespeichers und der Systemregelung. Zusätzlich werden etwaige Energieverluste aufgrund der Abregelung der Leistungsabgabe des PV-Generators den Systemverlusten zugeordnet. Die Energieverluste in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen lassen sich in fünf Kategorien unterteilen (Bild 2). Dimensionierungsverluste sind durch Leistungsbeschränkungen der Systemkomponenten bedingt. Des Weiteren bringt die Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten und im Batteriespeicher Verluste mit sich. Hinzu kommen Verluste, die durch die Regelung und das Energiemanagement zustande kommen. Die Leistungsaufnahme der Komponenten im Leerlauf- oder Standby-Betrieb hat Bereitschaftsverluste zur Folge.

Verlustmechanismen in Photovoltaik-Batteriesystemen

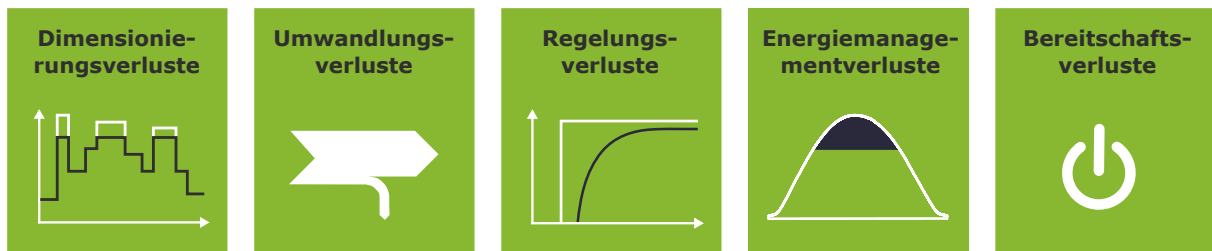


Bild 2 Klassifizierung der Energieverluste in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen.

Anhand einer simulationsbasierten Analyse eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems wird exemplarisch die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen aufgezeigt. Die Untersuchung basiert auf dem offenen und frei verfügbaren *Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme* (PerModAC) (<http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod>) [3]. Das untersuchte Referenzsystem besteht aus einem 5-kWp-PV-Generator, dem PV-Wechselrichter *SMA Sunny Boy 5000TL* sowie dem AC-gekoppelten Batteriesystem *Sonnenbatterie eco 4,5*. Die Modellparameter des Referenzsystems wurden aus Labormessungen des Instituts für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen abgeleitet. Die Validierung des Simulationsmodells ergab eine gute Übereinstimmung zwischen den Mess- und Simulationswerten, sodass das Betriebsverhalten des betrachteten AC-gekoppelten PV-Batteriesystems hinreichend genau abgebildet wird [4]. Das Systemverhalten wurde in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr auf Basis der mit dem PerModAC-Simulationsmodell bereitgestellten Eingangsdaten simuliert. Darin enthalten sind einsekündige Zeitreihen der elektrischen Last sowie der spezifischen PV-Generatorleistung. Der elektrische Energiebedarf beläuft sich auf 5010 kWh/a und der DC-Ertrag des PV-Generators beträgt 1055 kWh/(kWp·a).

Zur Analyse der Energieverluste wurden zunächst die Betriebsergebnisse eines idealen, verlustfreien PV-Batteriesystems mit identischer Speicherkapazität (3,7 kWh) über den einjährigen Betrachtungszeitraum bestimmt. Die Speicherkapazität entspricht in diesem Beitrag dem Mittelwert der jeweils bei Nennleistung aufgenommen und abgegebenen DC-Energie des Batteriespeichers. Zur besseren Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Systemtopologien wird grundsätzlich im verlustfreien Idealfall bei AC-gekoppelten und PV-Generatorgekoppelten PV-Batteriesystemen der Ansatz verfolgt, den PV-Wechselrichter ebenfalls als verlustfrei zu betrachten. Um den Einfluss der einzelnen Verlustmechanismen isoliert untersuchen zu können, wird das Simulationsmodell des verlustfreien PV-Batteriesystems der Reihe nach um die unterschiedlichen Verlustfaktoren ergänzt. Die Relevanz der einzelnen Systemverluste wird anhand der jeweils verursachten Änderung der Netzeinspeisung und Änderung des Netzbezugs quantifiziert. Die Ergebnisse sind in Bild 3 aufgeführt. Je nach Verlustmechanismus steigt oder sinkt die in das Netz eingespeiste Energie. Der Netzbezug erhöht sich in der Regel oder bleibt konstant. Im Fall des idealen Systems werden 2518 kWh/a in das Netz eingespeist, wohingegen 2254 kWh/a aus dem Netz bezogen werden. Im Vergleich dazu resultiert beim realen System ein Energieaustausch mit dem Netz von 2295 kWh/a (Einspeisung) bzw. 2661 kWh/a (Bezug). Die Systemverluste reduzieren demnach die Netzeinspeisung um 222 kWh/a und lassen den Netzbezug um 407 kWh/a höher ausfallen.

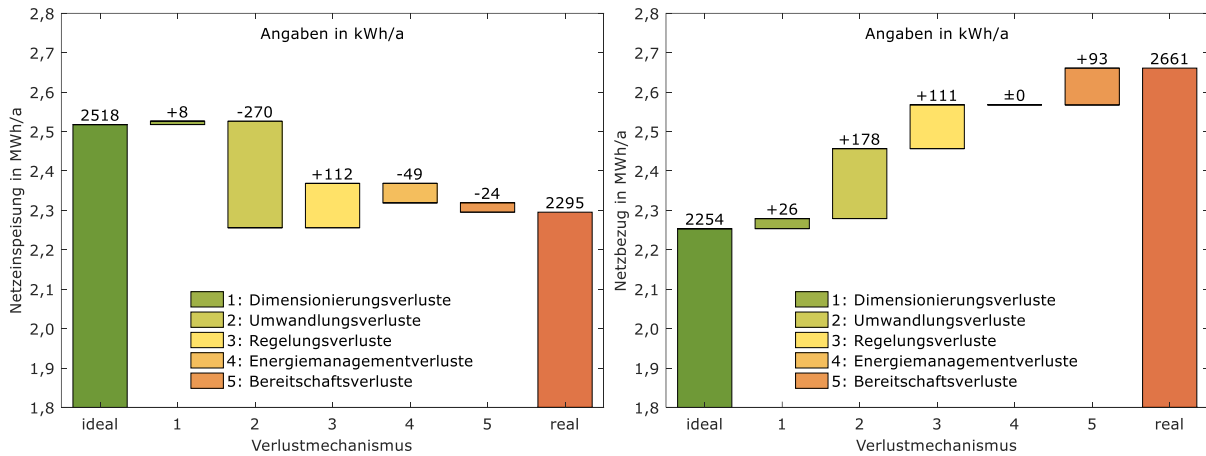


Bild 3 Einfluss der einzelnen Verlustmechanismen auf den jährlichen Energieaustausch zwischen dem Netz und einem Wohngebäude mit dem idealen und realen Referenzsystem (elektrischer Energieverbrauch 5010 kWh/a, PV-Generatorleistung 5 kWp, Speicherkapazität 3,7 kWh).

Auf die Auswirkungen der einzelnen Verluste des betrachteten AC-gekoppelten PV-Batteriesystems wird im Folgenden näher eingegangen. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass in der Praxis Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Verlustmechanismen auftreten. Dadurch können die Ergebnisse der einzelnen Faktoren bei abweichender Reihenfolge der betrachteten Verluste variieren. Das Endergebnis des realen Systems bleibt jedoch davon unbeeinflusst.

2.1 Dimensionierungsverluste

Ausgehend von einem idealen Systemverhalten wird im ersten Schritt ausschließlich der Einfluss der durch die Dimensionierung der Leistungselektronik verursachten Verluste untersucht. Hierzu wird zunächst auf das ideale Betriebsverhalten ohne jegliche Energieverluste eingegangen. Bild 4 (links) veranschaulicht die resultierenden Energieflüsse zwischen den verschiedenen Quellen und Senken bei idealen PV-Batteriesystemen. Die erzeugte PV-Energie wird entweder zeitgleich direkt verbraucht, zur Ladung des Batteriespeichers genutzt oder in das Netz eingespeist. Die PV-Direktversorgung, die Batterieentladung oder der Netzbezug decken den Energiebedarf der elektrischen Verbraucher. Der zeitliche Verlauf dieser Energieflüsse ist für das ideale PV-Batteriesystem an einem exemplarischen Tag in Bild 4 (rechts) zu sehen.

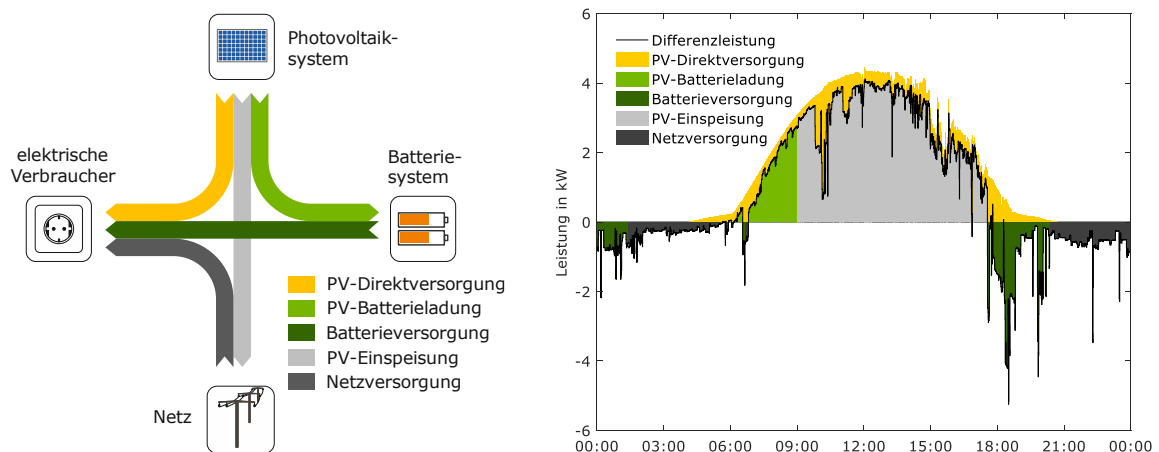


Bild 4 Links: Energieflüsse bei idealen PV-Batteriesystemen. Rechts: Zeitlicher Verlauf der auftretenden Energieflüsse des idealen Referenzsystems an einem exemplarischen Tag (zeitliche Auflösung der Darstellung 30 s).

Des Weiteren ist der Verlauf der Differenz zwischen der elektrischen Last und der Leistung des PV-Systems dargestellt. Diese Differenzleistung dient als Sollwertvorgabe für die Lade- und Entladeleistung des Batteriesystems. Sofern der Batteriespeicher nicht seinen oberen Ladezustand erreicht hat, kann die gesamte überschüssige PV-Leistung (positive Differenzleistung) gespeichert werden. Unter der Voraussetzung, dass der Batteriespeicher nicht leer ist, werden Leistungsdefizite (negative Differenzleistung) unabhängig von deren Höhe vollständig durch die Batterieentladung gedeckt. Die Leistungsfähigkeit eines realen PV-Batteriesystems ist jedoch durch die Nennleistung der einzelnen Systemkomponenten eingeschränkt.

Zum einen ist die Leistungsabgabe des PV-Systems durch die maximale Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters begrenzt. Die maximale PV-Wechselrichterleistung des Referenzsystems beträgt 4,6 kW. Infolgedessen fällt der Ertrag des 5-kWp-PV-Generators gegenüber dem Idealfall um 17 kWh/a geringer aus. Da die Höhe der Direktversorgung und der Batterieladung davon nicht beeinträchtigt wird, verringert sich lediglich die jährliche Netzeinspeisung um den gleichen Betrag.

Zum anderen ist die maximale Lade- und Entladeleistung des AC-gekoppelten Batteriesystems durch die Nennleistung des Batterieumrichters oder Batteriespeichers limitiert. Das betrachtete AC-gekoppelte Batteriesystem verfügt über eine maximale AC-Leistungsaufnahme und -abgabe von 2840 W bzw. 2370 W. Übersteigt die Differenzleistung die maximale AC-seitige Ladeleistung, muss ein Teil der PV-Überschüsse zeitgleich in das Netz eingespeist werden. Im Tagesverlauf verzögert sich dadurch die Vollladung des Batteriespeichers. Je kleiner der Batterieumrichter ist, desto wahrscheinlicher ist es, dass der Batteriespeicher im weiteren Tagesverlauf den sonst mit dem idealen System maximal möglichen Ladezustand nicht erreicht.

Die Unterdimensionierung des Batterieumrichters kann sich zudem während des Entladevorgangs negativ auswirken. Lastspitzen am Abend, die die maximale Entladeleistung überschreiten, werden anteilig durch das Netz gedeckt. Welche Auswirkungen dies auf das Eigenversorgungspotenzial des Batteriespeichers hat, hängt davon ab, ob der Batteriespeicher in den folgenden Nachstunden vollständig entladen wird. Wird der minimale Ladezustand in der Nacht erreicht, kann der durch die Lastspitzen entstandene zusätzliche Netzbezug zu einem späteren Zeitpunkt in der Nacht durch die Batterieversorgung der Last kompensiert werden. Dagegen ist der Batteriespeicher im Idealfall ohne Leistungsbeschränkung aufgrund der vollständigen Deckung der Lastspitzen früher entladen. Dieser Effekt lässt sich jedoch nicht beobachten, wenn der Batteriespeicher auch bei Sonnenaufgang noch über gespeicherte Energie verfügt. In diesem Fall wird am Folgetag weniger PV-Energie zum Erreichen des maximal möglichen Ladezustands benötigt, wodurch infolgedessen die PV-Einspeisung ansteigen kann. Daher ist die Unterdimensionierung des Batterieumrichters mit einem verringerten jährlichen Energiedurchsatz durch das Batteriesystem verbunden, was im gleichen Maße den jährlichen Energieaustausch mit dem Netz höher ausfallen lässt.

Im Beispiel des Referenzsystems erhöht die Dimensionierung des Batterieumrichters die Netzeinspeisung und den Netzbezug um jeweils 26 kWh/a. Bei Vernachlässigung aller anderen Verlustmechanismen lassen die Dimensionierungsverluste der leistungselektronischen Komponenten in der Bilanz die Netzeinspeisung um 8 kWh/a und den Netzbezug um 26 kWh/a höher ausfallen (vgl. Bild 3). In der Praxis ist zu beachten, dass die Leistungsdimensionierung der Umrichter auch die Höhe der Umwandlungsverluste beeinflusst [5]. Da klein dimensionierte Umrichter häufiger bei Nennleistung betrieben werden, kann sich zudem die Unterdimensionierung der Umrichter negativ auf deren Lebensdauer auswirken [6].

2.2 Umwandlungsverluste

Da jede Energieumwandlung in der Regel verlustbehaftet ist, treten zusätzlich energetische Umwandlungsverluste auf. In AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen kommt es im PV-Wechselrichter, Batterieumrichter und Batteriespeicher zu umwandlungsbedingten Verlusten (Bild 5). Die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz der einzelnen Systemkomponenten ist dabei sehr unterschiedlich ausgeprägt. Während die Effizienz der Batteriezellen meist bei höheren Leistungen vergleichsweise gering ausfällt, arbeiten Umrichter bei Nennleistung oftmals effizienter als im unteren Teillastbereich.

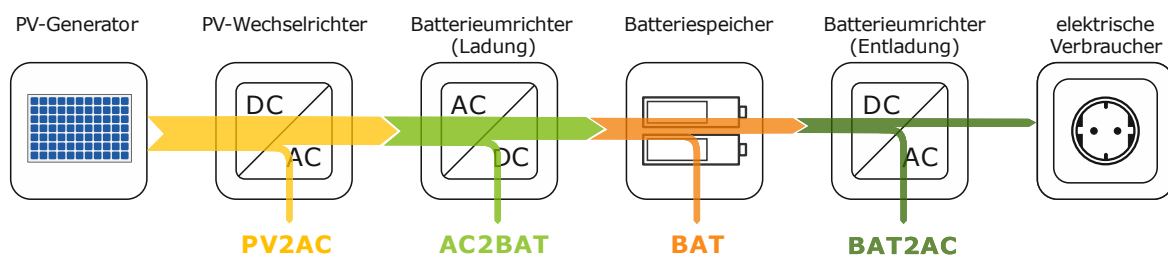


Bild 5 Energieumwandlungspfade und Umwandlungsverluste in AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen.

Die aus der Simulation des Referenzsystems resultierenden mittleren Umwandlungswirkungsgrade der einzelnen Umwandlungspfade sind in Bild 6 (links) gegenübergestellt. Als mittlerer Umwandlungswirkungsgrad wird dabei das Verhältnis von der jeweils abgegebenen Energie zu der zugeführten Energie verstanden. Ergänzend sind die Auswirkungen der Umwandlungsverluste der jeweiligen Systemkomponenten auf die Änderung des Energieaustauschs mit dem Netz in Bild 6 (rechts) abgebildet. Der PV-Wechselrichter (*SMA Sunny Boy 5000TL*) erzielt im Jahresmittel ein Umwandlungswirkungsgrad von 96,2%. Durch die Umwandlungsverluste verringert sich der AC-seitige Ertrag des PV-Systems um 198 kWh/a. Der geringere PV-Ertrag wirkt sich in erster Linie auf die in das Netz eingespeisten PV-Überschüsse aus, die um 137 kWh/a niedriger ausfallen (vgl. Bild 6 rechts). Des Weiteren haben die PV-Wechselrichterverluste eine Reduktion der PV-Direktversorgung zur Folge, die im Wesentlichen für den Anstieg des Netzbezugs in Höhe von 61 kWh/a verantwortlich ist. Der Energiedurchsatz durch das Batteriesystem wird durch die Umwandlungsverluste des PV-Wechselrichters nur unwesentlich beeinflusst und fällt um 8 kWh/a geringer aus.

Darüber hinaus treten Umwandlungsverluste während des Lade- und Entladevorgangs im Batterieumrichter auf. Für die beiden zugehörigen Energieumwandlungspfade AC2BAT und BAT2AC ergeben sich mittlere Umwandlungswirkungsgrade von 93,0% bzw. 94,3%. Die Unterschiede lassen sich mit den unterschiedlichen Häufigkeitsverteilungen der AC-seitigen Leistungsaufnahme und -abgabe sowie mit abweichenden Wirkungsgradverläufen im Lade- bzw. Entladebetrieb erklären. Obwohl die AC-seitig aus dem Batterieumrichter entnommene Energie nur etwa ein Fünftel des Energiedurchsatzes durch den PV-Wechselrichter beträgt, sind die Batterieumrichterverluste mit 157 kWh/a vergleichsweise hoch. Damit einhergehend vermindert sich die Netzeinspeisung um 85 kWh/a und erhöht sich der Netzbezug um 71 kWh/a (vgl. Bild 6 rechts). Wenn auch die absoluten Umwandlungsverluste des Batterieumrichters geringer als die des PV-Wechselrichters sind, verursacht der Batterieumrichter im Vergleich zum PV-Wechselrichter einen höheren Anstieg des Netzbezugs. Dies verdeutlicht die unterschiedlichen Auswirkungen der einzelnen Umwandlungsverluste und die geringe Aussagekraft der mittleren Umwandlungswirkungsgrade.

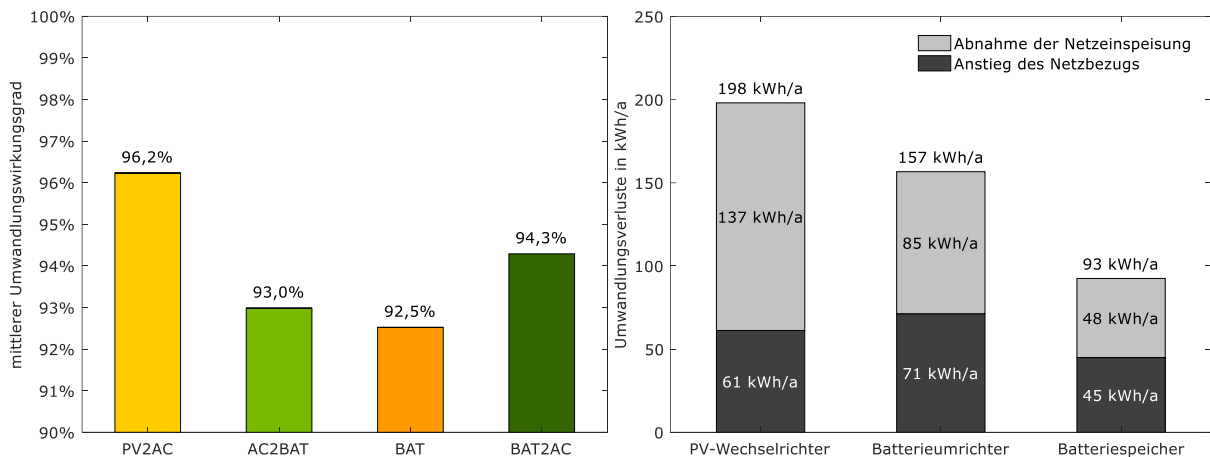


Bild 6 Jahresmittlere Umwandlungswirkungsgrade der einzelnen Umwandlungspfade (links) sowie jährliche Umwandlungsverluste der jeweiligen Systemkomponenten (rechts).

Neben den Verlusten in den leistungselektronischen Systemkomponenten sind Umwandlungsverluste im Batteriespeicher unvermeidbar. Zum einen lassen sich diese auf die Effizienz der Batteriezellen zurückführen. Zum anderen ist dafür die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) während des Lade- und Entladevorgangs verantwortlich. Beide Faktoren beeinflussen den jahresmittleren Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers, der für das Referenzsystem bei 92,5% liegt. Die batteriespeicherbedingten Umwandlungsverluste sind mit 93 kWh/a gegenüber den Umwandlungsverlusten der Leistungselektronik vergleichsweise gering. Aufgrund der Umwandlungsverluste der betrachteten Systemkomponenten werden insgesamt 270 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und 178 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen (vgl. Bild 3). In der Praxis nehmen das BMS sowie der Batterieumrichter üblicherweise auch im vollgeladenen oder entladenen Zustand der Batterie Leistung auf. Daher werden die auf Basis der gemessenen Energiesummen ermittelten Umwandlungswirkungsgrade zusätzlich durch die Bereitschaftsverluste beeinträchtigt. Hinzu kommt der negative Einfluss von Maßnahmen zum Ladungsausgleich zwischen den einzelnen Batteriezellen (Balancing).

2.3 Regelungsverluste

Neben den Dimensionierungs- und Umwandlungsverlusten kann sich auch die Effektivität der Batteriesystemregelung negativ auf die Netzeinspeisung und den Netzbezug auswirken. Im Idealfall passt die Regelung die Lade- und Entladeleistung des Batteriesystems so an, dass keine Netzaustauschleistung auftritt. Aufgrund von Restriktionen in der Lade- und Entladeregulierung sowie stationären und dynamischen Regelabweichungen ist dies in der Praxis jedoch nicht immer gewährleistet. Grundsätzlich fallen die Regelungsverluste umso höher aus, je langsamer und ungenauer die Systemregelung ist.

Die Fähigkeit des Batteriesystems, die PV-Überschüsse zu speichern und die Last zu versorgen, kann unter anderem durch in der Regelung implementierte minimale Lade- und Entladeleistungsschwellwerte eingeschränkt sein. Des Weiteren kann sich die Verminderung der Ladeleistung im oberen Ladezustandsbereich während der Ladeschlussphase negativ auswirken. Nach kurzzeitiger Entladung bei hohem Ladezustand verhindert zudem oftmals eine Hysterese die sofortige PV-Nachladung des Batteriespeichers. Verweilt der Batteriespeicher aufgrund ausbleibender oder nur geringer PV-Überschüsse über einen längeren Zeitraum im unteren Ladezustandsbereich, kann gelegentlich eine Nachladung des Batteriespeichers aus dem Netz auftreten.

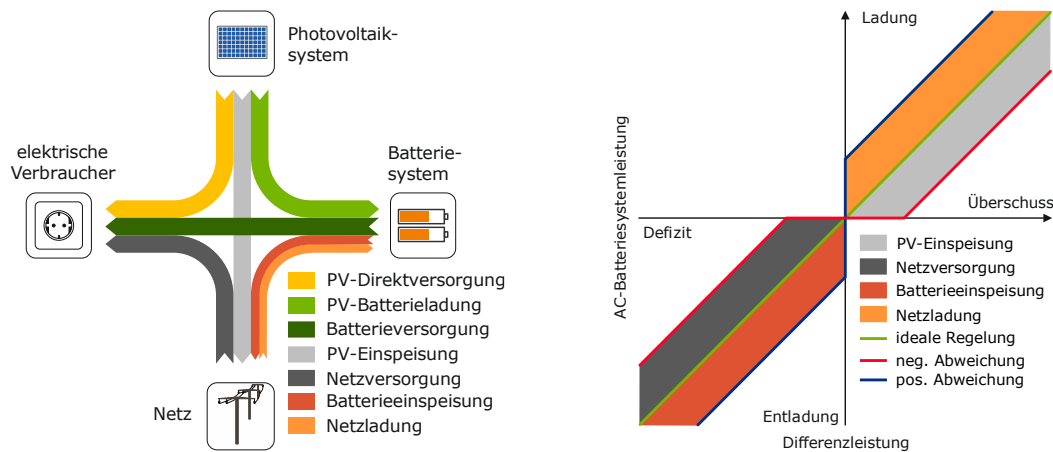


Bild 7 Energieflüsse eines realen AC-gekoppelten PV-Batteriesystems (links) sowie Auswirkungen der stationären Regelabweichungen auf die resultierenden Energieflüsse (rechts).

In der Praxis lassen sich unter stationären Bedingungen aufgrund von Mess- und Regelungenauigkeiten Abweichungen zwischen der Differenzleistung und der AC-seitigen Batteriesystemleistung beobachten [7], [8]. Diese stationären Regelabweichungen können einen unerwünschten Energieaustausch zwischen dem Batteriespeicher und dem Netz verursachen (Bild 7). Die Batterieladung aus dem Netz tritt auf, wenn die AC-seitige Ladeleistung die überschüssige PV-Leistung (positive Differenzleistung) übersteigt. Im Umkehrschluss wird Energie aus der Batterie in das Netz eingespeist, wenn der Batterieumrichter mehr Leistung bereitstellt, als zur Deckung der Leistungsdefizite (negative Differenzleistung) erforderlich wäre. Im Gegensatz dazu erhöht sich bei negativer Abweichung der Batterieumrichterleistung von der Differenzleistung die PV-Einspeisung und Netzversorgung (Bild 7 rechts). Beim Referenzsystem zeigt sich eine ausgeprägte Abhängigkeit der stationären Regelabweichung von der Höhe der Lade- und Entladeleistung. Die über den gesamten Leistungsbereich gemittelte Abweichung beträgt im Lade- bzw. Entladebetrieb 52 W bzw. -20 W. Die stationären Regelabweichungen des Referenzsystems bringen einen Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs um rund 50 kWh/a mit sich.

In Situationen mit stark schwankender Differenzleistung treten zudem dynamische Regelabweichungen auf, die den Energieaustausch mit dem Netz zusätzlich erhöhen. Der Grund hierfür liegt in zeitlichen Verzögerungen bei der Messwerterfassung und -verarbeitung sowie Sollwerteneinstellung. Die Effekte und Auswirkungen der dynamischen Regelabweichungen wurden in [9] ausführlich beschrieben.

Das dynamische Verhalten des Referenzsystems lässt sich näherungsweise durch eine mittlere Totzeit von 5 s sowie eine Zeitkonstante von 2 s abbilden. Nach einem Lastsprung benötigt das Referenzsystem somit im Mittel 11 s bis 95% des stationären Endwerts erreicht sind. Die damit verbundene Steigerung des Energieaustauschs mit dem Netz beläuft sich auf rund 60 kWh/a. In Summe erhöhen die Regelungsverluste des Referenzsystems die Netzeinspeisung und den Netzbezug um jeweils rund 112 kWh/a (vgl. Bild 3).

2.4 Energiemanagementverluste

Weitere Verluste können durch das der Regelung übergeordnete Energiemanagementsystem entstehen. Zu den Aufgaben des Energiemanagements zählt unter anderem die Einhaltung regulatorischer Restriktionen wie die etwaige Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70% der Nennleistung des PV-Generators nach dem EEG 2017. Grundsätzlich kann die erforderliche Einspei-

selektionsbegrenzung durch unterschiedliche Betriebsstrategien umgesetzt werden. Da für das Referenzsystem keine Details zur implementierten Energiemangementstrategie vorliegen, wird von einer frühzeitigen Batterieladung ausgegangen. Sofern die Speicherung der Erzeugungsspitzen nicht möglich ist, wird die geforderte Beschränkung der Einspeiseleistung durch Abregelung des PV-Generators realisiert. Für das Referenzsystem ergibt sich aufgrund der 70%-Einspeisegrenze über den einjährigen Betrachtungszeitraum ein um 1% geringerer PV-Ertrag. Durch die verlustbehaftete Abregelung der PV-Überschüsse fällt die Netzeinspeisung um 49 kWh/a niedriger aus. Da der Energiedurchsatz durch das Batteriesystem davon unbeeinflusst bleibt, wirkt sich die Einspeisebegrenzung nicht auf den Netzbezug aus (vgl. Bild 3).

Die resultierenden Abregelungsverluste können jedoch durch eine vorausschauende Planung der Batterieladung unter Einbeziehung von standortspezifischen Erzeugungs- und Lastprognosen minimiert werden [10]. Dadurch kann ein Teil der verfügbaren Speicherkapazität zur Aufnahme der mittäglichen Erzeugungsspitzen vorgehalten werden. Auf diese Weise kann eine prognosebasierte Batterieladestrategie die Abregelung des PV-Generators verringern, wodurch die Netzeinspeisung steigt. Allerdings kann aufgrund von Prognosefehlern damit auch ein Anstieg des Netzbezugs einhergehen [11]. Wird das KfW-Speicherförderprogramm in Anspruch genommen, ist zur Einhaltung der geforderten 50%-Einspeisegrenze eine prognosebasierte Ladestrategie grundsätzlich zu empfehlen [12]. Bei vielen Lithium-Speichertechnologien wirkt sich eine verzögerte Batterieladung zudem positiv auf die Lebensdauer aus, da sich die Verweilzeit bei maximalem Ladezustand und damit die kalendarische Alterung verringert [13].

2.5 Bereitschaftsverluste

Zusätzlich zu den Systemverlusten während des Lade- und Entladevorgangs ist die Leistungsaufnahme der einzelnen Systemkomponenten im Leerlaufbetrieb mit Verlusten verbunden. Verfügen die einzelnen Systemkomponenten über energiesparende Betriebsmodi (Standby- oder Schlafmodus), kann die Leistungsaufnahme des Systems je nach Betriebszustand variieren [7]. Der PV-Wechselrichter des betrachteten Referenzsystems hat während der Nachtstunden eine Leistungsaufnahme von 1 W, wodurch der Netzbezug um 4 kWh/a ansteigt.

Weitaus größer können die Bereitschaftsverluste des Batterieumrichters und Batteriespeichers (BMS) ausfallen, die während der Verweilzeit im vollgeladenen und entladenen Zustand auftreten und somit je nach Systemdimensionierung variieren. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Netzeinspeisung und auf den Netzbezug hängen entscheidend davon ab, ob die Leistungsaufnahme im Bereitschaftsbetrieb AC-seitig oder DC-seitig gedeckt wird. Im vollgeladenen Zustand verringert die AC-seitige Leistungsaufnahme die Netzeinspeisung, während im entladenen Zustand daraus ein höherer Netzbezug resultiert. Die DC-seitige Versorgung des Batterieumrichters und BMS aus den Batteriezellen kann zu unterschiedlichen Effekten führen. Ist der Batteriespeicher voll, kann die DC-seitige Versorgung der Systemkomponenten aufgrund der implementierten PV-Nachladeregulierung (Hysterese) tagsüber dazu führen, dass sich in den Nachtstunden weniger Energie aus dem Batteriespeicher entnehmen lässt. Die DC-Leistungsaufnahme im entladenen Zustand hat entweder eine höhere Aufnahme von PV-Energie zum nächstmöglichen Zeitpunkt oder eine zusätzliche Nachladung mit Netzenergie zur Folge. Letztere kann insbesondere in den Wintermonaten gehäuft auftreten, da der Batteriespeicher dann oft über längere Zeiträume im unteren Ladezustandsbereich verweilt.

Der Batterieumrichter des AC-gekoppelten Referenzsystems hat im Bereitschaftsbetrieb eine AC- bzw. DC-seitige Leistungsaufnahme von 2 W bzw. 11 W. Dies geht mit einer Abnahme der Netzeinspeisung um 13 kWh/a und einem Anstieg des Netzbezugs um 53 kWh/a einher. Die DC-Leistungsaufnahme des BMS im Bereitschaftsbetrieb wurde mit 5 W abgeschätzt, wodurch 5 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und 23 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen werden.

Zum Betrieb des PV-Batteriesystems können zusätzliche Peripheriekomponenten erforderlich sein, deren Energieverbrauch den Bereitschaftsverlusten zugeordnet wird. Der Peripherieverbrauch kann entweder durch PV-Energie, Batterieentladung oder Netzbezug versorgt werden. Zu den Peripheriekomponenten des Referenzsystems zählt ein Leistungssensor am Netzanschlusspunkt sowie ein zusätzlicher Leistungssensor zur Erfassung der PV-Leistungsabgabe. Für den Betrieb der beiden Sensoren ist eine konstante Leistungsaufnahme von rund 2 W notwendig. Dies verringert die Netzeinspeisung um 5 kWh/a und erhöht den Netzbezug um 12 kWh/a. Damit ergibt sich für das Referenzsystem aufgrund der Bereitschaftsverluste eine Reduktion der Netzeinspeisung um 24 kWh/a und ein Anstieg des Netzbezugs um 93 kWh/a (vgl. Bild 3).

Abschließend vergleicht Tabelle 1 die Betriebsergebnisse des idealen und realen PV-Batteriesystems anhand der jährlichen Energiesummen der einzelnen Energieflusspfade. Die Kürzel der Energieflüsse sind in Anlehnung an die Energieflussrichtungen zwischen den jeweiligen Messpunkten gewählt (vgl. Bild 8). Zusätzlich zu den Energieflüssen des idealen Systems kommt im realen System der Energieaustausch zwischen dem Batteriesystem und dem Netz hinzu. Zudem ist der elektrische Energieverbrauch um den Energieverbrauch der Peripheriekomponenten erhöht. Zur Vereinfachung und Reduktion der Anzahl der Energieflusspfade ist der Standby-Verbrauch des PV-Wechselrichters E_{AC2PVS} (5 kWh/a) dem Peripherieverbrauch zugeordnet.

Tabelle 1 Simulierte Betriebsergebnisse des idealen und realen PV-Batteriesystems.

Bezeichnung	Kürzel	ideales System	reales System	Differenz
Elektrischer Energieverbrauch	\bar{E}_L	5010 kWh/a	5032 kWh/a	+22 kWh/a
AC-Energieerzeugung	\bar{E}_{PVS}	5274 kWh/a	5011 kWh/a	-263 kWh/a
DC-Energieerzeugung	\bar{E}_{PV}	5274 kWh/a	5210 kWh/a	-64 kWh/a
AC-Batterieladung	\bar{E}_{AC2BS}	1220 kWh/a	1384 kWh/a	+164 kWh/a
AC-Batterieentladung	\bar{E}_{BS2AC}	1220 kWh/a	1040 kWh/a	-180 kWh/a
Netzeinspeisung	\bar{E}_{AC2G}	2518 kWh/a	2295 kWh/a	-222 kWh/a
Netzbezug	\bar{E}_{G2AC}	2254 kWh/a	2661 kWh/a	+407 kWh/a
PV-Direktversorgung	\bar{E}_{PVS2L}	1536 kWh/a	1488 kWh/a	-48 kWh/a
PV-Batterieladung	\bar{E}_{PVS2BS}	1220 kWh/a	1263 kWh/a	+43 kWh/a
PV-Einspeisung	\bar{E}_{PVS2G}	2518 kWh/a	2260 kWh/a	-258 kWh/a
Batterieversorgung	\bar{E}_{BS2L}	1220 kWh/a	1005 kWh/a	-215 kWh/a
Netzversorgung	\bar{E}_{G2L}	2254 kWh/a	2539 kWh/a	+286 kWh/a
Batterieeinspeisung	\bar{E}_{BS2G}	0 kWh/a	35 kWh/a	+35 kWh/a
Netzlading	\bar{E}_{G2BS}	0 kWh/a	121 kWh/a	+121 kWh/a

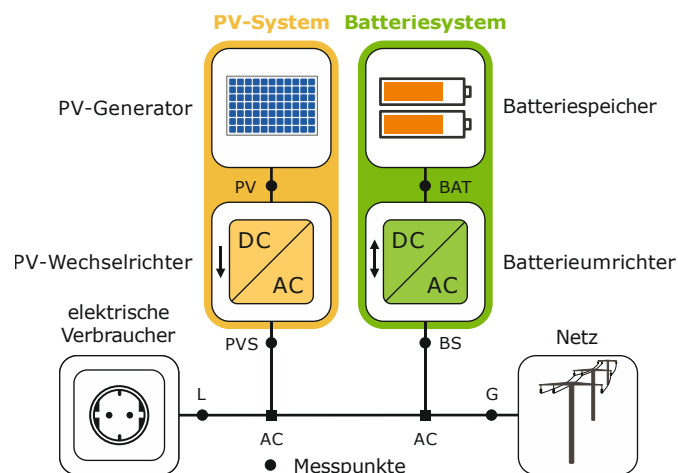


Bild 8 Messpunkte bei AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen.

3 Vergleich verschiedener Kennzahlen

Auf Grundlage der zuvor dargestellten Simulationsergebnisse werden in diesem Kapitel verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen analysiert. Hierzu wird zunächst erläutert, wie die verschiedenen Verlustmechanismen die einzelnen Vergleichsgrößen beeinflussen. Zudem wird auf die Herausforderungen eingegangen, die bei der messtechnischen Bestimmung der einzelnen Bewertungsgrößen in der Praxis auftreten können.

In der Literatur findet sich eine Vielzahl unterschiedlicher Größen zur Charakterisierung der Effizienz [14]–[17]. Je nach Vergleichsgröße variiert die Bewertungsmethodik, die Bilanzgrenze sowie der betrachtete Zeitraum. Aus Sicht der Autoren dieses Beitrags sollte eine geeignete Kennzahl zur Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten PV-Batteriesystemen die nachfolgend genannten Anforderungen erfüllen. Die Kennzahl sollte ...

- die Effizienz des Gesamtsystems inklusive aller erforderlichen Systemkomponenten bewerten.
- den Vergleich von Systemen unterschiedlicher Batterieanbindung (Systemtopologie) und unterschiedlicher Batteriegröße ermöglichen.
- alle Energieverlustmechanismen berücksichtigen.
- die Systemeffizienz über einen Zeitraum von einem Jahr und mehr charakterisieren.
- sich sowohl aus Messungen als auch aus Simulationen ableiten lassen.
- die Grundlage für die ökonomische Bewertung der PV-Batteriesysteme sein.

Im Folgenden werden verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Systemeffizienz im Hinblick auf die Erfüllung der einzelnen Anforderungen und ihre Aussagekraft analysiert. Zur besseren Übersicht sind die für das Referenzsystem ermittelten Kennzahlen in Tabelle 2 aufgeführt. Auf die Ergebnisse und Ursachen für die Unterschiede wird im Folgenden näher eingegangen.

Tabelle 2 Berechnete Kennzahlen des idealen und realen PV-Batteriesystems.

Bezeichnung	Kürzel	ideales System	reales System	Differenz
Eigenverbrauchsanteil	e	52,3%	54,9%	+2,6 %
Autarkiegrad	a	55,0%	49,5%	-5,5 %
AC-Systemnutzungsgrad	$\bar{\eta}_{AC}$	100,0%	75,2%	-24,8 %
Systemnutzungsgrad	$\bar{\eta}_{SYS}$	100,0%	89,5%	-10,5 %
System Performance Index	SPI	100,0%	86,9%	-13,1 %

3.1 Eigenverbrauchsanteil

Zur Bewertung der Betriebsergebnisse von PV-Batteriesystemen wird häufig der Eigenverbrauchsanteil herangezogen. Im Rahmen dieser Arbeit wird für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme der Ansatz verfolgt, den Eigenverbrauchsanteil e aus der direkt verbrauchten PV-Energie E_{PVS2L} , der zur Batterieladung genutzten PV-Energie E_{PVS2BS} sowie der AC-seitig abgegebenen PV-Energie E_{PVS} zu berechnen:

$$e = \frac{E_{PVS2L} + E_{PVS2BS}}{E_{PVS}} = \frac{E_{PVS} - E_{PVS2G}}{E_{PVS}}. \quad (1)$$

Alternativ lässt sich der Eigenverbrauchsanteil aus der erzeugten PV-Energie E_{PVS} und der in das Netz eingespeisten PV-Energie E_{PVS2G} bestimmen. Da jegliche Umwandlungsverluste im Batteriesystem die Netzeinspeisung verringern, ist der Eigenverbrauchsanteil umso höher, je ineffizienter das Batteriesystem ist. Des Weiteren kann die Abregelung von überschüssiger PV-Energie zu einem Anstieg des Eigenverbrauchsanteils führen. Aufgrund dieser Zusammenhänge ist im betrachteten Beispiel der Eigenverbrauchsanteil des realen Systems (54,9%) um 2,6 Prozentpunkte höher als der des idealen Systems (52,3%). Das weit verbreitete Credo der Maximierung des Eigenverbrauchsanteils ist somit bei näherer Betrachtung mehr als fragwürdig.

Weiterhin ist die Verwendung des Eigenverbrauchsanteils als Vergleichsgröße für PV-Batteriesysteme in Frage zu stellen, da sich dessen Berechnung je nach Systemtopologie unterscheiden kann. Bei DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen wird der Eigenverbrauchsanteil meist aus dem Verhältnis der AC-seitig zur Lastdeckung bereitgestellten Energie und dem DC-Ertrag des PV-Generators bestimmt [14], [18]. Höhere Umwandlungsverluste in der Leistungselektronik oder im Batteriespeicher lassen somit den Eigenverbrauchsanteil geringer ausfallen. Ein direkter Vergleich des Eigenverbrauchsanteils von AC- und DC-gekoppelten Systemen ist daher nicht zu empfehlen. Ergänzend ist hinzuzufügen, dass die Berechnung des Eigenverbrauchsanteils auf Basis der AC-Batterieladung E_{AC2BS} oder gesamten Netzeinspeisung E_{AC2G} den Energieaustausch zwischen dem Batteriesystem und dem Netz vernachlässigt und daher fehlerbehaftet ist.

3.2 Autarkiegrad

Eine weitere Vergleichsgröße ist der sogenannte Autarkiegrad, der die Höhe der durch das PV-Batteriesystem erzielten Eigenversorgung beschreibt. Der Autarkiegrad a gibt den Anteil des elektrischen Energieverbrauchs an, der durch die PV-Direktversorgung E_{PVS2L} oder die Batterieentladung E_{BS2L} gedeckt wird:

$$a = \frac{E_{PVS2L} + E_{BS2L}}{E_L} = \frac{E_L - E_{G2L}}{E_L}. \quad (2)$$

Indirekt kann der Autarkiegrad auch aus dem elektrischen Energieverbrauch E_L und der Netzversorgung E_{G2L} berechnet werden. Für das Referenzsystem ergibt sich im verlustfreien Idealfall ein Autarkiegrad von 55,0%. Durch die Systemverluste fällt der Autarkiegrad des realen Systems auf 49,5% ab. Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad haben gemeinsam, dass beide Bewertungsgrößen von der Speicherkapazität abhängen. Ein größerer Batteriespeicher hat meist einen höheren Autarkiegrad zur Folge, was den Vergleich der Energieeffizienz von Systemen unterschiedlicher Speicherkapazität anhand des erzielten Autarkiegrads erschwert. Außerdem ist die Verwendung des Autarkiegrads zur Effizienz-Bewertung mit dem Nachteil verbunden, dass die Höhe der PV-Direktversorgung stark vom zeitlichen Verlauf der elektrischen Last abhängt. Selbst bei identischen Speichersystemen variiert daher

der Autarkiegrad je nach Verbrauchsverhalten. Hinzu kommt, dass die Nutzung von schaltbaren Verbrauchern in Überschusssituationen den Autarkiegrad steigert. Der gestiegene Autarkiegrad ist in dem Fall nicht auf einen effizienteren Einsatz des Batteriesystems zurückzuführen. Zudem ist der elektrische Energieverbrauch von der Höhe des Peripherieverbrauchs abhängig, was sich wiederum auf den berechneten Autarkiegrad auswirkt. Aufgrund des Energieaustauschs zwischen dem Batteriesystem und dem Netz lässt sich die Ökonomie des Batteriesystems nicht anhand des berechneten Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads bewerten. Des Weiteren ist nachteilig, dass eine aufwändige und zeitlich hoch aufgelöste Zeitreihenanalyse zur Identifikation der erforderlichen Energieflusspfade notwendig wird. Aus diesen Gründen wird empfohlen, auch den Autarkiegrad nicht zum Effizienzvergleich von verschiedenen PV-Batteriesystemen zu verwenden.

3.3 AC-Systemnutzungsgrad

Für den Vergleich der Energieeffizienz von AC-gekoppelten Batteriesystemen bietet sich die Bestimmung des energetischen Wirkungsgrads als Quotient der AC-seitig abgegebenen und AC-seitig aufgenommenen Energie an. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird der mittlere Wirkungsgrad über den Zeitraum von einem Jahr auch als Nutzungsgrad bezeichnet [19]. In Anlehnung an die Energieflusspfade soll dieser Nutzungsgrad für AC-gekoppelte Batteriesysteme als AC-Systemnutzungsgrad $\bar{\eta}_{AC}$ definiert werden. Er berechnet sich aus dem Verhältnis von der AC-Batterieentladung E_{BS2AC} zur AC-Batterie-ladung E_{AC2BS} :

$$\bar{\eta}_{AC} = \frac{E_{BS2AC}}{E_{AC2BS}}. \quad (3)$$

Der AC-Systemnutzungsgrad ist somit ein Maß, um die Effizienz der AC-Energiespeicherung des Batteriesystems zu beschreiben. Neben den Umwandlungsverlusten des Batterieumrichters und Batteriespeichers gehen auch die Bereitschaftsverluste der beiden Systemkomponenten in diese Vergleichsgröße ein. Im Idealfall beträgt der AC-Systemnutzungsgrad 100%. Für das reale Referenzsystem ergibt sich aus der Systemsimulation im Jahresmittel ein AC-Systemnutzungsgrad von 75,2%. Somit werden nur etwa drei Viertel der AC-seitig aufgenommenen Energie wieder AC-seitig vom Batteriesystem abgegeben.

Ein Vorteil dieser Kennzahl ist, dass zur Berechnung ausschließlich die kumulierten AC-Energiesummen herangezogen werden, weshalb keine Zeitreihenanalyse zur Identifikation der einzelnen Energieflusspfade notwendig ist. Allerdings lässt der AC-Systemnutzungsgrad keine Aussagen über die Höhe der Regelungs- und Energiemanagementverluste zu. Da der AC-Systemnutzungsgrad zudem nur für AC-gekoppelte Systeme bestimmt werden kann, wird dieser Ansatz nicht weiterverfolgt.

3.4 Systemnutzungsgrad

Um die Energieeffizienz von unterschiedlichen Systemtopologien vergleichbar zu machen, ist es notwendig den PV2AC-Energieumwandlungspfad bei AC-gekoppelten und PV-Generatorgekoppelten Batteriesystemen in die Bilanzierung aufzunehmen (vgl. Bild 1). Dieser Ansatz wird beim Systemnutzungsgrad verfolgt. Hierbei wird die durch das PV-Batteriesystem auf dem AC-Bus zugeführte und aufgenommene Energiemenge unabhängig vom Zeitpunkt der Leistungsaufnahme oder -abgabe über den Betrachtungszeitraum bilanziert. Daraus lässt sich die in der Bilanz zur Lastversorgung oder Netzeinspeisung nutzbare AC-Energie bestimmen. Bei AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen entspricht dies der

Summe aus der Energieabgabe des PV-Systems E_{PVs} und der AC-Batterieentladung E_{BS2AC} abzüglich der Energieaufnahme des PV-Systems E_{AC2PVS} und der AC-Batterieladung E_{AC2BS} . Der Systemnutzungsgrad $\bar{\eta}_{SYS}$ setzt die AC-seitig nutzbare Energie ins Verhältnis zum DC-seitigen Ertrag des PV-Generators E_{PV} und berechnet sich bei AC-gekoppelten Systemen wie folgt:

$$\bar{\eta}_{SYS} = \frac{E_{PVs} + E_{BS2AC} - E_{AC2PVS} - E_{AC2BS}}{E_{PV}} \quad (4)$$

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 1 aufgeführten Betriebsergebnisse ergibt sich für das AC-gekoppelte Referenzsystem ein Systemnutzungsgrad von 89,5%.

DC-gekoppelte und PV-Generatorgekoppelte Systeme sind in der Regel über einen Anschlusspunkt am AC-Bus angeschlossen (vgl. Bild 1). Für diese beiden Systemtopologien berechnet sich der Systemnutzungsgrad daher aus der Bilanz der vom PV-Batteriesystem AC-seitig abgegebenen Energie $E_{PVBS2AC}$ und der AC-seitig aufgenommenen Energie $E_{AC2PVBS}$:

$$\bar{\eta}_{SYS} = \frac{E_{PVBS2AC} - E_{AC2PVBS}}{E_{PV}} \quad (5)$$

Der Systemnutzungsgrad ermöglicht somit den Vergleich der Energieeffizienz von unterschiedlichen Systemtopologien. Allerdings ist dies mit einer Reihe von Einschränkungen verbunden. Zum einen lassen sich aus dem Systemnutzungsgrad keine Rückschlüsse über die Nutzung bzw. Deckung der AC-seitigen Energieflüsse ziehen, weshalb Regelabweichungen und der damit verbundene Energieaustausch zwischen der Batterie und dem Netz unberücksichtigt bleiben [15]. Zum anderen ist der Systemnutzungsgrad abhängig vom Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher, der je nach Speicherkapazität und Betriebsstrategie variieren kann. Wird aufgrund der implementierten Betriebsstrategie weniger PV-Energie zwischengespeichert, erhöht sich der Systemnutzungsgrad. Für den Betreiber sind dadurch allerdings finanzielle Einbußen zu erwarten. Da die Höhe der Umwandlungsverluste im Batteriesystem je nach Batteriegröße variieren kann, ist der erzielbare Systemnutzungsgrad umso höher, je kleiner der Batteriespeicher ist. Ein Vergleich der Systemnutzungsgrade von PV-Batteriesystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität ist daher nicht gerechtfertigt [20].

Des Weiteren darf in der Praxis nicht außer Acht gelassen werden, dass der DC-seitige PV-Ertrag bereits durch die Abregelung des PV-Generators sowie durch das MPP-Tracking verringert sein kann. Die damit einhergehenden Verluste bildet der Systemnutzungsgrad folglich nicht ab. Zudem bleibt mit dem vorgestellten Berechnungsansatz der Peripherieverbrauch unberücksichtigt. Aufgrund der Vernachlässigung einzelner Verlustmechanismen sowie der ausgeprägten Abhängigkeit von der Speicherkapazität ist der Systemnutzungsgrad als alleinige Kennzahl zur Bewertung der Systemeffizienz nicht geeignet.

3.5 System Performance Index (SPI)

Anhand der Analyse der zuvor vorgestellten energetischen Kenngrößen wird deutlich, dass keine dieser messtechnisch bestimmbar Kennzahlen allen eingangs definierten Anforderungen gerecht wird. Neben energetischen Größen können auch ökonomische Größen zur Bewertung der Systemeffizienz herangezogen werden. Für eine ökonomische Kennzahl spricht, dass bei der Anschaffung von PV-Batteriesystemen meist finanzielle Aspekte im Vordergrund stehen [7], [21]. Aus Sicht der Anlagenbetreiber kann somit die Minimierung der Energiekosten als oberstes Ziel beim Einsatz von PV-Batteriesystemen betrachtet werden. Entscheidend ist daher die Fähigkeit eines PV-Batteriesystems, die Netzbezugskosten zu minimieren und die Erlöse aus der Netzeinspeisung zu maximieren.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde eine neue Kennzahl zur Charakterisierung der Energieeffizienz entwickelt, die den ökonomischen Nutzen von PV-Batteriesystemen bewertet [22]. Die Grundlage des SPI bildet die Berechnung der bilanziellen Stromkosten C , die der Differenz aus den Netzbezugskosten C_{G2AC} und den Einnahmen aus der Netzeinspeisung R_{AC2G} entsprechen:

$$C = C_{G2AC} - R_{AC2G} = E_{G2AC} \cdot p_{G2AC} - E_{AC2G} \cdot p_{AC2G}. \quad (6)$$

Die netzbezugsbedingten Ausgaben ergeben sich aus dem Produkt des Netzbezugspreises p_{G2AC} und der aus dem Netz bezogenen Energie E_{G2AC} . Die Netzeinspeiseerlöse R_{AC2G} können aus der Einspeisevergütung p_{AC2G} und der in das Netz eingespeisten Energie E_{AC2G} bestimmt werden.

Ursprünglich wurden zur Bestimmung des SPI die bilanziellen Stromkosten, die sich beim Einsatz eines idealen, verlustfreien PV-Systems ergeben, als Referenz herangezogen [22]. Um die Abhängigkeit des SPI von der Speicherkapazität zu minimieren, werden zukünftig die bilanziellen Stromkosten C_{REF} , die sich ohne Einsatz eines PV-Batteriesystems ergeben, als Referenz betrachtet. Diese werden mit den durch ein ideales, verlustfreies PV-Batteriesystem erzielten bilanziellen Stromkosten $C_{PVBS,IDEAL}$ verglichen. Daraus lässt sich das theoretische Kosteneinsparungspotenzial des betrachteten PV-Batteriesystems $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$ bestimmen. Der SPI setzt die durch das verlustbehaftete PV-Batteriesystem realisierte Kosteneinsparung $\Delta C_{PVBS,REAL}$ ins Verhältnis zum Kosteneinsparungspotenzial des verlustfreien PV-Batteriesystems gleicher Speicherkapazität $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$:

$$SPI = \frac{\Delta C_{PVBS,REAL}}{\Delta C_{PVBS,IDEAL}} = \frac{C_{REF} - C_{PVBS,REAL}}{C_{REF} - C_{PVBS,IDEAL}}. \quad (7)$$

Aus dem SPI lassen sich folglich die finanziellen Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und verlustbedingten Verringerung der Netzeinspeisung ableiten. Im verlustfreien Idealfall beträgt der SPI 100%. Je nach Qualität und Effizienz des PV-Batteriesystems kann der SPI mehr oder weniger von diesem Maximalwert abweichen. Bei besonders ineffizienten Batteriesystemen kann sich sogar ein SPI-Wert ergeben, der unter dem SPI eines vergleichbaren PV-Systems ohne Batteriespeicher liegt. Das PV-Batteriesystem erzielt dann gegenüber dem PV-System keinen finanziellen Vorteil, sondern verursacht zusätzliche finanzielle Verluste.

Für das betrachtete Referenzsystem bestehend aus dem PV-Wechselrichter *SMA Sunny Boy 5000TL* und dem Batteriesystem *Sonnenbatterie eco 4,5* ergeben sich die in Tabelle 3 ausgeführten ökonomischen Betriebsergebnisse. Dabei wurde die Einspeisevergütung mit 12 ct/kWh und der Netzbezugspreis mit 28 ct/kWh angesetzt. Im Fall ohne PV-Batteriesystem entsprechen die bilanziellen Stromkosten den Netzbezugskosten, die sich auf 1403 €/a belaufen. Durch ein verlustfreies PV-Batteriesystem mit einer Speicherkapazität von 3,7 kWh und einer PV-Generatorleistung von 5 kWp lassen sich diese Kosten um 1074 €/a verringern. Die Systemverluste haben zur Folge, dass das reale PV-Batteriesystem nur etwa 933 €/a gegenüber der Ausgangssituation einspart. Das betrachtete Referenzsystem erzielt daher einen SPI von 86,9%.

Tabelle 3 Herleitung des System Performance Index (SPI) anhand der energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse des Referenzsystems (Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

Bezeichnung	Kürzel	kein System	ideales System	reales System
Netzeinspeisung	E_{AC2G}	-	2518 kWh/a	2295 kWh/a
Netzbezug	E_{G2AC}	5010 kWh/a	2254 kWh/a	2661 kWh/a
Netzeinspeiseerlöse	R_{AC2G}	-	302 €/a	275 €/a
Netzbezugskosten	C_{G2AC}	1403 €/a	631 €/a	745 €/a
Bilanzielle Kosten	C	1403 €/a	329 €/a	470 €/a
Kosteneinsparung	ΔC		1074 €/a	933 €/a
System Performance Index	SPI		100,0%	86,9%

Bild 9 schlüsselt auf, welchen Beitrag die einzelnen Verlustmechanismen an den verlustbedingten Einbußen des simulierten Referenzsystems haben. Hierzu wurde die durch den jeweiligen Verlustmechanismus hervorgerufene Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs ökonomisch bewertet (vgl. Bild 3). Da das ideale PV-Batteriesystem gegenüber der Ausgangssituation eine Kosteneinsparung von 1074 €/a erzielt, ist im betrachteten Beispiel ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt einem finanziellen Nachteil von rund 11 €/a gleichzusetzen.

Beim Vergleich der Verlustmechanismen wird deutlich, dass die Umwandlungsverluste für eine Reduktion des SPI in Höhe von 7,6 Prozentpunkte verantwortlich sind und daher den Großteil der Systemverluste ausmachen. Hierzu tragen der PV-Wechselrichter und Batterieumrichter mit 3,1 und 2,8 Prozentpunkte sowie der Batteriespeicher mit 1,7 Prozentpunkte bei. Die Bereitschaftsverluste verringern den SPI des Referenzsystems um 2,7 Prozentpunkte. Diese sind im Wesentlichen auf die Leistungsaufnahme des Batterieumrichters und Batteriespeichers im Bereitschaftsbetrieb zurückzuführen. Die finanziellen Einbußen durch die dynamischen und stationären Regelabweichungen des Referenzsystems sind in etwa gleich groß und bringen insgesamt einen SPI-Verlust von 1,6 Prozentpunkte mit sich. Die Dimensionierungs- und Energiemanagementverluste sind im betrachteten Beispiel im Vergleich zu den anderen Verlustmechanismen vergleichsweise gering. Beide sind für einen SPI-Verlust von jeweils rund 0,6 Prozentpunkte verantwortlich.

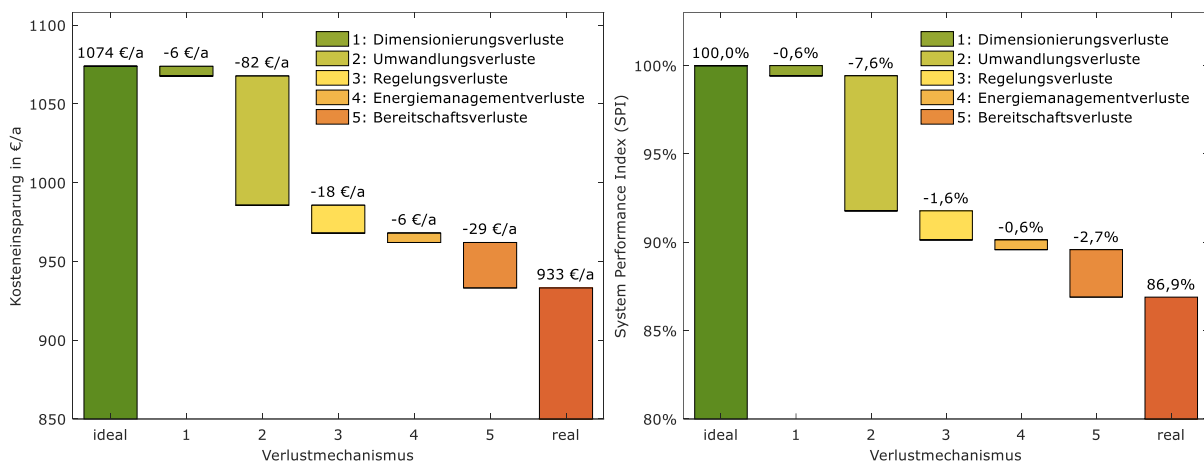


Bild 9 Einfluss der einzelnen Verlustmechanismen auf die jährliche Kosteneinsparung (links) und den System Performance Index (SPI) (rechts) des Referenzsystems (Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

Dementsprechend kann aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass die energetischen und ökonomischen Verluste des untersuchten PV-Batteriesystems von den Umwandlungsverlusten dominiert werden. Allerdings hängt die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen entscheidend von den Systemeigenschaften ab und kann daher je nach System variieren [22].

4 Einflussfaktoren auf den System Performance Index

Im Folgenden wird für das Referenzsystem der Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Höhe des erreichbaren SPI untersucht. Sofern nichts Abweichendes angegeben ist, beziehen sich die Berechnungsergebnisse auf die zuvor vorgestellten Annahmen.

4.1 Ökonomische Rahmenbedingungen

Da der SPI auf der ökonomischen Bewertung des jährlichen Energieaustauschs mit dem Netz basiert, wird er von der Höhe der Einspeisevergütung und des Netzbezugspreises beeinflusst. In Bild 10 (links) ist der Einfluss der Einspeisevergütung zwischen 0 und 14 ct/kWh auf die Kosteneinsparung des idealen und realen PV-Batteriesystems zu sehen. Weiterhin sind die finanziellen Einbußen aufgrund der verringerten Netzeinspeisung und des erhöhten Netzbezugs des verlustbehafteten Referenzsystems abgebildet. Wird die Netzeinspeisung nicht vergütet, kommt ausschließlich der verlustbedingte Anstieg des Netzbezugs zum Tragen. Der SPI des Referenzsystems beträgt dann unabhängig von der Höhe des Netzbezugspreises 85,2%.

Je höher die Einspeisevergütung ist, desto größer fällt die Kosteneinsparung durch das ideale und reale PV-Batteriesystem aus. Zudem steigen die finanziellen Verluste aufgrund der verringerten Netzeinspeisung des realen Systems an. Bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh sind etwa ein Fünftel der finanziellen Einbußen auf die Netzeinspeiseverluste zurückzuführen. Da die gestiegenen Netzeinspeiseverluste allerdings nicht die finanziellen Gewinne aufgrund der höheren Einspeisevergütung kompensieren, steigt der SPI des Referenzsystems mit zunehmender Einspeisevergütung an.

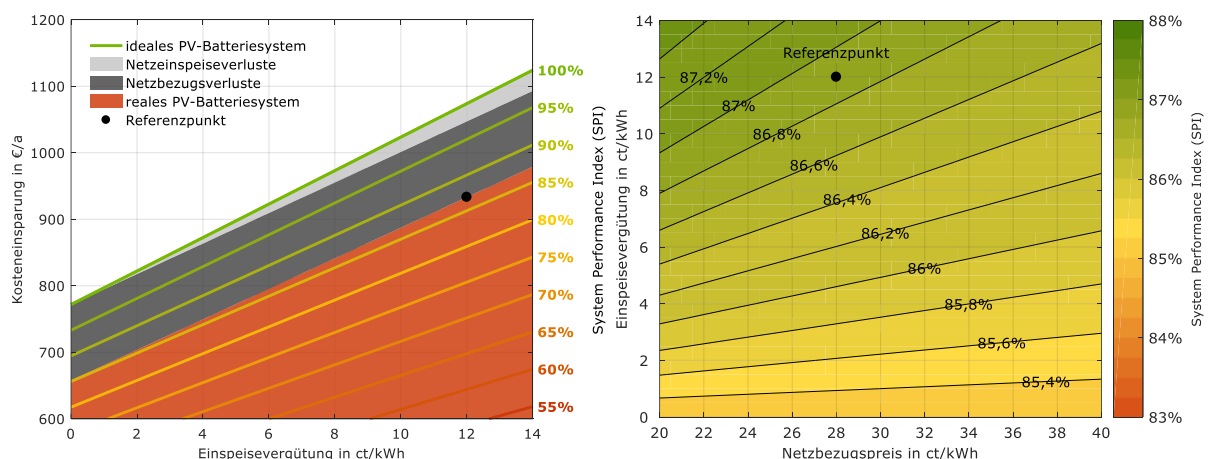


Bild 10 Links: Einfluss der Einspeisevergütung auf die Kosteneinsparung des Referenzsystems bei einem Netzbezugspreis von 28 ct/kWh. Rechts: Variation des System Performance Index (SPI) in Abhängigkeit der ökonomischen Rahmenbedingungen (Referenzpunkt: Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

Bild 10 (rechts) veranschaulicht die Abhängigkeit des SPI von der Höhe der Einspeisevergütung und der Höhe des Netzbezugspreises. Im Referenzpunkt bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und einem Bezugspreis von 28 ct/kWh resultiert ein SPI von 86,9%. Fällt der Preis für den Netzbezug um 12 ct/kWh höher aus, verringert sich der SPI auf 86,5%. Der gleiche SPI-Wert resultiert auch, wenn die Netzeinspeisung mit 6 ct/kWh vergütet wird und der Bezug aus dem Netz 20 ct/kWh kostet. In beiden Fällen ist der Quotient aus der Einspeisevergütung zu dem Bezugspreis identisch. Der SPI ist somit nur vom Verhältnis beider Größen zueinander abhängig und kann folglich auch als Kennlinie dargestellt werden (vgl. [22]). Insgesamt zeigt sich über einen weiten Bereich eine geringe SPI-Variation.

4.2 Dimensionierung des Batteriespeichers

Um den Einfluss der Batteriegröße auf den SPI aufzuzeigen, wurde das Betriebsverhalten des Referenzsystems mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten simuliert. Hierzu musste die Berechnung der Verlustleistung der Batterie während des Lade- und Entladevorgangs der jeweiligen Speichergröße angepasst werden. Bild 11 (links) stellt die berechnete Kosteneinsparung des realen PV-Batteriesystems für Speicherkapazitäten zwischen 2 und 10 kWh dar. Weiterhin sind das Kosteneinsparungspotenzial des idealen PV-Batteriesystems sowie die Isolinien des SPI zu sehen. Ohne Batteriespeicher lassen sich mit einem idealen PV-System 879 €/a einsparen. Im Vergleich dazu reduzieren die Verluste des PV-Wechselrichters sowie die Energiemanagementverluste (PV-Abregelung) die Kosteneinsparung des realen PV-Systems um 43 €/a auf 836 €/a. Demgegenüber kann das Referenzsystem mit einer Speicherkapazität von 3,7 kWh rund 933 €/a und somit 98 €/a mehr als das reale PV-System einsparen. Bei einem doppelt so großem Speicher sind es bereits 1000 €/a. Wie zu sehen ist, fällt mit zunehmender Speicherkapazität der SPI des realen PV-Batteriesystems leicht ab.

Um der Ursache für die Abnahme nachzugehen, ist in Bild 11 (rechts) der Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI des untersuchten PV-Batteriesystems in Abhängigkeit der Speicherkapazität aufgetragen. Je nach Batteriegröße kann die anteilige Zusammensetzung der SPI-Verluste unterschiedlich ausfallen. Überdurchschnittlich hohe Bereitschaftsverluste treten bei klein dimensionierten Batteriespeichern auf. Der Grund hierfür ist die hohe Verweilzeit des Batteriespeichers im entladenen Zustand. Den erhöhten Bereitschaftsverlusten stehen allerdings auch geringere Umwandlungsverluste im Batteriesystem gegenüber. Es ist zu beachten, dass in der Praxis üblicherweise auch die Leistungsaufnahme des BMS je nach Größe des Batteriespeichers variiert.

Mit steigender Speicherkapazität nehmen die Umwandlungsverluste, bedingt durch den höheren Energiedurchsatz durch das Batteriesystem, zu. Durch die Vergrößerung des Batteriespeichers steigen zudem die Regelungs- und Dimensionierungsverluste an. Letztere erhöhen sich aufgrund des zunehmenden Einflusses der Leistungsbeschränkung des Batterieumrichters. Bei größeren Speichern muss weniger PV-Energie zur Einhaltung der geforderten Einspeisebegrenzung abgeregelt werden, was sich positiv auf die Höhe der Energiemanagementverluste auswirkt.

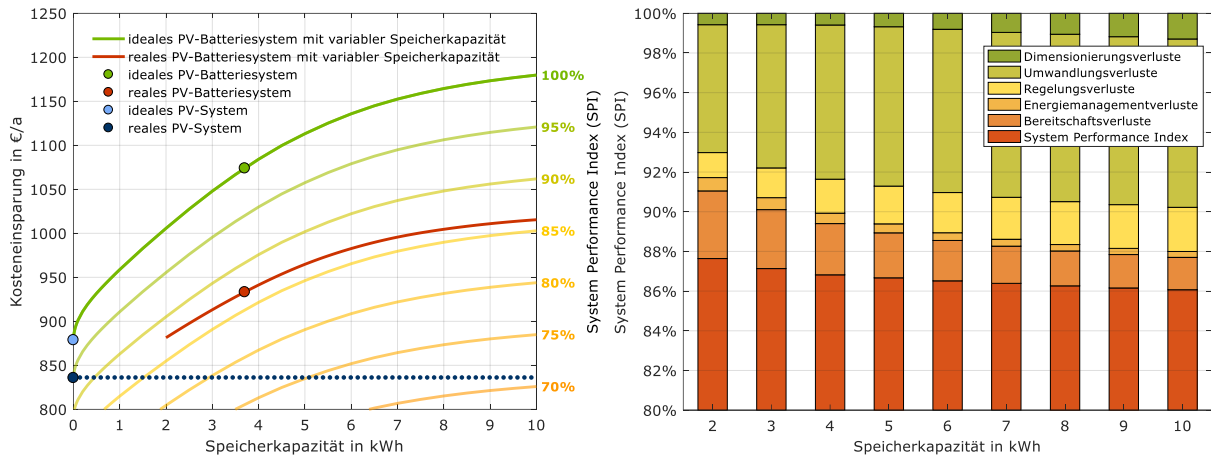


Bild 11 Links: Einfluss der Speicherkapazität auf die Kosteneinsparung des idealen und realen Referenzsystems. Rechts: Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index (SPI) in Abhängigkeit von der Speicherkapazität (PV-Generatorleistung 5 kWp).

Unter Berücksichtigung sämtlicher Verluste resultiert bei einer Speicherkapazität von 2 kWh bzw. 10 kWh ein SPI von 87,6% bzw. 86,1%. Im Bereich zwischen 4 und 8 kWh weichen die SPI-Werte sogar nur um 0,5 Prozentpunkte voneinander ab. Durch den Vergleich des realen PV-Batteriesystems mit einem idealen PV-Batteriesystem identischer Batteriegröße fällt die Abhängigkeit des SPI von der Speicherkapazität daher im Vergleich zu den anderen Kennzahlen vergleichsweise gering aus. Es lässt sich folglich ableiten, dass der SPI zum Vergleich von PV-Batteriesystemen unterschiedlicher Speicherkapazität herangezogen werden kann. Somit macht der SPI in der Praxis unterschiedlich große Batteriesysteme vergleichbar. Zwei unterschiedliche Produkte mit identischem SPI haben folglich die gleiche effizienzbezogene Qualität.

4.3 Systemeigenschaften

Ein weiterer Vorteil der simulationsbasierten Effizienzanalyse für die Systementwicklung und -optimierung ist, dass sich die Auswirkung eines einzelnen Verlustfaktors auf die Systemeffizienz isoliert bestimmen lässt. Daher wurden ausgewählte Parameter des Referenzsystems angepasst und die resultierende Änderung des SPI ermittelt. Das Ergebnis der Parametervariation kann für das Referenzsystem mit einer Speicherkapazität von 3,7 kWh Bild 12 (links) entnommen werden.

Unter Berücksichtigung der Ausgangsparameter liegt der SPI bei 86,9%. Die Anpassung des PV-Wechselrichterwirkungsgrads um ± 2 Prozentpunkte über den gesamten Leistungsbereich bringt eine Änderung des SPI um $\pm 1,2$ Prozentpunkte mit sich. Wird der Wirkungsgrad des Batterieumrichters um den gleichen Beitrag verringert bzw. erhöht, wirkt sich dies aufgrund des im Vergleich zum PV-Wechselrichter geringeren Energiedurchsatzes des Batteriesystems weniger stark auf den SPI aus. Erstaunlich ist, dass der Anstieg des SPI durch eine um 3 W geringere Leistungsaufnahme des BMS größer ausfällt als durch einen um 2 Prozentpunkte höheren Batteriewirkungsgrad. Die Verdopplung der Totzeit auf 10 s hat den gleichen Einfluss auf den SPI wie die Verringerung der Effizienz des Batteriewirkungsgrads um 2 Prozentpunkte. Aufgrund der angenommenen frühzeitigen Batterieladung bringt die Reduktion der Einspeisegrenze von 70% auf 50% die größte Änderung des SPI mit sich. Mit einem prognosebasierten Speichereinsatz ließen sich die SPI-Verluste aufgrund der 50%-Einspeisebegrenzung erheblich reduzieren. Zudem verdeutlichen die Ergebnisse die Relevanz der Leistungsaufnahme des Batterieumrichters im Bereitschaftsbetrieb.

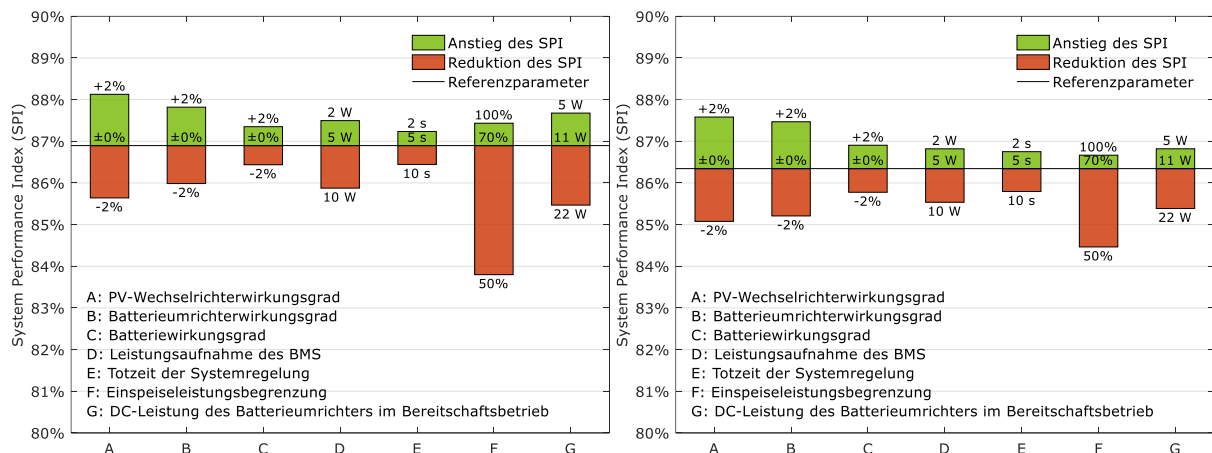


Bild 12 Auswirkung der Variation ausgewählter Verlustfaktoren auf den System Performance Index (SPI) des Referenzsystems mit einer Speicherkapazität von 3,7 kWh (links) und 7,4 kWh (rechts).

Ergänzend wurde untersucht, wie sich die Parametervariation auf den SPI des Referenzsystems bei einer Speicherkapazität von 7,4 kWh auswirkt (Bild 12 rechts). Die Verdopplung der Speicherkapazität bringt einen Anstieg der AC-Batterieentladung von 1040 kWh/a auf 1514 kWh/a mit sich. Aufgrund des gestiegenen Energiedurchsatzes durch das Batteriesystem wirkt sich die Variation der Effizienz des Batterieumrichters und der Batterie stärker auf den SPI als zuvor aus. Dagegen hat die Reduktion der Leistungsaufnahme des BMS einen geringeren Einfluss auf den SPI. Zudem wird ersichtlich, dass die identische Änderung der DC-Leistung des Batterieumrichters im Bereitschaftsbetrieb bei größeren Speicherkapazitäten den SPI geringer beeinflusst. Des Weiteren fällt die Abregelung aufgrund der 50%-Einspeiseleistungsbegrenzung weniger ins Gewicht. Wie sehr ein Parameter die Systemeffizienz beeinflusst, hängt somit entscheidend von der Systemdimensionierung ab.

4.4 Lastprofil

Darüber hinaus ist das Betriebsverhalten und somit die Energieeffizienz eines PV-Batteriesystems vom zeitlichen Verlauf der Last abhängig. Um diesen Einfluss aufzuzeigen, wurde das Betriebsverhalten des Referenzsystems unter Berücksichtigung von 70 unterschiedlichen Haushaltslastprofilen simuliert. Der Analyse liegen Lastprofile mit einem elektrischen Energieverbrauch zwischen 2,3 und 7,5 MWh/a einer frei verfügbaren Datenbasis zugrunde [23]. In Bild 13 (links) sind die ermittelten SPI-Werte über den jeweiligen Energieverbrauch aufgetragen. Der SPI des Referenzsystems variiert je nach Lastprofil zwischen 85,6% und 87,9%. Sowohl der Mittelwert als auch der Median der 70 SPI-Werte liegt bei 87,1% und die Standardabweichung beträgt 0,4 Prozentpunkte. Eine ausgeprägte Korrelation zwischen der Höhe des Energieverbrauchs und dem ermittelten SPI ist nicht zu erkennen. Auch bei identischem Energieverbrauch ergeben sich Differenzen im SPI.

Um der Ursache für die Unterschiede im SPI nachzugehen, sind in Bild 13 (rechts) die SPI-Werte der Höhe nach sortiert sowie der Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI dargestellt. Für die zehn höchsten SPI-Werte sind überwiegend vergleichsweise geringe Umwandlungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste verantwortlich. Die zehn geringsten SPI-Werte lassen sich nicht auf eine Ursache zurückführen. Je nach Lastprofil ist die Ursache in erhöhten Dimensionierungs-, Umwandlungs- oder Energiemanagementverlusten zu suchen.

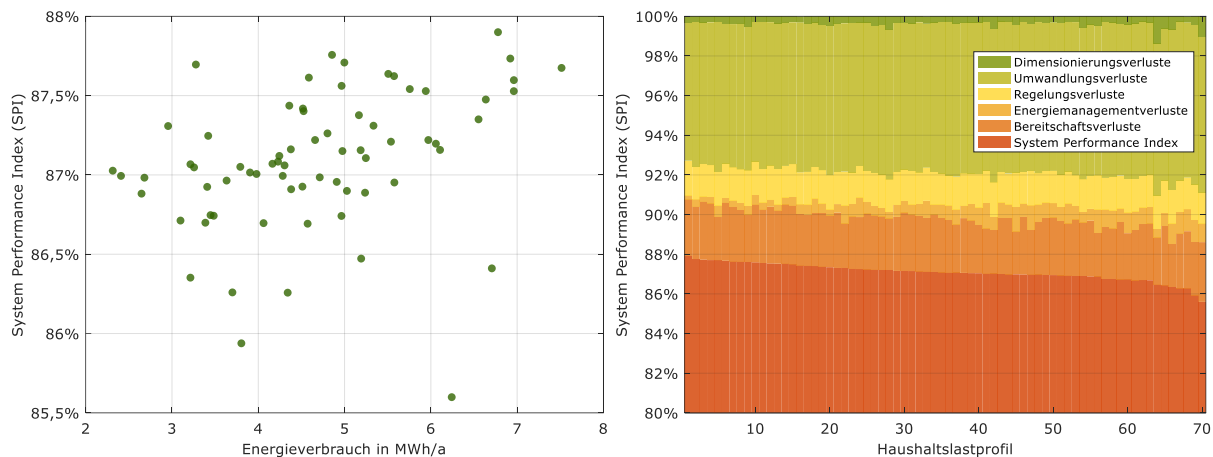


Bild 13 Links: System Performance Index (SPI) des Referenzsystems für 70 Haushalte in Abhängigkeit von dem jährlichen Energieverbrauch. Rechts: Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index (SPI) des Referenzsystems für 70 Haushalte (Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

5 Schlussfolgerungen

In diesem Beitrag wurden verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen im Hinblick auf Ihre Aussagekraft analysiert. Zunächst wurden die Effekte der einzelnen Verlustmechanismen eines exemplarischen AC-gekoppelten PV-Batteriesystems analysiert. Im Anschluss wurde festgestellt, dass die bisher verwendeten Kennzahlen zum Teil erhebliche Schwächen aufweisen. In vielen energetischen Kennzahlen werden einzelne Verlustmechanismen vernachlässigt. Des Weiteren ist aufgrund unterschiedlicher Berechnungsansätze ein Vergleich der Effizienz von Systemen mit AC-, DC- und PV-Generatorkopplung oftmals nicht möglich.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde eine neue Kennzahl eingeführt, die auf der ökonomischen Bewertung des jährlichen Energieaustauschs mit dem Netz basiert. Hierzu wird die erzielte Kosteneinsparung des realen, verlustbehafteten Systems mit dem Kosteneinsparungspotenzial im verlustfreien Idealfall verglichen. Dadurch wird die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeise- und Netzbezugsverluste berücksichtigt. Aus dem SPI lassen sich folglich die finanziellen Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und Verringerung der Netzeinspeisung ableiten. Unter Berücksichtigung des theoretischen Kosteneinsparungspotenzials stellt der SPI eines PV-Batteriesystems somit die Grundlage für Wirtschaftlichkeitsberechnungen dar. Durch Sensitivitätsanalysen konnte nachgewiesen werden, dass der SPI eine aussagekräftige und belastbare Bewertungsgröße ist.

Der SPI des untersuchten Referenzsystems bestehend aus dem PV-Wechselrichter *SMA Sunny Boy 5000TL* sowie dem AC-gekoppelten Batteriesystem *Sonnenbatterie eco 4,5* beläuft sich auf 86,9%. Die Effizienz des Referenzsystems wird maßgeblich von den Umwandlungs-, Bereitschafts- und Regelungsverlusten bestimmt. Gegenüber einem identischen PV-System ohne Speicher kann das untersuchte AC-gekoppelte Batteriesystem die Kosteneinsparung lediglich um 98 €/a erhöhen. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass viele PV-Batteriesysteme noch ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz mit sich bringen.

Mit dem SPI steht eine simulationsbasierte Kennzahl zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen zur Verfügung, die in unterschiedlichen Gebieten zum Einsatz kommen kann. Zum

einen können Hersteller mit dem SPI detaillierte Verlustanalysen durchführen, wodurch sich Maßnahmen zur technischen Verbesserung der Produkte identifizieren lassen. Zum anderen kann die Berechnungsmethodik in Simulationsprogrammen zur Anlagenplanung integriert werden. Auf diese Weise können Planer und Installateure ein für den jeweiligen Anwendungsfall geeignetes System auswählen. Hauptanwendung des SPI ist der Vergleich der Energieeffizienz von verschiedenen PV-Batteriesystemen unabhängig von der Größe des Batteriespeichers und der Systemtopologie. Sofern der SPI von unterschiedlichen Produkten unter identischen Bedingungen bestimmt wird, kann er auch als Vergleichsgröße für Marktübersichten dienen. Des Weiteren ist die Etablierung eines Effizienzlabels auf Basis des SPI denkbar. Dies würde die nötige Transparenz in den Markt für PV-Batteriesysteme bringen und den Anwendern die Produktauswahl erleichtern. Zudem kann dadurch zukünftig eine Verbesserung der Energieeffizienz der Batteriesysteme erwartet werden, was eine entscheidende Voraussetzung für den sinnvollen Einsatz von PV-Batteriesystemen darstellt.

Danksagung

Die präsentierten Ergebnisse sind im „Verbundvorhaben: Langlebige Qualitätsmodule für PV-Systeme mit Speicheroption und intelligentem Energiemanagement (LAURA) Teilvorhaben: Energiemanagement und Optimierung von Photovoltaiksystemen mit Batterie- und Wärmespeichern (PVstore)“ entstanden (Förderkennzeichen: 0325716G). Die Autoren danken dem Projektträger Jülich (PtJ) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Ein besonderer Dank gilt zudem David Haberschusz und Kai-Philipp Kairies für die Bereitstellung von Messdaten zur Parametrierung und Validierung des verwendeten Simulationsmodells.

Literaturverzeichnis

- [1] F. Kever, M. Rother: „Vergleich unterschiedlicher Systemtopologien für die Anbindung von kleinen dezentralen Speichern ans Netz“, in *2. Anwenderforum Direkteinspeisung, Eigenverbrauch und Speicherung von PV-Strom*, Köln, 2013.
- [2] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V., BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“, Berlin, März 2017.
- [3] J. Weniger, T. Tjaden: „Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme (PerModAC Version 1.0)“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, März-2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod>.
- [4] T. Tjaden, J. Weniger, C. Messner, M. Knoop, M. Littwin, K.-P. Kairies, D. Haberschusz, H. Loges, V. Quaschnig: „Offenes Simulationsmodell für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [5] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, V. Quaschnig: „Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems“, *Energy Procedia*, Bd. 99, S. 3–10, Nov. 2016.
- [6] B. Burger, R. Rüther: „Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature“, *Sol. Energy*, Bd. 80, Nr. 1, S. 32–45, Jan. 2006.
- [7] K.-P. Kairies, D. Haberschusz, J. van Ouwerkerk, J. Strebel, O. Wessels, D. Magnor, J. Badeda, D. U. Sauer: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, Mai 2016.
- [8] Messner, C., Kathan, J., Seitzl, C., Hofmüller, S., Bründlinger, R.: „Efficiency and Effectiveness of PV Battery Energy Storage Systems for Residential Applications - Experience from Laboratory Tests of Commercial Products“, in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München, 2016, S. 2381–2392.
- [9] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, V. Quaschnig: „Auswirkungen von Regelträgheiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen“, in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.

- [10] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [11] N. Kreutzer, J. Schiel, M. Rothert: „Netzgekoppelte PV-Speichersysteme: Fünf Jahre Felderfahrung und Lessons Learned“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [12] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, März 2016.
- [13] J. Li, M. A. Danzer: „Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems“, *J. Power Sources*, Bd. 258, S. 365–373, Juli 2014.
- [14] M. Braun, K. Büdenbender, M. Landau, D. U. Sauer, D. Magnor, A. U. Schmiegel: „Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen - Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance“, in *25. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2010.
- [15] F. Niedermeyer, J. von Appen, T. Kneiske, M. Braun, A. Schmiegel, N. Kreutzer, M. Rothert, A. Reischl: „Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [16] A. Piepenbrink: „EU Efficiency for Home Storage Systems - A New and Simple Procedure“, in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [17] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, K. Akanumma, M. Yokota, H. Sugihara, A. Morimoto: „Performance Analyses of Battery Integrated Grid-Connected Residential PV Systems“, in *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Dresden, 2006.
- [18] S. Quoilin, K. Kavvadias, A. Mercier, I. Pappone, A. Zucker: „Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment“, *Appl. Energy*, Bd. 182, S. 58–67, Nov. 2016.
- [19] Verein Deutscher Ingenieure e. V.: „VDI 4661 Energiekenngrößen - Definitionen, Begriffe, Methodik“, in *VDI-Handbuch Energietechnik*, Düsseldorf, 2014.
- [20] C. Messner, J. Kathan, J. Mayr: „Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte“, in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.
- [21] M. Graebig, G. Erdmann, S. Röder: „Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models“, in *37th IAEE International Conference*, New York, 2014.
- [22] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, V. Quaschnig: „Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems“, in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München, 2016, S. 2372–2380.
- [23] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, 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/>.