

Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten Photovoltaik-Batteriesystemen in Wohngebäuden

vorgelegt von
M.Sc.
Johannes Weniger

an der Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Clemens Gühmann

Gutachterin: Prof. Dr.-Ing. Julia Kowal

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Volker Quaschnig

Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 3. September 2019

Berlin 2020

Kurzfassung

Der Einsatz von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) in Kombination mit Batteriespeichersystemen zur Energieversorgung von Wohngebäuden gewinnt immer mehr an Bedeutung. Mit der zunehmenden Anzahl der am Markt erhältlichen PV-Batteriesysteme rücken verstärkt Fragen in Bezug auf die Effizienz der unterschiedlichen Systemkonzepte in den Vordergrund. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines modellbasierten Simulationstests zur Effizienzbewertung und Verlustanalyse von PV-Batteriesystemen.

Im ersten Schwerpunkt der Arbeit wird ein Modell zur Simulation des Betriebsverhaltens von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen in einsekündiger Auflösung beschrieben. Zur Parametrierung des Modells sind Messdaten erforderlich, die aus Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme hervorgehen. Auf Grundlage des entwickelten Simulationsmodells wird anschließend ein neues Verfahren zur Analyse der Verluste in PV-Batteriesystemen vorgestellt. Hierzu werden ausgehend von einem idealen, verlustfreien Betriebsverhalten die Auswirkungen der einzelnen Effizienzverluste anhand der jeweils hervorgerufenen Änderung der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt aufgezeigt. Auf diese Weise werden die Effekte der Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste getrennt voneinander analysiert.

Des Weiteren wird in dieser Arbeit die Aussagekraft von unterschiedlichen Kennzahlen zur Bewertung von PV-Batteriesystemen untersucht. Viele der bisher verwendeten Bewertungsgrößen lassen einzelne Verlustmechanismen der PV-Batteriesysteme außer Acht. Mit dem System Performance Index (SPI) wird eine neue Effizienzkennzahl für PV-Batteriesysteme vorgestellt, mit der sich die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen quantifizieren lässt. Im Anschluss werden ausgewählte Einflussfaktoren auf den SPI näher untersucht. Unter anderem wird die Bedeutung der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten sowie des Detaillierungsgrads des verwendeten Simulationsmodells analysiert. Anhand von Simulationsuntersuchungen wird zudem der Beitrag einer prognosebasierten Batterieladestrategie zur Verringerung der Energiemanagementverluste und zur Verbesserung des SPI aufgezeigt.

In einem weiteren Schwerpunkt dieser Arbeit wird die Effizienz von AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen mit dem SPI bewertet. Es zeigt sich, dass die erzielte Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems maßgeblich von dessen Effizienz abhängt. Der Einfluss der Systemeffizienz auf die Kosteneinsparung der PV-Batteriesysteme ist oft größer als der Einfluss der Speicherkapazität. Die untersuchten AC-, DC- und PV-gekoppelten Systeme erzielen im Mittel einen SPI von jeweils 88%. Eine ausgeprägte Abhängigkeit der Systemeffizienz von der Systemtopologie konnte somit nicht festgestellt werden. Es bleibt festzuhalten, dass die Gesamtsystemverluste von den Umwandlungsverlusten in den leistungselektronischen Systemkomponenten dominiert werden. Maßnahmen zur Verbesserung der Systemeffizienz sollten daher insbesondere die Steigerung der Umwandlungswirkungsgrade der PV-Batteriesysteme zum Ziel haben.

Abstract

Combining photovoltaic (PV) systems with battery storage systems for the energy supply of residential buildings is becoming increasingly important. With a growing number of PV-battery systems available on the market, questions regarding the efficiency of the various system concepts are increasingly emerging. The aim of this thesis is to develop a model-based simulation test for the efficiency assessment and loss analysis of PV-battery systems.

First, a new simulation model to calculate the energy flows of AC-coupled PV-battery systems with a temporal resolution of one second is proposed. Laboratory measurements according to the efficiency guideline for PV-battery systems were used to parametrize the model. Based on the developed simulation model, a new procedure is shown which allows a comparison of the different efficiency losses: Compared to the behavior of a lossless system, the change in the energy fed into the grid and drawn from the grid due to the different loss mechanisms is determined. Consequently, the effects of the sizing, conversion, control, energy management and standby losses are analyzed separately for a reference system.

Moreover, this thesis evaluates different energy performance indicators for PV-battery systems. Many of the indicators disregard individual loss mechanisms of a PV-battery system. The System Performance Index (SPI) is introduced as a new efficiency indicator. The SPI can be used to quantify the relevance of the modelled loss mechanisms. In the following, a sensitivity analysis is conducted which analyzes selected influencing factors on the SPI more closely. Among other things, the impact of the temporal resolution of the input data as well as the impact of the level of detail of the simulation model is shown. Further simulations show that a predictive operation strategy can reduce the energy management losses and improve the SPI.

Finally, the efficiency of AC-, DC- and PV-coupled systems is assessed using the SPI. The simulation results show that the achievable cost savings of a PV-battery system depend significantly on its efficiency losses. In many cases, the cost savings are affected more strongly by the efficiency than by the battery capacity of the system. The AC-, DC- and PV-coupled systems under study achieve an average SPI of 88%. A substantial discrepancy in the mean efficiency between the different system topologies could not be determined. The overall system losses of all systems under study are dominated by the conversion losses of the power electronics. Measures to improve the system efficiency should therefore especially aim at increasing the conversion efficiency of the system components.

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	3
ABSTRACT	4
1 EINLEITUNG	7
1.1 Motivation	7
1.2 Stand der Technik.....	11
1.3 Stand der Forschung.....	13
1.4 Zielsetzung und Vorgehensweise	17
2 SYSTEMMODELLIERUNG	19
2.1 Modellbildung.....	20
2.1.1 PV-Generator	21
2.1.2 PV-Wechselrichter.....	22
2.1.3 Batteriesystem.....	24
2.1.4 Energiemanagementsystem.....	32
2.2 Modellvalidierung	33
2.2.1 Validierungsdaten.....	33
2.2.2 Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse	35
3 VERLUSTANALYSE	39
3.1 Dimensionierungsverluste.....	42
3.2 Umwandlungsverluste	44
3.3 Regelungsverluste.....	48
3.4 Energiemanagementverluste.....	55
3.5 Bereitschaftsverluste	56
3.6 Zusammenfassung	57
4 EFFIZIENZKENNZAHLEN	60
4.1 Eigenverbrauchsanteil	61
4.2 Autarkiegrad.....	62
4.3 AC-Systemnutzungsgrad.....	63
4.4 Systemnutzungsgrad	63
4.5 System Performance Index.....	65
4.6 Zusammenfassung	69
5 EINFLUSSFAKTOREN	71
5.1 Ökonomische Einflussfaktoren.....	71
5.1.1 Einspeisevergütung	72
5.1.2 Netzbezugspreis.....	72
5.2 Simulationsabhängige Einflussfaktoren	74
5.2.1 Zeitliche Auflösung	74
5.2.2 Detaillierungsgrad.....	79

5.3 Gebäudeabhängige Einflussfaktoren	82
5.3.1 Lastprofil	83
5.3.2 PV-Generatororientierung	85
5.4 Dimensionierungsabhängige Einflussfaktoren	86
5.4.1 PV-Generatorleistung	86
5.4.2 Speicherkapazität	87
5.5 Systemabhängige Einflussfaktoren.....	90
5.5.1 Systemeigenschaften	90
5.5.2 Energiemanagementstrategie	91
5.6 Zusammenfassung	95
6 SYSTEMVERGLEICH	97
6.1 Systemeigenschaften	98
6.1.1 Nominale Leistung.....	98
6.1.2 Umwandlungswirkungsgrade	99
6.1.3 Regelungsabweichungen	104
6.1.4 Standby-Leistungsaufnahme.....	105
6.2 Simulationsbasierte Systembewertung	106
6.2.1 Netzbezug und Netzeinspeisung.....	107
6.2.2 System Performance Index	109
6.3 Zusammenfassung	112
7 DISKUSSION.....	113
8 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	117
A ANHANG	120
ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS	137
LITERATURVERZEICHNIS	141

1 Einleitung

1.1 Motivation

In Anbetracht der verheerenden Folgen des Klimawandels ist die Abkehr von der Nutzung fossiler Energien unabdingbar. Mit dem Pariser Klimaschutzabkommen wurden erstmals globale Klimaschutzziele beschlossen, die eine Begrenzung der Erderwärmung auf weit unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau vorsehen [1]. Um die vereinbarten Klimaschutzziele zu erreichen, ist die Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen aus dem Energiesektor sowie aus der Land- und Forstwirtschaft gegen 2035 auf null notwendig [2]. Der Reduktion des Energiebedarfs sowie der Dekarbonisierung der Energieversorgung wird dabei eine zentrale Bedeutung zugesprochen [1]. Die Photovoltaik (PV) hat das Potenzial, 30% bis 70% des weltweiten elektrischen Energiebedarfs zu wettbewerbsfähigen Kosten zu decken und somit einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten [3], [4].

Zur Erfüllung des Pariser Klimaschutzabkommens ist in Deutschland die vollständige Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien notwendig. Die Nutzung der Wind- und Solarenergie wird dabei eine Schlüsselrolle einnehmen [5]. Für einen ausgeglichenen zeitlichen Verlauf der Energieerzeugung aus Windenergieanlagen und PV-Systemen sollte die in Deutschland installierte Leistung beider Technologien in etwa gleich groß sein [6]. Bleibt der jährliche Bruttostromverbrauch unverändert bei rund 600 TWh und soll dieser langfristig zu 30% mit Solarstrom gedeckt werden, ist die Errichtung von PV-Systemen mit einer Gesamtleistung von mindestens 220 GWp erforderlich (vgl. Bild 1.1 links).

Aufgrund der voranschreitenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors ist in Deutschland mit einem Anstieg des Stromverbrauchs zu rechnen [7]–[9]. Steigt der jährliche Bruttostromverbrauch auf 900 TWh, müssen für einen Solarstromanteil von 30% PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von mehr als 340 GWp installiert werden. Bereits ab einer installierten PV-Leistung von 80 GWp kann es dazu kommen, dass die PV-Erzeugung im Sommer die zeitgleiche Stromnachfrage in Deutschland übersteigt (vgl. Bild 1.1 rechts).

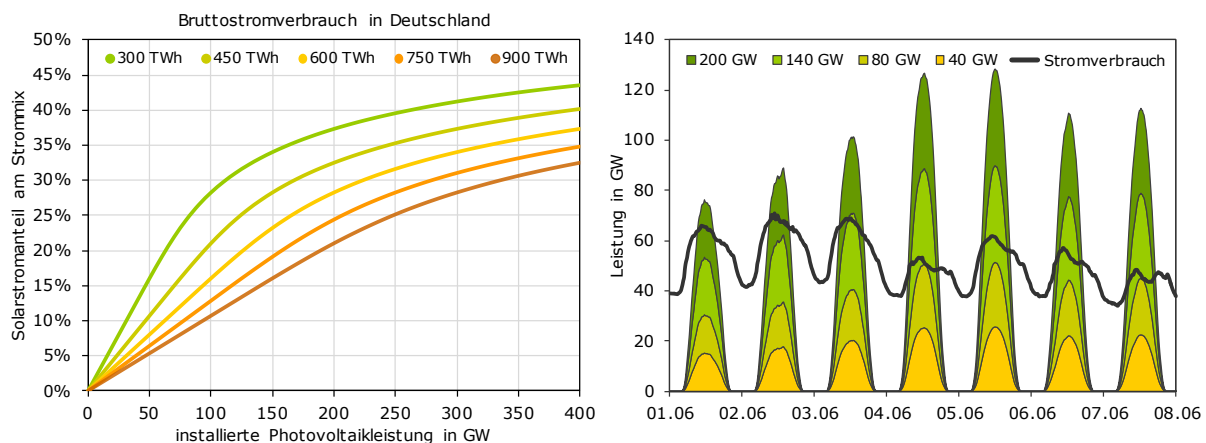


Bild 1.1 Links: Solarstromanteil an der Stromversorgung in Deutschland bei variierendem Bruttostromverbrauch und unter Vernachlässigung der Speicherung von Überschüssen [10]. Rechts: Verlauf des Stromverbrauchs sowie der Solarstromerzeugung für verschiedene PV-Ausbauszenarien in einer Juniwoche [11].

Etwa 20% der in Deutschland vorhandenen Dachflächen sind für die Solarenergienutzung geeignet [12]. Das technisch-wirtschaftliche PV-Potenzial auf Dachflächen in Deutschland wird mit bis zu 240 GWp angegeben [13]. Die überschüssigen Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen sollten möglichst vor Ort abgefangen und zur Energieversorgung der Gebäude genutzt werden. Bei fortschreitendem PV-Ausbau in Deutschland lässt sich dadurch die Belastung der Netzinfrastruktur verringern [14].

Aufgrund der in den vergangenen Jahren stark gesunkenen Stromgestehungskosten von neu errichteten PV-Systemen sowie der gestiegenen Netzbezugspreise für private Haushalte hat in Deutschland die Nutzung des Solarstroms zur Eigenversorgung in Ein- und Zweifamilienhäusern an Attraktivität gewonnen [15], [16]. Die unterschiedlichen jahres- und tageszeitlichen Verläufe der elektrischen Last und der Leistungsabgabe eines PV-Systems beschränken jedoch die direkte Nutzung des Solarstroms. Durchschnittlich kann nur ein Drittel der jährlich erzeugten PV-Energie zeitgleich durch die elektrischen Verbraucher in einem Wohngebäude genutzt werden [17]. Durch die zeitliche Verschiebung von steuerbaren Verbrauchern in Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe kann der im Haus zeitgleich genutzte Anteil der jährlichen PV-Erzeugung um weitere 2 bis 15 Prozentpunkte gesteigert werden [18].

Ein weitaus größeres Potenzial zum Ausgleich der tageszeitlichen Unterschiede zwischen der PV-Erzeugung und dem Verbrauch in Wohngebäuden birgt der Einsatz von Batteriesystemen. Hierzu werden tagsüber anfallende PV-Energieüberschüsse gespeichert und in den Abend- und Nachtstunden zur Versorgung der Wohngebäude genutzt. Das Hauptmotiv für die Anschaffung eines PV-Batteriesystems ist in der Regel die Reduktion der Stromkosten durch die erzielte Eigenversorgung der Haushalte [19]–[21]. In einem typischen Einfamilienhaus mit einem jährlichen Strombedarf von 5000 kWh lässt sich der Energiebezug aus dem Netz durch ein 5-kWp-PV-System in Kombination mit einem Batteriespeicher mit 5 kWh Speicherkapazität um 50% bis 60% verringern [22]. Wird die PV-Generatorleistung auf 10 kWp und die Speicherkapazität auf 10 kWh verdoppelt, müssen lediglich 25% des Stromverbrauchs aus dem Netz bezogen werden [23]. Damit können PV-Batteriesysteme einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung sowohl von Ein- als auch von Mehrfamilienhäusern leisten [24].

Für Batteriespeicher in Wohngebäuden ergeben sich neben der Speicherung von Solarstrom weitere vielfältige Einsatzgebiete, wie Bild 1.2 veranschaulicht. Die Kombination von PV-Batteriesystemen mit Kleinwindanlagen erweist sich als eine vielversprechende Systemlösung, da sich Wind- und Sonnenenergie saisonal gut ergänzen. Bei Kleinwindanlagen sind jedoch hohe spezifische Investitionskosten, stark standortabhängige Erträge sowie planungsrechtliche Einschränkungen nachteilig [25], [26].

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Netzstrombezugs der Wohngebäude ist die Verknüpfung der PV-Batteriesysteme mit Blockheizkraftwerken oder Brennstoffzellensystemen [27]. Im Vergleich zu einem Blockheizkraftwerk lässt sich mit einem Brennstoffzellensystem ein höherer elektrischer Wirkungsgrad erzielen [28]. Zum Erreichen einer klimaneutralen Energieversorgung ist bei beiden Technologien entscheidend, dass der verwendete Brennstoff mit Hilfe erneuerbarer Energien gewonnen wurde. Wird Wasserstoff vor Ort aus Solarstrom durch einen Elektrolyseur erzeugt, lässt sich bei entsprechender Dimensionierung der einzelnen Systemkomponenten sogar eine autarke Stromversorgung der Wohngebäude realisieren [29]. Solche wasserstoffbasierten Systeme sind allerdings noch mit hohen Kosten verbunden.

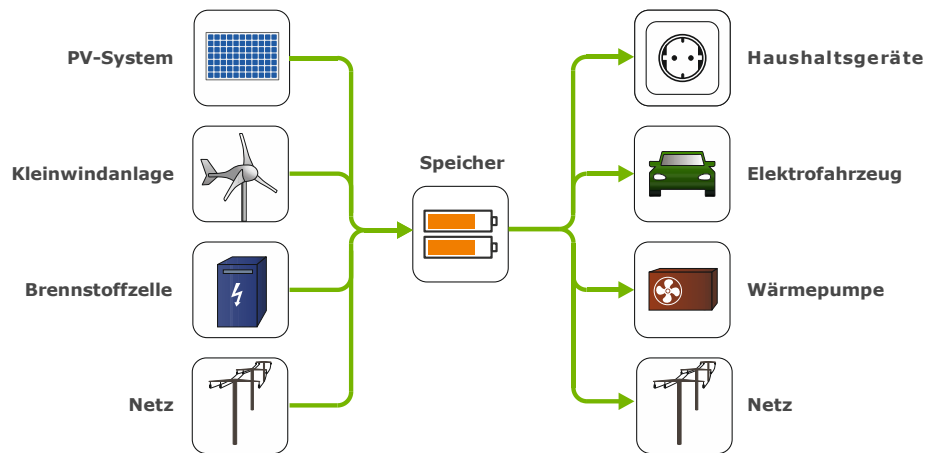


Bild 1.2 Einsatzmöglichkeiten von stationären Speichersystemen in Wohngebäuden.

Wie in Bild 1.2 dargestellt ist, lässt sich die im Batteriespeicher zwischengespeicherte Energie sehr unterschiedlich nutzen. Vorrangig werden damit die elektrischen Haushaltsgeräte in einem Wohngebäude versorgt. Die Vorteile des Einsatzes von PV-Batteriesystemen in Verbindung mit Elektrofahrzeugen wurden bereits in mehreren Studien aufgezeigt [30]–[32]. Der Beitrag eines PV-Systems zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs des Fahrzeugs ist in der Regel sehr stark von dem individuellen Fahrverhalten abhängig [33]. Durch ein 7,5-kWp-PV-System in Verbindung mit einem stationären Batteriespeicher mit 7,5 kWh Speicherkapazität können im Durchschnitt etwa die Hälfte der vom Elektrofahrzeug aufgenommenen Energie bereitgestellt werden [31]. Die Anpassung der Ladeleistung an die vorhandenen PV-Überschüsse wirkt sich grundsätzlich positiv auf die solare Deckung des elektrischen Energiebedarfs des Fahrzeugs aus [34]. Je größer die Speicherkapazität des stationären Batteriespeichers ist, desto geringer ist jedoch der durch eine intelligente Ladestrategie des Elektrofahrzeugs erzielte Vorteil [31].

In Kombination mit Wärmepumpen können PV-Batteriesysteme auch zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung beitragen. Allerdings steht dem sommerlichen PV-Ertragsmaximum ein erhöhter Raumwärmebedarf in den Wintermonaten gegenüber [35]. Für eine hohe solare Deckung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe sollte diese möglichst in Zeiten mit überschüssiger PV-Energie betrieben werden [36]. Drehzahlgeregelte Inverter-Wärmepumpen können hierzu ihre elektrische Leistungsaufnahme an die zur Verfügung stehende überschüssige PV-Leistung anpassen [37]. In Deutschland lassen sich in energieeffizienten Neubauten bis zu 66% des elektrischen Energiebedarfs der Wärmepumpe und des Haushalts durch ein PV-Batteriesystem (10 kWp PV-Leistung und 6 kWh Speicherkapazität) decken [36]. Somit können PV-Batteriesysteme in Kombination mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen entscheidend zur Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen im Wärme- und Verkehrsbereich beitragen.

Darüber hinaus können Batteriesysteme die Integration der PV-Systeme in die Stromnetze verbessern. In Anbetracht der in Deutschland zu installierenden PV-Leistung (vgl. Bild 1.1 links) ist es sinnvoll, die Batteriespeicher gezielt zur Reduktion der PV-Einspeisespitzen einzusetzen [38]. Hierzu bedarf es einer vorausschauenden Ladeplanung, damit die Batterieladung vorrangig in Zeiten mit hoher PV-Leistungsabgabe erfolgt [39]. Begünstigt wird diese Betriebsweise durch regulatorische Vorgaben. In Deutschland

ist die Netzeinspeiseleistung von PV-Systemen mit einer Nennleistung kleiner als 30 kWp auf 70% der installierten Nennleistung des PV-Generators zu begrenzen [40]. Alternativ muss die Leistungsabgabe des PV-Systems im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sein. Zudem gibt es zahlreiche Förderprogramme für PV-Batteriesysteme, deren Inanspruchnahme die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50% oder 60% der PV-Nennleistung erfordert [41], [42]. Die Einsatzmöglichkeiten von prognosebasierten Betriebsstrategien zur Reduktion der Einspeiseleistung der PV-Batteriesysteme wurden bereits mehrfach aufgezeigt [43]–[47]. Die dadurch erzielte Netzentlastung wirkt sich auf lokaler Ebene positiv auf die Spannungsqualität aus [48]–[50].

Des Weiteren können PV-Batteriesysteme auch aktiv zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz eingesetzt werden [51]. Hierzu wird die Wirk- und Blindleistungsabgabe der PV-Batteriesysteme in Abhängigkeit von der gemessenen Spannung am Netzanschlusspunkt angepasst [52]. Dezentrale Batteriesysteme wirken daher überhöhten Netzspannungen unmittelbar am Ort der Verursachung entgegen [53]. Im Vergleich zu zentralen Batteriesystemen weisen daher über einen Netzstrang verteilte Batteriesysteme bessere Möglichkeiten zur aktiven Netzstützung auf [54].

Durch die Erbringung von sogenannten Systemdienstleistungen können Batteriesysteme auch zur Verbesserung der Netzstabilität auf überregionaler Ebene beitragen. Im Zuge der weiteren Zunahme fluktuierender erneuerbarer Energieanlagen in Deutschland ist mit einem steigenden Regelleistungsbedarf zur Frequenzhaltung zu rechnen [55]. Als vielversprechend wird die kombinierte Nutzung der dezentralen PV-Batteriesysteme zur Bereitstellung von Primärregelleistung und zur Eigenversorgung der Wohngebäude erachtet [56]. Voraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist der Zusammenschluss der dezentralen PV-Batteriesysteme zu einem Verbund [57]. Zur Erbringung der Primärregelleistung wird die Be- und Entladeleistung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz angepasst. Dadurch kommt es zum Energieaustausch zwischen dem Netz und dem Batteriespeicher. Um die Bereitstellung der Primärregelleistung zu gewährleisten, muss hierfür ein Teil der verfügbaren Kapazität und Leistung des PV-Batteriesystems reserviert werden [58]. Dies kann sich nachteilig auf die erzielte Eigenversorgung der Wohngebäude auswirken [59]. Darüber hinaus ist der Einsatz der PV-Batteriesysteme zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen innerhalb eines Bilanzkreises möglich [60].

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten werden PV-Batteriesysteme zukünftig ein wichtiger Bestandteil der gebäudetechnischen Ausrüstung sein. Einen wichtigen Beitrag hierzu wird vermutlich auch die erwartete Kostenreduktion der PV-Batteriesysteme leisten [61]. Sowohl aus ökonomischen als auch aus ökologischen Gründen sollten Batteriesysteme im Betrieb eine hohe Energieeffizienz aufweisen. Damit der Speichereinsatz die durch das PV-System erzielte Umweltentlastung nur wenig beeinträchtigt, sind geringe Speicherverluste entscheidend [21]. Je höher die Effizienz der Batteriesysteme ist, desto geringer sind die Kohlendioxid-, Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen der verbleibenden fossilen Kraftwerke [62]. Vor diesem Hintergrund ist bei allen Anwendungen der Einsatz von hocheffizienten PV-Batteriesystemen von zentraler Bedeutung.

1.2 Stand der Technik

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über den aktuellen Stand der Technik von netzgekoppelten PV-Batteriesystemen für Wohngebäude. Ein PV-Batteriesystem umfasst alle zur Erzeugung und Speicherung des Solarstroms erforderlichen Systemkomponenten. Der PV-Generator setzt sich aus einzelnen PV-Strängen zusammen, in denen mehrere PV-Module seriell verschaltet sind [63]. Ein Kernbestandteil des PV-Batteriesystems ist der elektrochemische Energiespeicher, der in dieser Arbeit als Batteriespeicher bezeichnet wird. Der PV-Generator erzeugt und der Batteriespeicher speichert Gleichstrom (engl. direct current, DC). Die Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom (engl. alternating current, AC) erfordert weitere leistungselektronische Komponenten (Stromrichter). Hinzu kommen zusätzliche Peripheriekomponenten, zu denen die Leistungssensoren sowie externe Energiemanager zählen. Auf die detaillierte Beschreibung der einzelnen Systemkomponenten soll an dieser Stelle verzichtet werden. Vielmehr liegt der Hauptfokus dieses Kapitels auf der Beschreibung der unterschiedlichen Systemkonzepte.

Die Systemlösungen zur Speicherung von Solarstrom lassen sich anhand zahlreicher Eigenschaften charakterisieren [64]. Ein wesentliches Unterscheidungskriterium ist die Batterietechnologie. Der Markt für Hausspeichersysteme wird in Deutschland von Batteriesystemen auf Lithium-Ionen-Basis dominiert [65]. Ein Lithium-Batteriespeicher setzt sich aus seriell und ggf. parallel verschalteten Batteriezellen zusammen. Zudem ist im Batteriespeicher ein sogenanntes Batteriemanagementsystem (BMS) integriert, das die Batteriezellen überwacht und für den Ladungsausgleich zwischen den einzelnen Zellen zuständig ist.

Je nach Batteriespannung wird zwischen Niedervolt- und Hochvolt-Batteriespeichern unterschieden. Ist kein zusätzlicher Gleichstromwandler (DC/DC-Wandler) im Batteriespeicher integriert, wird die Nennspannung an den Batterieklemmen von der Anzahl der in Reihe geschalteten Zellen vorgegeben. Niedervolt-Batterien mit Klemmenspannungen von bis zu 60 V (Schutzkleinspannung) benötigen nur ein vergleichsweise einfaches Schutzkonzept [66]. Bei Hochvolt-Batterien sind höhere Sicherheitsanforderungen aufgrund der Nennspannung von über 100 V einzuhalten. Grundsätzlich kann zwischen Hochvolt-Batteriesystemen mit und ohne integriertem DC/DC-Wandler unterschieden werden. Mit einem zusätzlichen DC/DC-Wandler lässt sich die Klemmenspannung von der internen Batteriespannung entkoppeln und auf ein höheres Spannungsniveau bringen.

Neben der Batterietechnologie ist die Art der leistungselektronischen Batterieanbindung ein weiteres Unterscheidungsmerkmal. Je nach Systemtopologie wird zwischen der AC-, DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers unterschieden [67]. Am weitesten verbreitet sind AC-gekoppelte Systeme, gefolgt von DC- sowie PV-gekoppelten Systemen [65]. Bild 1.3 zeigt die leistungselektronischen Verschaltungskonzepte der drei Systemtopologien zur Verknüpfung des Batteriespeichers und des PV-Generators. Die leistungselektronischen Komponenten sowie die ggf. erforderlichen Transformatoren passen die unterschiedlichen Spannungsformen und -niveaus an.

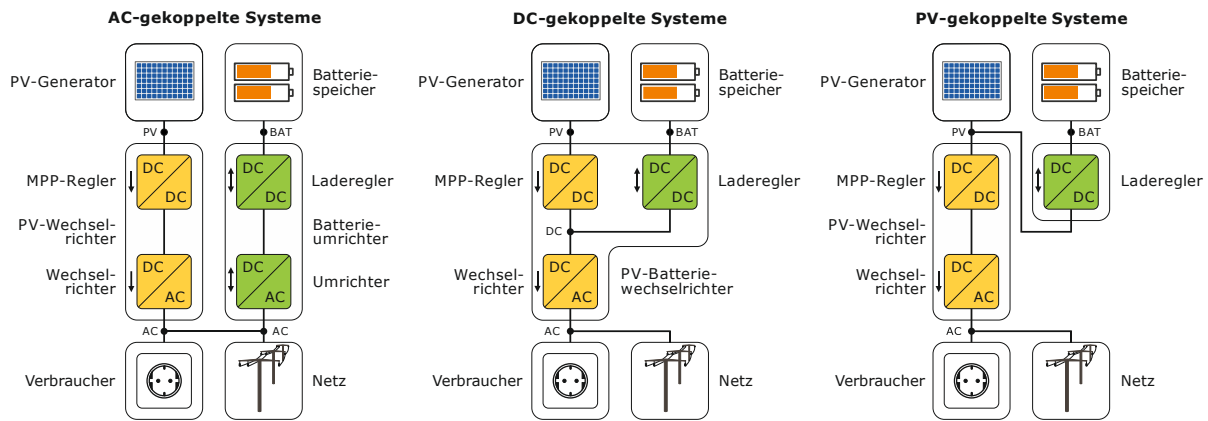


Bild 1.3 Weitverbreitete Systemtopologien zur elektrischen Verknüpfung des PV-Generators und des Batteriespeichers.

Bei der AC-Kopplung des Batteriespeichers ist der PV-Generator über einen transformatorlosen PV-Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen. Der PV-Wechselrichter umfasst meist mehrere eingangsseitige DC/DC-Wandler, die den Betriebspunkt der maximalen Leistungsabgabe (engl. maximum power point, MPP) der einzelnen PV-Stränge einstellen. Diese sogenannten MPP-Regler sind über einen DC-Zwischenkreis an die Wechselrichterbrücke angebunden, die die DC-Leistung in netzkonforme AC-Leistung umwandelt. Ein AC-gekoppeltes Batteriesystem ist über einen Batterieumrichter an das Stromnetz des Gebäudes angebunden. Der Batterieumrichter arbeitet im Ladebetrieb als Gleichrichter und im Entladebetrieb als Wechselrichter.

Der leistungselektronische Aufbau des Batterieumrichters hängt unter anderem vom Spannungsniveau des Batteriespeichers ab [68]. Niedervolt-Batterien werden häufig über eine Umrichterbrücke in Kombination mit einem Niederfrequenz-Transformator an das Wechselstromnetz angebunden [69]. Bei Hochvolt-Batterien ist neben der Umrichterbrücke ein bidirektionaler DC/DC-Wandler notwendig [70]. Dieser Lade- bzw. Entladeregler entkoppelt die interne DC-Zwischenkreisspannung des Batterieumrichters von der Spannung des Hochvolt-Batteriespeichers. Je nachdem, ob die Anbindung des Batterieumrichters an das Stromnetz einphasig oder dreiphasig-symmetrisch ausgeführt ist, wird eine DC-Zwischenkreisspannung von mindestens 360 V bzw. 620 V benötigt [71]. Diese Werte entsprechen den jeweiligen maximalen Amplitudenwerten der Netzspannung bei ein- bzw. dreiphasigen Systemen. Dreiphasige Batterieumrichter mit unsymmetrischer Leistungsabgabe benötigen sogar eine Zwischenkreisspannung von rund 700 V [72]. Je kleiner der Spannungsunterschied zwischen dem Batteriespeicher und dem DC-Zwischenkreis ist, desto höher ist die Umwandlungseffizienz des DC/DC-Wandlers [72]. Hochvolt-Batteriekonzepte können daher geringere Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Systemkomponenten ermöglichen [73], [74].

Die unterschiedlichen Spannungsniveaus beeinflussen auch die leistungselektronische Verschaltung der DC-gekoppelten Systeme. Das Grundprinzip der DC-Kopplung basiert auf der Einbindung des Batteriespeichers im DC-Zwischenkreis zwischen dem MPP-Regler und der Wechselrichterbrücke (vgl. Bild 1.3). Kommen Niedervolt-Batteriespeicher zum Einsatz, beträgt das Spannungsübersetzungsverhältnis zwischen dem Batteriespeicher und dem DC-Zwischenkreis mindestens sechs. Dieser große Spannungsunterschied lässt sich über das Wicklungsverhältnis eines Transformators überwinden [75]. DC-

gekoppelte Niedervolt-Batterien sind daher meist über einen transformatorbasierten DC/DC-Wandler an den DC-Zwischenkreis eingebunden [70]. In DC-gekoppelten Systemen mit Hochvolt-Batterien kann aufgrund des geringeren Spannungsunterschieds auf die transformatorbasierte Spannungsanpassung verzichtet werden. Stattdessen wird ein DC/DC-Wandler verwendet, der im Ladebetrieb als Tiefsetzsteller und im Entladebetrieb als Hochsetzsteller arbeitet [76]. Ist die Umrichterbrücke bidirektional ausgeführt, kann auch AC-seitig Energie zur Ladung des Batteriespeichers aufgenommen werden. In den Wintermonaten kann der Batteriespeicher dadurch zum Schutz vor Tiefenentladung mit Energie aus dem Netz nachgeladen werden [77]. Dieses Systemkonzept wird auch als kombinierte DC/AC-Kopplung bezeichnet [78].

Die dritte betrachtete Systemtopologie ist die sogenannte PV-Generatorkopplung, kurz PV-Kopplung. Der Batteriespeicher wird hierzu auf der Eingangsseite des PV-Wechselrichters eingebunden (vgl. Bild 1.3). Verfügt der PV-Wechselrichter über mehrere MPP-Regler, kann der Batteriespeicher unter Umständen nur an einem PV-Strang angeschlossen werden. Im Ladebetrieb ist zur Entkopplung der Spannungsniveaus des PV-Strangs und des Batteriespeichers ein Tiefsetzsteller notwendig. Die Batterieentladung erfolgt über einen Hochsetzsteller, der im Entladefall die Strom-Spannungs-Charakteristik der PV-Module nachbildet [79]. Eine Strangdiode verhindert während der Entladung des Batteriespeichers einen Rückstrom in den PV-Modulen.

Durch die PV-Kopplung des Batteriespeichers kann unter Umständen die MPP-Regelung beeinträchtigt werden [64]. PV-gekoppelte Batteriespeicher können nur mit Energie aus dem Netz geladen werden, sofern eine zusätzliche Verbindung zum AC-Netz besteht. Neben den drei beschriebenen Systemtopologien gibt es noch weitere Systemkonzepte [70], [80]–[82], die bislang jedoch wenig verbreitet sind.

1.3 Stand der Forschung

Im folgenden Abschnitt werden die existierenden Verfahren zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen vorgestellt. Das Betriebsverhalten eines PV-Batteriesystems wird sowohl von den Umwandlungsverlusten im System als auch von der Qualität der Systemregelung und des Energiemanagements beeinflusst [83]. Einige Arbeiten unterscheiden daher zwischen der Energieeffizienz und der Effektivität der PV-Batteriesysteme [69], [84]. Andere Arbeiten fassen diese beiden Aspekte mit dem Begriff der Systemperformance zusammen [85], [83], [86]. In der Fachliteratur umfasst die Performance eines Speichersystems zum Teil auch Alterungseffekte [87]. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Bewertung der PV-Batteriesysteme zum Anfang der Nutzungsphase. Zur Vereinfachung der Begrifflichkeiten sind im Folgenden in der Energieeffizienz eines PV-Batteriesystems alle Verluste zusammengefasst, die sich auf dessen Betriebsverhalten auswirken.

Naheliegender ist die Analyse der PV-Batteriesysteme unter realen Bedingungen im Feld (vgl. Tabelle 1.1). Für eine belastbare Analyse des elektrischen Systemverhaltens müssen die Energieflüsse in den jeweiligen Gebäuden präzise und zeitlich hoch aufgelöst erfasst werden. Da die Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme im Tages- und Jahresverlauf variiert, sind Feldtests über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr empfehlenswert [78].

Im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte wurden in Deutschland bereits wissenschaftlich begleitete Feldmessungen durchgeführt [88]–[90]. Einer der umfangreichsten Feldtests mit 20 untersuchten PV-Batteriesystemen war Gegenstand des Forschungsvorhabens „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher (WMEP PV-Speicher)“ der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen [19], [91]. In dem Vorhaben erfassten Kairies et al. [91] unter anderem die AC- und DC-Leistungsmesswerte der einzelnen Systeme über mehrere Jahre mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s. Dadurch konnten die Umwandlungswirkungsgrade, Regelungsabweichungen und Belastungshäufigkeiten der untersuchten Systeme bestimmt werden [65], [91], [92]. Durch Feldtests lässt sich demnach ein tiefgehendes Verständnis für das reale Betriebsverhalten der PV-Batteriesysteme erlangen.

Feldtests sind jedoch auch mit einer Reihe von Einschränkungen verbunden. Zum einen erschweren die variierenden Betriebsbedingungen den Vergleich der Messwerte zwischen PV-Batteriesystemen in unterschiedlichen Gebäuden. Unter anderem beeinflussen die Nennleistung des PV-Generators sowie das elektrische Lastprofil des Wohngebäudes die resultierende Energieeffizienz eines PV-Batteriesystems [93]. Zum anderen überlagern sich im Betrieb die Effekte der einzelnen Verlustmechanismen. Die Bestimmung der Relevanz der einzelnen Systemverluste anhand von Feldmessdaten ist daher schwierig. Hinzu kommt, dass sich das Betriebsverhalten während des Messzeitraums aufgrund von Aktualisierungen der Software ändern kann. Des Weiteren können die Produkte zum Zeitpunkt der Betriebsdatenauswertung aufgrund des langen Messzeitraums bereits veraltet sein. Aufgrund des hohen Messaufwands liegen qualitativ hochwertige Feldmessdatensätze bisher nur für ausgewählte Systeme über mehrere Betriebsjahre vor.

Einige Arbeiten untersuchten die Betriebsergebnisse von PV-Batteriesystemen ausschließlich auf Basis der Messdaten, die in den Monitoring-Portalen der Systemanbieter aufgeführt sind [71], [94]–[97]. Diese Betriebsdatenanalysen erlauben zwar Aussagen zur Streuung der Energieeffizienz für eine Vielzahl von PV-Batteriesystemen. Allerdings kann die Genauigkeit der Messwerte je nach Messkonzept und Verrechnung der unterschiedlichen Messgrößen variieren. Die von unterschiedlichen Systemanbietern bereitgestellten Betriebsdaten sind daher nicht immer direkt vergleichbar.

Tabelle 1.1 Verfahren zur Analyse der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen.

Feldtests	Anwendungstests	Labortests	Simulationstests
Langzeit-Messung des Systemverhaltens unter realen Betriebsbedingungen im Feld.	Kurzzeit-Messung des Systemverhaltens bei Vorgabe eines anwendungstypischen Belastungsprofils im Labor.	Tests zur Charakterisierung der Systemeigenschaften (Wirkungsgrade, Standby-Verbrauch, etc.) im Labor.	Modellbasierte Simulation des Systemverhaltens auf Grundlage von Labor-messdaten.

Des Weiteren kann die Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen auf Grundlage von mehrtägigen Anwendungstests im Labor bewertet werden (vgl. Tabelle 1.1). Hierzu werden die PV-Batteriesysteme identischen Betriebsbedingungen ausgesetzt. Niedermeyer et al. entwickelten hierzu eine viertägige Testprozedur auf Basis von einsekündig aufgelösten Erzeugungs- und Lastprofilen [83], [98]. Bei der Auswahl der Profile wurde bedacht, dass die Batteriespeicher sowohl zum Anfang als auch zum Ende des Tests vollständig entladen sind [83]. Mit dem vorgestellten Anwendungstest lassen sich folglich verschiedene PV-Batteriesysteme in einem überschaubaren Zeitraum und unter realitätsnahen Bedingungen untersuchen.

Einen ähnlichen Ansatz verfolgen auch Munzke et al., die einen fünftägigen Anwendungstest zur Effizienzbewertung der PV-Batteriesysteme vorschlagen [86], [99]. Dem Test liegen einsekündige PV-Leistungsdaten des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) sowie einminütige Lastdaten der Richtlinie VDI 4655 (Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen) [100] zugrunde. Aufgrund der einminütigen Auflösung der Lastdaten werden die Effekte des dynamischen Systemverhaltens insbesondere während des Entladevorgangs nur unzureichend berücksichtigt. Die Lastprofile von sechs sogenannten Typtagen der Richtlinie VDI 4655 werden auch in dem von Loges und Engel vorgeschlagenen Anwendungstest verwendet [101]. Sowohl Loges und Engel als auch Munzke et al. verfolgen den Ansatz, die Betriebsergebnisse der einzelnen Typtage mit der jeweiligen Häufigkeit gemäß der Richtlinie VDI 4655 zu gewichten und dadurch auf ein gesamtes Jahr hochzurechnen. Wie dabei der verbleibende Energieinhalt der Batteriespeicher am Ende der einzelnen Tage berücksichtigt wird, bleibt offen. Zudem ist fraglich, ob sich aus einem mehrtägigen Anwendungstest die jahresmittlere Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme ermitteln lässt [69]. Messner et al. konnten zudem nachweisen, dass die Testergebnisse eines PV-Batteriesystems von der Wahl der Belastungsprofile beeinflusst werden [84]. Die Repräsentativität der bisher vorgeschlagenen Anwendungstests wurde noch nicht nachgewiesen. Nachteilig bei diesem Bewertungsverfahren ist auch die eingeschränkte Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anwendungsfälle, die über den Einsatz der PV-Batteriesysteme zur Eigenversorgung von Wohngebäuden hinausgehen.

Im Gegensatz zu Anwendungstests zielen Charakterisierungstests, die nachfolgend als Labortests bezeichnet werden, auf die anwendungsunabhängige Bestimmung der einzelnen elektrischen Eigenschaften eines PV-Batteriesystems ab (vgl. Tabelle 1.1). Mit dem sogenannten „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ wurden standardisierte Prüfverfahren zur Vermessung dieser Systeme im Labor entwickelt [67]. An der Erstellung des Leitfadens waren unter Federführung des Bundesverbands Energiespeicher (BVES) e.V. und Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW) e.V. zahlreiche Prüfinstitute, Forschungseinrichtungen und Unternehmen beteiligt. Die im Effizienzleitfaden definierten Prüfvorschriften bauen auf zahlreichen Vorarbeiten auf [83], [84], [86], [91], [98]. Unter anderem beschreibt der Effizienzleitfaden für die drei Systemtopologien (vgl. Kapitel 1.2) die Bestimmung der folgenden Systemeigenschaften:

- nutzbare Speicherkapazität
- Nennleistung der Energieumwandlungspfade
- Leistungsabhängigkeit des Wirkungsgrads der Energieumwandlungspfade

- Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Leerlauf- und Standby-Modus
- stationäre und dynamische Regelungsabweichungen

Die Vermessung der PV-Batteriesysteme nach dem Effizienzleitfaden ist jedoch auch mit Einschränkungen verbunden. Einerseits lassen die Labortests keine Rückschlüsse über die Güte der Energiemanagementstrategien zu. Andererseits werden die gemischten Energieflüsse in DC-gekoppelten Systemen nicht untersucht, da die Wirkungsgrade der einzelnen Umwandlungspfade nur separat voneinander bestimmt werden.

Dennoch legen die Labortests nach dem Effizienzleitfaden aufgrund der guten Reproduzierbarkeit der Messergebnisse den Grundstein für die weitere Verbesserung der Vergleichbarkeit der PV-Batteriesysteme (vgl. Bild 1.4). So lassen sich zum einen aus den ermittelten Labormesswerten einheitliche Datenblattangaben ableiten [67]. Zum anderen sind darauf aufbauende Simulationstests vielversprechend, da sich auf diesem Weg die Vielzahl der Messergebnisse in einer simulationsbasierten Effizienzkennzahl zusammenfassen lässt. Hierzu müssen zunächst geeignete Simulationsmodelle entwickelt und anhand der Labormessdaten parametrisiert werden. Die Validierung der Simulationsmodelle kann anhand von Messdaten eines mehrtägigen Anwendungstests durchgeführt werden. Dabei können produktspezifische Modellanpassungen zur Verbesserung der Modellgenauigkeit beitragen. Viele Simulationsstudien verzichten jedoch auf den Abgleich der Simulationsergebnisse mit Messwerten [102], [103]. Knoop und Littwin konnten für zwei PV-Batteriesysteme nachweisen, dass sich das elektrische Systemverhalten auf Basis von Labormesswerten mit zufriedenstellender Genauigkeit simulieren lässt [104].

Das vorrangige Ziel eines Simulationstests ist es, die Energieeffizienz von verschiedenen PV-Batteriesystemen unter identischen Bedingungen anhand einer simulationsbasierten Effizienzkennzahl vergleichbar zu machen. Eine geeignete Effizienzkennzahl sollte somit sämtliche Systemverluste berücksichtigen und den Vergleich der unterschiedlichen Systemtopologien ermöglichen [105]. In der Literatur findet sich eine Vielzahl unterschiedlicher Größen zur Bewertung der Effizienz von PV-Batteriesystemen [83], [85], [106]–[109]. Je nach Bewertungsgröße variiert die betrachtete Bilanzgrenze, der Bilanzierungszeitraum sowie der zugrunde liegende Bewertungsansatz [105].



Bild 1.4 Maßnahmen zur Verbesserung der Vergleichbarkeit von netzgekoppelten PV-Batteriesystemen.

Um die bestehende Forschungslücke aufzuzeigen, sollen die Einschränkungen der bisher vorgeschlagenen Kennzahlen kurz dargestellt werden. Viele Kennzahlen vernachlässigen den in der Praxis unvermeidbaren Energieaustausch zwischen dem Netz und dem Batteriespeicher, der jedoch relevante Größenordnungen einnehmen kann [105]. Oftmals lassen sich die Kennzahlen von unterschiedlich dimensionierten Systemen nicht vergleichen [84]. Einzelne Kennzahlen sind sogar umso höher, je größer die Energieverluste der PV-Batteriesysteme sind [86], [96]. Darüber hinaus unterscheidet sich die Berechnung einiger Kennzahlen je nach Systemtopologie. Auch die Verkettung von Wirkungsgradkennlinien und Belastungshäufigkeiten der einzelnen Umwandlungspfade ist aufgrund der gemischten Energieflüsse in DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen nicht zielführend [99]. Für eine detaillierte Diskussion der einzelnen Kennzahlen sei auf Kapitel 4 verwiesen.

Ausgehend vom derzeitigen Stand der Forschung lässt sich schlussfolgern, dass bisher weder ein standardisierter Simulationstest noch eine geeignete Kennzahl zum Vergleich der Effizienz verschiedener PV-Batteriesysteme existiert. Beides ist jedoch erforderlich, um mit einem darauf aufbauenden Effizienzlabel für PV-Batteriesysteme die Vergleichbarkeit zwischen den erhältlichen Produkten zu verbessern (vgl. Bild 1.4).

1.4 Zielsetzung und Vorgehensweise

Mit der vorliegenden Arbeit wird die Entwicklung eines modellbasierten Simulationstests zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen verfolgt. Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit ist es, die Effizienz von unterschiedlichen Systemkonzepten vergleichbar zu machen und wesentliche Optimierungspotenziale zur Effizienzsteigerung aufzuzeigen. Die zentralen Fragestellungen sind:

- Welche Verlustmechanismen dominieren die Energieeffizienz eines PV-Batteriesystems?
- Wie lässt sich die Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität und unterschiedlicher Batterieanbindung vergleichen?
- Lassen sich allgemeingültige Aussagen zur Energieeffizienz der unterschiedlichen Systemtopologien treffen?

Der erste Teil dieser Arbeit fokussiert sich auf die simulationsbasierte Analyse eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems. Auf die Einleitung folgt in Kapitel 2 die Modellbildung des betrachteten Referenzsystems. Das Ziel hierbei ist es, ein allgemeingültiges Modell zur einsekündigen Simulation des elektrischen Betriebsverhaltens von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen zu entwickeln. Im Gegensatz zu bisherigen Arbeiten soll das Simulationsmodell ausschließlich auf Basis von Labormesswerten entsprechend dem Effizienzleitfaden parametrierbar sein. Dabei gilt es, einen Kompromiss zwischen dem Parametrierungsaufwand, der Allgemeingültigkeit und der Genauigkeit des Modells zu finden. Die Validierung des entwickelten Simulationsmodells erfolgt anhand von Messdaten eines sechstägigen Anwendungstests.

Die simulationsbasierte Analyse der Relevanz der unterschiedlichen Verlustmechanismen des Referenzsystems steht in Kapitel 3 im Fokus. Hierzu wird ein neuer Ansatz vorgestellt, mit dem die einzelnen Verluste anhand der jeweils hervorgerufenen Änderung des jährlichen Energieaustauschs mit dem Netz

bewertet werden. Ausgehend von einem idealen, verlustfreien PV-Batteriesystem werden dabei die einzelnen Verlustmechanismen des realen, verlustbehafteten PV-Batteriesystems sukzessive hinzugezogen. Auf diese Weise werden die Effekte der Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste isoliert voneinander analysiert.

Darauf aufbauend wird in Kapitel 4 untersucht, inwiefern die bisher vorgeschlagenen Kennzahlen zur Bewertung der Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme geeignet sind. Ausgehend von der Analyse der existierenden Bewertungsansätze wird die Notwendigkeit der Einführung einer neuen Effizienzkennzahl aufgezeigt. Mit dem System Performance Index (SPI) wird eine neue Bewertungsgröße vorgestellt, die im Gegensatz zu den bisher verwendeten Kennzahlen die Effizienz der unterschiedlichen Systemtopologien vergleichbar macht. Im Anschluss werden in Kapitel 5 unter anderem gebäude-, dimensionierungs- und systemabhängige Einflussfaktoren auf die Effizienz des betrachteten Referenzsystems untersucht. Durch die Sensitivitätsanalysen soll die Robustheit der entwickelten Bewertungsgröße und des Simulationstests überprüft werden. Darüber hinaus wird untersucht, welchen Einfluss die zeitliche Auflösung der Eingangsdaten und der Detaillierungsgrad des Simulationsmodells auf die Simulationsergebnisse haben. Zum Abschluss dieses Kapitels wird der Beitrag einer prognosebasierten Batterieladestrategie zur Steigerung der Energieeffizienz aufgezeigt.

Einen weiteren Schwerpunkt dieser Arbeit bildet der simulationsbasierte Vergleich der Energieeffizienz von verschiedenen Systemtopologien in Kapitel 6. Unter identischen Bedingungen soll die Effizienz von zahlreichen AC-, DC- und PV-gekoppelten Systemen verglichen werden. Im Vordergrund steht dabei die Analyse der Effizienzunterschiede zwischen den Systemtopologien.

Abschließend wird in Kapitel 7 der simulationsbasierte Bewertungsansatz diskutiert. Aus den Simulationsuntersuchungen sollen zuletzt Empfehlungen zur Optimierung der Systemkonzepte abgeleitet werden. Auf diese Weise soll die vorliegende Arbeit zum vermehrten Einsatz von hocheffizienten Batteriesystemen in Verbindung mit PV-Anlagen und damit zur Verringerung der energiebedingten Treibhausgasemissionen beitragen.

2 Systemmodellierung

In diesem Kapitel wird das Simulationsmodell vorgestellt, auf dem die simulationsbasierte Analyse der Energieeffizienz des AC-gekoppelten Referenzsystems basiert. Bild 2.1 stellt die wesentlichen Systemkomponenten eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems dar. Des Weiteren sind die Messpunkte und deren Kürzel abgebildet, die im weiteren Verlauf der Arbeit zur Beschreibung der einzelnen Energieflüsse herangezogen werden. Namensgebend für die Energieflusspfade ist die Energieflussrichtung von der Quelle zur (engl. to, kurz 2) Senke. Zum Beispiel wird der Energiefluss vom Netz (engl. grid, kurz G) zu den elektrischen Verbrauchern (engl. electrical loads, kurz L) mit G2L sowie die Energieabgabe des PV-Systems (kurz PVS) in das Netz mit PVS2G abgekürzt.

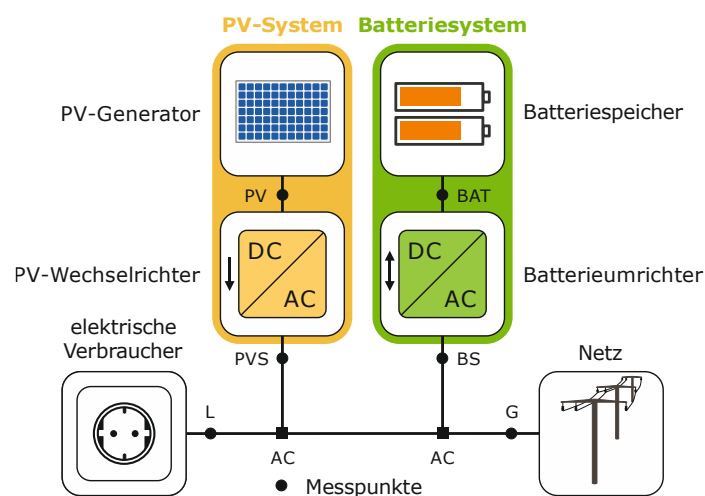


Bild 2.1 Wesentliche Systemkomponenten sowie Messpunkte von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen.

Das im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Referenzsystem besteht aus einem PV-Generator mit einer Nennleistung von 5 kWp, dem PV-Wechselrichter SMA Sunny Boy 5000TL sowie dem AC-gekoppelten Lithium-Ionen-Batteriesystem Sonnenbatterie eco 4.5. Tabelle 2.1 fasst die wesentlichen Eigenschaften des Referenzsystems zusammen. Im Folgenden wird auf die Modellierung der einzelnen Systemkomponenten eingegangen. Zur Überprüfung der Genauigkeit des Simulationsmodells werden anschließend die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen eines mehrtägigen Anwendungstests verglichen.

Tabelle 2.1 Eigenschaften des Referenzsystems.

Systemkomponente	Eigenschaft	Wert
PV-Generator	DC-Nennleistung	5 kWp
PV-Wechselrichter	AC-Nennleistung	4,6 kW
Batterieumrichter	AC-Nennleistung im Ladebetrieb	2,8 kW
Batterieumrichter	AC-Nennleistung im Entladebetrieb	2,4 kW
Batteriespeicher	Speicherkapazität	3,7 kWh

2.1 Modellbildung

Dieser Abschnitt erläutert das Modell zur zeitschrittbasierter Simulation des AC-gekoppelten Referenzsystems. Folgende Zielsetzungen werden mit dem Simulationsmodell verfolgt:

- Mit dem Modell soll sich das elektrische Systemverhalten (Leistungsaufnahme und -abgabe der einzelnen Systemkomponenten) in einsekündiger Auflösung mit zufriedenstellender Genauigkeit berechnen lassen.
- Zur Modellparametrierung werden Labormesswerte genutzt, die nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme bestimmt wurden.
- In dem Modell sollen die wesentlichen Verlustmechanismen eines PV-Batteriesystems im Neuzustand abgebildet werden.
- Das Modell soll ohne grundlegende Änderungen an der Modellstruktur die Energieeffizienz von unterschiedlichen AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen vergleichbar machen.

Die zum Teil gegensätzlichen Anforderungen an das Modell machen deutlich, dass ein Kompromiss zwischen der Detailtiefe, der Rechenzeit und der Allgemeingültigkeit des Modells erforderlich ist. Dementsprechend beschränkt sich das Simulationsmodell auf die mathematische Beschreibung der Energieflüsse in AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen. Die Strom-Spannungs-Charakteristik der einzelnen Systemkomponenten wird nicht abgebildet. Somit bleibt die Spannungsabhängigkeit der Regelung und der Umwandlungswirkungsgrade unberücksichtigt.

Da der Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme keine Prüfvorschriften zur Bestimmung der Batteriealterung enthält und zudem meist neuwertige Systeme vermessen werden, bleiben alterungsbedingte Degradationsmechanismen des Batteriespeichers im Modell vernachlässigt. Zudem wird der PV-Generator nicht durch die Labormessungen nach dem Effizienzleitfaden charakterisiert, weshalb der PV-Generator durch Datenblattangaben und etablierte Modelle abgebildet wird. Da der Fokus dieses Abschnitts auf der Modellierung der leistungselektronischen und elektrochemischen Systemkomponenten liegt, wird auf die detaillierte Darstellung der Berechnungsansätze zur Abbildung des PV-Generators verzichtet und auf die einschlägige Literatur verwiesen.

Bild 2.2 gibt einen Überblick über die Struktur des in MATLAB entwickelten Simulationsmodells. Die Leistungsabgabe des PV-Generators wird auf Basis von Zeitreihen der solaren Bestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur berechnet. Anschließend wird unter Berücksichtigung der Eigenschaften des PV-Wechselrichters die AC-Leistungsabgabe des PV-Systems bestimmt. Darauf aufbauend wird aus der PV-Systemleistung und der elektrischen Last die Differenzleistung ermittelt, die als Sollwertvorgabe für die AC-Leistung des Batteriesystems dient. Die resultierende Netzaustauschleistung wird vom Energiemanagementsystem erfasst, das dem PV-System oder dem Batteriesystem unter Umständen Leistungssollwerte zur Einhaltung der maximal zulässigen Einspeiseleistung vorgibt.

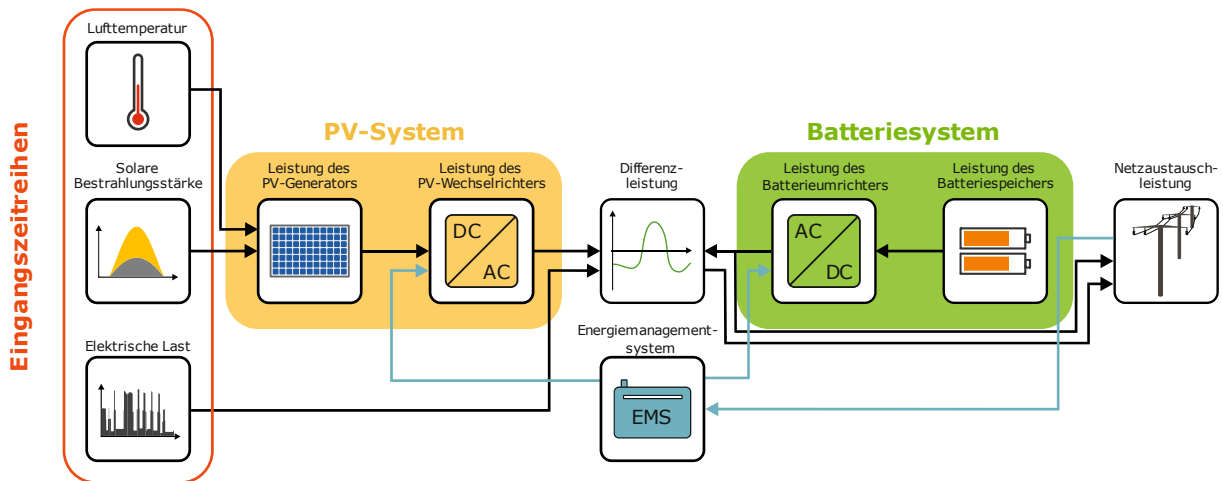


Bild 2.2 Vereinfachtes Blockdiagramm des Simulationsmodells zur Abbildung des Betriebsverhaltens von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen.

Nachfolgend werden zunächst die Modellansätze zur Berechnung der Leistungsabgabe des PV-Systems beschrieben. Im Anschluss werden die Modelle zur Abbildung des Batteriesystems sowie des Energiemanagementsystems vorgestellt. Die Modellansätze und die Herleitung der Modellparameter stimmen in weiten Teilen mit dem quelloffenen „Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme (PerModAC)“, welches im Rahmen dieser Arbeit entstanden ist, überein [110]. Aus Gründen der besseren Nachvollziehbarkeit weichen die nachfolgend beschriebenen Modelle des PV-Wechselrichters, Batterie- und Energiemanagementsystems vereinzelt vom PerModAC-Simulationsmodell ab. Details zu den im weiteren Verlauf der Arbeit verwendeten Eingangszeitreihen (meteorologische und elektrische Messdaten) sind dem Anhang A.1 zu entnehmen.

2.1.1 PV-Generator

In einem ersten Schritt gilt es, die DC-Leistungsabgabe des PV-Generators zu bestimmen. Die PV-Generatorleistung wird maßgeblich von der Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene des PV-Generators bestimmt. Für das Referenzsystem wird angenommen, dass der PV-Generator um 35° geneigt und südlich ausgerichtet ist. Diese Orientierung (Neigung und Ausrichtung) des PV-Generators ist typisch für PV-Systeme mit Nennleistungen zwischen 3 und 10 kWp [111].

Die dieser Arbeit zugrunde liegenden meteorologischen Eingangsdaten enthalten Messwerte der Global- und Diffusbestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene (vgl. Anhang A.1.1). Die Differenz zwischen den beiden Größen entspricht der Direktbestrahlungsstärke. Aus dieser lässt sich über geometrische Zusammenhänge und unter Berücksichtigung des Sonnenstands die Direktbestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene bestimmen [112]. Die Diffusbestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene wird mit dem Modell nach Klucher ermittelt [113]. Zur Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene trägt zusätzlich die Bodenreflexion bei, die durch einen Albedo-Wert (Reflektivität der Umgebung) von 0,2 berücksichtigt wird [114]. Verschattungsverluste bleiben unberücksichtigt, da von einer unverschatteten PV-Generatorebene ausgegangen wird.

Darüber hinaus beeinflusst die Temperatur der PV-Module die Leistungsabgabe des PV-Generators. In erster Näherung lässt sich die PV-Modultemperatur $\vartheta_{PV}(t)$ unter stationären Verhältnissen aus der Lufttemperatur $\vartheta_L(t)$ und der Bestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene $G_{PV}(t)$ berechnen [114]:

$$\vartheta_{PV}(t) = \vartheta_L(t) + c_{PV} \cdot \frac{G_{PV}(t)}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (2.1)$$

Der Parameter c_{PV} beschreibt die Erhöhung der PV-Modultemperatur gegenüber der Lufttemperatur in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene und wird für das Referenzsystem aufgrund der angenommenen Aufdachmontage mit 29 °C abgeschätzt [63]. Weiterhin wird das thermische Verhalten des PV-Generators von dessen thermischer Trägheit beeinflusst, die sich durch ein Verzögerungsglied 1. Ordnung (PT1-Glied) mit einer thermischen Zeitkonstante τ_{PV} von 600 s mathematisch beschreiben lässt [115]. Das dynamische Verhalten der PV-Modultemperatur $\vartheta_{PV}(t)$ lässt sich daher aus der thermischen Zeitkonstante τ_{PV} , der Zeitschrittweite Δt , der Lufttemperatur $\vartheta_L(t)$, der Bestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene $G_{PV}(t)$ und dem Parameter c_{PV} berechnen:

$$\vartheta_{PV}(t) = \vartheta_{PV}(t - \Delta t) + \left(\vartheta_L(t) + c_{PV} \cdot \frac{G_{PV}(t)}{1000 \text{ W/m}^2} - \vartheta_{PV}(t - \Delta t) \right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{PV}}} \right) \quad (2.2)$$

Die Modellierung der Abhängigkeit des PV-Modulwirkungsgrads von der Bestrahlungsstärke und von der Modultemperatur erfolgt auf Basis eines empirischen Modells nach Beyer et al. [116]. Demnach errechnet sich die Moduleffizienz $\eta_{MPP}(t)$ im Punkt der maximalen Leistungsabgabe (MPP) wie folgt:

$$\eta_{MPP}(t) = (a_1 + a_2 \cdot G_{PV}(t) + a_3 \cdot \ln(G_{PV}(t) \cdot \text{m}^2/\text{W})) \cdot (1 + \alpha_{PV} \cdot (\vartheta_{PV}(t) - 25 \text{ °C})) \quad (2.3)$$

Die in Anhang A.2.1 aufgeführten Parameter a_1 , a_2 und a_3 bilden das Schwachlichtverhalten ab und wurden für ein multikristallines PV-Modul mit einem Modulwirkungsgrad η_{PV} von 14,8% ermittelt. Der Temperaturkoeffizient α_{PV} beschreibt den Einfluss der Modultemperatur auf den Modulwirkungsgrad und liegt bei dem multikristallinen PV-Modul bei -0,45%/°C. Zusätzliche Verluste werden pauschal durch einen empirischen Verlustfaktor von $f_{PVG} = 0,9$ abgebildet [23]. Demnach gilt für die Leistungsabgabe des PV-Generators $P_{PV}(t)$ im MPP:

$$P_{PV}(t) = \frac{G_{PV}(t) \cdot \eta_{MPP}(t) \cdot f_{PVG} \cdot P_{PVG}}{\eta_{PV} \cdot 1000 \text{ W/m}^2} \quad (2.4)$$

P_{PVG} gibt die Nennleistung des PV-Generators und η_{PV} die Moduleffizienz unter Nennbedingungen an. Für das Referenzsystem wird die Nennleistung des PV-Generators P_{PVG} mit 5 kWp angesetzt.

2.1.2 PV-Wechselrichter

Der PV-Wechselrichter SMA Sunny Boy 5000TL wird auf Basis von Herstellerangaben modelliert [117], [118]. Die wesentliche Aufgabe des PV-Wechselrichters ist die Umwandlung der DC-Leistung des PV-Generators in netzkonforme AC-Leistung. Der zugehörige Umwandlungspfad hat gemäß Effizienzleitfaden die Kurzbezeichnung PV2AC [67]. Die dabei im PV-Wechselrichter auftretenden Umwandlungsverluste lassen sich in Leerlaufverluste, Spannungsverluste und ohmsche Verluste unterteilen [119]. Die Leistungsaufnahme der Steuerungselektronik und anderer nicht an der Leistungsübertragung beteiligten Komponenten hat auslastungsunabhängige Leerlaufverluste zur Folge [120]. Zudem bringen

die Schaltverluste der Leistungshalbleiter zur Gesamtleistung proportionale Verluste mit sich [121]. Weiterhin treten ohmsche Verluste durch Spulen, Leitungen und Verbinder sowie Durchlassverluste in den Leistungshalbleitern auf, die quadratisch mit dem Strom ansteigen [122]. Allgemein lässt sich aus der Eingangsleistung P_{EIN} und der Verlustleistung P_V über folgenden Zusammenhang der resultierende Umwandlungswirkungsgrad η eines Leistungsumwandlungssystems bestimmen:

$$\eta = \frac{P_{\text{EIN}} - P_V}{P_{\text{EIN}}} = \frac{P_{\text{AUS}}}{P_{\text{EIN}}} \quad (2.5)$$

Der Umwandlungswirkungsgrad η entspricht zudem dem Quotienten aus der Ausgangsleistung P_{AUS} und der Eingangsleistung P_{EIN} .

Bild 2.3 zeigt die Abhängigkeit der Verlustleistung (links) und des Umwandlungswirkungsgrads (rechts) des betrachteten PV-Wechselrichters von der spezifischen DC-Eingangsleistung. Die nominale Eingangsleistung des PV-Wechselrichters beträgt 4,742 kW. Im unteren Leistungsbereich dominieren die Leerlaufverluste, die für die typische geringe Umwandlungseffizienz der Wechselrichter bei niedriger Auslastung verantwortlich sind. Mit zunehmender Leistung gewinnen die leistungsproportionalen Schaltverluste (Spannungsverluste) sowie die ohmschen Verluste an Bedeutung. Bei Nennleistung resultiert eine Verlustleistung von 142 W und ein Umwandlungswirkungsgrad von 97%.

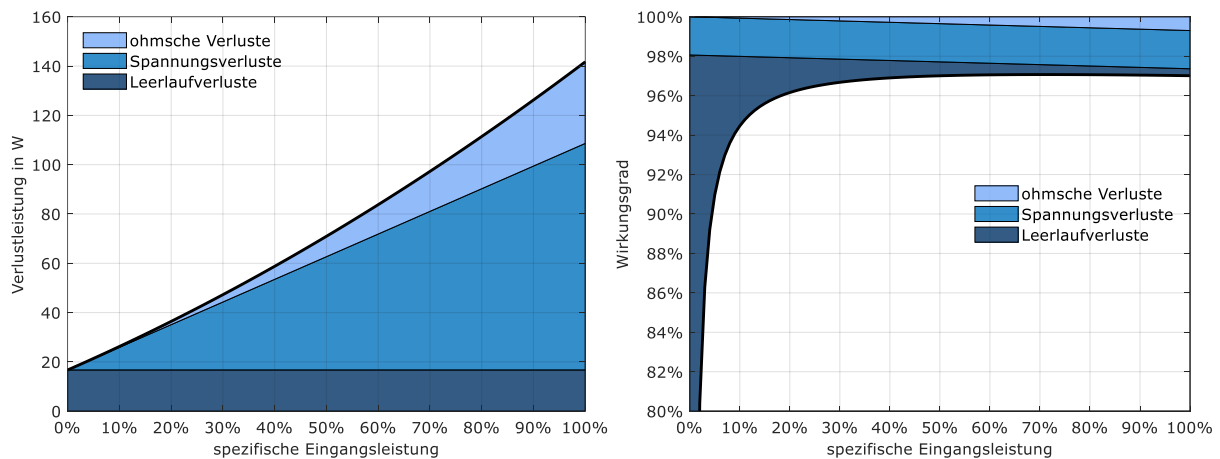


Bild 2.3 Verlustleistung (links) und Wirkungsgrad (rechts) des PV-Wechselrichters SMA Sunny Boy 5000TL bei nominaler PV-Eingangsspannung.

In dieser Arbeit wird der Ansatz verfolgt, die Umwandlungseffizienz der leistungselektronischen Wandler durch die resultierende Verlustleistung abzubilden. Wie in [123] wird hierzu die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung durch eine quadratische Gleichung approximiert. Die Verlustleistung des PV-Wechselrichters wird als Funktion der spezifischen Eingangsleistung $p_{\text{PV2AC}}(t)$ ermittelt, die dem Verhältnis der aktuellen PV-Generatorleistung $P_{\text{PV}}(t)$ zur nominalen Eingangsleistung des PV-Wechselrichters $P_{\text{PV2AC,DC}}$ entspricht:

$$p_{\text{PV2AC}}(t) = \frac{P_{\text{PV}}(t)}{P_{\text{PV2AC,DC}}} \quad (2.6)$$

Die resultierende Verlustleistung des PV-Wechselrichters $P_{\text{PV2AC,V}}(t)$ ergibt sich demnach aus:

$$P_{\text{PV2AC,V}}(t) = a_{\text{PV2AC}} \cdot p_{\text{PV2AC}}(t)^2 + b_{\text{PV2AC}} \cdot p_{\text{PV2AC}}(t) + c_{\text{PV2AC}} \quad (2.7)$$

Die Koeffizienten a_{PV2AC} , b_{PV2AC} und c_{PV2AC} des PV-Wechselrichters sind in Anhang A.2.1 aufgeführt. Basierend auf der ermittelten PV-Generatorleistung $P_{PV}(t)$ und der Verlustleistung des PV-Wechselrichters $P_{PV2AC,V}(t)$ folgt die Berechnung der AC-Leistungsabgabe des PV-Systems $P_{PVS}(t)$, die auf die nominale Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters $P_{PV2AC,AC}$ (4,6 kW) beschränkt ist:

$$P_{PVS}(t) = \begin{cases} \min(P_{PV2AC,AC}, P_{PV}(t) \cdot \eta_{MPPT} - P_{PV2AC,V}(t)) & \text{für } P_{PV}(t) \cdot \eta_{MPPT} > P_{PV2AC,V}(t) \\ -P_{PV2AC,SB} & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.8)$$

Ist der MPP-Regler des PV-Wechselrichters nicht in der Lage, den optimalen Arbeitspunkt des PV-Generators einzustellen, kommt es zu Anpassungsfehlern [124]. Die damit verbundenen Verluste werden durch den statischen MPPT-Wirkungsgrad η_{MPPT} berücksichtigt, der für den betrachteten PV-Wechselrichter mit 99,8% angegeben ist [125]. Zur Leistungsabgabe des PV-Systems kommt es nur, wenn die resultierende PV-Generatorleistung die Verlustleistung des PV-Wechselrichters übersteigt. Hierzu muss die Bedingung $P_{PV}(t) \cdot \eta_{MPPT} > P_{PV2AC,V}(t)$ erfüllt sein. Andernfalls ist die Standby-Leistungsaufnahme des PV-Wechselrichters zu berücksichtigen, die durch das negative Vorzeichen gekennzeichnet ist. Die Leistungsaufnahme des betrachteten PV-Wechselrichters im Standby-Modus $P_{PV2AC,SB}$ wird mit 1 W veranschlagt [117].

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die DC-Spannungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten in dieser Arbeit unberücksichtigt bleibt. Die damit verbundenen Einschränkungen werden in Kapitel 7 diskutiert.

2.1.3 Batteriesystem

In diesem Abschnitt wird das Simulationsmodell zur Abbildung des AC-gekoppelten Batteriesystems Sonnenbatterie eco 4.5 beschrieben, das sich aus einem einphasigen Batterieumrichter und einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher zusammensetzt. Das Batteriesystem wurde am Institut für Stromrichter-technik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen einem Labortest nach dem Effizienzleitfaden unterzogen [126]. Für die Herleitung der Modellparameter aus den Labormesswerten sei auf [110] und Anhang A.2.2 verwiesen.

Bild 2.4 gibt einen Überblick über die Reihenfolge der modellierten Systemeigenschaften im Lade- und Entladebetrieb. Im Folgenden werden die Berechnungsschritte des entwickelten Modellansatzes beschrieben, mit denen sich das Batteriesystemverhalten in einsekündiger Auflösung bestimmen lässt. Die einzelnen Berechnungsschritte werden in jedem Zeitschritt wiederholt.

Die Aufgabe des Batteriesystems ist es, die Leistungsüberschüsse und -defizite durch Anpassung der Lade- und Entladeleistung auszugleichen. In einem ersten Schritt wird die AC-seitige Leistungsaufnahme oder -abgabe des Batteriesystems ermittelt. Die Regelung der AC-Batteriesystemleistung erfolgt auf Basis von Leistungsmesswerten am Netzanschlusspunkt (vgl. Bild 2.1) [127]. Das Referenzsystem erfasst zusätzlich die AC-Leistungsabgabe des PV-Systems.

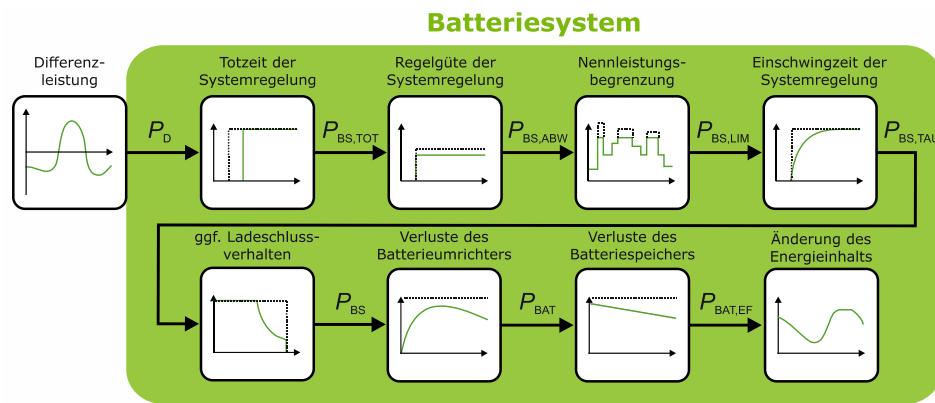


Bild 2.4 Vereinfachtes Blockdiagramm des Batteriesystemmodells.

Als Sollwert für die AC-seitige Batteriesystemleistung dient die Differenz zwischen der Leistungsabgabe des PV-Systems $P_{PVS}(t)$ und der elektrischen Last $P_L(t)$, die auch als Differenzleistung bezeichnet wird [128]. Die resultierende Differenzleistung $P_D(t)$ lässt sich unter Berücksichtigung der Leistungsaufnahme der erforderlichen Peripheriekomponenten $P_{PERI}(t)$ wie folgt berechnen:

$$P_D(t) = P_{PVS}(t) - P_L(t) - P_{PERI}(t) \quad (2.9)$$

Zu den Peripheriekomponenten des Referenzsystems zählt ein Leistungssensor am Netzanschlusspunkt sowie ein zusätzlicher Leistungssensor zur Erfassung der PV-Systemleistung. Die Leistungsaufnahme der beiden Sensoren wird mit jeweils 1 W abgeschätzt. Positive Werte der Differenzleistung kennzeichnen einen Leistungsüberschuss, wohingegen die Differenzleistung bei Leistungsdefiziten negative Werte annimmt. Die Leistung des Batteriesystems und des Batteriespeichers ist in dieser Arbeit im Ladebetrieb positiv und im Entladebetrieb negativ. Ausgehend von der ermittelten Differenzleistung werden im Folgenden die einzelnen Systemeigenschaften und Verlustfaktoren berücksichtigt (vgl. Bild 2.4).

Zeitliche Verzögerungen der Systemregelung treten bei der Messwernerfassung, -weitergabe und -verarbeitung auf [129], [130]. Dadurch kommt es zu einem Zeitverzug im Regelverhalten des Batteriesystems. Daher wird die Leistung des Batteriesystems $P_{BS,TOT}(t)$ um die Totzeit t_{TOT} verzögert an die Differenzleistung $P_D(t)$ angepasst:

$$P_{BS,TOT}(t) = P_D(t - t_{TOT}) \quad (2.10)$$

Aufgrund der einsekündigen Simulationszeitschrittweite kann die Totzeit nur ganzzahlige Werte annehmen. Die zeitliche Trägheit des betrachteten Batteriesystems lässt sich durch eine mittlere Totzeit t_{TOT} von 5 s abbilden.

Des Weiteren sind die minimalen Lade- und Entladeleistungsschwellwerte des Batteriesystems zu berücksichtigen. Für das Referenzsystem wird die minimale AC-Ladeleistung $P_{AC2BAT,MIN}$ mit 14 W angesetzt. Die Entladung erfolgt erst, sobald die Differenzleistung den Schwellwert $P_{BAT2AC,MIN}$ von -18 W unterschritten hat.

Neben dynamischen Regelungsabweichungen lassen sich in der Praxis aufgrund von Mess- und Regelungsungenauigkeiten auch stationäre Regelungsabweichungen beobachten [69], [91]. Sofern der

Unterschied zwischen der Batteriesystemleistung $P_{BS}(t)$ und der Differenzleistung $P_D(t)$ unter stationären Verhältnissen nicht auf andere Restriktionen zurückzuführen ist, lässt sich die Regelungsabweichung $P_{ABW}(t)$ über folgende Gleichung ermitteln:

$$P_{ABW}(t) = P_{BS}(t) - P_D(t) \quad (2.11)$$

Bild 2.5 (links) veranschaulicht die Korrelation zwischen der Differenzleistung und der AC-Leistung des betrachteten Batteriesystems über den gesamten Betriebsbereich. Zum Vergleich ist der Zusammenhang zwischen beiden Größen für ein ideales Batteriesystem ohne Regelungsabweichung dargestellt. Während im Ladefall (positive Batteriesystemleistung) die Leistungsaufnahme des Batteriesystems die Differenzleistung übersteigt, wird im Entladefall (negative Batteriesystemleistung) zu wenig AC-Leistung bereitgestellt.

Ergänzend ist in Bild 2.5 (rechts) die resultierende stationäre Regelungsabweichung des Referenzsystems aufgeführt. Dabei ist eine ausgeprägte Leistungsabhängigkeit der stationären Regelungsabweichung zu erkennen. Im Entladebetrieb beträgt die maximale Abweichung vom Sollwert 104 W, wohingegen es im Ladebetrieb maximal 190 W sind.

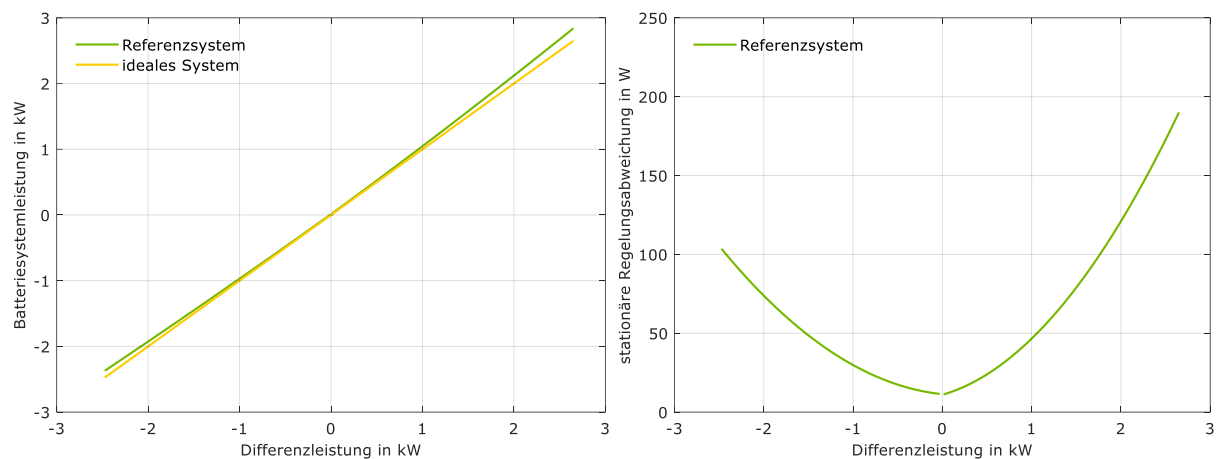


Bild 2.5 Links: Batteriesystemleistung des Referenzsystems sowie eines idealen Systems ohne Regelungsabweichung in Abhängigkeit von der Differenzleistung. Rechts: Leistungsabhängigkeit der stationären Regelungsabweichung des Referenzsystems.

Die Leistungsabhängigkeit der stationären Regelungsabweichung während des Ladevorgangs ($P_{BS,TOT}(t) > P_{AC2BAT,MIN}$) und Entladevorgangs ($P_{BS,TOT}(t) < P_{BAT2AC,MIN}$) lässt sich durch quadratische Gleichungen abbilden. Zunächst wird hierzu die spezifische AC-Leistung des Batteriesystems $p_{BS}(t)$ aus der Batteriesystemleistung $P_{BS,TOT}(t)$ und der nominalen AC-Ladeleistung P_{AC2BAT} bzw. nominalen AC-Entladeleistung P_{BAT2AC} ermittelt:

$$p_{BS}(t) = \begin{cases} \frac{P_{BS,TOT}(t)}{P_{AC2BAT}} & \text{für } P_{BS,TOT}(t) > P_{AC2BAT,MIN} \\ \frac{|P_{BS,TOT}(t)|}{P_{BAT2AC}} & \text{für } P_{BS,TOT}(t) < P_{BAT2AC,MIN} \end{cases} \quad (2.12)$$

Die resultierende stationäre Regelungsabweichung $P_{ABW}(t)$ des Referenzsystems berechnet sich aus den in Anhang A.2.1 aufgeführten Koeffizienten $a_{AC2BAT,ABW}$, $b_{AC2BAT,ABW}$, $c_{AC2BAT,ABW}$, $a_{BAT2AC,ABW}$, $b_{BAT2AC,ABW}$ und $c_{BAT2AC,ABW}$ über folgenden Zusammenhang:

$$P_{ABW}(t) = \begin{cases} a_{AC2BAT,ABW} \cdot p_{BS}(t)^2 + b_{AC2BAT,ABW} \cdot p_{BS}(t) + c_{AC2BAT,ABW} & \text{für } P_{BS,TOT}(t) > P_{AC2BAT,MIN} \\ a_{BAT2AC,ABW} \cdot p_{BS}(t)^2 + b_{BAT2AC,ABW} \cdot p_{BS}(t) + c_{BAT2AC,ABW} & \text{für } P_{BS,TOT}(t) < P_{BAT2AC,MIN} \end{cases} \quad (2.13)$$

Die in Gleichung (2.10) ermittelte Batteriesystemleistung $P_{BS,TOT}(t)$ wird wie folgt unter Berücksichtigung der Leistungsschwellwerte $P_{AC2BAT,MIN}$ und $P_{BAT2AC,MIN}$ um die stationäre Regelungsabweichung $P_{ABW}(t)$ korrigiert:

$$P_{BS,ABW}(t) = \begin{cases} \max(P_{AC2BAT,MIN}, P_{BS,TOT}(t) + P_{ABW}(t)) & \text{für } P_{BS,TOT}(t) > P_{AC2BAT,MIN} \\ \min(P_{BAT2AC,MIN}, P_{BS,TOT}(t) + P_{ABW}(t)) & \text{für } P_{BS,TOT}(t) < P_{BAT2AC,MIN} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.14)$$

In einem weiteren Schritt wird die Batteriesystemleistung $P_{BS,LIM}(t)$ auf die nominale AC-Ladeleistung P_{AC2BAT} bzw. nominale AC-Entladeleistung P_{BAT2AC} begrenzt:

$$P_{BS,LIM}(t) = \begin{cases} \min(P_{AC2BAT}, P_{BS,ABW}(t)) & \text{für } P_{BS,ABW}(t) > P_{AC2BAT,MIN} \\ \max(-P_{BAT2AC}, P_{BS,ABW}(t)) & \text{für } P_{BS,ABW}(t) < P_{BAT2AC,MIN} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.15)$$

Das Referenzsystem verfügt über eine nominale AC-Ladeleistung P_{AC2BAT} von 2,84 kW sowie eine nominale AC-Entladeleistung P_{BAT2AC} von 2,37 kW.

Zur Abbildung des dynamischen Verhaltens des Batteriesystems muss neben der Totzeit der Systemregelung auch der Einschwingvorgang berücksichtigt werden. In erster Näherung lässt sich das Einschwingverhalten des Referenzsystems während des Lade- und Entladevorgangs durch ein PT1-Glied mit einer Zeitkonstante τ_{BS} von 2 s abbilden. Das dynamische Verhalten der Batteriesystemleistung $P_{BS,TAU}(t)$ ergibt sich demnach aus der Zeitkonstante τ_{BS} , der Zeitschrittweite Δt und der im Zeitschritt zuvor ermittelten Batteriesystemleistung $P_{BS}(t - \Delta t)$:

$$P_{BS,TAU}(t) = P_{BS}(t - \Delta t) + (P_{BS,LIM}(t) - P_{BS}(t - \Delta t)) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{BS}}}\right) \quad (2.16)$$

Ob das Batteriesystem mit dem ermittelten Sollwert $P_{BS,TAU}(t)$ geladen oder entladen werden kann, hängt vom aktuellen Ladezustand des Batteriespeichers ab. In dieser Arbeit ist der Ladezustand (engl. state of charge) $SOC(t)$ des Batteriespeichers definiert als Verhältnis des verfügbaren Energieinhalts $E_{BAT}(t)$ zur Speicherkapazität E_B :

$$SOC(t) = \frac{E_{BAT}(t)}{E_B} \quad (2.17)$$

Die Berechnung des Ladezustands erfolgt somit auf Basis von Energiemengen und wird daher in der Literatur auch als Energiezustand (engl. state of energy) $SOE(t)$ bezeichnet [131]. In der Praxis bezieht sich die angegebene Speicherkapazität eines Batteriespeichers meist auf die abgegebene Ladungs- bzw. Energiemenge [67]. Um im weiteren Verlauf der Arbeit verschiedene PV-Batteriesysteme mit unterschiedlichen Batteriewirkungsgraden vergleichbar zu machen, wird in dieser Arbeit die gespeicherte Energie als Speicherkapazität definiert (vgl. Bild 2.6).

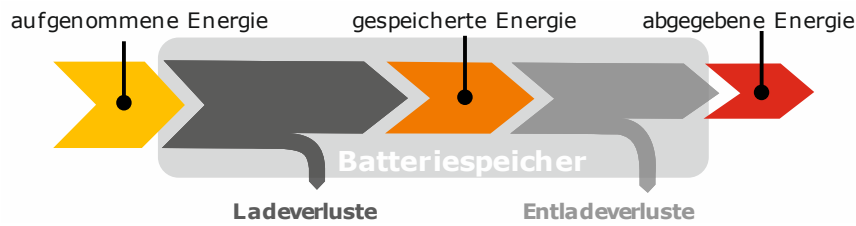


Bild 2.6 Definition der gespeicherten Energie als Speicherkapazität des Batteriespeichers.

Zur Bestimmung der Speicherkapazität ist die vollständige Ladung (engl. charge) und Entladung (engl. discharge) des Batteriespeichers bei der jeweiligen nominalen Leistung erforderlich (vgl. [67]). Die Speicherkapazität E_B berechnet sich aus dem Mittelwert der DC-seitig zugeführten Energiemenge E_{BATC} und DC-seitig abgegebenen Energiemenge E_{BATD} :

$$E_B = \frac{E_{BATC} + E_{BATD}}{2} \quad (2.18)$$

Somit wird unterstellt, dass die Lade- und Entladeverluste näherungsweise identisch sind [132], [133]. Zur vollständigen Ladung des Batteriespeichers mit nominaler Ladeleistung nimmt das Referenzsystem DC-seitig 3,84 kWh auf, wohingegen bei nominaler Entladeleistung DC-seitig 3,57 kWh abgegeben werden (vgl. Anhang A.2.2). Die Speicherkapazität E_B des Referenzsystems beträgt daher 3,7 kWh. Zusätzlich zu den bereits berücksichtigten Verlustfaktoren können weitere regelungstechnische Restriktionen das Lade- und Entladeverhalten des Batteriesystems beeinflussen. Eine Hysterese in der Systemregelung verhindert oft schnelle Wechsel zwischen dem Lade- und Entladebetrieb des Batteriespeichers. Dadurch wird im oberen Ladezustandsbereich nach kurzzeitiger Entladung des Batteriespeichers die umgehende Nachladung des Batteriespeichers unterbunden. Zur Batterieentladung kann es auch durch den DC-seitigen Standby-Verbrauch des Batteriesystems kommen. Für das Referenzsystem wird der Schwellwert der PV-Nachladung SOC_{PV} mit 95% angesetzt. Sofern zuvor der maximale Ladezustand von 100% erreicht wurde, erfolgt die Nachladung mit überschüssiger PV-Leistung erst, nachdem der Ladezustand $SOC(t - \Delta t)$ den Schwellwert SOC_{PV} unterschritten hat. Zur Umsetzung dieser Hysterese wird die binäre Variable $h_{PV}(t)$ eingeführt:

$$h_{PV}(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } h_{PV}(t - \Delta t) = 1 \wedge SOC(t - \Delta t) > SOC_{PV} \vee SOC(t - \Delta t) > 1 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.19)$$

Der Batteriespeicher verweilt insbesondere in den Wintermonaten aufgrund ausbleibender oder nur geringer PV-Energieüberschüsse über längere Zeiträume im unteren Ladezustandsbereich. Versorgt sich das Batteriesystem im Standby-Betrieb DC-seitig aus den Batteriezellen, wird der Batteriespeicher kontinuierlich entladen. Zum Schutz vor Tiefenentladung kann daher die gelegentliche Nachladung des Batteriespeichers mit Energie aus dem Netz (Erhaltungsladung) erforderlich sein [105]. Dem Referenzsystem wird unterstellt, dass es Energie aus dem Netz aufnimmt, sobald mehr als 5% der Speicherkapazität ohne erneute PV-Nachladung aus dem Batteriespeicher entnommen wurden. Der Schwellwert der Netznachladung SOC_{NETZ} des Referenzsystems wird daher mit -5% angesetzt. Zur Umsetzung dieser Hysterese wird die binäre Variable $h_{NETZ}(t)$ wie folgt ermittelt:

$$h_{NETZ}(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } h_{NETZ}(t - \Delta t) = 1 \wedge SOC(t - \Delta t) < 0 \vee SOC(t - \Delta t) < SOC_{NETZ} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.20)$$

Während der Netznachladung ($h_{\text{NETZ}}(t) = 1$) nimmt das Referenzsystem unabhängig von der aktuellen Differenzleistung AC-seitig 25% der nominalen AC-Ladeleistung P_{AC2BAT} auf:

$$P_{\text{BS,NETZ}}(t) = 0,25 \cdot P_{\text{AC2BAT}} \quad \text{für } h_{\text{NETZ}}(t) = 1 \quad (2.21)$$

Anschließend kann die Entscheidung getroffen werden, ob das Batteriesystem im aktuellen Zeitschritt t AC-Leistung aufnehmen ($b_{\text{BS}}(t) = 1$) oder abgeben ($b_{\text{BS}}(t) = 2$) soll. Für den Betriebsmodus $b_{\text{BS}}(t)$ des Batteriesystems gilt:

$$b_{\text{BS}}(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } P_{\text{BS,TAU}}(t) > P_{\text{AC2BAT,MIN}} \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) < 1 - h_{\text{PV}}(t) \cdot (1 - \text{SOC}_{\text{PV}}) \vee h_{\text{NETZ}}(t) = 1 \\ 2 & \text{für } P_{\text{BS,TAU}}(t) < P_{\text{BAT2AC,MIN}} \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) > 0 \\ 3 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.22)$$

Im Ladefall ($b_{\text{BS}}(t) = 1$) kann es im oberen Ladezustandsbereich während der Ladeschlussphase zur zusätzlichen Begrenzung der maximalen Ladeleistung kommen. Bei Lithium-Ionen-Batterien lässt sich oftmals eine mehrstufige Konstantleistungs-ladephase (engl. constant power charge mode) beobachten [91]. Zur Abbildung der einstufigen Konstantleistungs-ladephase des Referenzsystems wird die resultierende Batteriesystemleistung $P_{\text{BS}}(t)$ ab dem Schwellwert SOC_{CP} von 85% durch den Faktor f_{CP} auf 40% der nominalen AC-Ladeleistung P_{AC2BAT} begrenzt:

$$P_{\text{BS}}(t) = \begin{cases} \min(P_{\text{BS,TAU}}(t), f_{\text{CP}} \cdot P_{\text{AC2BAT}}) & \text{für } b_{\text{BS}}(t) = 1 \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) > \text{SOC}_{\text{CP}} \\ P_{\text{BS,TAU}}(t) & \text{für } b_{\text{BS}}(t) = 1 \wedge 0 < \text{SOC}(t - \Delta t) < \text{SOC}_{\text{CP}} \vee b_{\text{BS}}(t) = 2 \\ P_{\text{BS,NETZ}}(t) & \text{für } b_{\text{BS}}(t) = 1 \wedge h_{\text{NETZ}}(t) = 1 \end{cases} \quad (2.23)$$

Während der Netznachladung ($h_{\text{NETZ}}(t) = 1$) ist die resultierende Batteriesystemleistung $P_{\text{BS}}(t)$ mit der in Gleichung (2.21) bestimmten Leistung $P_{\text{BS,NETZ}}(t)$ identisch. Im uneingeschränkten Lade- und Entladebetrieb ($b_{\text{BS}}(t) = 1 \wedge 0 < \text{SOC}(t - \Delta t) < \text{SOC}_{\text{CP}} \vee b_{\text{BS}}(t) = 2$) entspricht $P_{\text{BS}}(t)$ der nach Gleichung (2.16) ermittelten Leistung $P_{\text{BS,TAU}}(t)$.

Auf die Begrenzung der Ladeleistung des Batteriesystems während der Ladeschlussphase folgt die Abbildung der Umwandlungsverluste des Batterieumrichters (vgl. Bild 2.4). Bild 2.7 (links) stellt die Leistungsabhängigkeit des Umwandlungswirkungsgrads des betrachteten Batterieumrichters im Ladebetrieb (AC2BAT-Umwandlungspfad) und Entladebetrieb (BAT2AC-Umwandlungspfad) dar. Aufgrund der Leerlaufverluste wird der Batterieumrichter im unteren Teillastbereich bei vergleichsweise niedrigem Wirkungsgrad betrieben (vgl. Bild 2.3). Der maximale Umwandlungswirkungsgrad von 94,5% des AC2BAT-Umwandlungspfads ergibt sich bei 30% der nominalen AC-Ladeleistung. Der BAT2AC-Umwandlungspfad erreicht sein Wirkungsgradmaximum (95,8%) bei rund der Hälfte der nominalen AC-Entladeleistung. Während im Entladebetrieb bei der nominalen Leistung ein Wirkungsgrad von 95% erreicht werden kann, beträgt die Effizienz des Batterieumrichters bei der nominalen Ladeleistung lediglich 91,8%.

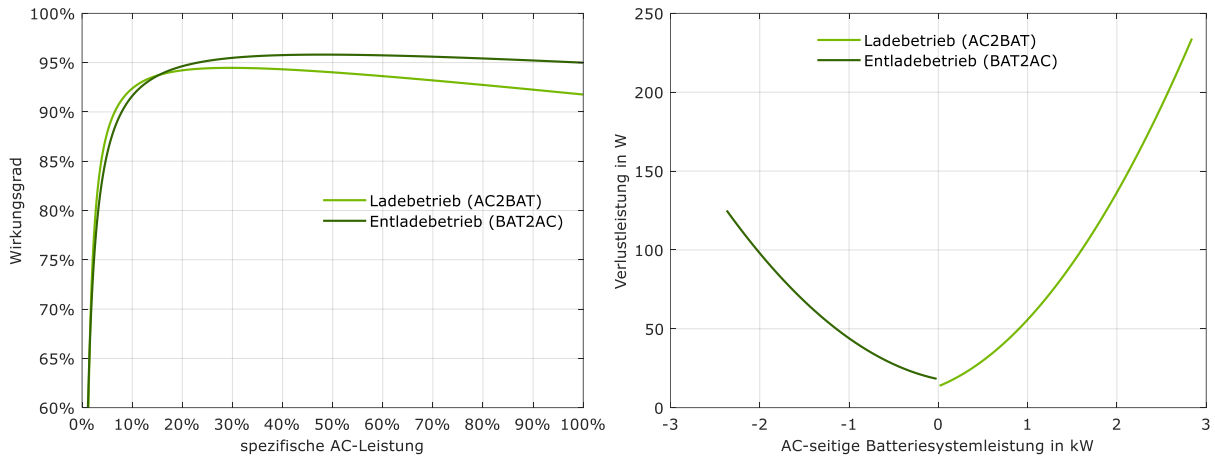


Bild 2.7 Links: Wirkungsgrad des Batterieumrichters als Funktion der spezifischen AC-Leistung. Rechts: Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung des Batterieumrichters.

Bild 2.7 (rechts) zeigt den Verlauf der resultierenden Verlustleistung als Funktion der AC-seitigen Batteriesystemleistung. Die Minimal- und Maximalwerte der Lade- und Entladeleistung beschränken dabei den Betriebsbereich des Batterieumrichters. Analog zur Abbildung der Umwandlungsverluste des PV-Wechselrichters wird die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung des Batterieumrichters im Lade- und Entladebetrieb durch quadratische Gleichungen approximiert. Zunächst wird hierzu die spezifische AC-Leistung des Batteriesystems $p_{BS}(t)$ aus der Batteriesystemleistung $P_{BS}(t)$ und der nominalen AC-Ladeleistung P_{AC2BAT} bzw. nominalen AC-Entladeleistung P_{BAT2AC} ermittelt:

$$p_{BS}(t) = \begin{cases} \frac{P_{BS}(t)}{P_{AC2BAT}} & \text{für } b_{BS}(t) = 1 \\ \frac{|P_{BS}(t)|}{P_{BAT2AC}} & \text{für } b_{BS}(t) = 2 \end{cases} \quad (2.24)$$

Darauf folgt die Berechnung der jeweiligen Verlustleistung, durch die sich die resultierende DC-Leistung des Batteriespeichers $P_{BAT}(t)$ für den Ladevorgang ($b_{BS}(t) = 1$) oder Entladevorgang ($b_{BS}(t) = 2$) ermitteln lässt:

$$P_{BAT}(t) = \begin{cases} \max(0, P_{BS}(t) - (a_{AC2BAT} \cdot p_{BS}(t)^2 + b_{AC2BAT} \cdot p_{BS}(t) + c_{AC2BAT})) & \text{für } b_{BS}(t) = 1 \\ P_{BS}(t) - (a_{BAT2AC} \cdot p_{BS}(t)^2 + b_{BAT2AC} \cdot p_{BS}(t) + c_{BAT2AC}) & \text{für } b_{BS}(t) = 2 \end{cases} \quad (2.25)$$

Im Ladebetrieb wird zudem verhindert, dass die Batteriespeicherleistung $P_{BAT}(t)$ negative Werte annimmt. Die Koeffizienten a_{AC2BAT} , b_{AC2BAT} , c_{AC2BAT} , a_{BAT2AC} , b_{BAT2AC} und c_{BAT2AC} sind in Anhang A.2.1 aufgeführt.

Während des Lade- und Entladevorgangs müssen neben den Umwandlungsverlusten des Batterieumrichters auch die Umwandlungsverluste des Batteriespeichers berücksichtigt werden. Dabei wird wie in [132] und [133] die Annahme getroffen, dass die Verluste der Batterie während des Lade- und Entladevorgangs näherungsweise identisch sind. Zur Abbildung der Leistungsabhängigkeit der Lade- und Entladeverluste der Batterie wird zunächst über eine quadratische Gleichung die auftretende Verlustleistung des Batteriespeichers $P_{BAT,V}(t)$ aus der normierten Batteriespeicherleistung $p_{BAT}(t)$ bestimmt:

$$P_{BAT,V}(t) = a_{BAT} \cdot p_{BAT}(t)^2 + b_{BAT} \cdot p_{BAT}(t) + c_{BAT} \quad \text{mit } p_{BAT}(t) = \frac{|P_{BAT}(t)|}{P_B} \quad (2.26)$$

Die nominale Batteriespeicherleistung P_B des Referenzsystems beträgt 2,495 kW. Die erforderlichen Koeffizienten a_{BAT} , b_{BAT} und c_{BAT} lassen sich auf Basis der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Batteriewirkungsgrade bestimmen (vgl. Anhang A.2.2). Zusätzlich zur Verlustleistung der Batteriezellen muss die Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems P_{BMS} berücksichtigt werden. Für das Referenzsystem wird diese mit 5 W abgeschätzt (vgl. Anhang A.2.2).

In einem weiteren Schritt wird die Hilfsgröße $P_{BAT,EF}(t)$ ermittelt (vgl. Bild 2.4), die als effektiv zur Änderung des Batterieenergieinhalts beitragende Leistung definiert ist. Diese lässt sich aus der Batteriespeicherleistung $P_{BAT}(t)$ und der Verlustleistung des Batteriespeichers $P_{BAT,V}(t)$ sowie der Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems P_{BMS} für den Ladevorgang ($b_{BS}(t) = 1$) und Entladevorgang ($b_{BS}(t) = 2$) wie folgt berechnen:

$$P_{BAT,EF}(t) = \begin{cases} \max(0, P_{BAT}(t) - P_{BAT,V}(t) - P_{BMS}) & \text{für } b_{BS}(t) = 1 \\ \min(0, P_{BAT}(t) - P_{BAT,V}(t) - P_{BMS}) & \text{für } b_{BS}(t) = 2 \end{cases} \quad (2.27)$$

Der resultierende Energieinhalt des Batteriespeichers $E_{BAT}(t)$ ergibt sich aus dem Energieinhalt im vorherigen Zeitschritt $E_{BAT}(t - \Delta t)$, der effektiven Leistung des Batteriespeichers $P_{BAT,EF}(t)$ und der Zeitschrittweite Δt :

$$E_{BAT}(t) = E_{BAT}(t - \Delta t) + P_{BAT,EF}(t) \cdot \Delta t \quad (2.28)$$

Sofern nach Gleichung (2.22) der Betriebsmodus $b_{BS}(t) = 3$ resultiert, ist die Leistungsaufnahme des Batteriesystems im Standby-Betrieb $P_{AC2BAT,SB}$ zu berücksichtigen:

$$P_{BS}(t) = P_{AC2BAT,SB} \quad \text{für } b_{BS}(t) = 3 \quad (2.29)$$

Im vollgeladenen und entladenen Zustand nimmt der Batterieumrichter des Referenzsystems AC-seitig 2 W auf. Zusätzlich fällt DC-seitig eine Leistungsaufnahme $P_{BAT2AC,SB}$ von 11 W an, die aus dem Batteriespeicher gedeckt wird:

$$P_{BAT}(t) = -P_{BAT2AC,SB} \quad \text{für } b_{BS}(t) = 3 \quad (2.30)$$

Des Weiteren beeinflusst im Standby-Betrieb die Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems $P_{BMS,SB}$ (5 W) den resultierenden Energieinhalt des Batteriespeichers $E_{BAT}(t)$:

$$E_{BAT}(t) = E_{BAT}(t - \Delta t) + (P_{BAT}(t) - P_{BMS,SB}) \cdot \Delta t \quad \text{für } b_{BS}(t) = 3 \quad (2.31)$$

Wie bereits dargelegt, wird in dieser Arbeit die Ladeleistung mit einem positiven Vorzeichen und die Entladeleistung mit einem negativen Vorzeichen versehen. Dementsprechend lässt sich die AC-seitige Leistungsaufnahme $P_{AC2BS}(t)$ bzw. Leistungsabgabe $P_{BS2AC}(t)$ des Batteriesystems aus der resultierenden Batteriesystemleistung $P_{BS}(t)$ über:

$$P_{AC2BS}(t) = \max(0, P_{BS}(t)) \quad (2.32)$$

$$P_{BS2AC}(t) = \min(0, P_{BS}(t)) \quad (2.33)$$

ermitteln. Analog dazu berechnet sich die DC-seitige Batteriespeicherleistung im Ladefall $P_{BATC}(t)$ und Entladefall $P_{BATD}(t)$ wie folgt:

$$P_{BATC}(t) = \max(0, P_{BAT}(t)) \quad (2.34)$$

$$P_{BATD}(t) = \min(0, P_{BAT}(t)) \quad (2.35)$$

2.1.4 Energiemanagementsystem

Weiterhin ist im Simulationsmodell das der Systemregelung übergeordnete Energiemanagement des PV-Batteriesystems abgebildet. Das Energiemanagementsystem überwacht die Energieflüsse und kann ggf. zusätzliche Sollwerte für die Batteriesystem- und PV-Systemleistung vorgeben. Zu den weiteren Aufgaben des Energiemanagements zählt unter anderem die Einhaltung regulatorischer Restriktionen. Darunter fällt die etwaige Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70% der Nennleistung des PV-Generators nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [134]. Ohne Begrenzung der Einspeiseleistung ($b_{AC2G}(t) = 1$) lässt sich die resultierende Netzaustauschleistung $P_G(t)$ aus der PV-Systemleistung $P_{PVS}(t)$, der elektrischen Last $P_L(t)$, der Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten $P_{PERI}(t)$ sowie der Batteriesystemleistung $P_{BS}(t)$ ermitteln:

$$P_G(t) = P_{PVS}(t) - P_L(t) - P_{PERI}(t) - P_{BS}(t) \text{ für } b_{AC2G}(t) = 1 \quad (2.36)$$

Demnach ist die Netzeinspeiseleistung $P_{AC2G}(t)$ durch ein positives Vorzeichen und die Netzbezugsleistung $P_{G2AC}(t)$ durch ein negatives Vorzeichen gekennzeichnet:

$$P_{AC2G}(t) = \max(0, P_G(t)) \quad (2.37)$$

$$P_{G2AC}(t) = \min(0, P_G(t)) \quad (2.38)$$

Bei aktivierter Einspeisebegrenzung ($b_{AC2G}(t) = 2$) ist die Netzaustauschleistung auf die maximal zulässige Einspeiseleistung $P_{AC2G,MAX}$ zu limitieren:

$$P_G(t) = \min(P_{PVS}(t) - P_L(t) - P_{PERI}(t) - P_{BS}(t), P_{AC2G,MAX}) \text{ für } b_{AC2G}(t) = 2 \quad (2.39)$$

$P_{AC2G,MAX}$ errechnet sich aus der spezifischen Einspeisegrenze $p_{AC2G,MAX}$ und der Nennleistung des PV-Generators P_{PVG} :

$$P_{AC2G,MAX} = p_{AC2G,MAX} \cdot P_{PVG} \quad (2.40)$$

Die Einspeisegrenze des Referenzsystems liegt bei 70%, sodass das PV-System mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp maximal 3,5 kW in das Netz einspeist. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt die Einhaltung der Einspeisegrenze in jedem Zeitschritt. In der Praxis ist lediglich sicherzustellen, dass der gleitende 10-Minuten-Mittelwert der Einspeiseleistung den Grenzwert einhält [135].

Grundsätzlich kann die erforderliche Begrenzung der Einspeiseleistung durch unterschiedliche Energiemanagementstrategien umgesetzt werden [11]. Wie in Kapitel 2.1.3 beschrieben, wird das Referenzsystem frühzeitig geladen, sobald überschüssige PV-Energie zur Verfügung steht. Befindet sich der Batteriespeicher im vollgeladenen Zustand, muss zur Einhaltung der Einspeisegrenze ggf. überschüssige PV-Energie abgeregelt werden. In der Praxis wird die Leistungsabgabe des PV-Generators reduziert, in dem der PV-Wechselrichter die Spannung des PV-Generators erhöht [120]. Der PV-Generator wird dann nicht mehr im Punkt der maximalen Leistungsabgabe (MPP) betrieben. Wird die Einspeiseleistung begrenzt ($b_{AC2G}(t) = 2$), berechnet sich die abgeregelt PV-Systemleistung $P_{ABR}(t)$ wie folgt:

$$P_{ABR}(t) = \min(P_{PVS}(t) - P_L(t) - P_{PERI}(t) - P_{BS}(t) - P_{AC2G,MAX}, 0) \text{ für } b_{AC2G}(t) = 2 \quad (2.41)$$

Kommt es zur Abregelung, muss die nach Gleichung (2.8) ermittelte AC-Leistungsabgabe des PV-Systems $P_{PVS}(t)$ sowie die nach Gleichung (2.4) ermittelte DC-Leistungsabgabe des PV-Generators $P_{PV}(t)$ um die abgeregelt Leistung $P_{ABR}(t)$ korrigiert werden (vgl. [110]).

2.2 Modellvalidierung

Im folgenden Abschnitt wird die Genauigkeit des entwickelten Simulationsmodells überprüft. Der Fokus liegt dabei auf der Validierung des Batteriesystemmodells. Zunächst wird der zugrunde liegende Validierungsdatensatz vorgestellt. Darauf folgt der Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse sowie die Analyse der resultierenden Abweichungen.

2.2.1 Validierungsdaten

Zur Validierung des Simulationsmodells steht ein Datensatz zur Verfügung, der einsekündige Leistungsmesswerte des Referenzsystems über einen Zeitraum von sechs Tagen beinhaltet. Der Anwendungstest wurde vom Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen durchgeführt (vgl. [126]). Durch Vorgabe von Zeitreihen der Bestrahlungsstärke und PV-Modultemperatur wurde mit einem PV-Simulator die Leistungsabgabe eines PV-Generators mit einer Nennleistung von 5 kWp emuliert. Der zeitliche Verlauf des Leistungsbedarfs der elektrischen Verbraucher wurde durch eine elektronische Last nachgebildet. Auf diese Weise wurde das Referenzsystem mit Last- und PV-Erzeugungsprofilen beaufschlagt, wodurch das reale Betriebsverhalten des Referenzsystems an sechs Sommertagen messtechnisch erfasst werden konnte. Die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung war während des Messzeitraums deaktiviert. Der Messzeitraum beginnt und endet mit einem vollständig entladenen Batteriespeicher.

Zur Validierung des Modells wird auf die Leistungsmesswerte folgender Messpunkte (vgl. Bild 2.1) zurückgegriffen:

- AC-Leistung des PV-Systems $P_{PVS}(t)$
- elektrische Last $P_L(t)$
- AC-Leistung des Batteriesystems $P_{BS}(t)$
- DC-Leistung des Batteriespeichers $P_{BAT}(t)$

Aufgrund der einsekündigen Auflösung des sechstägigen Datensatzes liegen insgesamt 518.400 Messwerte pro Messpunkt vor. Bild 2.8 vergleicht die während des Messzeitraums resultierende Differenzleistung mit der AC-Leistung des Batteriesystems. Wie deutlich zu erkennen ist, erfolgt die Batterieladung im Tagesverlauf frühzeitig, sobald die Differenzleistung positive Werte annimmt und überschüssige PV-Leistung anfällt. Aufgrund der verfügbaren Speicherkapazität lässt sich jedoch nur ein Teil der täglichen PV-Energieüberschüsse zwischenspeichern. Die Konstantleistungsphase ist für die Drosselung der Ladeleistung kurz vor Ende des Ladevorgangs verantwortlich. Nimmt die Differenzleistung negative Werte an, beginnt die Entladung des Batteriespeichers. Der Batteriespeicher wurde an allen Tagen im Laufe der Nachtstunden vollständig entladen.

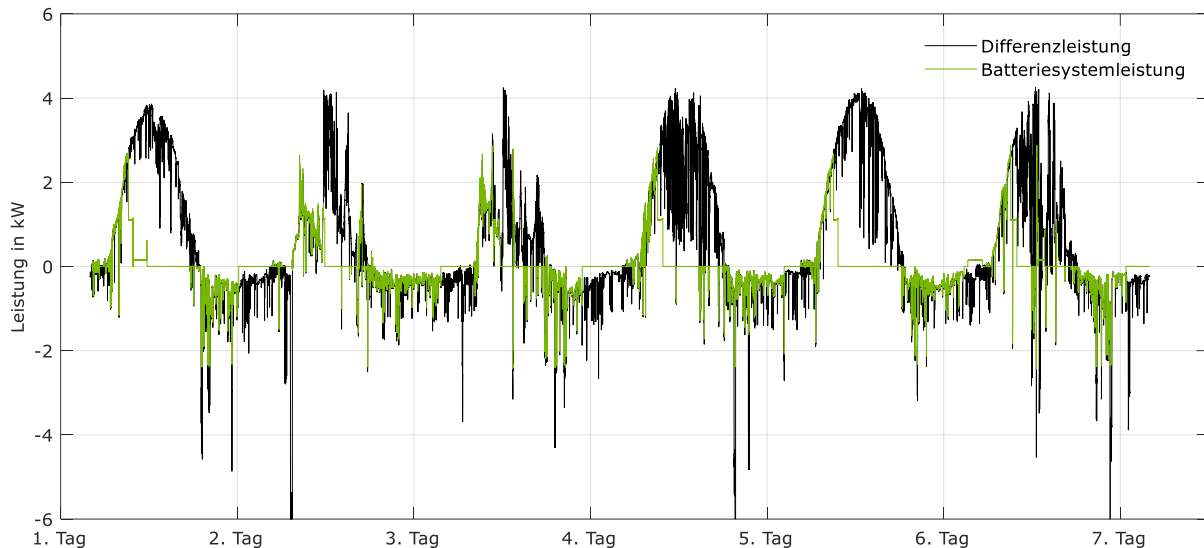


Bild 2.8 Zeitlicher Verlauf der gemessenen Differenz- und Batteriesystemleistung des Referenzsystems.

Bei näherer Betrachtung des zeitlichen Verlaufs beider Größen wird deutlich, dass die Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriesystems oftmals nicht exakt mit der Differenzleistung übereinstimmt. Um die Korrelation der Batteriesystem- und Differenzleistung zu analysieren, sind in Bild 2.9 (links) die Messwerte des Referenzsystems als Streudiagramm aufgetragen. Jeder Punkt im Streudiagramm stellt die in einem Zeitschritt (1 s) gemessene AC-Leistung des Batteriesystems der gemessenen Differenzleistung gegenüber. Zur besseren Veranschaulichung der Abhängigkeiten ist nur der Leistungsbereich ± 4 kW dargestellt. Darüber hinaus ist zum Vergleich die Korrelation zwischen beiden Größen während des Lade- und Entladebetriebs eines idealen, verlustfreien Batteriesystems (vgl. Kapitel 3) aufgetragen. Im Idealfall stimmt die Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriesystems exakt mit der Differenzleistung überein, woraus sich die gelb dargestellte Diagonale ergibt.

Beim realen System kommt es häufig zu Betriebspunkten, die stark vom idealen Systemverhalten abweichen. Aus der Dichte der resultierenden Punktwolke lassen sich Rückschlüsse über die Häufigkeit der einzelnen Betriebspunkte schließen. Im ersten Quadranten (positive Differenzleistung und positive Batteriesystemleistung) wird zum einen der Einfluss der maximalen Ladeleistung des Batteriesystems deutlich, da die AC-Leistungsaufnahme 2,8 kW nicht übersteigt. Zum anderen ist im oberen Leistungsbereich eine systematische Abweichung zwischen der AC-Ladeleistung und der Differenzleistung aufgrund von stationären Regelungsabweichungen ersichtlich (vgl. Bild 2.5). Stochastisch auftretende Unterschiede zwischen beiden Größen sind wiederum oftmals auf Regelungsträgheiten zurückzuführen. Des Weiteren tritt häufig eine Ladeleistung von 1,1 kW auf, die sich während der Konstantleistungsphase zum Ende des Ladevorgangs ergibt (vgl. Bild 2.8).

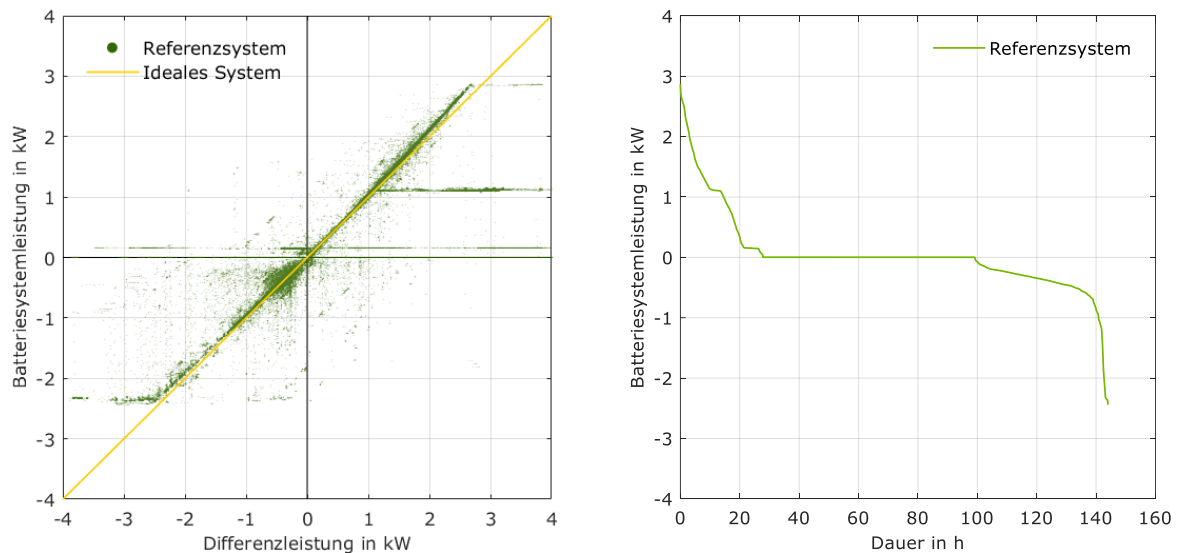


Bild 2.9 Links: Streudiagramm der gemessenen Differenz- und Batteriesystemleistung des Referenzsystems. Rechts: Dauerlinie der Batteriesystemleistung des Referenzsystems.

Im dritten Quadranten (negative Differenzleistung und negative Batteriesystemleistung) ist der horizontale Verlauf der Betriebspunkte bei etwa -2,4 kW auffällig, der durch die maximale Entladeleistung des Batteriesystems bedingt ist. Des Weiteren zeigt sich eine ausgeprägte Streuung der Betriebspunkte um die Diagonale, die sich mit dem dynamischen Systemverhalten in Zeiten stark schwankender Last erklären lässt.

Betriebspunkte im zweiten und vierten Quadranten treten im Idealfall nicht auf. Das reale Batteriesystem wird allerdings zeitweise bei Leistungsdefiziten geladen (zweiter Quadrant) und zeitweise bei Leistungsüberschüssen entladen (vierter Quadrant). Ist der Batteriespeicher vollständig geladen oder entladen, hat die AC-seitige Leistungsaufnahme des Batteriesystems im Standby-Betrieb Betriebspunkte nahe der horizontalen Achse zur Folge. Zudem nimmt die Batteriesystemleistung häufig Werte um 150 W an. Eine Begründung hierfür kann in Maßnahmen zur Batteriezellpflege sowie zum Ladungsausgleich zwischen den einzelnen Batteriezellen gesucht werden, die sich am ersten und letzten Tag des Messzeitraums beobachten lassen (vgl. Bild 2.8). An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass das Referenzsystem zum Zeitpunkt der Messwerterfassung bereits mehrere Monate in Betrieb war. Im Neuzustand sollten Maßnahmen zum Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen in der Regel nicht auftreten. Ergänzend stellt Bild 2.9 (rechts) die gemessene Batteriesystemleistung sortiert nach der Höhe als Dauerlinie über den sechstägigen Messzeitraum (144 h) dar. Für insgesamt 28 h liegt die Ladeleistung des Batteriesystems über der AC-seitigen Leistungsaufnahme im Standby-Betrieb (2 W), die an insgesamt 71 h auftritt. Die Entladung des Batteriesystems erfolgt an insgesamt 45 h.

2.2.2 Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse

Zur Analyse der Modellgüte werden die simulierten und gemessenen Energieflüsse des Referenzsystems über den sechstägigen Validierungszeitraum verglichen. Da die Validierung des PV-Systemmo-

dells mit dem vorliegenden Datensatz nicht möglich ist, beschränkt sich die Validierung auf das Batteriesystemmodell. Hierzu wird das Batteriesystemverhalten auf Grundlage der gemessenen Zeitreihe der elektrischen Last sowie der Leistungsabgabe des PV-Systems gemäß Kapitel 2.1.3 simuliert.

Bild 2.10 (oben) vergleicht die gemessene und simulierte AC-Batteriesystemleistung während des Validierungszeitraums. Auch wenn der Verlauf der beiden Zeitreihen qualitativ gut übereinstimmt, lassen sich bei näherer Betrachtung Unterschiede zwischen den Mess- und Simulationswerten feststellen:

- Am Vormittag kommt es in der Simulation mehrfach zu einem verspäteten Beginn der Batterieentladung. Der Grund hierfür liegt in der Entladeregulierung des Simulationsmodells, die erst ab einem Ladezustand von $SOC(t) > 0$ die Leistungsabgabe des Batteriesystems zulässt. Die zuvor aufgenommene PV-Energie wird daher zunächst genutzt, um die Batterieentladung aufgrund des Standby-Verbrauchs des Batteriesystems in den vorangegangenen Nachtstunden zu kompensieren. Das reale Batteriesystem hat jedoch eine spannungsgeführte Entladeregulierung, wodurch es bereits nach kurzzeitiger Ladung am Morgen in der Lage ist, Energie abzugeben.
- An allen Tagen erreicht das simulierte Batteriesystem gegenüber dem realen Batteriesystem zu einem früheren Zeitpunkt den vollgeladenen Zustand. Dies lässt sich größtenteils darauf zurückführen, dass das simulierte Batteriesystem später in die Ladeschlussphase übergeht und somit noch länger eine hohe Leistungsaufnahme hat. Die ladezustandsabhängige Systemregelung des Simulationsmodells bringt folglich Abweichungen gegenüber der spannungsgeführten Laderegulierung des realen Systems während des Ladevorgangs mit sich.
- Aufgrund der spannungsgeführten PV-Nachladeregulierung des realen Systems lässt sich zudem in der Simulation das Ladeverhalten an den Nachmittagen nicht exakt abbilden. Sowohl im Beginn der PV-Nachladung als auch in der Höhe der Ladeleistung lassen sich Unterschiede beobachten.
- Am ersten Tag schließt sich an die Ladeschlussphase ein fast zweistündiger Ladungsausgleich an, den das Simulationsmodell nicht abbildet. Eine weitere Ausgleichsmaßnahme im oberen Ladezustandsbereich lässt sich am Nachmittag des letzten Tages beobachten, welche weitere Unterschiede zwischen den Mess- und Simulationswerten hervorruft.
- Am letzten Tag kommt es in den Nachtstunden zu einem Ladungsausgleich im unteren Ladezustandsbereich. Vermutlich dient dies dazu, die zu tiefe Entladung des Batteriespeichers in den vorangegangenen Nachtstunden auszugleichen. Hierfür kann eine ungenaue Ladezustandsbestimmung verantwortlich sein. Auch dieses Ereignis lässt sich nicht durch das Simulationsmodell abbilden.

Folglich lassen sich die Unterschiede zwischen der gemessenen und der simulierten Batteriesystemleistung im Wesentlichen mit der spannungsgeführten Regelung sowie mit Ausgleichsmaßnahmen des realen Systems begründen.

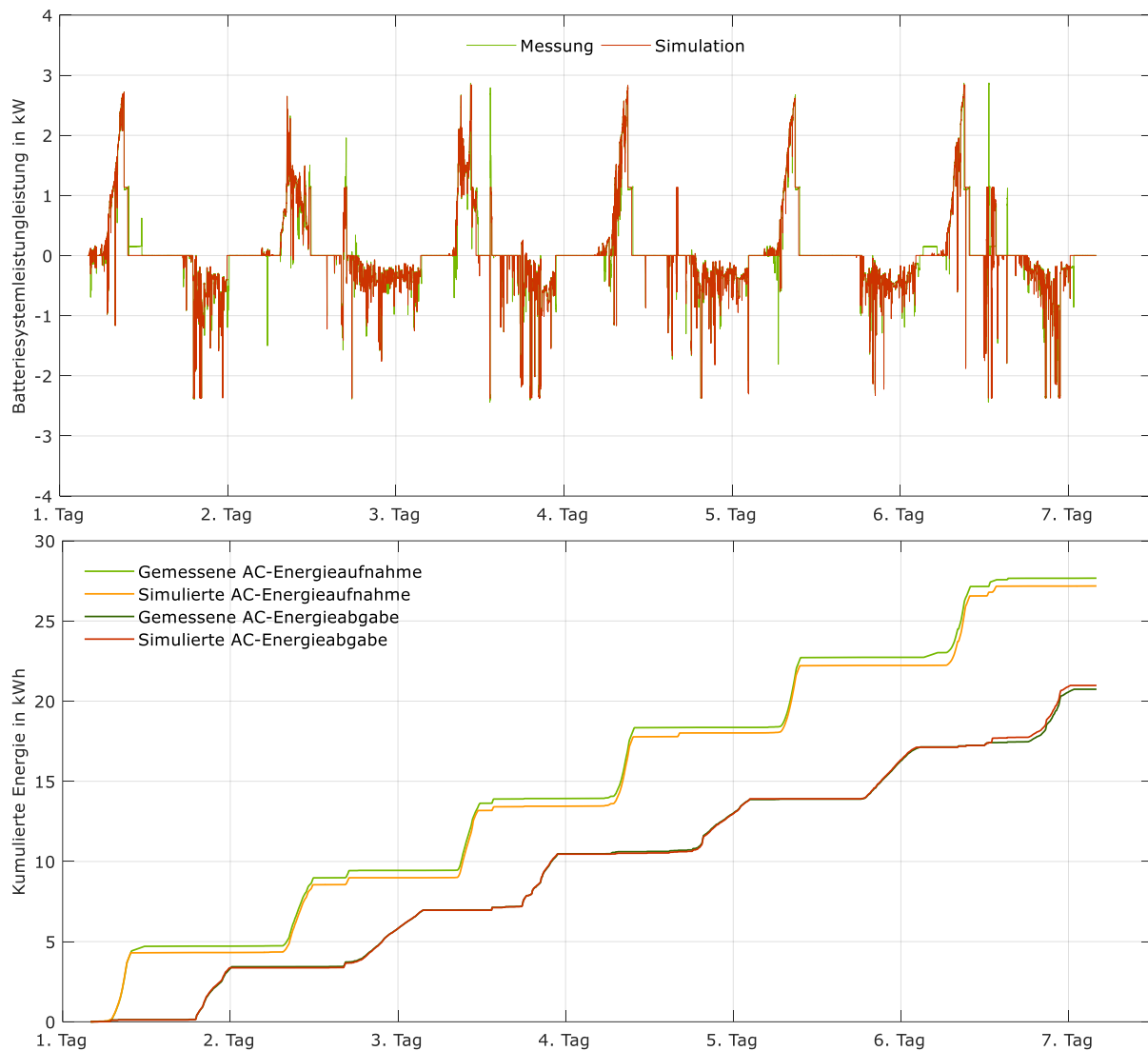


Bild 2.10 Oben: Vergleich der gemessenen und simulierten AC-Leistung des Batteriesystems. Unten: Vergleich des gemessenen und simulierten Verlaufs der kumulierten AC-Energieaufnahme und AC-Energieabgabe des Batteriesystems.

Um den quantitativen Einfluss der einzelnen Ereignisse zu bestimmen, vergleicht Bild 2.10 (unten) den gemessenen und simulierten Verlauf der kumulierten AC-Energieaufnahme und AC-Energieabgabe des Batteriesystems über den gesamten Validierungszeitraum. Grundsätzlich ist beim Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse zu beachten, dass sich die resultierenden Abweichungen aufgrund der einzelnen Ereignisse ausgleichen können. Die Ausgleichsmaßnahme am ersten Tag hat zur Folge, dass die gemessene AC-Energieaufnahme die simulierte AC-Energieaufnahme um 0,3 kWh übersteigt. Am vierten Tag verringert sich die Differenz zwischen der gemessenen und simulierten Energieaufnahme des Batteriesystems. Der Grund hierfür ist die PV-Nachladung des simulierten Systems am Nachmittag des vierten Tages, die beim realen System nicht auftritt.

Die Ausgleichsmaßnahme in den Morgenstunden des letzten Tages erhöht die gemessene AC-Energieaufnahme um weitere 0,3 kWh. Allerdings nimmt das reale System gegenüber dem simulierten System am letzten Tag auch weniger PV-Energie auf, wodurch sich der Unterschied in der AC-Energieaufnahme wieder etwas verringert. Hierzu trägt auch die einstündige Ausgleichsmaßnahme am Nachmittag des letzten Tages bei, die unabhängig von der Differenzleistung eine AC-Leistungsaufnahme von

150 W verursacht (vgl. Bild 2.8). Im gleichen Zeitraum kommt es in der Simulation jedoch zur Batterieentladung mit einer AC-seitigen Energieabgabe von 0,25 kWh. Dieser Entladevorgang ist im Wesentlichen für den resultierenden Unterschied in der AC-Energieabgabe zum Ende des Validierungszeitraums verantwortlich.

Tabelle 2.2 vergleicht die am Ende des sechstägigen Validierungszeitraums aus der Messung und Simulation resultierenden Energiesummen. Neben der Energieaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers und des Batteriesystems ist auch der Energieaustausch mit dem Netz aufgeführt. Keine der aus der Simulation resultierenden Energiesummen weicht um mehr als $\pm 0,5$ kWh von den gemessenen Energiesummen ab. Die prozentuale Abweichung zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen liegt zwischen -2,0% und 1,4%. Dementsprechend sind die Abweichungen vergleichsweise gering. Die energetischen Betriebsergebnisse des Referenzsystems werden somit durch das vorliegende Simulationsmodell gut wiedergegeben, obwohl die Effekte aufgrund der Ausgleichsmaßnahmen durch das Modell nicht abgebildet werden. Werden diese aus den gemessenen Leistungsverläufen entfernt, beträgt die Abweichung zwischen den simulierten und den gemessenen AC-Energiesummen sogar nur maximal $\pm 0,2$ kWh.

Tabelle 2.2 Absolute und relative Abweichungen zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen.

Bezeichnung	Kürzel	Messung	Simulation	abs. Abw.	rel. Abw.
AC-Batterieladung	E_{AC2BS}	27,7 kWh	27,2 kWh	-0,5 kWh	-1,8%
AC-Batterieentladung	E_{BS2AC}	20,7 kWh	21,0 kWh	0,3 kWh	1,4%
DC-Batterieladung	E_{BATC}	25,7 kWh	25,3 kWh	-0,4 kWh	-1,6%
DC-Batterieentladung	E_{BATD}	23,0 kWh	23,1 kWh	0,1 kWh	0,4%
Netzeinspeisung	E_{AC2G}	96,8 kWh	97,2 kWh	0,4 kWh	0,4%
Netzbezug	E_{G2AC}	15,0 kWh	14,7 kWh	-0,3 kWh	-2,0%

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, das Simulationsmodell auf Basis der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Messergebnisse zu parametrieren (vgl. Kapitel 1.4). Daher wird auf die nachträgliche Anpassung des Simulationsmodells oder einzelner Modellparameter zur Verbesserung der Modellgenauigkeit verzichtet. Die zufriedenstellende Genauigkeit des verwendeten Simulationsmodells konnte auch für weitere AC-gekoppelte Batteriesysteme nachgewiesen werden [126]. Für eine weiterführende Diskussion des Modellansatzes sei auf Kapitel 7 verwiesen.

3 Verlustanalyse

Aufbauend auf dem im vorherigen Kapitel vorgestellten Simulationsmodell wird in diesem Kapitel das Referenzsystem einer simulationsbasierten Verlustanalyse unterzogen. Nachdem bereits in der Modellbeschreibung auf die Verlustursachen eingegangen wurde, steht in diesem Kapitel die Analyse der Auswirkungen der einzelnen Verluste im Mittelpunkt. Ziel dieses Kapitels ist es, die Wirkungsweisen der auftretenden Verluste von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen und deren Auswirkungen auf den Energieaustausch mit dem Netz zu untersuchen.

Zunächst muss der Frage nachgegangen werden, welche Systemeigenschaften gegenüber einem idealen Systemverhalten Verluste hervorrufen. Im Idealfall hat ein verlustfreies PV-Batteriesystem folgende Eigenschaften und Fähigkeiten:

- Die Ladung bzw. Entladung des Batteriespeichers beginnt, sobald Leistungsüberschüsse bzw. Leistungsdefizite auftreten und es der aktuelle Ladezustand zulässt.
- Der Batteriespeicher wird ausschließlich mit PV-Energie geladen und die Batterieentladung dient lediglich zur Versorgung der elektrischen Verbraucher.
- In den leistungselektronischen Systemkomponenten sowie im Batteriespeicher fallen keine Umwandlungsverluste an.
- Die Leistungsfähigkeit des PV-Batteriesystems wird weder durch die Regelung noch durch die Dimensionierung der Leistungselektronik beschränkt.
- Die Systemregelung kann die Lade- und Entladeleistung exakt und verzögerungsfrei an den Sollwert (Differenzleistung) anpassen.
- Verluste aufgrund der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung treten nicht auf.
- Die einzelnen Systemkomponenten nehmen im Bereitschaftsbetrieb keine Leistung auf.
- Die erforderlichen Peripheriekomponenten verursachen keinen zusätzlichen Leistungsbedarf.

In der Praxis lassen sich diese idealen Bedingungen in der Regel nicht erzielen. Der Nutzen eines PV-Batteriesystems zur Stromversorgung von Wohngebäuden besteht in der Reduktion des Energiebezugs aus dem Netz. Gleichzeitig verringert sich jedoch aufgrund der Speicherung der überschüssigen PV-Energie die in das Netz eingespeiste Energie. Den eingesparten Netzbezugskosten stehen somit geringere Einnahmen aus der Netzeinspeisung gegenüber. Beim Betrieb eines PV-Batteriesystems ist es daher aus ökonomischen Gründen erstrebenswert, den Netzbezug soweit wie möglich zu minimieren und zudem eine möglichst hohe PV-Einspeisung zu erzielen. Folglich werden die Systemverluste durch die Eigenschaften eines realen Systems hervorgerufen, die gegenüber einem verlustfreien System den Netzbezug steigern oder die Netzeinspeisung verringern.

Die Systemverluste in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen, die Abweichungen gegenüber dem idealen Betriebsverhalten mit sich bringen, lassen sich in fünf Verlustkategorien unterteilen. In Bild 3.1 sind die einzelnen Verlustmechanismen schematisch dargestellt.

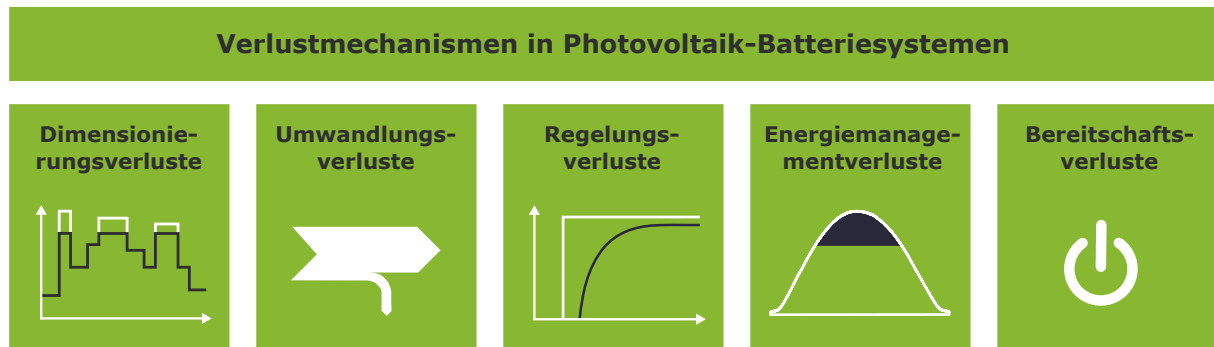


Bild 3.1 Klassifizierung der Verlustmechanismen in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen.

Dimensionierungsverluste resultieren aus der Leistungsbeschränkung der Systemkomponenten. Hinzu kommen Verluste aufgrund der Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten und der Energiespeicherung im Batteriespeicher. Zusätzlich treten Regelungsverluste auf, die im Wesentlichen infolge von regelungsbedingten Abweichungen zwischen der Batteriesystemleistung und der Differenzleistung entstehen. Die durch die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung hervorgerufene Abregelung der Leistungsabgabe des PV-Generators wird den Energiemanagementverlusten zugeordnet. Die Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Leerlauf- oder Standby-Betrieb hat Bereitschaftsverluste zur Folge. Zum letztgenannten Verlustmechanismus wird auch die Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten gezählt. Zusätzlich kommt es im Betrieb zur alterungsbedingten Abnahme der verfügbaren Speicherkapazität des Batteriespeichers. Da der Fokus dieser Arbeit auf der Analyse der Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme im Neuzustand liegt, werden die Auswirkungen der Alterungsverluste im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Die Grundlage der Analyse der einzelnen Verlustmechanismen stellen die Betriebsergebnisse des idealen, verlustfreien Referenzsystems dar. Hierzu wurde das ideale Systemverhalten über den Zeitraum von einem Jahr mit dem in Anhang A.3 beschriebenen idealen Systemmodell ermittelt. Sofern die einzelnen Verlustfaktoren eliminiert werden, kann alternativ hierzu auch das in Kapitel 2.1 beschriebene reale Systemmodell herangezogen werden. Sowohl die Nennleistung des PV-Generators als auch die Speicherkapazität des Batteriespeichers ist im verlustfreien Idealfall unverändert. Den Simulationsrechnungen liegen die in Anhang A.1 beschriebenen einsekündigen Eingangszeitreihen der elektrischen Last, Bestrahlungsstärke und Lufttemperatur zugrunde.

Die aus der Simulation des idealen Referenzsystems resultierende Energiebilanz des betrachteten Gebäudes ist in Bild 3.2 (rechts) aufgeführt. Bild 3.2 (links) veranschaulicht die unter idealen Bedingungen auftretenden Energieflüsse. Die erzeugte PV-Energie (5274 kWh/a) wird vorrangig zeitgleich direkt verbraucht (1536 kWh/a) und zur Ladung des Batteriespeichers genutzt (1220 kWh/a). Nur überschüssige PV-Energie wird in das Netz eingespeist (2518 kWh/a). Das PV-System kann zeitgleich rund 31% des elektrischen Energiebedarfs (5010 kWh/a) decken. Die verlustfreie Energiespeicherung des idealen Systems erlaubt es, dass die dem Batteriespeicher zugeführte Energie wieder vollständig entnommen werden kann (1220 kWh/a) und zur Versorgung der elektrischen Verbraucher beiträgt. Der verbleibende Bedarf (2254 kWh/a) wird aus dem Netz bezogen.

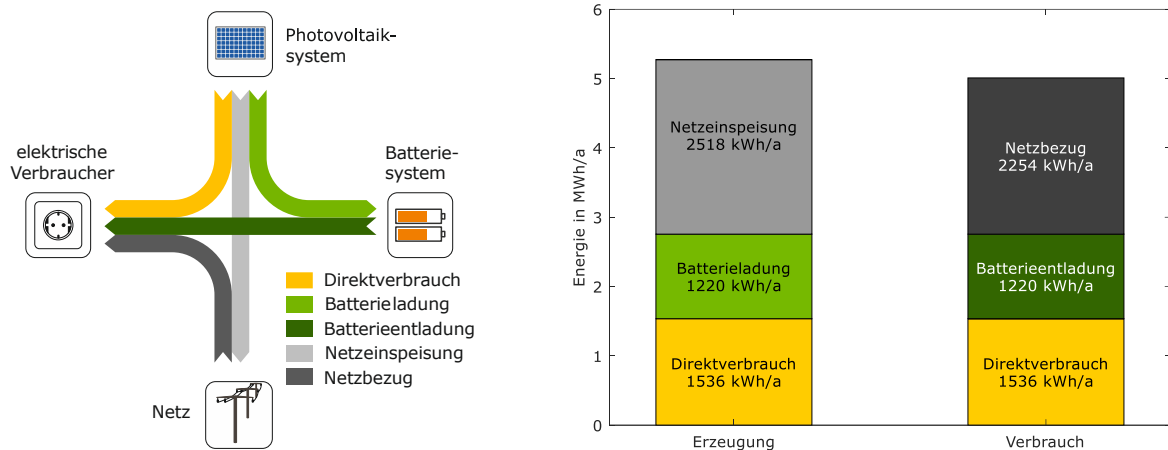


Bild 3.2 Links: Energieflüsse in Gebäuden mit idealen PV-Batteriesystemen. Rechts: Energiebilanz des idealen Referenzsystems (PV-Generatorleistung 5 kWp, Speicherkapazität 3,7 kWh).

Mit dem idealen Referenzsystem lässt sich eine Netzeinspeisung von 2518 kWh/a erzielen und es ergibt sich ein Netzbezug von 2254 kWh/a. Diese idealen Betriebsergebnisse entsprechen dem theoretisch erreichbaren Potenzial, das für die Bewertung des realen Referenzsystems als Vergleichsmaßstab dient. Um die Effekte der einzelnen Verlustmechanismen isoliert voneinander untersuchen zu können, wird das Simulationsmodell des idealen PV-Batteriesystems sukzessive um die unterschiedlichen Verlustfaktoren erweitert. Die Reihenfolge der sequenziell hinzugefügten Verlustanteile geht aus Bild 3.3 hervor. Zunächst wird das ideale Referenzsystem um die Dimensionierungs- und Umwandlungsverluste ergänzt. Darauf folgt die separate Hinzunahme der Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste. Dabei baut die Analyse der jeweiligen Verluste auf der Berücksichtigung der zuvor hinzugezogenen Verluste auf. Die Relevanz der einzelnen Systemverluste wird anhand der jeweils verursachten Änderung der Netzeinspeisung und Änderung des Netzbezugs quantifiziert. Um die Effekte der einzelnen Verlustanteile besser vergleichen zu können, sind die Ergebnisse der Verlustanalyse in Bild 3.3 zusammengefasst dargestellt. Auf die unterschiedlichen Auswirkungen der einzelnen Verluste wird im Folgenden näher eingegangen.

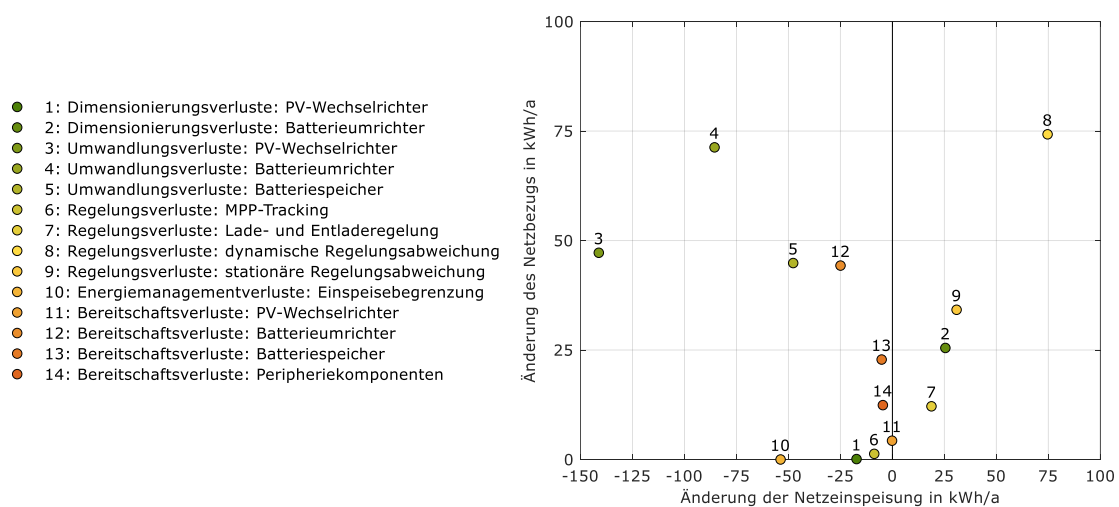


Bild 3.3 Reihenfolge der Hinzunahme der einzelnen Verlustmechanismen des Referenzsystems (links) und deren Auswirkung auf die Netzeinspeisung und den Netzbezug (rechts).

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass in der Praxis Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Verlustmechanismen auftreten. Dadurch kann die für die einzelnen Faktoren ermittelte Änderung des Energieaustauschs mit dem Netz bei abweichender Reihenfolge der betrachteten Verluste variieren. Das Endergebnis des realen Systems unter Berücksichtigung sämtlicher Verlustmechanismen bleibt davon jedoch unbeeinflusst. Auszüge dieses Kapitels sind vorab in [105], [129], [136] und [137] veröffentlicht worden.

3.1 Dimensionierungsverluste

Ausgehend vom idealen Systemverhalten werden im ersten Schritt ausschließlich Verluste untersucht, die aufgrund der Dimensionierung der leistungselektronischen Systemkomponenten und der damit verbundenen Leistungsbeschränkung zustande kommen. Bild 3.4 (links) stellt den zeitlichen Verlauf der Leistungsabgabe des PV-Systems, der Differenzleistung sowie der AC-seitigen Batteriesystemleistung für das ideale, verlustfreie Referenzsystem an einem beispielhaften Tag dar. Aufgrund der idealen Systemeigenschaften stimmt die Batteriesystemleistung während des Lade- und Entladevorgangs exakt mit der Differenzleistung überein. Im Ladebetrieb kann dadurch die gesamte überschüssige PV-Leistung (positive Differenzleistung) verlustfrei gespeichert werden. Im Entladebetrieb werden die Leistungsdefizite (negative Differenzleistung) unabhängig von ihrer Höhe durch das Batteriesystem gedeckt.

Die Leistungsfähigkeit des realen PV-Batteriesystems wird durch die Leistungsbegrenzung des Batterieumrichters und des PV-Wechselrichters eingeschränkt. Die Leistungsabgabe des PV-Systems ist durch die maximale Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters limitiert. Der PV-Wechselrichter des betrachteten Referenzsystems hat mit einer Nennleistung von 4,6 kW ein typisches Dimensionierungsverhältnis von 0,92 kW/kWp (vgl. [138]). Der Einfluss dieser Leistungsbeschränkung des PV-Wechselrichters geht aus dem Vergleich der Leistungsabgabe des idealen und realen PV-Systems in Bild 3.4 hervor. Im Idealfall (Bild 3.4 links) erreicht die PV-Systemleistung sogar Werte oberhalb der Nennleistung des PV-Generators. Diese Leistungsspitzen lassen sich in Situationen mit wechselnder Bewölkung beobachten und sind auf die Reflexion der Solarstrahlung an den Wolkenrändern zurückzuführen [139]. Die maximale Leistungsabgabe des realen PV-Systems ist jedoch auf 4,6 kW begrenzt (Bild 3.4 rechts). Durch diese Leistungsbeschränkung verringert sich im Vergleich zum Idealfall auch die überschüssige PV-Leistung (positive Differenzleistung).

Welchen Einfluss die begrenzte Leistungsabgabe des PV-Wechselrichters auf die resultierenden Energieflüsse hat, geht aus Bild 3.5 hervor. Es zeigt die Nutzung der erzeugten PV-Energie sowie die Versorgung der elektrischen Verbraucher im zeitlichen Verlauf für den bereits in Bild 3.4 dargestellten Tag. Aufgrund der Leistungsbeschränkung des PV-Wechselrichters auf 4,6 kW stehen an dem betrachteten Tag im Vergleich zum idealen System weniger PV-Überschüsse zur Verfügung. Da der Direktverbrauch sowie die Batterieladung und -entladung davon nicht beeinflusst werden, sinkt lediglich die in das Netz eingespeiste Energie. Gegenüber dem Idealfall ohne Leistungslimitierung fällt der PV-Ertrag und folglich die Netzeinspeisung um 17 kWh/a geringer aus (vgl. Bild 3.3).

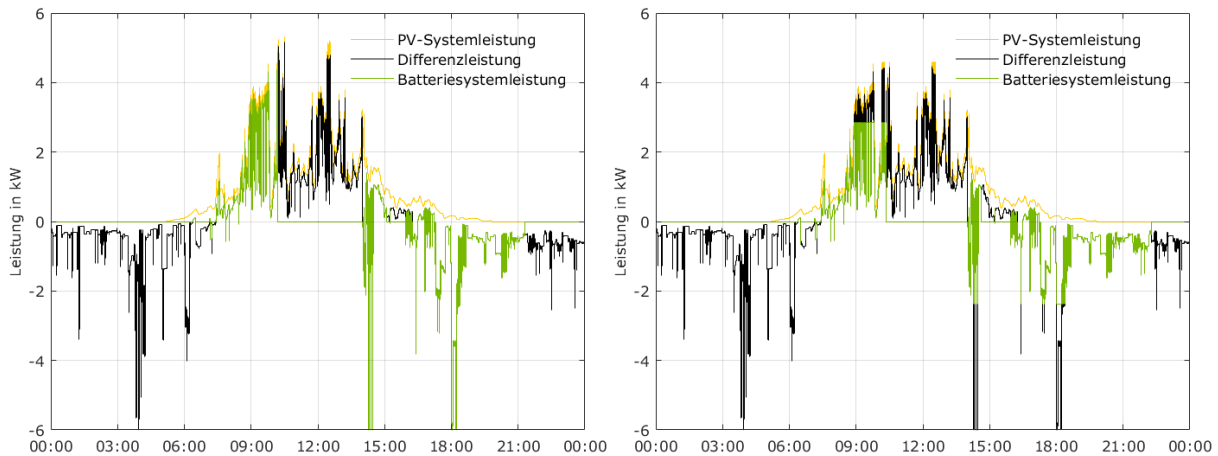


Bild 3.4 Betriebsverhalten des Referenzsystems an einem exemplarischen Tag bei Vernachlässigung (links) sowie Berücksichtigung (rechts) der Dimensionierungsverluste.

Auf den Energiedurchsatz des Batteriesystems und auf den Energiebezug aus dem Netz hat die Dimensionierung des betrachteten PV-Wechselrichters keinen Einfluss. Es ist zu beachten, dass durch die alterungsbedingte Abnahme der Leistungsabgabe des PV-Generators die Dimensionierungsverluste des PV-Wechselrichters während des Betriebszeitraums sinken [140].

Darüber hinaus ergeben sich weitere Verluste durch die Dimensionierung des Batterieumrichters und der damit einhergehenden Limitierung der Leistungsaufnahme und -abgabe des AC-gekoppelten Batteriesystems. Die Auswirkungen der maximalen Lade- und Entladeleistung auf das Betriebsverhalten des betrachteten Referenzsystems lassen sich ebenfalls anhand von Bild 3.4 (rechts) und Bild 3.5 (rechts) erläutern. Übersteigt die Differenzleistung die maximale AC-Ladeleistung von 2,84 kW, ist das Batteriesystem nicht in der Lage, die gesamten Leistungsüberschüsse aufzunehmen. Ein Teil der überschüssigen PV-Leistung wird daher zeitgleich in das Netz eingespeist. Im Vergleich zum idealen Systemverhalten verlängert sich dadurch der Ladevorgang des Batteriespeichers, wodurch der vollgeladene Zustand des Batteriespeichers zu einem späteren Zeitpunkt erreicht wird. Je nach Tagesverlauf der Differenzleistung hat die begrenzte Ladeleistung zur Folge, dass der Batteriespeicher des realen Systems gegenüber dem idealen System weniger Energie zwischenspeichert. An dem betrachteten Beispieltag wird der Energiedurchsatz des Batteriesystems durch die Beschränkung der Ladeleistung allerdings nicht beeinträchtigt.

Darüber hinaus zeigen Bild 3.4 (rechts) und Bild 3.5 (rechts) die durch die maximale Entladeleistung (2,37 kW) hervorgerufenen Effekte. Die kurzzeitigen Lastspitzen am Nachmittag des Beispieltages können aufgrund der Leistungsbeschränkung nur anteilig durch das Batteriesystem gedeckt werden. Zum einen erhöht sich dadurch gegenüber dem idealen System der Netzbezug. Zum anderen ist damit ein Anstieg der Netzeinspeisung verbunden, da im Anschluss an den Entladevorgang weniger Energie zur Nachladung des Batteriespeichers erforderlich ist. Die Lastspitzen gegen 18:00 Uhr bewirken, dass gegenüber dem idealen System der Entladevorgang zu einem späteren Zeitpunkt endet. In diesem Fall hat die Limitierung der Entladeleistung des Batteriesystems keinen Anstieg des Netzbezugs zur Folge. Die gespeicherte Energie trägt nur zu einem späteren Zeitpunkt zur Vermeidung des Netzbezugs bei. Dieser Effekt lässt sich jedoch nicht beobachten, wenn das ideale System die Verbraucher in den Nachtstunden komplett versorgen und der Batteriespeicher am Folgetag vollständig geladen werden kann.

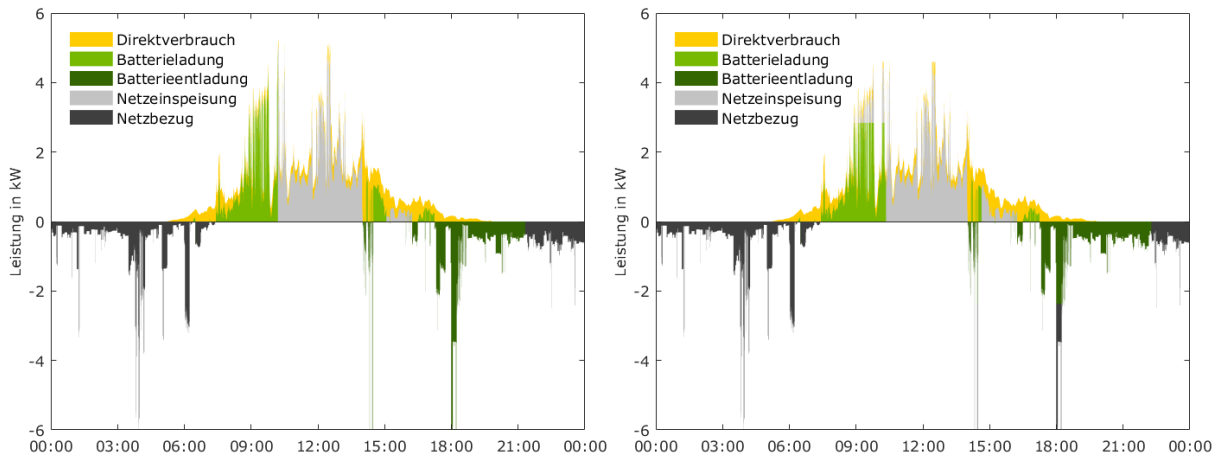


Bild 3.5 Energieflüsse an einem exemplarischen Tag bei Vernachlässigung (links) sowie Berücksichtigung (rechts) der Dimensionierungsverluste des Referenzsystems.

Da aufgrund der begrenzten Entladeleistung in den Abend- und Nachtstunden weniger Energie aus dem Batteriespeicher entnommen wurde, wird zur vollständigen Ladung des Batteriespeichers am Folgetag weniger PV-Energie benötigt. Im Vergleich zum idealen System wird dadurch mehr PV-Energie in das Netz eingespeist. Die Dimensionierungsverluste des Batterieumrichters haben daher neben einem verringerten Energiedurchsatz des Batteriesystems einen Anstieg des Energieaustauschs mit dem Netz zur Folge [105].

Aus der Jahressimulation des Referenzsystems geht hervor, dass die Dimensionierungsverluste des betrachteten Batterieumrichters die Netzeinspeisung und den Netzbezug um jeweils 25 kWh/a erhöhen (vgl. Bild 3.3). Bei Vernachlässigung der anderen Verlustmechanismen lassen die Dimensionierungsverluste des PV-Wechselrichters und des Batterieumrichters in der Bilanz im Vergleich zum Idealfall die Netzeinspeisung um 8 kWh/a und den Netzbezug um 25 kWh/a höher ausfallen (vgl. Bild 3.17).

Durch die temporäre Überlastfähigkeit der Leistungselektronik, die bei einigen PV-Batteriesystemen kurzzeitig eine Überschreitung der Nennleistung zulässt [91], lassen sich die resultierenden Dimensionierungsverluste reduzieren. Zudem ist zu beachten, dass sich die Auslegung der leistungselektronischen Systemkomponenten auch auf deren Lebensdauer auswirkt, da kleiner dimensionierte Wechselrichter häufiger bei ihrer Nennleistung betrieben werden [141]. Dagegen kann sich die Überdimensionierung der Wechselrichter negativ auf die Höhe der Umwandlungsverluste auswirken [137]. Empfehlungen zur Systemdimensionierung sollten daher nicht aus der isolierten Betrachtung der Dimensionierungsverluste abgeleitet werden.

3.2 Umwandlungsverluste

Neben den Dimensionierungsverlusten ergeben sich weitere Verluste aufgrund der Energieumwandlung in den einzelnen Systemkomponenten. Bild 3.6 veranschaulicht die Energieumwandlungspfade in AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen. Die resultierenden Umwandlungsverluste ergeben sich aus der Differenz zwischen der zugeführten und abgegebenen Energie des jeweiligen Umwandlungspfades und treten in Form von Abwärme auf.

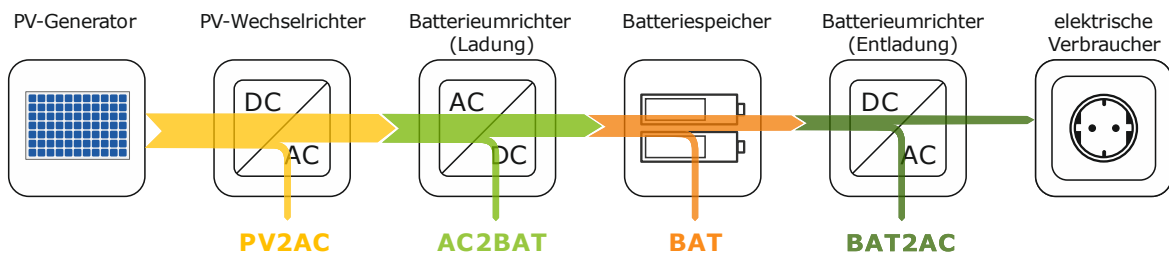


Bild 3.6 Umwandlungsverluste in AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen.

Zum einen ist die Umwandlung der DC-Leistung des PV-Generators in netzkonforme AC-Leistung (PV2AC-Umwandlungspfad) durch den PV-Wechselrichter verlustbehaftet. Zum anderen treten Umwandlungsverluste während des Ladevorgangs (AC2BAT-Umwandlungspfad) und Entladevorgangs (BAT2AC-Umwandlungspfad) im Batterieumrichter auf. Die Umwandlungsverluste im Batteriespeicher entstehen unter anderem aufgrund der elektrochemischen Umwandlungsprozesse. Die Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems während der Ladung und Entladung wird ebenfalls den Umwandlungsverlusten im Batteriespeicher zugeordnet. Nachfolgend werden die Effekte der Umwandlungsverluste des Referenzsystems im PV-Wechselrichter, Batterieumrichter und Batteriespeicher einzeln analysiert.

Grundsätzlich ist die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz der einzelnen Systemkomponenten sehr unterschiedlich ausgeprägt. Bild 3.7 (links) zeigt den Umwandlungswirkungsgrad des PV-Wechselrichters als Funktion der AC-Leistungsabgabe des PV-Systems. Zudem ist die Verteilung der jährlichen Energieabgabe des PV-Generators und des PV-Wechselrichters in Abhängigkeit von der PV-Systemleistung zu sehen. Hierzu wurde die Energieabgabe der einzelnen Leistungsklassen aufsummiert. Aufgrund der Beschränkung der PV-Leistungsspitzen auf die Nennleistung des PV-Wechselrichters ist die Energieabgabe der obersten Leistungsklasse vergleichsweise hoch. Weitere lokale Maxima der Energieabgabe des PV-Wechselrichters ergeben sich bei einer AC-Leistungsabgabe von 3,8 kW sowie bei 1,1 kW. Zusätzlich sind die im PV-Wechselrichter auftretenden Umwandlungsverluste in Bild 3.7 (rechts) dargestellt. Diese entsprechen der Differenz zwischen der Energieabgabe des PV-Generators und der Energieabgabe des PV-Wechselrichters.

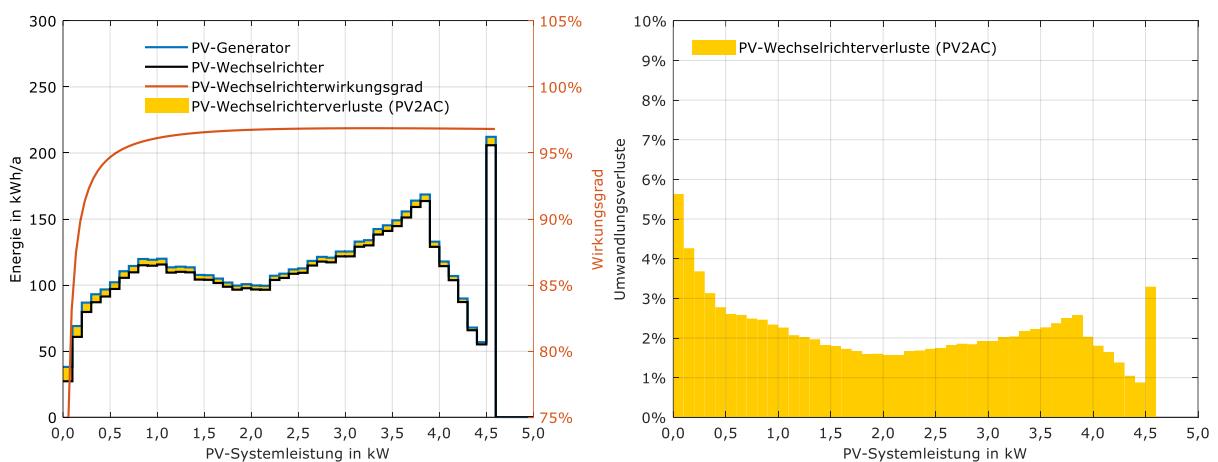


Bild 3.7 Links: Verteilung der Energieabgabe des PV-Generators und PV-Wechselrichters sowie Verlauf der Wirkungsgradkennlinie des PV-Wechselrichters. Rechts: Anteil der einzelnen Leistungsklassen an den Umwandlungsverlusten des PV-Wechselrichters (Klassenbreite 0,1 kW).

Bild 3.7 (rechts) zeigt den Anteil der einzelnen Leistungsklassen an den Umwandlungsverlusten des PV-Wechselrichters. Obwohl der PV-Generator im Leistungsbereich unter 0,5 kW vergleichsweise wenig Energie bereitstellt (vgl. Bild 3.7 links), haben die einzelnen Leistungsklassen in diesem Bereich den größten relativen Anteil an den Umwandlungsverlusten. Dies lässt sich mit der niedrigen Umwandlungseffizienz des PV-Wechselrichters im unteren Teillastbereich erklären (vgl. Bild 3.7 links). Im mittleren und oberen Leistungsbereich ist der Wirkungsgrad nahezu unverändert, sodass die Umwandlungsverluste mit der Verteilung der Energieabgabe korrelieren. Insgesamt belaufen sich die Umwandlungsverluste im PV-Wechselrichter auf 188 kWh/a.

Darüber hinaus treten Umwandlungsverluste während des Lade- und Entladevorgangs im Batterieumrichter auf. Bild 3.8 (links) zeigt zum einen die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz des Batterieumrichters. Zum anderen ist die Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers und Batterieumrichters in Abhängigkeit von der AC-seitigen Batteriesystemleistung zu sehen. Die vom Batteriesystem aufgenommene Energie ist im mittleren Leistungsbereich nahezu gleichverteilt. Da der Batteriespeicher häufig mit der nominalen Ladeleistung geladen wird, ist die Energieaufnahme der größten Leistungsklasse überdurchschnittlich hoch.

Dieser durch die Leistungsbeschränkung hervorgerufene Sättigungseffekt lässt sich auch im Entladefall beobachten [91]. Die erhöhte Energieabgabe bei der nominalen Entladeleistung ist dadurch bedingt, dass Lastspitzen vergleichsweise häufig die Entladung des Batteriespeichers bei Nennleistung hervorrufen [137]. Im Leistungsbereich von 0 bis -1 kW werden 60% der jährlichen AC-Energieabgabe des Batteriesystems bereitgestellt. Bis -0,5 kW sind es immerhin rund 30% der abgegebenen Energie. Die Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe kann allerdings je nach Batteriesystem variieren und wird entscheidend vom individuellen Lastprofil sowie von der Dimensionierung der Systemkomponenten beeinflusst [91]. Je kleiner die nominale Lade- und Entladeleistung des Batteriesystems ist, desto häufiger wird das System an den Leistungsgrenzen betrieben.

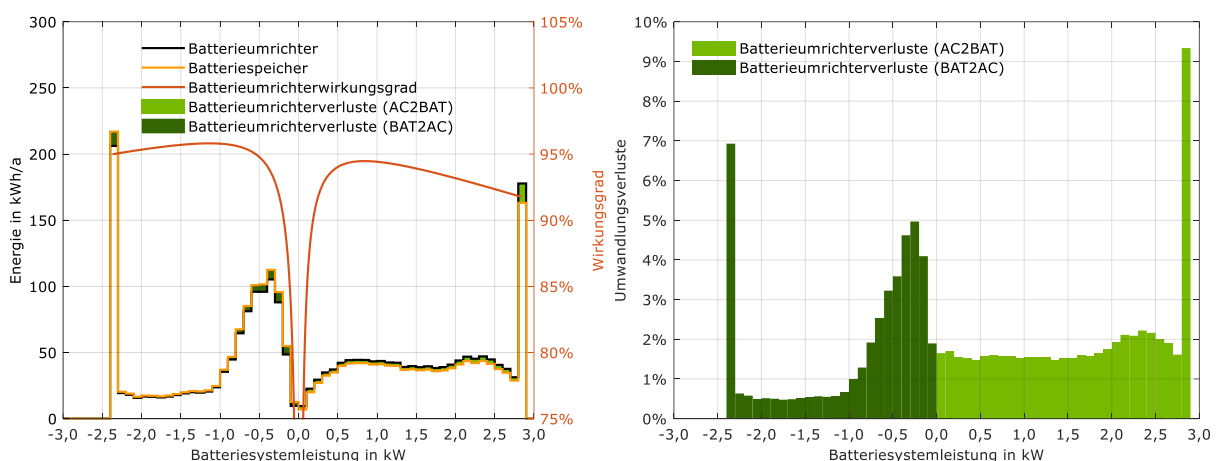


Bild 3.8 Links: Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Batterieumrichters und Batteriespeichers sowie Verlauf der Wirkungsgradkennlinie des Batterieumrichters. Rechts: Anteil der einzelnen Leistungsklassen an den Umwandlungsverlusten des Batterieumrichters (Klassenbreite 0,1 kW).

Die unterschiedlichen Belastungshäufigkeiten während des Ladens und Entladens machen sich auch im Anteil der einzelnen Leistungsklassen an den Batterieumrichterverlusten bemerkbar, die in Bild 3.8 (rechts) dargestellt sind. Darüber hinaus wird der Einfluss der Teillastwirkungsgrade im Ladebetrieb ersichtlich. Infolgedessen sind die Ladeverluste (AC2BAT-Verluste) bis etwa 2 kW gleichmäßig verteilt, obwohl nur wenig Energie bei Ladeleistungen unterhalb von 0,5 kW aufgenommen wird (vgl. Bild 3.8 links). Des Weiteren beeinflusst der Wirkungsgradverlauf die Verteilung der Entladeverluste (BAT2AC-Verluste) des Batterieumrichters. Während die Leistungsklasse zwischen -0,3 und -0,4 kW im Teillastbereich den größten Energiedurchsatz aufweist (vgl. Bild 3.8 links), sind die Entladeverluste bei AC-Entladeleistungen zwischen -0,2 und -0,3 kW am größten (vgl. Bild 3.8 rechts).

Einerseits erhöht sich durch die Umwandlungsverluste des Batterieumrichters die AC-Energieaufnahme des Batteriesystems um 86 kWh/a. Andererseits reduziert sich dadurch die vom Batteriesystem abgegebene Energie um 71 kWh/a. Insgesamt fallen im Batterieumrichter Umwandlungsverluste in Höhe von 157 kWh/a an, wovon 89 kWh/a dem AC2BAT-Umwandlungspfad und 68 kWh/a dem BAT2AC-Umwandlungspfad zuzuschreiben sind.

Neben den Verlusten in den leistungselektronischen Wandlern ist auch die Ladung und Entladung des Batteriespeichers mit Umwandlungsverlusten verbunden. Zum einen lassen sich diese auf die Effizienz der Batteriezellen zurückführen. Zum anderen ist dafür die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems während des Lade- und Entladevorgangs verantwortlich. Beide Faktoren haben zusammen Umwandlungsverluste im Batteriespeicher von 93 kWh/a zur Folge.

Die aus den Simulationsergebnissen abgeleiteten mittleren Umwandlungswirkungsgrade sind in Bild 3.9 (links) gegenübergestellt. Die mittleren Umwandlungswirkungsgrade wurden aus dem Verhältnis der Energieabgabe zur Energieaufnahme der einzelnen Umwandlungspfade bestimmt (vgl. Bild 3.6). Aus Bild 3.9 (rechts) geht hervor, wie sich die Umwandlungsverluste der jeweiligen Systemkomponenten auf die Änderung des Energieaustauschs mit dem Netz auswirken.

Der PV-Wechselrichter erzielt im Jahresmittel einen mittleren Umwandlungswirkungsgrad von 96,4%. Die damit verbundenen Verluste wirken sich in erster Linie auf die in das Netz eingespeisten PV-Überschüsse aus. Dadurch sinkt die Netzeinspeisung um 141 kWh/a (vgl. Bild 3.9 rechts). Weiterhin reduzieren die PV-Wechselrichterverluste den PV-Direktverbrauch, wodurch der Netzbezug um 47 kWh/a ansteigt.

Für die dem Batterieumrichter zugehörigen Energieumwandlungspfade AC2BAT und BAT2AC ergeben sich mittlere Umwandlungswirkungsgrade von 93,0% bzw. 94,3%. Die Unterschiede lassen sich mit der unterschiedlichen Belastungshäufigkeit des Batteriesystems sowie mit dem unterschiedlichen Wirkungsgradverlauf im Lade- und Entladebetrieb erklären (vgl. Bild 3.8). Damit einhergehend vermindert sich die Netzeinspeisung um 86 kWh/a, da aufgrund der Umwandlungsverluste mehr PV-Energie vom Batteriesystem aufgenommen wird. Des Weiteren wird weniger Energie vom Batteriesystem abgegeben. Dies steigert den Netzbezug um 71 kWh/a (vgl. Bild 3.9 rechts). Der Batterieumrichter verursacht im Vergleich zum PV-Wechselrichter einen höheren Anstieg des Netzbezugs, obwohl die Batterieumrichterverluste geringer als die PV-Wechselrichterverluste sind.

Mit 92,5% hat der Batteriespeicher den geringsten jahresmittleren Umwandlungswirkungsgrad aller Systemkomponenten. Allerdings sind die Batteriespeicherverluste in Höhe von 93 kWh/a gegenüber den Umwandlungsverlusten der Leistungselektronik vergleichsweise gering. Der Netzbezug wird durch die Umwandlungsverluste im Batteriespeicher um 45 kWh/a erhöht und die Netzeinspeisung um 48 kWh/a reduziert.

Aufgrund der Umwandlungsverluste der betrachteten Systemkomponenten des Referenzsystems werden insgesamt 274 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und 163 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen (vgl. Bild 3.17). Wie sich die Umwandlungsverluste auf den Netzbezug und auf die Netzeinspeisung auswirken, kann allerdings auch je nach Systemdimensionierung variieren.

Bei der Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist auch die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie und der aus dem Netz bezogenen Energie zu berücksichtigen. Dieser Aspekt wird jedoch vernachlässigt, wenn die Effizienz der einzelnen Systemkomponenten ausschließlich anhand der resultierenden Umwandlungsverluste oder der mittleren Umwandlungswirkungsgrade verglichen wird. Die Charakterisierung der einzelnen Umwandlungsverluste anhand der verursachten Änderung des Energieaustauschs mit dem Netz ist daher zu bevorzugen.

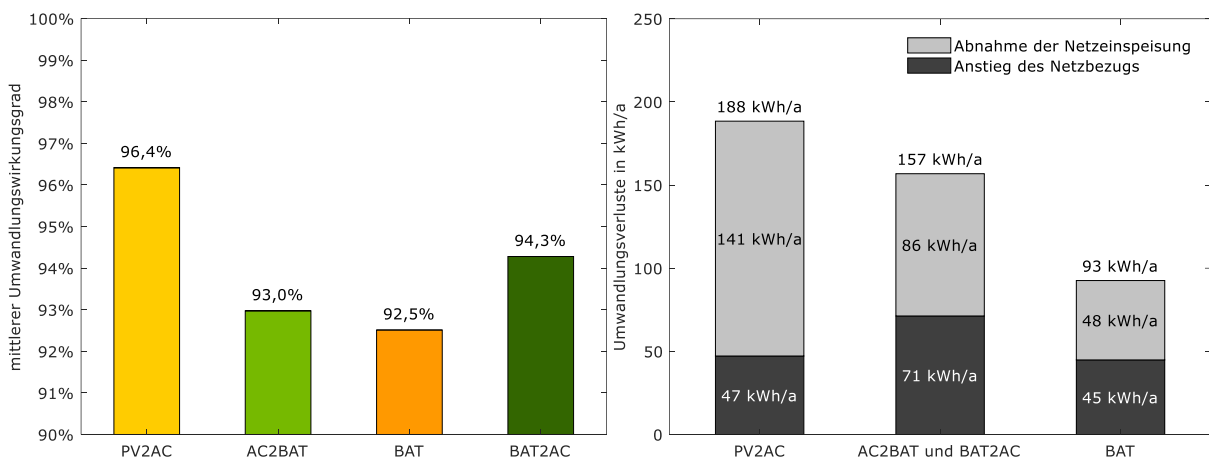


Bild 3.9 Links: Mittlere Wirkungsgrade (Nutzungsgrade) der einzelnen Umwandlungspfade. Rechts: Einfluss der Umwandlungsverluste auf den Energieaustausch mit dem Netz.

3.3 Regelungsverluste

Neben den Dimensionierungs- und Umwandlungsverlusten treten in der Praxis Regelungsverluste auf (vgl. Bild 3.10). Zum einen ist die MPP-Regelung des PV-Wechselrichters nicht immer in der Lage, den optimalen Arbeitspunkt des PV-Generators einzustellen. Zum anderen sind in der Lade- und Entladeregulierung des Batteriesystems zusätzliche Restriktionen implementiert. Hinzu kommen Effekte aufgrund der Trägheit und Ungenauigkeit der Batteriesystemregelung. Die Lade- und Entladeleistung des Batteriesystems kann dadurch nicht immer exakt der Differenzleistung folgen. Die damit verbundenen Regelungsabweichungen werden durch das Netz ausgeglichen. Im Folgenden werden die Auswirkungen der einzelnen Regelungsverluste erläutert.

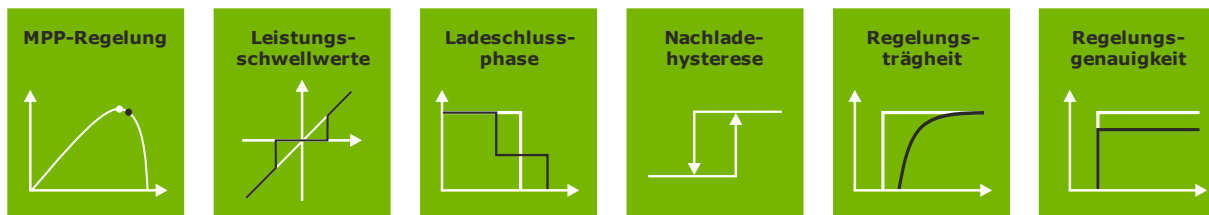


Bild 3.10 Ursachen für die Regelungsverluste in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen.

Die Anpassungsfehler des PV-Wechselrichters werden durch die Genauigkeit der MPP-Regelung beeinflusst, die durch einen statischen MPPT-Wirkungsgrad von 99,8% abgebildet ist (vgl. Kapitel 2.1.2). Die damit einhergehenden MPP-Regelungsverluste des Referenzsystems reduzieren die Energieabgabe des PV-Systems um 10 kWh/a. Infolgedessen werden 9 kWh/a weniger in das Netz eingespeist (vgl. Bild 3.3) und der Netzbezug steigt um 1 kWh/a an. Demzufolge wirken sich die MPP-Regelungsverluste des PV-Wechselrichters stärker auf die Einspeisung als auf den Bezug aus.

Zusätzliche Regelungsverluste entstehen durch Restriktionen der Lade- und Entladeregulation des Batteriesystems. Der Energiedurchsatz des Batteriesystems kann unter anderem durch vorgegebene minimale Lade- und Entladeleistungsschwellwerte eingeschränkt sein. Beim Referenzsystem sind diese identisch mit den Leerlaufverlusten des Batterieumrichters im Lade- bzw. Entladebetrieb (14 W bzw. 18 W).

Des Weiteren reduziert die Regelung während der Ladeschlussphase die Ladeleistung. Beim Referenzsystem wird die AC-Ladeleistung ab einem Ladezustand von 85% auf 1,1 kW begrenzt (vgl. Kapitel 2.1.3). Der Batteriespeicher kann dadurch unter Umständen nicht vollständig geladen werden.

Sofern zuvor im Tagesverlauf der maximale Ladezustand erreicht wurde, verhindert die in der Laderegulation implementierte Hysterese das sofortige Nachladen mit PV-Energie im oberen Ladezustandsbereich. Andernfalls würde die DC-seitige Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems und des Batterieumrichters zu einem häufigen Wechsel zwischen dem Lade- und Standby-Betrieb führen. Zudem verhindert die Hysterese die sofortige Nachladung nach einer kurzzeitigen Batterieentladung zur Deckung der Last. Sobald der Ladezustand des Referenzsystems unterhalb von 95% gefallen ist, ist die Nachladung mit PV-Energie bis zum vollgeladenen Zustand wieder möglich. Hierzu müssen nach Erreichen des maximalen Ladezustands mehr als 0,18 kWh aus dem Batteriespeicher entnommen werden. Im Gegensatz zum idealen System werden dadurch kurzzeitige Entladungen im oberen Ladezustandsbereich nicht umgehend durch die Batterieladung mit überschüssiger PV-Energie ausgeglichen. Folglich steht durch die Hysterese der PV-Laderegulation weniger gespeicherte Energie zur Versorgung der Last in den Abend- und Nachtstunden zur Verfügung.

Weiterhin wird das Systemverhalten durch die in der Regelung implementierte Hysterese zur Nachladung des Batteriespeichers aus dem Netz beeinflusst. Der damit verbundene Netzbezug des Batteriesystems dient dazu, den DC-seitig aus den Batteriezellen gedeckten Standby-Verbrauch des Batteriesystems im entladenen Zustand zu kompensieren. Das Referenzsystem beginnt mit der Netznachladung, sobald mehr als 5% der Speicherkapazität ohne erneute Ladung mit überschüssiger PV-Leistung aus dem Batteriespeicher entnommen wurden (vgl. Kapitel 2.1.3). Insbesondere im Winter kann es dadurch gelegentlich zur Nachladung des Batteriespeichers aus dem Netz kommen. Dieser Effekt tritt

allerdings erst nach Berücksichtigung der Bereitschaftsverluste in Kapitel 3.5 auf, da aufgrund der definierten Reihenfolge der hinzugezogenen Verluste zum Zeitpunkt der Analyse der Regelungsverluste die Systemkomponenten im Standby-Betrieb keine Leistung aufnehmen. Die einzelnen Restriktionen der Lade- und Entladeregulation des Referenzsystems lassen ohne den Einfluss der Bereitschaftsverluste die Netzeinspeisung um 19 kWh/a und den Netzbezug um 12 kWh/a ansteigen (vgl. Bild 3.3).

Die Regelung der Lade- und Entladeleistung des Batteriesystems erfordert die Messung der Leistungsbilanz des jeweiligen Gebäudes. Damit verbunden sind zeitliche Verzögerungen in der Messwerterfassung und Signalverarbeitung der Regelung. Darüber hinaus kann aus Gründen der Stabilität der Regelung eine gewisse Regelungsträgheit gewünscht sein [142]. Dadurch kann die Leistungsaufnahme und -abgabe des realen Batteriesystems nicht umgehend der Differenzleistung folgen. Diese dynamischen Regelungsabweichungen haben bei AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen, im Gegensatz zum verlustfreien Idealfall, einen unerwünschten Energieaustausch zwischen dem Batteriesystem und dem Netz zur Folge (vgl. Bild 3.11 links).

Zum besseren Verständnis der Effekte der dynamischen Regelungsabweichungen ist es notwendig, die resultierenden Energieflüsse im zeitlichen Verlauf näher zu betrachten. In Bild 3.11 (rechts) ist hierzu ein fiktives Beispiel dargestellt, das den Verlauf der Differenzleistung sowie der Batteriesystemleistung über einen Zeitraum von sieben Zeitschritten zeigt. Vereinfacht wird in dem dargestellten Beispiel davon ausgegangen, dass sich die Leistungswerte nur sprunghaft ändern. Zudem treten keine Restriktionen aufgrund des momentanen Ladezustands des Batteriespeichers oder aufgrund der Dimensionierung der Systemkomponenten auf. Des Weiteren wird in dem Beispiel unterstellt, dass die Totzeit der Batteriesystemregelung der Länge eines Zeitschritts entspricht. Dadurch wird die Leistung des Batteriesystems im aktuellen Zeitschritt an die Differenzleistung im vorherigen Zeitschritt angepasst.

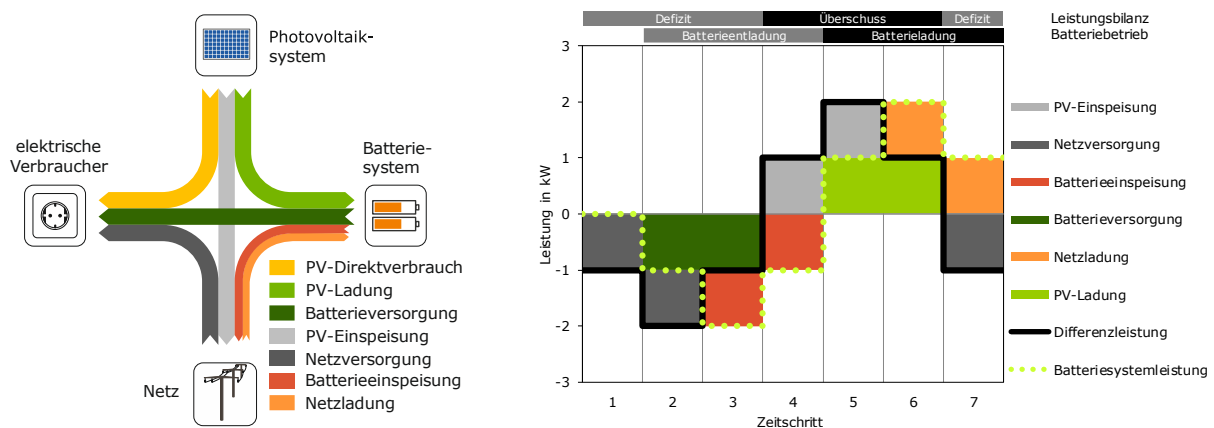


Bild 3.11 Links: Energieflüsse in Gebäuden mit AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen unter Berücksichtigung der Regelungsabweichungen. Rechts: Schematische Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Energieflüsse eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems unter Berücksichtigung der dynamischen Regelungsabweichungen (Annahme: Totzeit der Systemregelung entspricht der Länge eines Zeitschritts).

Nachfolgend wird hergeleitet, wie sich die aus der Fehlanpassung resultierenden Energieflüsse bestimmen lassen. Die Kürzel der einzelnen Energieflüsse sind in Anlehnung an die jeweilige Energieflussrichtung zwischen den Messpunkten (vgl. Bild 2.1) gewählt. Zur Herleitung wird einerseits auf die positive Differenzleistung $P_{DP}(t)$ und andererseits auf die negative Differenzleistung $P_{DN}(t)$ zurückgegriffen:

$$P_{DP}(t) = \max(0, P_D(t)) \quad (3.1)$$

$$P_{DN}(t) = \min(0, P_D(t)) \quad (3.2)$$

Der Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Differenz- und Batteriesystemleistung in Bild 3.11 (rechts) verdeutlicht den zeitlichen Versatz zwischen den beiden Leistungsvariablen. Im ersten und zweiten Zeitschritt muss der verbleibende Lastbedarf durch das Netz gedeckt werden. Die aus dem Netz zur Versorgung der Last bezogene Leistung $P_{G2L}(t)$ lässt sich aus der negativen Differenzleistung $P_{DN}(t)$ und der Leistungsabgabe des Batteriesystems $P_{BS2AC}(t)$ bestimmen:

$$P_{G2L}(t) = \min(P_{DN}(t) - P_{BS2AC}(t), 0) \quad (3.3)$$

Die im zweiten und dritten Zeitschritt durch das Batteriesystem versorgte Last $P_{BS2L}(t)$ berechnet sich über folgenden Zusammenhang:

$$P_{BS2L}(t) = \max(P_{DN}(t), P_{BS2AC}(t)) \quad (3.4)$$

Die erhöhte Batterieentladeleistung im dritten Zeitschritt wird durch das Netz ausgeglichen und bringt die Batterieeinspeisung $P_{BS2G}(t)$ mit sich:

$$P_{BS2G}(t) = \min(P_{BS2AC}(t) - P_{DN}(t), 0) \quad (3.5)$$

Auch im darauffolgenden Zeitschritt entlädt sich das Batteriesystem in das Netz, obwohl zeitgleich überschüssige PV-Leistung in das Netz eingespeist wird. Hierzu kommt es somit bei einem Wechsel von negativen Werten zu positiven Werten der Differenzleistung. Die in das Netz eingespeiste PV-Leistung $P_{PVS2G}(t)$ lässt sich wie folgt aus der positiven Differenzleistung $P_{DP}(t)$ und der Leistungsaufnahme des Batteriesystems $P_{AC2BS}(t)$ ermitteln:

$$P_{PVS2G}(t) = \max(P_{DP}(t) - P_{AC2BS}(t), 0) \quad (3.6)$$

Im fünften und sechsten Zeitschritt berechnet sich die zur Ladung des Batteriesystems genutzte PV-Leistung $P_{PVS2BS}(t)$ wie folgt:

$$P_{PVS2BS}(t) = \min(P_{DP}(t), P_{AC2BS}(t)) \quad (3.7)$$

Da im sechsten Zeitschritt die Leistungsaufnahme des Batteriesystems die Differenzleistung übersteigt, wird das Batteriesystem zum Teil mit Energie aus dem Netz geladen. Die Leistungsaufnahme des Batteriesystems aus dem Netz berechnet sich über folgenden Zusammenhang:

$$P_{G2BS}(t) = \max(P_{AC2BS}(t) - P_{DP}(t), 0) \quad (3.8)$$

Im siebten Zeitschritt wird, bedingt durch den Vorzeichenwechsel der Differenzleistung, sowohl die Leistungsaufnahme des Batteriesystems als auch der verbleibende Lastbedarf durch das Netz gedeckt. Die Netzladung des Batteriesystems und Netzversorgung der Last lassen sich in diesem Fall gemäß Gleichung (3.8) bzw. Gleichung (3.3) bestimmen.

Wie bereits in Kapitel 2.1.3 beschrieben, lässt sich das dynamische Verhalten des Referenzsystems näherungsweise durch eine mittlere Totzeit von 5 s und durch ein PT1-Glied mit einer Zeitkonstante von 2 s abbilden. Nach einem Lastsprung benötigt das Referenzsystem im Mittel 11 s bis 95% des stationären Endwerts erreicht sind.

Das dynamische Verhalten des Referenzsystems während des Ladevorgangs ist in einem Zeitraum mit fluktuierenden Bewölkungsverhältnissen in Bild 3.12 (links) dargestellt. Durch die Totzeit der Regelung entsteht der bereits in Bild 3.11 (rechts) veranschaulichte Versatz zwischen der Differenz- und Batteriesystemleistung. Hinzu kommt die dämpfende Wirkung des PT1-Glieds. Die dynamischen Regelungsabweichungen während des Ladevorgangs haben zur Folge, dass zum einen mehr PV-Energie in das Netz eingespeist und zum anderen das Batteriesystem zum Teil mit Energie aus dem Netz geladen wird.

Die Dynamik des Batteriesystemverhaltens während des Entladevorgangs ist in Bild 3.12 (rechts) veranschaulicht. Im dargestellten Zeitraum sind ausgeprägte Lastsprünge und kurzzeitige Lastspitzen zu erkennen. Durch die zeitverzögerte Anpassung der Batterieentladeleistung wird die zusätzliche Last zunächst durch das Netz gedeckt. Dagegen kommt es nach einem Lastabfall zu Situationen, in denen das Batteriesystem zu viel Leistung abgibt. Damit verbunden ist die Leistungsabgabe des Batteriesystems in das Netz. Aufgrund der dynamischen Regelungsabweichungen kann somit nicht die gesamte Energieabgabe des Batteriesystems zur Versorgung der elektrischen Verbraucher beitragen.

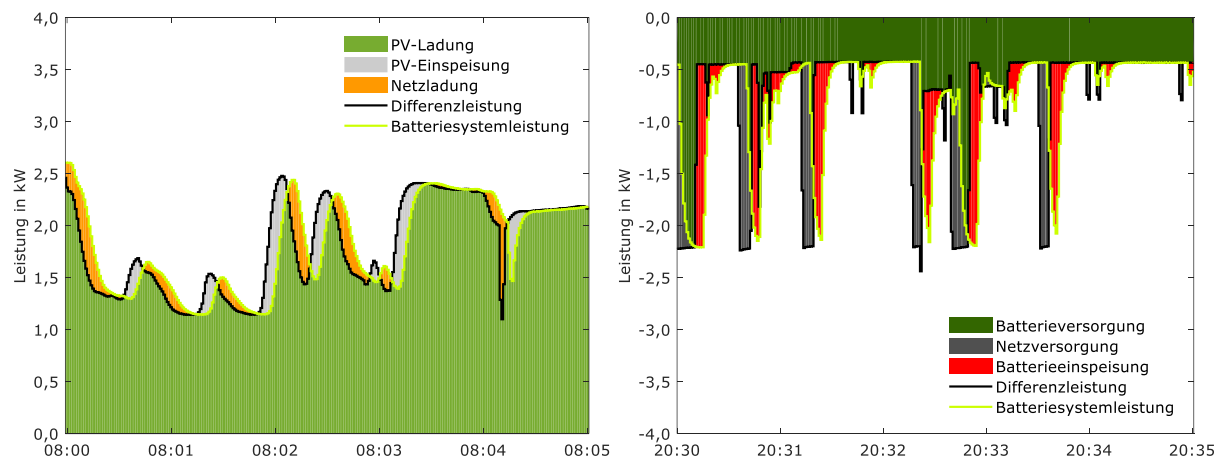


Bild 3.12 Energieflüsse des Referenzsystems unter Berücksichtigung der dynamischen Regelungsabweichungen während des Lade- (links) und Entladevorgangs (rechts).

In der Praxis lassen sich neben dynamischen Regelungsabweichungen auch stationäre Regelungsabweichungen aufgrund von Mess- und Regelungsungenauigkeiten beobachten [69], [91]. Dadurch treten ohne Einfluss der Regelungsträgheit selbst unter stationären Betriebsbedingungen systematische Anpassungsfehler auf. In Bild 3.13 ist dargestellt, wie sich die positive oder negative Abweichung der Batteriesystemleistung von der Differenzleistung auf die Energieflüsse in dem jeweiligen Zeitpunkt auswirkt. Die Diagonale zeigt die ideale Systemregelung ohne Energieaustausch mit dem Netz. Übersteigt die AC-seitige Ladeleistung die positive Differenzleistung, nimmt der Batteriespeicher Energie aus dem Netz auf (Bild 3.13 links). Bei positiver Regelungsabweichung im Entladebetrieb wird zudem ein Teil der Last durch das Netz versorgt.

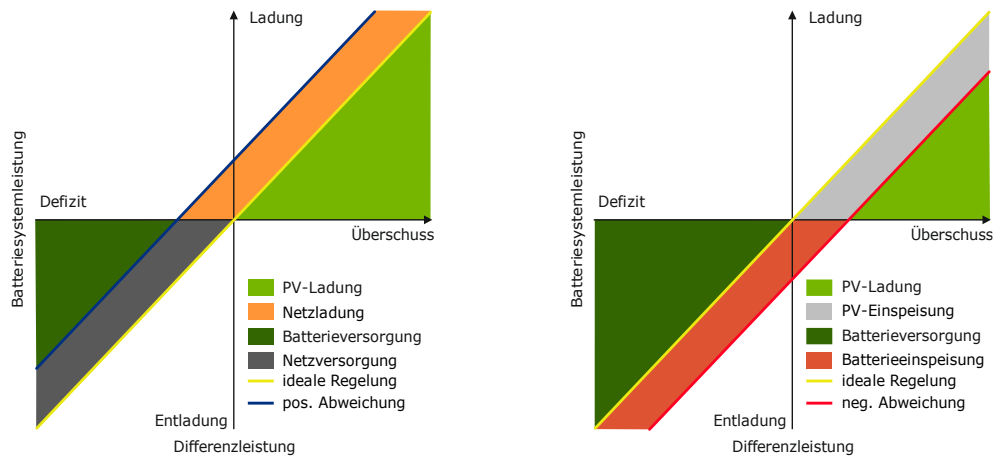


Bild 3.13 Energieflüsse aufgrund der stationären Regelungsabweichungen von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen bei positiver Abweichung (links) und negativer Abweichung (rechts) vom Sollwert.

Im Entladebetrieb führen negative Abweichungen im Umkehrschluss dazu, dass das Batteriesystem mehr Leistung bereitstellt, als zur Deckung der Last erforderlich wäre (Bild 3.13 rechts). Dadurch wird Energie aus der Batterie in das Netz eingespeist. Während des Ladevorgangs hat die negative Regelungsabweichung zur Folge, dass kontinuierlich ein Teil der zur Batterieladung zur Verfügung stehenden PV-Leistung in das Netz eingespeist wird.

Die stationäre Regelungsabweichung des Referenzsystems steigt mit zunehmendem Betrag der Differenzleistung an (vgl. Bild 2.5 rechts). Die mittlere Regelungsabweichung des Referenzsystems beträgt im Lade- bzw. Entladebetrieb 78 W bzw. 45 W.

Bild 3.14 veranschaulicht die Auswirkungen aufgrund der Überlagerung der dynamischen und stationären Regelungsabweichungen für die bereits in Bild 3.12 dargestellten Zeiträume. Beim Vergleich der beiden Grafiken wird deutlich, dass die positive Regelungsabweichung während des Ladevorgangs die Netzladung erhöht. Des Weiteren wird im Entladebetrieb die durch das dynamische Systemverhalten hervorgerufene Batterieeinspeisung verringert. Die stationären Regelungsabweichungen haben im dargestellten Zeitraum außerdem die Abnahme der PV-Einspeisung und den Anstieg des Netzbezugs zur Folge.

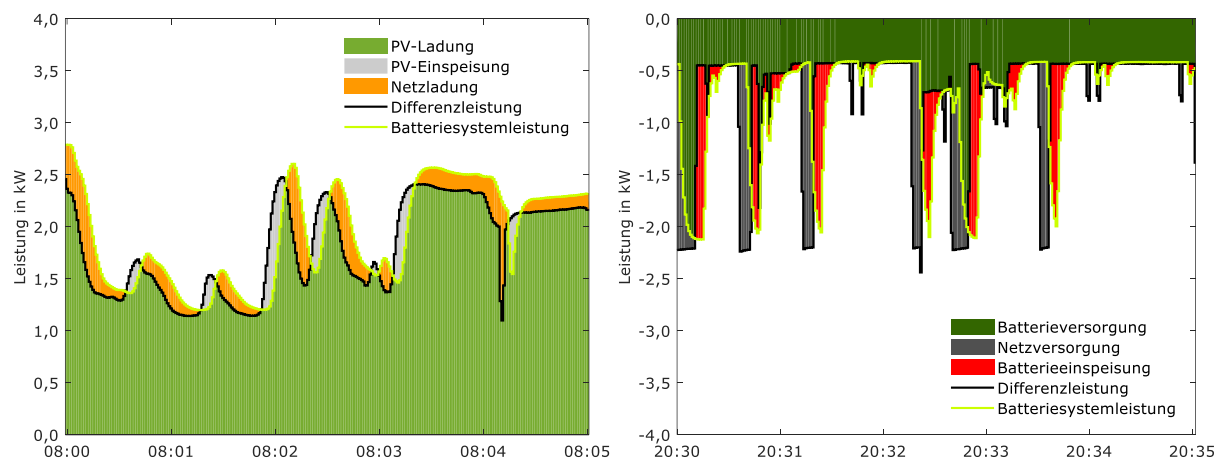


Bild 3.14 Energieflüsse des Referenzsystems unter Berücksichtigung der dynamischen und stationären Regelungsabweichungen während des Lade- (links) und Entladevorgangs (rechts).

Die systematischen Abweichungen der Batteriesystemleistung von der Differenzleistung wirken sich darüber hinaus auch auf den zeitlichen Verlauf des Ladezustands aus. Durch die erhöhte Netzladung wird im Tagesverlauf der maximale Ladezustand zu einem früheren Zeitpunkt erreicht, wodurch mehr überschüssige PV-Energie in das Netz einspeisen wird. Des Weiteren kann die tagsüber gespeicherte Energie aus dem Netz zur Reduktion der Netzversorgung in den Nachtstunden beitragen. Dem steht jedoch ein Anstieg des Netzbezugs aufgrund der positiven Regelungsabweichung während des Entladevorgangs gegenüber.

Um die Effekte der Regelungsabweichungen zu quantifizieren, ist eine Analyse der Energieflüsse über längere Zeiträume erforderlich. In Tabelle 3.1 sind zusammenfassend die Auswirkungen der dynamischen und stationären Regelungsabweichungen auf die jährliche Netzeinspeisung und den jährlichen Netzbezug gegenübergestellt. Die dynamischen Regelungsabweichungen erhöhen die Netzeinspeisung um 75 kWh/a. Zum einen ist dies auf die erhöhte PV-Einspeisung (33 kWh/a) und zum anderen auf die zusätzliche Batterieeinspeisung in das Netz (42 kWh/a) zurückzuführen. Die erhöhte Netzversorgung (45 kWh/a) sowie die Ladung des Batteriespeichers aus dem Netz (30 kWh/a) lassen den Netzbezug um 74 kWh/a ansteigen. Der resultierende Anstieg des Energieaustauschs mit dem Netz wird dabei maßgeblich von der Totzeit der Systemregelung beeinflusst und kann somit je nach System variieren [129].

Bei der Analyse der Auswirkungen der stationären Regelungsabweichungen ist zu beachten, dass diese zum Teil die Effekte der dynamischen Regelungsabweichungen kompensieren. Da aufgrund der stationären Regelungsabweichungen die Batterieeinspeisung in das Netz um 5 kWh/a sinkt und die PV-Einspeisung um 36 kWh/a ansteigt, werden in der Bilanz 31 kWh/a mehr in das Netz eingespeist. Des Weiteren steigt die Netzladung um 44 kWh/a und sinkt die Netzversorgung um 10 kWh/a. Daraus resultiert ein Anstieg des Netzbezugs um 34 kWh/a. Zwischen den stationären und dynamischen Regelungsabweichungen bestehen somit ausgeprägte Wechselwirkungen, die eine gemeinsame Betrachtung der beiden Verlustmechanismen erfordern. In Summe lassen die Regelungsverluste des Referenzsystems die Netzeinspeisung und den Netzbezug um 116 kWh/a bzw. 122 kWh/a höher ausfallen (vgl. Bild 3.17). Grundsätzlich sind die Regelungsverluste umso größer, je langsamer und ungenauer die Systemregelung ist [105].

Tabelle 3.1 Änderung des Energieaustauschs mit dem Netz aufgrund der dynamischen und stationären Regelungsabweichungen des Referenzsystems.

Bezeichnung	Kürzel	dynamische Regelungsabweichung	stationäre Regelungsabweichung
PV-Einspeisung	E_{PV2G}	+33 kWh/a	+36 kWh/a
Batterieeinspeisung	E_{BS2G}	+42 kWh/a	-5 kWh/a
Netzeinspeisung	E_{AC2G}	+75 kWh/a	+31 kWh/a
Netzversorgung	E_{G2L}	+45 kWh/a	-10 kWh/a
Netzladung	E_{G2BS}	+30 kWh/a	+44 kWh/a
Netzbezug	E_{G2AC}	+74 kWh/a	+34 kWh/a

3.4 Energiemanagementverluste

Zu den Aufgaben des Energiemanagements zählt unter anderem die Einhaltung regulatorischer Restriktionen. Darunter fällt auch die nach dem EEG erforderliche Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 70% der Nennleistung des PV-Generators (vgl. Kapitel 2.1.4).

Bild 3.15 veranschaulicht an einem exemplarischen Tag den Einfluss der Einspeisebegrenzung auf die Energieflüsse des Referenzsystems. Aufgrund der frühzeitigen Batterieladung des Referenzsystems ist der Ladevorgang an dem dargestellten Tag bereits gegen 9:30 Uhr beendet. Im Anschluss trägt das Batteriesystem nicht dazu bei, die Netzeinspeiseleistung zu verringern. Ohne Einspeisebegrenzung (Bild 3.15 links) werden im weiteren Tagesverlauf kurzzeitig bis zu 4 kW in das Netz eingespeist.

Zur Einhaltung der maximal zulässigen Einspeiseleistung von 3,5 kW (70% der Nennleistung des PV-Generators) muss die Leistungsabgabe des PV-Generators gedrosselt werden (Bild 3.15 rechts). Zur Abregelung der PV-Leistung wird der PV-Generator nicht mehr im Punkt der maximalen Leistungsabgabe (MPP) betrieben (vgl. Kapitel 2.1.4). Während der Begrenzung der Einspeiseleistung trägt der Direktverbrauch zur Reduktion der abgeregelten Energiemenge bei. Mit der Abregelung ist die Abnahme der Energieabgabe des PV-Generators und PV-Systems verbunden.

Die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 3,5 kW reduziert die AC-Energieabgabe des PV-Systems um 54 kWh/a. Da lediglich überschüssige PV-Energie abgeregelt wird, verringert sich die in das Netz eingespeiste Energie um den gleichen Betrag (vgl. Bild 3.3). Der Energiedurchsatz des Batteriesystems und der Netzbezug bleiben davon unbeeinflusst. Die resultierenden Abregelungsverluste können je nach Höhe der Einspeisegrenze und Dimensionierung des PV-Batteriesystems variieren [46]. Zudem beeinflusst die Betriebsweise des Batteriesystems die Verluste aufgrund der Einspeiseleistungsbegrenzung. Durch den Einsatz von prognosebasierten Batterieladestrategien lassen sich die Abregelungsverluste gezielt reduzieren (vgl. Kapitel 5.5.2).

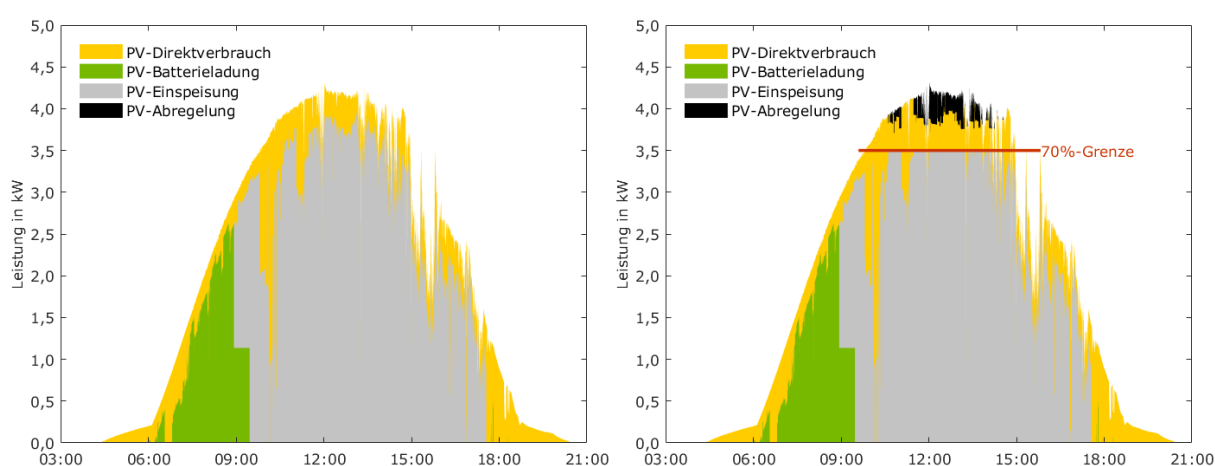


Bild 3.15 Verlauf der Energieflüsse des Referenzsystems ohne Begrenzung (links) und mit Begrenzung (rechts) der Netzeinspeiseleistung auf 70% der Nennleistung des PV-Generators.

3.5 Bereitschaftsverluste

Die Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb ist mit zusätzlichen Verlusten verbunden. Im Rahmen dieser Arbeit wird hierzu auch die Leistungsaufnahme gezählt, die für den Betrieb der Peripheriekomponenten erforderlich ist. Je nach Betriebszustand (Leerlauf oder Standby-Modus) kann die Leistungsaufnahme der PV-Batteriesysteme variieren [91]. Die Leistungsaufnahme des Referenzsystems ist während des Bereitschaftsbetriebs konstant. Tabelle 3.2 gibt einen Überblick über die AC- und DC-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb, die zwischen 1 W (AC-Leistungsaufnahme des PV-Wechselrichters) und 11 W (DC-Leistungsaufnahme des Batterieumrichters) liegt.

Tabelle 3.2 Leistungsaufnahme der einzelnen Komponenten des Referenzsystems im Bereitschaftsbetrieb.

Bezeichnung	PV-Wechselrichter	Batterieumrichter	Batteriespeicher	Peripherie
AC-Leistungsaufnahme	1 W	2 W		2 W
DC-Leistungsaufnahme		11 W	5 W	

Die resultierenden Bereitschaftsverluste werden von der Höhe der Leistungsaufnahme und von der Dauer des Bereitschaftsbetriebs beeinflusst. Bild 3.16 (links) vergleicht die Verweildauer der einzelnen Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb. Die AC-Leistungsaufnahme des PV-Wechselrichters fällt in den Nachtstunden (ca. 4500 h/a) an. Die damit verbundenen Bereitschaftsverluste werden sowohl durch das Batteriesystem als auch durch das Netz gedeckt. Die erhöhte Batterieentladung kann allerdings zur Folge haben, dass zu einem späteren Zeitpunkt in der Nacht mehr Energie aus dem Netz zur Deckung der Last erforderlich ist. Die Bereitschaftsverluste des PV-Wechselrichters gehen daher mit einem Anstieg des Netzbezugs um 4 kWh/a einher (vgl. Bild 3.16 rechts).

Weitaus größer fallen die Verluste durch den Bereitschaftsbetrieb des Batterieumrichters und des Batteriespeichers aus. Die beiden Komponenten des Batteriesystems befinden sich 5522 h/a im Standby, davon 1237 h/a im vollgeladenen Zustand und 4285 h/a im entladenen Zustand. Die Auswirkungen auf die Netzeinspeisung und auf den Netzbezug hängen entscheidend davon ab, ob die Leistungsaufnahme im Bereitschaftsbetrieb AC- oder DC-seitig anfällt [105]. Die AC-Leistungsaufnahme des Batterieumrichters im vollgeladenen Zustand reduziert im Wesentlichen die PV-Einspeisung. Im entladenen Zustand wird die AC-Leistungsaufnahme des Batterieumrichters durch das Netz gedeckt.

Durch die DC-Leistungsaufnahme des Batteriesystems wird der Batteriespeicher kontinuierlich entladen. Die damit einhergehenden Effekte werden von der Hysterese der PV- und Netznachladung beeinflusst. Fällt der Ladezustand des Batteriespeichers nach vorheriger vollständiger Ladung tagsüber unter 95%, kann der DC-seitige Standby-Verbrauch des Batteriesystems durch die Nachladung des Batteriespeichers mit PV-Energie ausgeglichen werden. Ist dies nicht der Fall, steht durch den DC-seitigen Standby-Verbrauch im vollgeladenen Zustand weniger gespeicherte Energie in den Nachtstunden zur Verfügung.

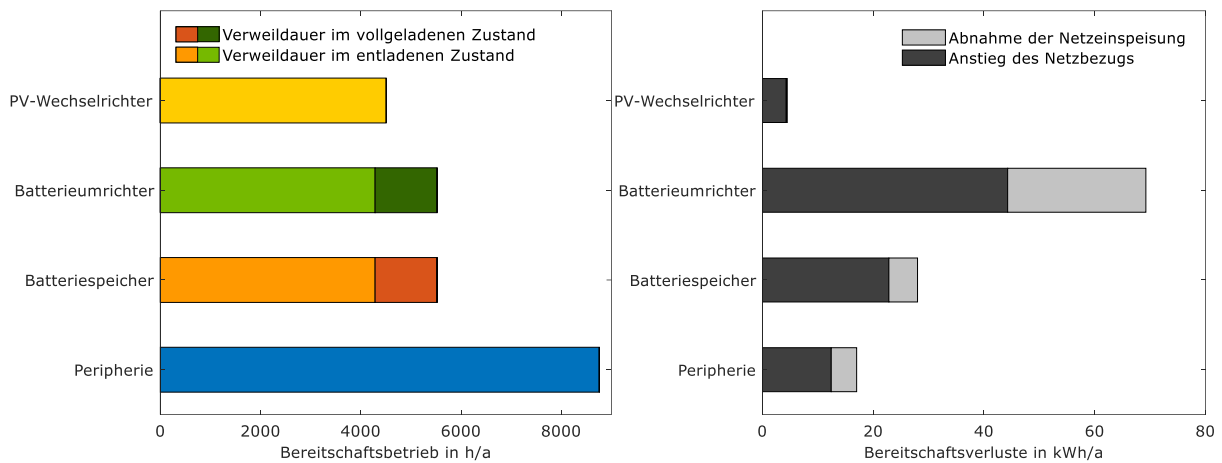


Bild 3.16 Links: Verweildauer der einzelnen Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb sowie Betriebsdauer der Peripheriekomponenten. Rechts: Einfluss der Bereitschaftsverluste der einzelnen Systemkomponenten auf den Energieaustausch mit dem Netz.

Aufgrund der längeren Verweildauer des Batteriesystems im entladenen Zustand dominieren jedoch die damit verbundenen Auswirkungen des DC-seitigen Standby-Verbrauchs. Wird durch den Standby-Verbrauch der Hysterese-Schwellwert zur Nachladung des Batteriespeichers aus dem Netz unterschritten, erhöht sich der Netzbezug. Andernfalls nimmt das Batteriesystem bei nächster Gelegenheit mehr PV-Energie zum Ausgleich des DC-seitigen Standby-Verbrauchs auf. Durch die Bereitschaftsverluste der beiden Komponenten des Batteriesystems sinkt die Netzeinspeisung insgesamt um 30 kWh/a und steigt der Netzbezug um 67 kWh/a (vgl. Bild 3.16 rechts).

Zum Betrieb des Referenzsystems sind zudem zwei Peripheriekomponenten erforderlich. Zum einen ein Leistungssensor am Netzanschlusspunkt und zum anderen ein Leistungssensor zur Erfassung der Leistungsabgabe des PV-Systems. Beide Sensoren haben zusammen eine Leistungsaufnahme von rund 2 W. Der Peripherieverbrauch kann entweder durch das PV-Batteriesystem oder durch das Netz gedeckt werden. Dies verringert die Netzeinspeisung um 5 kWh/a und erhöht den Netzbezug um 12 kWh/a (vgl. Bild 3.16 rechts). Damit ergibt sich aufgrund der Bereitschaftsverluste des Referenzsystems eine Reduktion der Netzeinspeisung um 35 kWh/a und ein Anstieg des Netzbezugs um 84 kWh/a (vgl. Bild 3.17). Die PV-Abregelung verringert sich durch die Bereitschaftsverluste des Batteriesystems und der Peripheriekomponenten um rund 1 kWh/a. Je nach Systemdimensionierung kann die Verweildauer des Batteriesystems im entladenen und vollgeladenen Zustand und somit die Höhe der Bereitschaftsverluste variieren (vgl. Kapitel 5.4).

3.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden anhand von Simulationsrechnungen die grundsätzlichen Wirkungsweisen der Verluste des AC-gekoppelten Referenzsystems aufgezeigt. Um den Einfluss der einzelnen Verluste isoliert voneinander untersuchen zu können, wurden ausgehend vom idealen PV-Batteriesystem die einzelnen Verlustfaktoren nacheinander hinzugezogen. Durch die Charakterisierung der Verlustmechanismen anhand der jeweils hervorgerufenen Änderung des Energieaustauschs mit dem Netz, wurde mit diesem Kapitel die Grundlage für den Vergleich der Relevanz der einzelnen Verlustfaktoren gelegt.

Bild 3.17 stellt zusammenfassend dar, wie sich die Verlustmechanismen auf die Netzeinspeisung (links) und auf den Netzbezug (rechts) auswirken. Die Umwandlungs- und Bereitschaftsverluste verringern die Netzeinspeisung und erhöhen den Netzbezug. Dagegen lassen die Dimensionierungs- und Regelungsverluste in der Bilanz sowohl die Einspeisung als auch den Bezug höher ausfallen. Die finanziellen Verluste aufgrund des gestiegenen Netzbezugs können daher zum Teil durch die höheren Einnahmen aus der Netzeinspeisung kompensiert werden. Da sich die Begrenzung der Einspeiseleistung beim Referenzsystem nur auf die Netzeinspeisung auswirkt, wird der Netzbezug von den Energiemanagementverlusten nicht beeinflusst.

Die Umwandlungsverluste des Referenzsystems sind für die größte Reduktion der Netzeinspeisung und den größten Anstieg des Netzbezugs verantwortlich. Folglich dominieren die Umwandlungsverluste die Gesamtverluste des Referenzsystems. Im Vergleich zum idealen System werden durch die Verluste des realen Systems 239 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und 395 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen. Darüber hinaus machen die Ergebnisse dieses Kapitels deutlich, dass eine pauschale Abschätzung der Verluste anhand der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften schwierig ist. Erst durch die Simulation des Systemverhaltens auf Grundlage der Messergebnisse lassen sich die Auswirkungen der einzelnen Systemeigenschaften bestimmen.

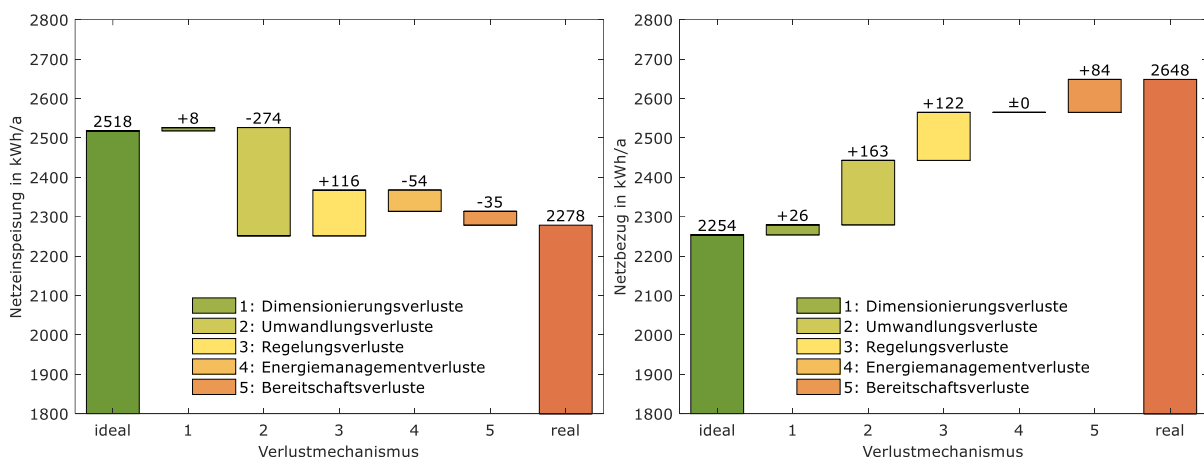


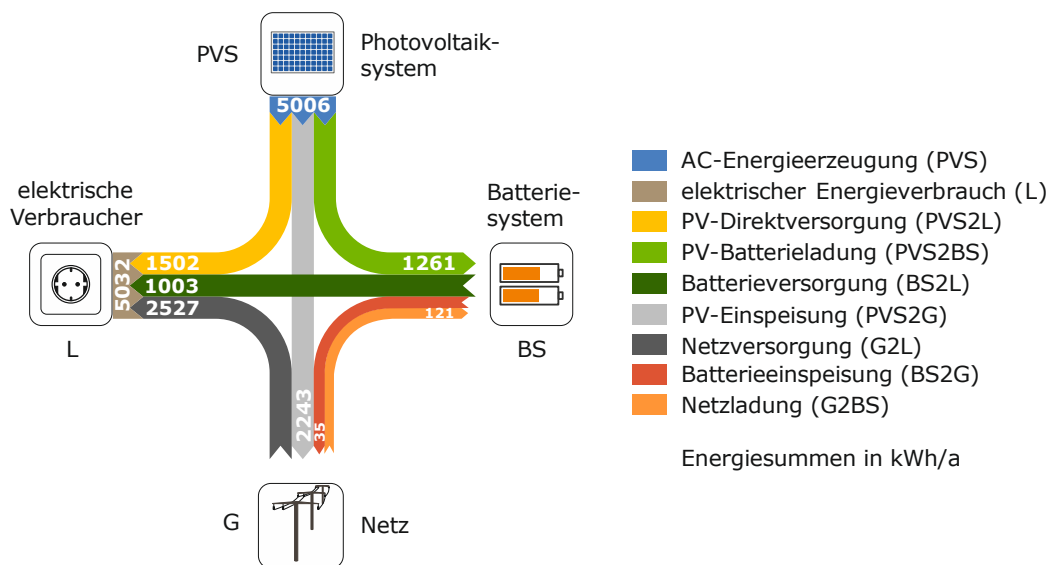
Bild 3.17 Einfluss der einzelnen Verlustmechanismen des Referenzsystems auf die Netzeinspeisung (links) und den Netzbezug (rechts).

Abschließend vergleicht Tabelle 3.3 die aus der Jahressimulation ermittelten Betriebsergebnisse des idealen und realen PV-Batteriesystems. Des Weiteren ist die durch die Verluste hervorgerufene Änderung der Energiesummen aufgeführt. 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 zur Reduktion der Anzahl der Energieflusspfade ist der Standby-Verbrauch des PV-Wechselrichters (5 kWh/a) dem Peripherieverbrauch zugeordnet.

Tabelle 3.3 Energetische Betriebsergebnisse des idealen und realen Referenzsystems.

Bezeichnung	Kürzel	ideales System	reales System	Differenz
elektrischer Energieverbrauch	E_L	5010 kWh/a	5032 kWh/a	+22 kWh/a
AC-Energieerzeugung	E_{PVS}	5274 kWh/a	5006 kWh/a	-268 kWh/a
DC-Energieerzeugung	\bar{E}_{PV}	5274 kWh/a	5208 kWh/a	-66 kWh/a
AC-Batterieladung	E_{AC2BS}	1220 kWh/a	1382 kWh/a	+162 kWh/a
AC-Batterieentladung	E_{BS2AC}	1220 kWh/a	1038 kWh/a	-182 kWh/a
DC-Batterieladung	E_{BATC}	1220 kWh/a	1279 kWh/a	+59 kWh/a
DC-Batterieentladung	E_{BATD}	1220 kWh/a	1160 kWh/a	-60 kWh/a
Netzspeisung	E_{AC2G}	2518 kWh/a	2278 kWh/a	-239 kWh/a
Netzbezug	\bar{E}_{G2AC}	2254 kWh/a	2648 kWh/a	+395 kWh/a
PV-Direktversorgung	E_{PVS2L}	1536 kWh/a	1502 kWh/a	-34 kWh/a
PV-Batterieladung	E_{PVS2BS}	1220 kWh/a	1261 kWh/a	+41 kWh/a
PV-Einspeisung	E_{PVS2G}	2518 kWh/a	2243 kWh/a	-275 kWh/a
Batterieversorgung	E_{BS2L}	1220 kWh/a	1003 kWh/a	-217 kWh/a
Netzversorgung	E_{G2L}	2254 kWh/a	2527 kWh/a	+273 kWh/a
Batterieeinspeisung	E_{BS2G}	0 kWh/a	35 kWh/a	+35 kWh/a
Netzladung	E_{G2BS}	0 kWh/a	121 kWh/a	+121 kWh/a

Darüber hinaus sind die resultierenden AC-Energiesummen des realen Referenzsystems in Bild 3.18 dargestellt. Die AC-Energieabgabe des PV-Systems (5006 kWh/a) wird direkt verbraucht (1502 kWh/a), vom Batteriesystem aufgenommen (1261 kWh/a) sowie in das Netz eingespeist (2243 kWh/a). Zur Deckung des elektrischen Energieverbrauchs (5032 kWh/a) trägt das PV-System (1502 kWh/a), das Batteriesystem (1003 kWh/a) sowie das Netz (2527 kWh/a) bei.

**Bild 3.18** AC-Energieflüsse des realen Referenzsystems und die jeweiligen Energiesummen (Angabe in kWh/a).

4 Effizienzkennzahlen

Auf Grundlage der Betriebsergebnisse des Referenzsystems (vgl. Tabelle 3.3) werden in diesem Kapitel verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen verglichen. Zum einen wird auf die je nach Systemtopologie unterschiedliche Bestimmung der einzelnen Bewertungsgrößen eingegangen. Zum anderen werden die Einschränkungen der Vergleichsgrößen analysiert.

Wie bereits in Kapitel 1.3 erläutert wurde, gibt es verschiedene Kennzahlen zur Bewertung von PV-Batteriesystemen. Je nach Vergleichsgröße variiert die Bewertungsmethodik, die Bilanzgrenze sowie der Betrachtungszeitraum [105]. Im Rahmen dieser Arbeit wird angestrebt, die Energieeffizienz von verschiedenen PV-Batteriesystemen mit einer Kennzahl vergleichbar zu machen. Dabei werden folgende Anforderungen an die Kennzahl gestellt. Die Kennzahl soll:

- ausgehend von der Energieabgabe des PV-Generators die Effizienz des gesamten PV-Batteriesystems bewerten.
- sämtliche Energieverlustmechanismen des PV-Batteriesystems berücksichtigen.
- die Effizienz zwischen Systemen unterschiedlicher Topologie und unterschiedlicher Speicherkapazität vergleichbar machen.
- über einen Bilanzierungszeitraum von mindestens einem Jahr bestimmt werden, damit saisonale Unterschiede im Systemverhalten hinreichend berücksichtigt sind.
- sowohl aus Messungen als auch aus Simulationen bestimmt werden können.

Im Folgenden werden ausgewählte Kennzahlen zur Bewertung der Systemeffizienz im Hinblick auf ihre Aussagekraft analysiert. Da der Fokus dabei auf Kennzahlen liegt, die eine Bewertung der Betriebsergebnisse über einen Zeitraum von einem Jahr ermöglichen, werden die in [108] und [109] vorgeschlagenen Kennzahlen nicht näher betrachtet. Die für das ideale und reale Referenzsystem ermittelten Kennzahlen sind in Tabelle 4.1 gegenübergestellt und werden im Folgenden erläutert. Die Ergebnisse dieses Kapitels sind bereits überwiegend in [105] veröffentlicht worden.

Tabelle 4.1 Kennzahlen des idealen und realen Referenzsystems.

Kennzahl	Kürzel	ideales System	reales System	Differenz
Eigenverbrauchsanteil	e	52,3%	55,2%	+2,9%
Autarkiegrad	a	55,0%	49,8%	-5,2%
AC-Systemnutzungsgrad	$\bar{\eta}_{AC}$	100,0%	75,1%	-24,9%
Systemnutzungsgrad	$\bar{\eta}_{SYS}$	100,0%	89,4%	-10,6%
System Performance Index	SPI	100,0%	87,0%	-13,0%

4.1 Eigenverbrauchsanteil

Zur Bewertung der Betriebsergebnisse von PV-Batteriesystemen wird häufig der sogenannte Eigenverbrauchsanteil herangezogen [18], [143]. Dieser entspricht dem Anteil der PV-Energie, der zeitgleich zur Versorgung der elektrischen Verbraucher oder zur Ladung des Batteriespeichers genutzt wird. Die Berechnung des Eigenverbrauchsanteils unterscheidet sich in der Regel je nach Systemtopologie. Bei AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen lässt sich der Eigenverbrauchsanteil aus der direkt verbrauchten PV-Energie $E_{PV\text{S}2\text{L}}$, der zur Batterieladung genutzten PV-Energie $E_{PV\text{S}2\text{BS}}$ sowie der AC-seitig abgegebenen PV-Energie $E_{PV\text{S}}$ ermitteln. Des Weiteren kann der Eigenverbrauchsanteil e indirekt aus der erzeugten PV-Energie $E_{PV\text{S}}$ und der in das Netz eingespeisten PV-Energie $E_{PV\text{S}2\text{G}}$ berechnet werden:

$$e = \frac{E_{PV\text{S}2\text{L}} + E_{PV\text{S}2\text{BS}}}{E_{PV\text{S}}} = \frac{E_{PV\text{S}} - E_{PV\text{S}2\text{G}}}{E_{PV\text{S}}} \quad (4.1)$$

Zu beachten ist, dass die oftmals übliche Berechnung des Eigenverbrauchsanteils auf Basis der AC-Batterieladung $E_{AC2\text{BS}}$ oder der gesamten Netzeinspeisung $E_{AC2\text{G}}$ den Energieaustausch zwischen dem Batteriesystem und dem Netz vernachlässigt. Alternativ zur AC-Energieabgabe des PV-Systems kann bei AC-gekoppelten Systemen auch die DC-Energieabgabe des PV-Generators als Bezugsgröße zur Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils herangezogen werden [91].

Unabhängig vom Bezug auf die AC- oder DC-Energieabgabe des PV-Systems ist der Eigenverbrauchsanteil mit widersprüchlichen Zusammenhängen verbunden. Einerseits fällt der Eigenverbrauchsanteil bei AC-gekoppelten Systemen umso höher aus, je ineffizienter das Batteriesystem ist. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Energieaufnahme des Batteriesystems durch höhere Umwandlungsverluste steigt. Andererseits lassen die Energiemanagementverluste den Eigenverbrauchsanteil ansteigen, da durch die Abregelung sowohl die AC-Energieabgabe als auch die Netzeinspeisung des PV-Systems sinkt. Des Weiteren bringen die Bereitschaftsverluste einen Anstieg des Eigenverbrauchsanteils mit sich. In der Folge fällt der Eigenverbrauchsanteil des realen Referenzsystems (55,2%) gegenüber dem idealen Referenzsystem (52,3%) um 2,9 Prozentpunkte höher aus.

Bei DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen berechnet sich der Eigenverbrauchsanteil e aus dem DC-Ertrag des PV-Generators E_{PV} und der zur Lastdeckung genutzten AC-Energie $E_{PV\text{BS}2\text{L}}$ [85], [144]. Letztere lässt sich aus der Differenz zwischen der AC-Energieabgabe des PV-Batteriesystems $E_{PV\text{BS}2\text{AC}}$ und der in das Netz eingespeisten Energie $E_{PV\text{BS}2\text{G}}$ berechnen:

$$e = \frac{E_{PV\text{BS}2\text{L}}}{E_{PV}} = \frac{E_{PV\text{BS}2\text{AC}} - E_{PV\text{BS}2\text{G}}}{E_{PV}} \quad (4.2)$$

Dieser Berechnungsansatz kann auch zur Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils bei PV-gekoppelten Systemen angewendet werden.

Da die Abregelung die DC-Energieabgabe des PV-Generators sowie die in das Netz eingespeiste Energie verringert, erhöhen die Energiemanagementverluste bei DC- und PV-gekoppelten Systemen ebenfalls den Eigenverbrauchsanteil. Allerdings lassen höhere Umwandlungsverluste die zur Lastversorgung bereitgestellte AC-Energie und somit den Eigenverbrauchsanteil geringer ausfallen. Ein direkter Ver-

gleich des Eigenverbrauchsanteils von AC- und DC-gekoppelten Systemen ist daher nicht zu empfehlen. Des Weiteren ist beim Eigenverbrauchsanteil nachteilig, dass er maßgeblich von der Größe des Batteriespeichers abhängt und somit nicht zum Vergleich der Effizienz von unterschiedlich dimensionierten Systemen geeignet ist (vgl. Anhang A.4). Aus diesen Gründen ist die Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen anhand des Eigenverbrauchsanteils wenig sinnvoll.

4.2 Autarkiegrad

Als weitere Vergleichsgröße für PV-Batteriesysteme dient der sogenannte Autarkiegrad, der auch als Eigenversorgungsanteil oder Eigendeckungsanteil bezeichnet wird [64], [145]. Der Autarkiegrad gibt den Anteil des elektrischen Energieverbrauchs E_L an, der durch das PV-Batteriesystem gedeckt wird. Bei AC-gekoppelten Systemen trägt hierzu zum einen die PV-Direktversorgung E_{PVS2L} und zum anderen die Batterieversorgung E_{BS2L} bei. Indirekt kann der Autarkiegrad a auch aus dem elektrischen Energieverbrauch E_L und der Netzversorgung E_{G2L} berechnet werden:

$$a = \frac{E_{PVS2L} + E_{BS2L}}{E_L} = \frac{E_L - E_{G2L}}{E_L} \quad (4.3)$$

Für das AC-gekoppelte Referenzsystem ergibt sich im verlustfreien Idealfall ein Autarkiegrad von 55,0%. Durch die Systemverluste fällt der Autarkiegrad des realen Systems auf 49,8% ab.

Bei DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen ist der Autarkiegrad a als Verhältnis der zur Lastversorgung bereitgestellten AC-Energie E_{PVBS2L} zum elektrischen Energieverbrauch E_L definiert:

$$a = \frac{E_{PVBS2L}}{E_L} = \frac{E_L - E_{G2L}}{E_L} \quad (4.4)$$

Alternativ kann der Autarkiegrad bei DC- und PV-gekoppelten Systemen ebenfalls aus dem elektrischen Energieverbrauch E_L und der Netzversorgung E_{G2L} berechnet werden.

Neben dem Eigenverbrauchsanteil hängt auch der Autarkiegrad maßgeblich von der Größe des Batteriespeichers ab. Mit zunehmender Speicherkapazität steigt in der Regel der Autarkiegrad (vgl. Anhang A.4). Demnach ist ein Vergleich der Energieeffizienz von unterschiedlich dimensionierten Systemen anhand des erzielten Autarkiegrads nicht möglich. Nachteilig ist zudem, dass sich die Abregelung von überschüssiger PV-Energie nicht auf den Autarkiegrad auswirkt. Bei eigenversorgungsoptimierter Batterieladestrategie bleibt der Autarkiegrad daher von den Energiemanagementverlusten unbeeinflusst. Darüber hinaus hat die AC-Leistungsaufnahme des Batteriesystems im vollgeladenen und entladenen Zustand des Batteriespeichers keine Auswirkungen auf den Autarkiegrad. Folglich gibt der Autarkiegrad keine Auskunft darüber, wie viel Energie das Batteriesystem aus dem Netz bezogen hat. In Anbetracht der erläuterten Nachteile ist der Autarkiegrad als alleinige Kennzahl zur Bewertung der Energieeffizienz von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen ungeeignet.

4.3 AC-Systemnutzungsgrad

Zur Bewertung der Energieeffizienz von AC-gekoppelten Batteriesystemen dient oftmals der energetische Wirkungsgrad der AC-Energiespeicherung [146], [147]. Der mittlere Wirkungsgrad über ein Betriebsjahr wird auch als Nutzungsgrad bezeichnet [148]. Der AC-Systemnutzungsgrad $\bar{\eta}_{AC}$ definiert das Verhältnis von der AC-Energieabgabe E_{BS2AC} zur AC-Energieaufnahme E_{AC2BS} des Batteriesystems:

$$\bar{\eta}_{AC} = \frac{E_{BS2AC}}{E_{AC2BS}} \quad (4.5)$$

Als Bilanzgrenze zur Bestimmung des AC-Systemnutzungsgrads dient somit der AC-Anschluss des Batteriesystems (vgl. Bild 2.1). Neben den Umwandlungsverlusten des Batteriesystems während des Lade- und Entladevorgangs wirken sich auch die Bereitschaftsverluste des Batterieumrichters und Batteriespeichers auf den AC-Systemnutzungsgrad aus. Im verlustfreien Idealfall beträgt der AC-Systemnutzungsgrad erwartungsgemäß 100%. Ohne Berücksichtigung der Bereitschaftsverluste resultiert aus der Jahressimulation des Referenzsystems ein AC-Systemnutzungsgrad von 81,2%, der im Wesentlichen von den Umwandlungsverlusten des Batterieumrichters hervorgerufen wird. Die Bereitschaftsverluste verringern diesen Wert jedoch um weitere rund 6 Prozentpunkte. Das reale Referenzsystem erzielt daher einen AC-Systemnutzungsgrad von 75,1%. Somit gibt das Batteriesystem nur drei Viertel der aufgenommenen AC-Energie wieder ab.

Der AC-Systemnutzungsgrad lässt sich vergleichsweise einfach bestimmen, da hierzu ausschließlich die AC-Energieaufnahme und -abgabe des Batteriesystems erforderlich ist. Eine zeitlich hoch aufgelöste Analyse der Energieflüsse ist daher zur Bestimmung des AC-Systemnutzungsgrads nicht notwendig. Allerdings sind damit auch Nachteile verbunden. Aus dem AC-Systemnutzungsgrad geht nicht hervor, ob die AC-seitig aufgenommene Energie vom PV-System oder vom Netz bereitgestellt wurde. Des Weiteren bleibt unberücksichtigt, ob die vom Batteriesystem abgegebene Energie zur Versorgung der elektrischen Verbraucher genutzt oder in das Netz eingespeist wurde. Weiterhin wirkt sich die Abregelung der Leistungsabgabe des PV-Generators nicht auf den AC-Systemnutzungsgrad aus. Beim Vergleich des AC-Systemnutzungsgrads von unterschiedlich dimensionierten Systemen ist zudem dessen Abhängigkeit von der Speicherkapazität zu beachten [149]. Da sich der AC-Systemnutzungsgrad nur für AC-gekoppelte Systeme bestimmen lässt, wird die Effizienzbewertung der PV-Batteriesysteme mit dieser Kennzahl nicht weiterverfolgt.

4.4 Systemnutzungsgrad

Um die Energieeffizienz der unterschiedlichen Systemtopologien vergleichbar zu machen, müssen die Verluste des PV2AC-Umwandlungspfads bei AC-gekoppelten und PV-gekoppelten Systemen in die Energiebilanzierung aufgenommen werden (vgl. Kapitel 1.2). Diese Vorgehensweise wird mit dem Systemnutzungsgrad verfolgt, der das Verhältnis von der AC-Energieabgabe des Systems und der DC-Energieabgabe des PV-Generators beschreibt. In der Literatur finden sich allerdings unterschiedliche Ansätze zur Berücksichtigung der vom PV-Batteriesystem aus dem Netz bezogenen Energie. In einigen

Arbeiten wird diese bei der Bestimmung des Systemnutzungsgrads vernachlässigt [85], [86]. Andere Arbeiten verfolgen den Ansatz, die AC-Energieabgabe des Systems auf den DC-Ertrag des PV-Generators und den Netzbezug des Systems zu beziehen [84], [104]. Bei AC-gekoppelten Systemen ist hierzu eine zeitlich hoch aufgelöste Analyse der Energieflüsse notwendig, um die Netzladung von der PV-Ladung zu separieren. Da dies auf Grundlage von Betriebsdaten mit einer zeitlichen Auflösung von mehreren Minuten nicht möglich ist, wird in dieser Arbeit eine andere Vorgehensweise zur Bestimmung des Systemnutzungsgrads verfolgt. Demnach wird die AC-Energieaufnahme und AC-Energieabgabe des PV-Batteriesystems über den einjährigen Betrachtungszeitraum bilanziert und ins Verhältnis zum DC-Ertrag des PV-Generators gesetzt.

Bei AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen entspricht die in der Bilanz nutzbare AC-Energie der Summe aus der Energieabgabe des PV-Systems E_{PVS} und des Batteriesystems E_{BS2AC} abzüglich der Energieaufnahme des PV-Systems E_{AC2PVS} und des Batteriesystems E_{AC2BS} . Der Systemnutzungsgrad $\bar{\eta}_{SYS}$ setzt die bilanziell nutzbare AC-Energie ins Verhältnis zum DC-Ertrag des PV-Generators E_{PV} und berechnet sich bei AC-gekoppelten Systemen wie folgt:

$$\bar{\eta}_{SYS} = \frac{E_{PVS} + E_{BS2AC} - E_{AC2PVS} - E_{AC2BS}}{E_{PV}} \quad (4.6)$$

Gemäß Gleichung (4.6) ergibt sich für das AC-gekoppelte Referenzsystem ein Systemnutzungsgrad von 89,4%. Im Vergleich zum ermittelten AC-Systemnutzungsgrad fällt dieser Wert höher aus, da der vergleichsweise effiziente PV2AC-Umwandlungspfad aufgrund des hohen Energiedurchsatzes des PV-Wechselrichters stärker ins Gewicht fällt.

DC- und PV-gekoppelte Systeme sind in der Regel über einen Anschlusspunkt mit dem elektrischen Netz verknüpft (vgl. Kapitel 1.2). Für diese beiden Systemtopologien berechnet sich der Systemnutzungsgrad daher aus der Bilanz der vom PV-Batteriesystem abgegebenen AC-Energie $E_{PVBS2AC}$ und der AC-Energieaufnahme $E_{AC2PVBS}$:

$$\bar{\eta}_{SYS} = \frac{E_{PVBS2AC} - E_{AC2PVBS}}{E_{PV}} \quad (4.7)$$

Auch wenn sich der Systemnutzungsgrad je nach Systemtopologie unterschiedlich berechnet, ist die Systematik der Bilanzierung der AC-Energiesummen identisch. Der Systemnutzungsgrad ermöglicht somit den Vergleich der Energieeffizienz von unterschiedlichen Systemtopologien.

Aus dem Systemnutzungsgrad lassen sich allerdings keine Rückschlüsse über die Nutzung bzw. Deckung der AC-seitigen Energieflüsse ziehen. Der Energieaustausch zwischen der Batterie und dem Netz aufgrund der Regelungsabweichungen bleibt dadurch unberücksichtigt [83]. Des Weiteren ist der Systemnutzungsgrad abhängig vom Energiedurchsatz des Batteriespeichers, der je nach Speicherkapazität und Betriebsstrategie variiert. Wird aufgrund der implementierten Betriebsstrategie weniger PV-Energie zwischengespeichert, steigt dadurch der Systemnutzungsgrad. Da die Höhe der Umwandlungsverluste im Batteriesystem von der Speicherkapazität abhängt, ist der erzielbare Systemnutzungsgrad tendenziell umso höher, je kleiner der Batteriespeicher ist (vgl. Anhang A.4). Ein Vergleich des Systemnutzungsgrads von PV-Batteriesystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität ist daher nicht angebracht [84].

Des Weiteren sollte bei der Bestimmung des Systemnutzungsgrads auf Basis von Messwerten beachtet werden, dass der DC-seitige PV-Ertrag bereits durch die Abregelung des PV-Generators sowie durch die MPP-Regelung beeinträchtigt sein kann. Die damit einhergehenden Verluste bildet der Systemnutzungsgrad folglich nicht ab.

4.5 System Performance Index

Die Analyse der zuvor vorgestellten Bewertungsgrößen verdeutlicht, dass keine der Kennzahlen alle Verlustmechanismen berücksichtigt und die eingangs definierten Anforderungen erfüllt. Wie bereits in Kapitel 3 gezeigt wurde, ist die Charakterisierung der Energieverluste und demzufolge der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen anhand des Energieaustauschs mit dem Netz zielführend. Daher ist die Energiebilanzierung am Netzanschlusspunkt gegenüber anderen Bilanzgrenzen zu bevorzugen. Wie Bild 4.1 veranschaulicht, wird dieser Ansatz beim System Performance Index (SPI) verfolgt.

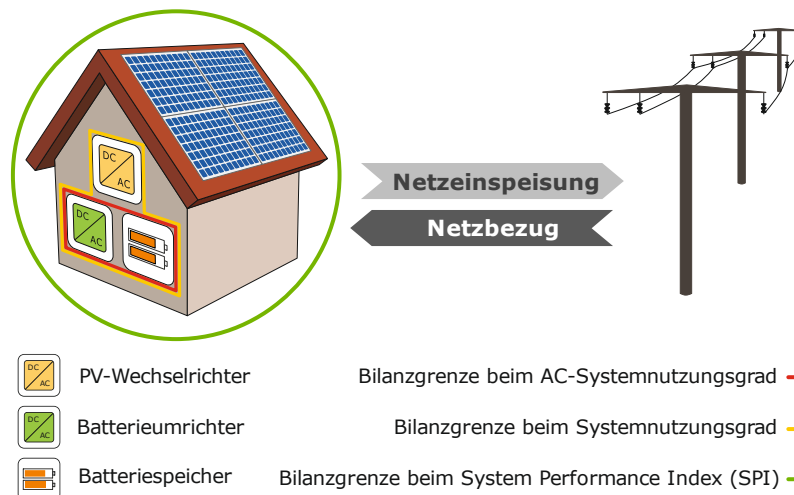


Bild 4.1 Schematische Darstellung der Bilanzgrenzen unterschiedlicher Kennzahlen bei einem AC-gekoppelten PV-Batteriesystem.

Das entscheidende Bewertungskriterium eines PV-Batteriesystems ist dessen Fähigkeit, den Netzbezug zu reduzieren und zugleich eine hohe Netzeinspeisung zu erzielen (vgl. Kapitel 3). Dabei gilt es, die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie und der aus dem Netz bezogenen Energie in der Kennzahl zu berücksichtigen. Für diese Herangehensweise spricht, dass bei der Anschaffung von PV-Batteriesystemen in der Regel ökonomische Motive ausschlaggebend sind [20], [91]. Aus Sicht der Anlagenbetreiber kann somit die Minimierung der Stromkosten als vorrangiges Ziel des Einsatzes von PV-Batteriesystemen betrachtet werden.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen dieser Arbeit mit dem System Performance Index (SPI) eine neue Kennzahl zur Charakterisierung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen entwickelt [78], [105]. Der SPI verfolgt den Ansatz, die Systemeffizienz anhand der verlustbedingten Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs zu bewerten. Die Grundlage hierfür bildet die Bestimmung der

bilanziellen Stromkosten C , die sich aus den Netzbezugskosten C_{G2AC} abzüglich der Erlöse aus der Netzeinspeisung R_{AC2G} ergeben:

$$C = C_{G2AC} - R_{AC2G} = E_{G2AC} \cdot p_{G2AC} - E_{AC2G} \cdot p_{AC2G} \quad (4.8)$$

Die Netzbezugskosten C_{G2AC} berechnen 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.

Zur Berechnung des SPI werden zunächst die durch das reale PV-Batteriesystem erzielten bilanziellen Stromkosten $C_{PVBS,REAL}$ des jeweiligen Gebäudes gemäß Gleichung (4.8) bestimmt. Anschließend werden diese mit den Referenz-Stromkosten C_{REF} , die sich bei dem identischen Gebäude ohne Einsatz eines PV-Batteriesystems ergeben, verglichen. Dadurch lässt sich die durch das jeweilige PV-Batteriesystem erzielte Kosteneinsparung $\Delta C_{PVBS,REAL}$ berechnen. In einem weiteren Schritt werden die bilanziellen Stromkosten $C_{PVBS,IDEAL}$ des identischen, aber verlustfreien, PV-Batteriesystems und das sich daraus ergebende theoretische Kosteneinsparungspotenzial $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$ bestimmt. Das ideale PV-Batteriesystem hat dabei die in Kapitel 3 aufgelisteten Eigenschaften. Die PV-Generatorleistung und die Speicherkapazität des idealen und realen PV-Batteriesystems sind identisch. Der SPI setzt somit die durch das verlustbehaftete PV-Batteriesystem erzielte Kosteneinsparung $\Delta C_{PVBS,REAL}$ ins Verhältnis zum Einsparungspotenzial des verlustfreien PV-Batteriesystems $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$:

$$SPI = \frac{\Delta C_{PVBS,REAL}}{\Delta C_{PVBS,IDEAL}} = \frac{C_{REF} - C_{PVBS,REAL}}{C_{REF} - C_{PVBS,IDEAL}} \quad (4.9)$$

Mit anderen Worten beschreibt der SPI, wie sehr die Systemverluste die Kosteneinsparung des jeweiligen PV-Batteriesystems verringern. Aus dem SPI lassen sich demnach die finanziellen Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und verlustbedingten Verringerung der Netzeinspeisung ableiten. Da das theoretische Kosteneinsparungspotenzial von der Größe des Batteriespeichers abhängt, variiert der Vergleichsmaßstab je nach Speicherkapazität. Daher erlaubt der SPI einen Vergleich der Energieeffizienz zwischen PV-Batteriesystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität. Weiterhin sind die energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse des idealen PV-Batteriesystems unabhängig von der Systemtopologie, weshalb der SPI die Effizienz von AC-, DC- und PV-gekoppelten Systemen vergleichbar macht. Die SPI-Werte von unterschiedlichen Systemen sollten jedoch nur verglichen werden, wenn diese bei identischen ökonomischen Rahmenbedingungen (Einspeisevergütung und Netzbezugspreis) bestimmt wurden. Sofern nicht anders angegeben, wird der SPI in Kapitel 4 und Kapitel 5 unter Berücksichtigung einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und eines Netzbezugspreises von 28 ct/kWh bestimmt (vgl. Kapitel 5.1). Wie sich davon abweichende finanzielle Rahmenbedingungen auf den SPI auswirken, kann Kapitel 5.1 entnommen werden.

Anhand der in Bild 4.2 aufgeführten energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse wird im Folgenden die Bestimmung des SPI für das Referenzsystem hergeleitet. Bild 4.2 (links) vergleicht den jährlichen Energieaustausch zwischen dem Netz und dem Wohngebäude beim Einsatz des idealen und realen PV-Batteriesystems. Des Weiteren ist der Netzbezug des Wohngebäudes ohne PV-Batteriesystem aufgeführt, der dem elektrischen Energieverbrauch entspricht.

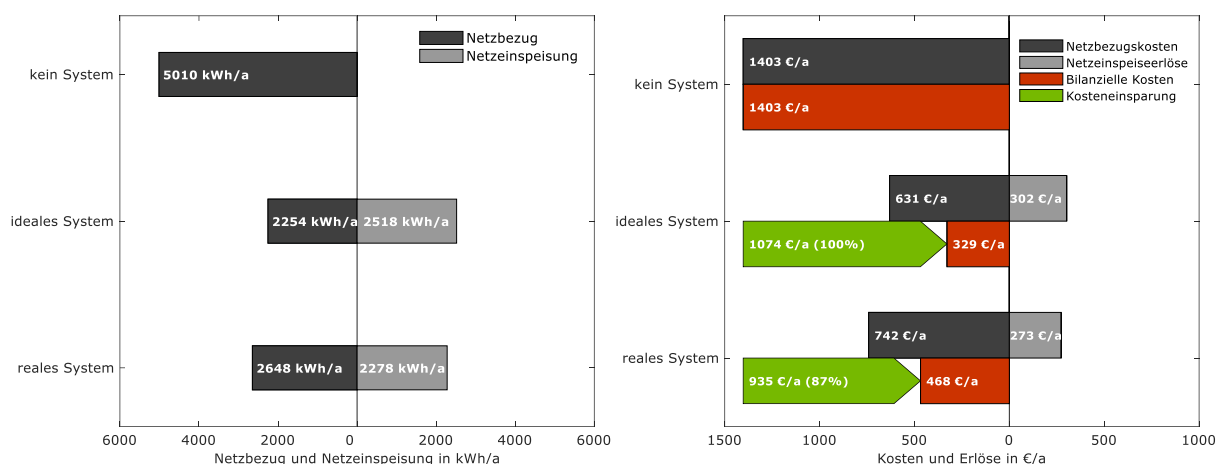


Bild 4.2 Links: Netzeinspeisung und Netzbezug beim Einsatz des idealen und realen Referenzsystems. Rechts: Netzeinspeiserlöse und Netzbezugskosten sowie erzielte Kosteneinsparung beim Einsatz des idealen und realen Referenzsystems (Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

Die resultierenden Netzeinspeiserlöse, Netzbezugskosten und bilanziellen Stromkosten dieser drei Varianten sind in Bild 4.2 (rechts) gegenübergestellt. Im Referenzfall ohne PV-Batteriesystem ergeben sich Netzbezugskosten in Höhe von 1403 €/a. Mit dem idealen PV-Batteriesystem lassen sich die Ausgaben für den Netzbezug auf 631 €/a reduzieren. Zusätzlich werden Erlöse aus der Netzeinspeisung in Höhe von 302 €/a erzielt. Die bilanziellen Stromkosten belaufen sich im verlustfreien Idealfall auf 329 €/a.

Mit dem realen PV-Batteriesystem lassen sich die Netzbezugskosten aufgrund der Verluste nur auf 742 €/a verringern. Zudem sinken die Netzeinspeiserlöse durch die Verluste auf 273 €/a. Daraus resultieren beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems bilanzielle Kosten in Höhe von 468 €/a. Gegenüber der Ausgangssituation lassen sich durch das reale PV-Batteriesystem 935 €/a einsparen. Im Idealfall kann das verlustfreie PV-Batteriesystem eine Kosteneinsparung von 1074 €/a erzielen. Nach Gleichung (4.9) erreicht das betrachtete Referenzsystem daher einen SPI von 87%. Das heißt, die Systemverluste vermindern die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung um 13%. Die zur Herleitung des SPI erforderlichen Größen sind ergänzend für das Referenzsystem in Tabelle 4.2 aufgeführt.

Tabelle 4.2 Herleitung des 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}	0 kWh/a	2518 kWh/a	2278 kWh/a
Netzbezug	E_{G2AC}	5010 kWh/a	2254 kWh/a	2648 kWh/a
Netzeinspeiserlöse	R_{AC2G}	0 €/a	302 €/a	273 €/a
Netzbezugskosten	C_{G2AC}	1403 €/a	631 €/a	742 €/a
Bilanzielle Kosten	C	1403 €/a	329 €/a	468 €/a
Kosteneinsparung	ΔC		1074 €/a	935 €/a
System Performance Index	SPI		100,0%	87,0%

Nachfolgend wird der Frage nachgegangen, ob der resultierende SPI des Referenzsystems eher von den Verlusten aufgrund der verringerten Netzeinspeisung oder von den Verlusten aufgrund des erhöhten Netzbezugs dominiert wird. Bild 4.3 (links) schlüsselt auf, wie die Netzeinspeiseverluste (hellgrauer Pfeil) und Netzbezugsverluste (dunkelgrauer Pfeil) den SPI des Referenzsystems beeinflussen. Hierzu ist für das ideale und reale PV-Batteriesystem die in das Netz eingespeiste Energie über der aus dem Netz bezogenen Energie dargestellt. Gegenüber dem idealen System werden durch die Verluste des realen Systems 239 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und 395 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen (vgl. Tabelle 3.3). Anhand der dargestellten Isolinien des SPI lassen sich die damit verbundenen Auswirkungen auf den SPI des Referenzsystems ablesen. Durch die Netzeinspeiseverluste fällt der SPI um 2,7 Prozentpunkte ab. Die Netzbezugsverluste gehen mit einer Reduktion des SPI um weitere 10,3 Prozentpunkte einher. Der SPI des Referenzsystems wird daher im Wesentlichen durch den verlustbedingten Anstieg des Netzbezugs verursacht.

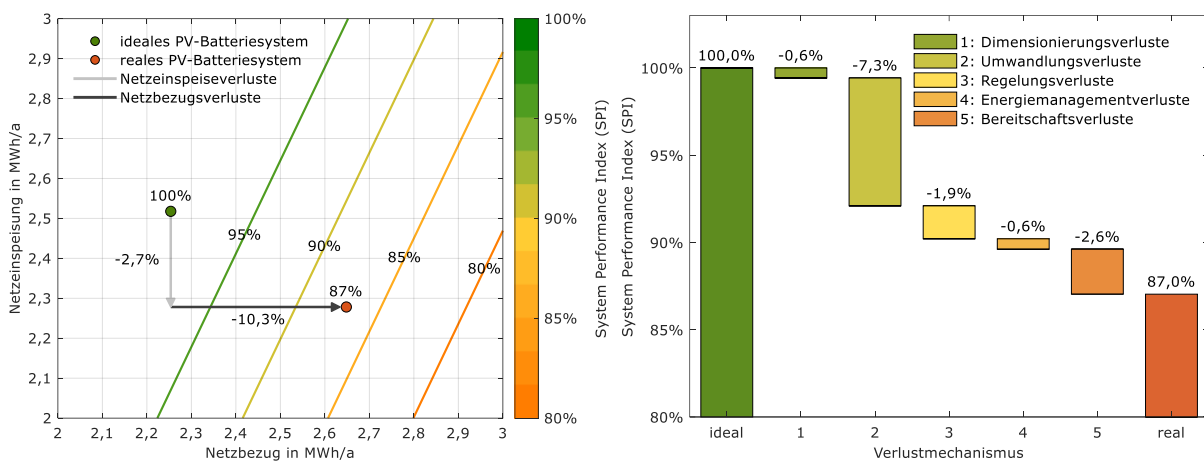


Bild 4.3 Links: Beitrag der verlustbedingten Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs zum SPI des Referenzsystems. Rechts: Einfluss der einzelnen Verlustmechanismen auf den SPI des Referenzsystems (Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

Ein weiterer Vorteil der simulationsbasierten Effizienzbewertung mit dem SPI besteht darin, dass sich daraus Rückschlüsse über die ökonomische Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen schließen lassen. Bild 4.3 (rechts) zeigt, wie die einzelnen Verlustmechanismen den SPI des Referenzsystems reduzieren. Hierzu wurde die durch die jeweilige Verlustkategorie hervorgerufene Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt (vgl. Bild 3.17). Da das ideale PV-Batteriesystem gegenüber dem Referenzfall die bilanziellen Stromkosten um 1074 €/a reduziert, geht im betrachteten Beispiel ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt mit einem finanziellen Nachteil von rund 11 €/a einher. Aus Bild 4.3 (rechts) wird ersichtlich, dass die Umwandlungsverluste den SPI um 7,3 Prozentpunkte verringern. Wie Bild 4.4 veranschaulicht, entfallen davon jeweils 2,8 Prozentpunkte auf den PV-Wechselrichter und den Batterieumrichter sowie 1,7 Prozentpunkte auf den Batteriespeicher. Die Batteriespeicherverluste sind daher gegenüber den Umwandlungsverlusten in der Leistungselektronik vergleichsweise gering.

Die Bereitschaftsverluste reduzieren den SPI des Referenzsystems um weitere 2,6 Prozentpunkte. Verantwortlich dafür ist im Wesentlichen der Standby-Verbrauch des Batterieumrichters (1,4 Prozentpunkte) und des Batteriespeichers (0,7 Prozentpunkte). Die dynamischen und stationären Regelungsabweichungen bringen einen SPI-Verlust von 1,1 bzw. 0,5 Prozentpunkten mit sich. Beide Faktoren tragen maßgeblich zu den Regelungsverlusten (1,9 Prozentpunkte) bei. Die Dimensionierungs- und Energiemanagementverluste sind im betrachteten Beispiel im Vergleich zu den anderen Verlustmechanismen vergleichsweise gering. Beide Verlustmechanismen verringern den SPI um jeweils 0,6 Prozentpunkte. Dementsprechend kann aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass der SPI des betrachteten Referenzsystems von den Umwandlungsverlusten dominiert wird. Die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen hängt allerdings von zahlreichen Einflussfaktoren ab und kann daher je nach System variieren [78].

Neben der simulationsbasierten Verlustanalyse ergeben sich für den SPI weitere Einsatzgebiete, die in Kapitel 8 erläutert werden. Der vorrangige Zweck des SPI ist der Vergleich der Energieeffizienz von verschiedenen PV-Batteriesystemen unabhängig von der Systemtopologie und Größe des Batteriespeichers. Die Möglichkeiten und Grenzen der simulationsbasierten Systembewertung mit dem SPI werden in Kapitel 7 diskutiert.

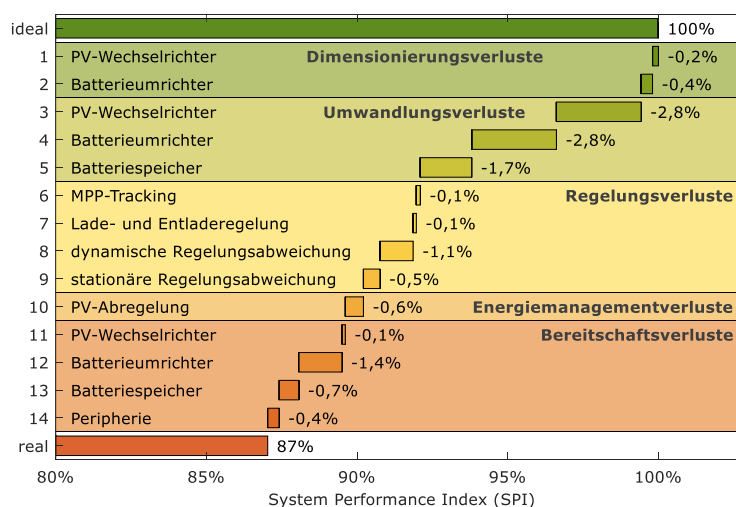


Bild 4.4 Detaillierte Aufschlüsselung der SPI-Verluste des Referenzsystems (Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

4.6 Zusammenfassung

Gemäß den eingangs in diesem Kapitel definierten Anforderungen wird mit einer geeigneten Effizienzkennzahl das Ziel verfolgt, die Energieeffizienz zwischen PV-Batteriesystemen unterschiedlicher Topologie und unterschiedlicher Speicherkapazität vergleichbar zu machen. In Bild 4.5 ist der qualitative Einfluss der einzelnen Verlustmechanismen auf die verschiedenen Kennzahlen zusammenfassend gegenübergestellt. Analog zur Vorgehensweise in Kapitel 3 wurde hierzu das ideale Systemmodell um die einzelnen Verlustfaktoren erweitert. Dabei zeigt sich, dass die Umwandlungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste den Eigenverbrauchsanteil steigern. Wie bereits in diesem Kapitel erläutert,

wirken sich die Energiemanagementverluste nicht oder nur wenig ($\pm 0,1\%$) auf den Autarkiegrad, AC-Systemnutzungsgrad und Systemnutzungsgrad aus. Bei den beiden letztgenannten Kennzahlen bleiben zudem die Dimensionierungs- und Regelungsverluste außer Acht. Keine der genannten Kennzahlen erfüllt daher alle eingangs definierten Anforderungen.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde eine Kennzahl entwickelt, die auf der ökonomischen Bewertung des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz basiert. Hierzu wird die verlustbedingte Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs durch den Vergleich der Betriebsergebnisse eines idealen und realen PV-Batteriesystems ermittelt. Dadurch wird gewährleistet, dass alle Verlustmechanismen im SPI eines PV-Batteriesystems erfasst werden. Wie die in Anhang A.4 dargestellten Untersuchungen zeigen, hat der SPI gegenüber den anderen Kennzahlen zudem die geringste Abhängigkeit von der Speicherkapazität. Zum Vergleich von Systemen mit unterschiedlicher Batteriegröße ist daher der SPI den anderen Kennzahlen vorzuziehen. Aus diesen Gründen wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit ein Vergleich der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen anhand des SPI verfolgt.

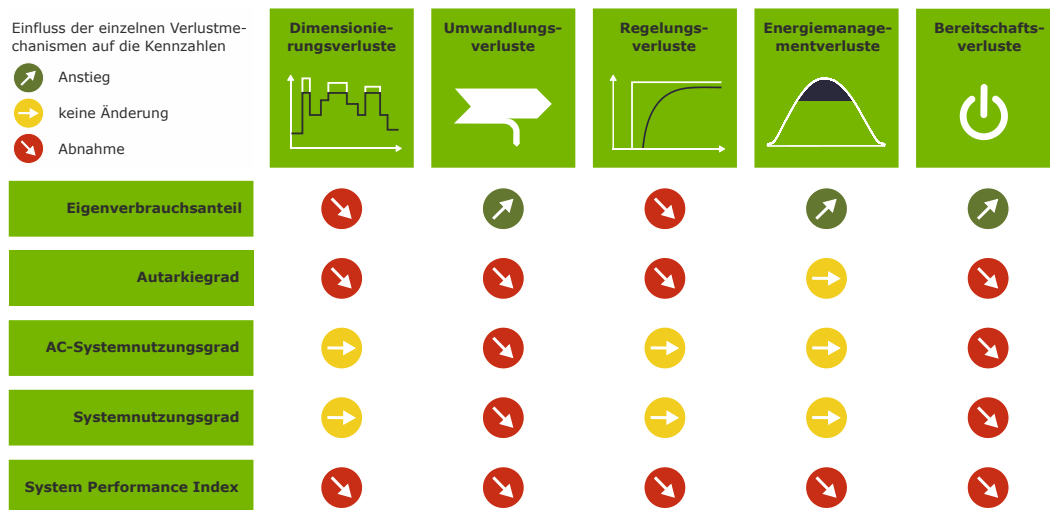


Bild 4.5 Qualitative Änderung der Kennzahlen aufgrund der einzelnen Verlustmechanismen am Beispiel des Referenzsystems (Klassifizierung der jeweils hervorgerufenen Änderung der Kennzahlen ausgehend vom idealen System, Anstieg: $> 0,1\%$, keine Änderung: $\pm 0,1\%$, Abnahme: $< -0,1\%$).

5 Einflussfaktoren

Das Betriebsverhalten von PV-Batteriesystemen ist in der Praxis vielfältigen Einflüssen ausgesetzt. Da sich meist mehrere Effekte überlagern, sind die Auswirkungen der verschiedenen Einflussfaktoren anhand von Feldmessdaten nur schwer zu erfassen. Durch Simulationsuntersuchungen lassen sich die Effekte der einzelnen Einflussfaktoren jedoch isoliert voneinander bestimmen. Ziel dieses Kapitels ist es, die wesentlichen Einflussgrößen auf den SPI des Referenzsystems zu identifizieren.

Da der SPI auf der ökonomischen Bewertung des jährlichen Energieaustauschs mit dem Netz beruht, hängt er von der Einspeisevergütung und dem Netzbezugspreis ab. Erfolgt die Berechnung des SPI auf Basis der Simulation des realen Systemverhaltens, ist zudem die zeitliche Auflösung der Simulationsrechnungen sowie der Detaillierungsgrad des verwendeten Simulationsmodells von Bedeutung. Je nach Gebäude variiert der zeitliche Verlauf des elektrischen Energieverbrauchs sowie die Orientierung der Dachflächen. Weiterhin wird die Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme von der Dimensionierung der Systemkomponenten sowie von den Systemeigenschaften beeinflusst. Die nachfolgend untersuchten Einflussfaktoren lassen sich in fünf Kategorien unterteilen:

- ökonomische Einflussfaktoren
- simulationsabhängige Einflussfaktoren
- gebäudeabhängige Einflussfaktoren
- dimensionierungsabhängige Einflussfaktoren
- systemabhängige Einflussfaktoren

Im Folgenden wird für das Referenzsystem der Einfluss dieser Faktoren auf die Höhe des erzielten SPI analysiert. Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich die Ergebnisse auf die zuvor definierten Rahmenbedingungen. Durch die Variation der einzelnen Parameter wird deren Einfluss auf die Betriebsergebnisse untersucht, wobei die übrigen Rahmenbedingungen unverändert bleiben. Es ist zu beachten, dass die Bedeutung der einzelnen Einflussfaktoren je nach PV-Batteriesystem variieren kann. Auszüge dieses Kapitels sind bereits in [105] veröffentlicht worden.

5.1 Ökonomische Einflussfaktoren

Für das Referenzszenario wurde die Einspeisevergütung mit 12 ct/kWh und der Netzbezugspreis mit 28 ct/kWh angesetzt (vgl. Kapitel 4.5). Dies entspricht näherungsweise den im Jahr 2017 üblichen Vergütungssätzen für PV-Anlagen kleiner 10 kWp sowie dem mittleren Strombezugspreis von Haushalten in Deutschland [150], [151]. Im folgenden Abschnitt wird dargelegt, wie sich davon abweichende ökonomische Rahmenbedingungen auf den SPI des Referenzsystems auswirken.

5.1.1 Einspeisevergütung

In Bild 5.1 (links) ist die durch das ideale und reale PV-Batteriesystem erzielte Kosteneinsparung für Einspeisevergütungen zwischen 0 und 14 ct/kWh dargestellt. Darüber hinaus sind die finanziellen Verluste aufgrund der reduzierten Netzeinspeisung und des erhöhten Netzbezugs abgebildet. Wird die in das Netz eingespeiste Energie nicht vergütet, sind ausschließlich die Netzbezugsverluste für die Unterschiede zwischen dem realen und idealen System verantwortlich. Je höher die Einspeisevergütung ist, desto mehr gewinnen die finanziellen Einbußen durch die Netzeinspeiseverluste an Bedeutung. Im Referenzfall (Einspeisevergütung 12 ct/kWh und Netzbezugspreis 28 ct/kWh) werden etwa 20% der finanziellen Verluste des realen Systems durch die verlustbedingte Abnahme der Netzeinspeisung hervorgerufen (vgl. Kapitel 4.5).

Erwartungsgemäß steigt mit zunehmender Vergütung auch die durch das PV-Batteriesystem erzielte Kosteneinsparung an. Anhand der in Bild 5.1 (links) abgebildeten Isolinien des SPI lässt sich erkennen, dass der SPI des realen PV-Batteriesystems mit zunehmender Einspeisevergütung ansteigt. Folglich werden die gestiegenen Netzeinspeiseverluste durch das höhere Kosteneinsparungspotenzial überkompensiert. Im Vergleich zum Referenzszenario sinkt der SPI bei einer Einspeisevergütung von 4 ct/kWh um 0,8 Prozentpunkte auf 86,2%.

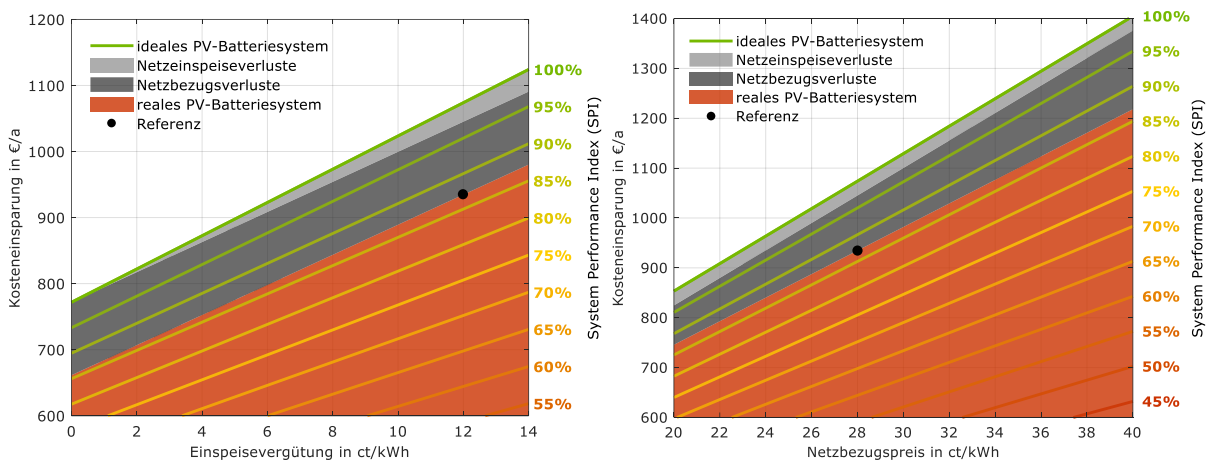


Bild 5.1 Einfluss der Einspeisevergütung (links) und des Netzbezugspreises (rechts) auf die Kosteneinsparung des Referenzsystems (Referenz: Einspeisevergütung 12 ct/kWh und Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

5.1.2 Netzbezugspreis

Im Vergleich zur Einspeisevergütung, die über den Betriebszeitraum von 20 Jahren unverändert bleibt, kann während der Nutzungsdauer des PV-Batteriesystems von einer Änderung des Netzbezugspreises ausgegangen werden. Bild 5.1 (rechts) zeigt die Abhängigkeit der idealen und realen Kosteneinsparung vom Netzbezugspreis. Wie zu erwarten, steigen die Erlöse des idealen und realen PV-Batteriesystems mit zunehmendem Netzbezugspreis an. Zudem geht dies mit einem zunehmend dominierenden Einfluss der Netzbezugsverluste einher. Aus diesem Grund variiert der SPI des Referenzsystems bei Änderung des Netzbezugspreises nur geringfügig. Wird der Netzbezugspreis von 20 auf 40 ct/kWh verdoppelt, sinkt der SPI lediglich um 0,7 Prozentpunkte.

In Bild 5.2 (links) ist die Höhe des resultierenden SPI über der Einspeisevergütung und dem Netzbezugspreis aufgetragen. Des Weiteren ist der SPI (87,0%) im Referenzfall aufgeführt. Bei gleichbleibender Einspeisevergütung und einem um 12 ct/kWh höheren Bezugspreis verringert sich der SPI auf 86,7%. Der gleiche SPI-Wert wird auch erreicht, wenn die Netzeinspeisung mit 6 ct/kWh vergütet wird und 20 ct/kWh für den Netzbezug anfallen. In beiden Fällen ist das Verhältnis von Einspeisevergütung und Bezugspreis identisch. Der SPI ist somit nur vom Verhältnis beider Größen zueinander abhängig [78], [105]. Dieser Zusammenhang lässt sich durch Kombination von Gleichung (4.8) und (4.9) herleiten:

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,REAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,REAL} \cdot p_{AC2G}}{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,IDEAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p_{AC2G}} \quad (5.1)$$

Die Netzbezugskosten im Referenzfall, ohne Einsatz eines PV-Batteriesystems, ergeben sich aus dem Produkt des Netzbezugs $E_{G2AC,REF}$ und des Netzbezugspreises p_{G2AC} . Sowohl für das ideale System als auch für das reale System berechnen sich die Netzbezugskosten bzw. Netzeinspeiserlöse aus dem jeweiligen Netzbezug E_{G2AC} bzw. der jeweiligen Netzeinspeisung E_{AC2G} . Wird sowohl der Nenner als auch der Zähler in Gleichung (5.1) durch den Netzbezugspreis p_{G2AC} dividiert, ergibt sich für den SPI schließlich:

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,REAL} + E_{AC2G,REAL} \cdot p}{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,IDEAL} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p} \quad \text{mit } p = \frac{p_{AC2G}}{p_{G2AC}} \quad (5.2)$$

Wie in Bild 5.2 (rechts) dargestellt, kann der SPI auch als Funktion von der Einspeisevergütung p_{AC2G} , normiert auf den Bezugspreis p_{G2AC} , angegeben werden. Im Referenzfall mit einem SPI von 87,0% beträgt dieses Verhältnis 0,43. Zukünftig kann davon ausgegangen werden, dass der Quotient von Einspeisevergütung zu Netzbezugspreis weiter sinken wird. Hierzu tragen zum einen sinkende Einspeisevergütungssätze und zum anderen steigende Bezugspreise bei. Tendenziell ist dies beim Referenzsystem mit einer Reduktion des SPI verbunden, wenn auch die Änderung über einen weiten Bereich vergleichsweise gering ist. Grundsätzlich sollte der SPI von unterschiedlichen Systemen nur verglichen werden, wenn den Berechnungen identische ökonomische Rahmenbedingungen zugrunde liegen.

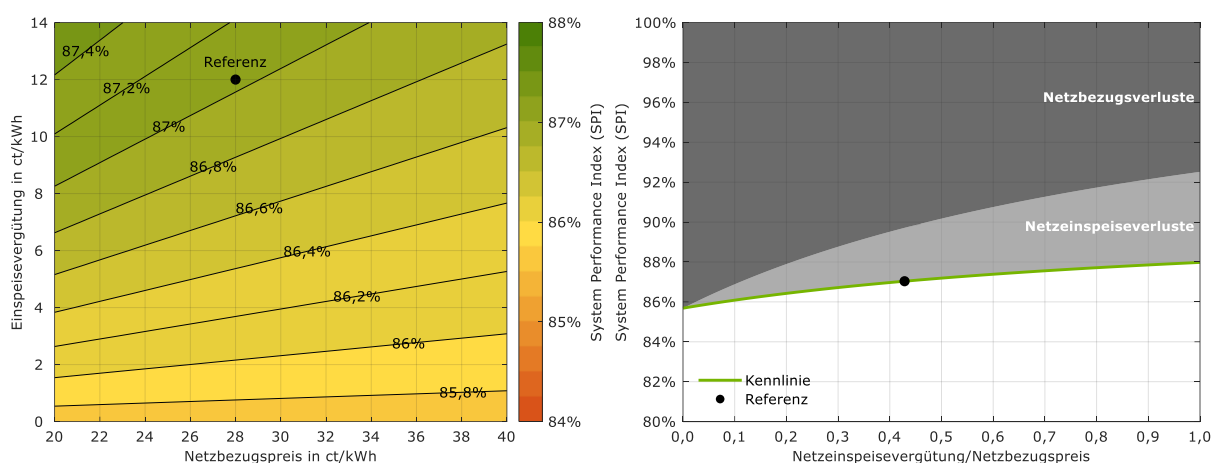


Bild 5.2 Links: Abhängigkeit des SPI von der Einspeisevergütung und vom Netzbezugspreis. Rechts: SPI als Funktion der auf den Netzbezugspreis normierten Einspeisevergütung (Referenz: Einspeisevergütung 12 ct/kWh und Netzbezugspreis 28 ct/kWh).

5.2 Simulationsabhängige Einflussfaktoren

Darüber hinaus werden die Berechnungsergebnisse von der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen und vom Detaillierungsgrad der verwendeten Simulationsmodelle beeinflusst. Die damit verbundenen Auswirkungen werden im Folgenden beschrieben.

5.2.1 Zeitliche Auflösung

Einen wesentlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse hat die zeitliche Auflösung der Simulationsrechnungen, die auch als Simulationszeitschrittweite bezeichnet wird. In mehreren Publikationen wurden bereits die mit der Vergrößerung der Simulationszeitschrittweite einhergehenden Auswirkungen auf die berechneten Betriebsergebnisse der PV-Batteriesysteme untersucht [23], [152], [153]. Bisherige Arbeiten basieren jedoch überwiegend auf Eingangsdaten mit einer zeitlichen Auflösung von mindestens 1 min. Zahlreiche Simulationsstudien zu PV-Batteriesystemen wurden mit 15-minütiger oder teilweise sogar nur mit einstündiger Zeitschrittweite durchgeführt [154]–[159]. Dadurch blieben die Effekte kurzzeitiger Fluktuationen der Last und Erzeugung im Sekundenbereich meist außer Acht. Das dynamische Systemverhalten ist bisher nur in wenigen Arbeiten berücksichtigt worden [85], [104], [136]. Ein Grund hierfür ist vermutlich die geringe Verfügbarkeit von zeitlich hoch aufgelösten Datensätzen. Je nach Berechnungsansatz und Fragestellung ist auch die Rechenzeit ein limitierender Faktor, die unter anderem von der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen abhängt.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen der Simulationszeitschrittweite indirekt untersucht, indem die zeitliche Auflösung der Eingangszeitreihen (Leistungsabgabe des PV-Generators und elektrische Last) zwischen 1 s und 1 h variiert wird. Die Simulation des Systemverhaltens erfolgt mit dem eingangs beschriebenen Modell weiterhin in einsekündiger Auflösung. Andernfalls müsste bei größeren Simulationszeitschrittweiten die Lade- und Entladeregung des Simulationsmodells angepasst werden (vgl. [23], [160]). Bei der Interpretation der Ergebnisse dieses Unterkapitels ist zu beachten, dass die Charakteristik des Lastprofils die Effekte aufgrund der größeren zeitlichen Auflösung beeinflusst [153]. Zur Abbildung der dynamischen Regelungsabweichungen sollte die Zeitschrittweite der Simulationsrechnungen bzw. die zeitliche Auflösung der Eingangsdaten die Einschwingzeit der Batteriesystemregelung nicht übersteigen. Da sich das Referenzsystem im Mittel nach rund 11 s im eingeschwungenen Zustand befindet, lässt sich folglich das dynamische Verhalten des Batteriesystems mit Simulationszeitschrittweiten von 1 min oder länger nicht abbilden. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen werden daher die Untersuchungen im Rahmen dieses Unterkapitels ohne den Einfluss der dynamischen Regelungsabweichungen durchgeführt.

In Bild 5.3 ist der zeitliche Verlauf der Leistungsflüsse des Referenzsystems an einem exemplarischen Tag für Mittelungsintervalle der Eingangsdaten zwischen 1 s und 1 h veranschaulicht. Der einsekündig aufgelöste Tagesgang der PV-Leistungsabgabe ist von hochfrequenten Schwankungen geprägt, welche an Tagen mit wechselnder Bewölkung typisch sind [161].

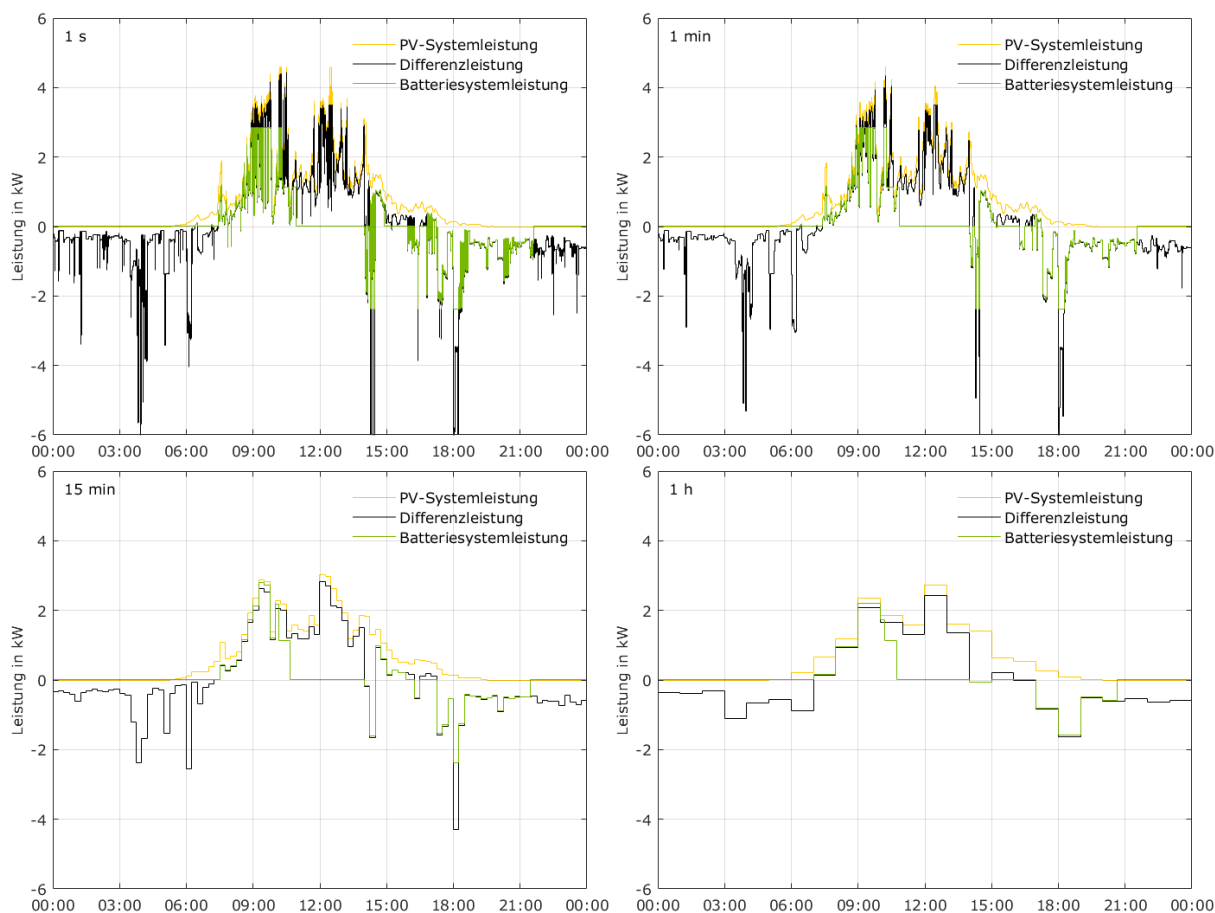


Bild 5.3 Leistungsflüsse des PV-Batteriesystems an einem exemplarischen Tag bei einer zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten von 1 s (oben links), 1 min (oben rechts), 15 min (unten links) und 1 h (unten rechts).

Des Weiteren lassen sich anhand des einsekündigen Verlaufs der Differenzleistung kurzzeitige Lastspitzen erkennen. Mit zunehmendem Mittelungsintervall geht diese Dynamik allerdings verloren. Besonders auffällig ist die dadurch hervorgerufene Absenkung der kurzzeitig auftretenden Spitzen der Last und der PV-Erzeugung. Die Mittelungseffekte beeinflussen dabei in der Regel den Verlauf der Last stärker als den Verlauf der PV-Leistungsabgabe [162], [163]. Folglich wirkt sich die Länge des Mittelungsintervalls auch auf die resultierende Gleichzeitigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs aus. Je größer die zeitliche Auflösung ist, desto höher ist der ermittelte PV-Direktverbrauch. Dieser Zusammenhang wurde bereits mehrfach nachgewiesen [17], [23], [152], [164], [165].

Die durch die Mittelwertbildung bedingte Glättung des Verlaufs der Differenzleistung verändert zudem das simulierte Batteriesystemverhalten. Die Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriesystems ist ebenfalls in Bild 5.3 aufgeführt. Bei größeren zeitlichen Auflösungen treten seltener Wechsel zwischen negativen und positiven Differenzleistungswerten auf. Hierzu kommt es, wenn die Leistungsaufnahme der elektrischen Verbraucher die Leistungsabgabe des PV-Systems abwechselnd über- und unterschreitet. Wie sich anhand der einsekündigen Leistungsverläufe in Bild 5.3 (links oben) ablesen lässt, treten am Vormittag des dargestellten Tages mehrere kurzzeitige Entladephase auf. Aufgrund der beschriebenen Mittelungseffekte lassen sich diese Entladevorgänge bereits in der Simulation auf Basis von einminütig aufgelösten Eingangsdaten nicht mehr beobachten. Grundsätzlich verringert sich daher

die Häufigkeit von sehr geringen Zyklentiefen des Batteriespeichers mit zunehmender Simulationszeitschrittweite [85].

Weiterhin beeinflusst die zeitliche Auflösung die Höhe der auftretenden Lade- und Entladeleistung. In der Simulation auf Basis von Stundenmittelwerten erreicht das Batteriesystem an dem dargestellten Tag durch den stetigeren Verlauf der Differenzleistung weder seine maximale Ladeleistung (2,84 kW) noch seine maximale Entladeleistung (2,37 kW). In der Folge treten in den Abendstunden keine Restriktionen aufgrund der Dimensionierung des Batterieumrichters auf (vgl. Bild 5.3 unten rechts). Der Einfluss der Leistungsbegrenzung des Batterieumrichters ist allerdings bei höherer zeitlicher Auflösung deutlich zu erkennen. Damit verbunden ändert sich auch der Zeitpunkt, an dem die Entladung des Batteriespeichers endet. An dem in Bild 5.3 dargestellten Tag ist der Batteriespeicher umso früher entladen, je gröber die zeitliche Auflösung ist.

Wie die einsekündig aufgelösten Leistungsverläufe in Bild 5.3 (links oben) zeigen, werden die zwischen 14:00 Uhr und 15:00 Uhr auftretenden Leistungsdefizite nur anteilig durch das Batteriesystem gedeckt. Die Ursache hierfür liegt in der Begrenzung der Entladeleistung. Bei der 15-minütigen Auflösung (Bild 5.3 links unten) kommt diese Restriktion durch die Absenkung der Lastspitzen fast nicht mehr zum Vorschein. Die Mittelungseffekte führen sogar dazu, dass dieser Entladevorgang in der Simulation auf Basis der Stundenmittelwerte fast vollständig eliminiert wird. Zur korrekten Abbildung von kurzzeitigen Entladevorgängen und anschließenden Ladevorgängen ist daher eine hohe zeitliche Auflösung der Eingangszeitreihen entscheidend.

Um die statistische Relevanz des zuletzt beschriebenen Effekts festzustellen, sind längere Betrachtungszeiträume erforderlich. Daher wurde das Betriebsverhalten des Referenzsystems mit den unterschiedlich aufgelösten Eingangsdaten über ein gesamtes Jahr simuliert. In Bild 5.4 sind die resultierenden Tagesgänge der jährlichen Energieaufnahme und -abgabe des Batteriesystems dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit der verschiedenen Tagesgänge wurde ein einheitliches Intervall von 1 h für die Darstellung gewählt. Beim Vergleich der tageszeitlichen Verteilung der Energieaufnahme und Energieabgabe des Batteriesystems ist die unterschiedliche Skalierung der vertikalen Achsen zu beachten. Unabhängig von der zeitlichen Auflösung wird das Batteriesystem weitgehend im Zeitraum zwischen 6:00 Uhr und 18:00 Uhr geladen. Durch die Bereitschaftsverluste nimmt das Batteriesystem auch in den Nachtstunden Energie auf.

Fast antizyklisch zur tageszeitlichen Verteilung der Energieaufnahme erfolgt die Energieabgabe. Einen Großteil der Energie gibt das Batteriesystem in den Abendstunden zwischen 18:00 Uhr und 21:00 Uhr ab. In diesem Zeitraum fällt die Energieabgabe des Batteriesystems umso höher aus, je gröber die zeitliche Auflösung der Eingangsdaten ist. Zu erklären ist dies durch die Glättungseffekte, die zur Absenkung der abendlichen Lastspitzen führen. Wie zuvor erläutert, fallen mit abnehmender zeitlicher Auflösung die Restriktionen aufgrund der begrenzten Entladeleistung geringer aus. Es kann somit mehr Energie vom Batteriesystem in diesem Zeitraum abgegeben werden (vgl. Bild 5.3).

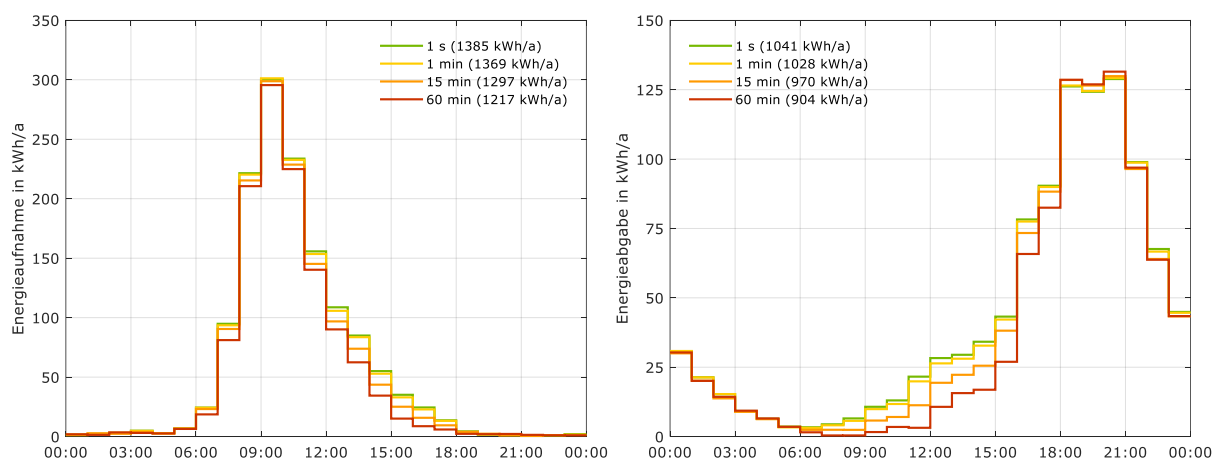


Bild 5.4 Einfluss der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten auf die tageszeitliche Verteilung der Energieaufnahme (links) und Energieabgabe (rechts) des Batteriesystems (Angabe in Klammern hinter der Legendenbeschriftung entspricht der Energiesumme).

Bild 5.4 (rechts) macht deutlich, dass die größten Unterschiede in der Energieabgabe des Batteriesystems zwischen den verschiedenen zeitlichen Auflösungen in den Mittags- und Nachmittagsstunden auftreten. In der Simulation mit einsekündig aufgelösten Eingangsdaten ist das Batteriesystem tagsüber häufig kurzzeitigen Entladevorgängen ausgesetzt. Bei 15-minütiger oder einstündiger Auflösung wird tagsüber deutlich weniger Energie abgegeben, weshalb auch weniger Energie zur Nachladung des Batteriespeichers aufgenommen wird (vgl. Bild 5.4 links). Mit der Vergrößerung des Mittelungsintervalls von 1 s auf 1 h geht daher die Reduktion der jährlichen Energieaufnahme des Batteriesystems von 1385 kWh/a auf 1217 kWh/a einher. Die Energieabgabe verringert sich von 1041 kWh/a um 13% auf 904 kWh/a. Insbesondere in Simulationsstudien mit einer zeitlichen Auflösung von 1 h wird daher der Energiedurchsatz und somit der Nutzen der Batteriesysteme systematisch unterschätzt.

In Bild 5.5 (links) ist die leistungsabhängige Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Batteriesystems dargestellt, die aus der Systemsimulation mit den unterschiedlich aufgelösten Eingangsdaten ermittelt wurde. Die grundlegende Charakteristik der Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Batteriesystems wurde bereits anhand von Bild 3.8 (links) in Kapitel 3.2 erläutert.

Aus Bild 5.5 (links) geht der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Belastungshäufigkeit des Batteriumrichters hervor. Einerseits lädt und entlädt das Batteriesystem seltener mit der nominalen Leistung, je größer die zeitliche Auflösung ist. Andererseits verringert sich durch die Mittelungseffekte der Energiedurchsatz des Batteriesystems im unteren Leistungsbereich zwischen -0,4 kW und 0,7 kW. Weiterhin wird das Batteriesystem häufiger bei mittleren Lade- und Entladeleistungen betrieben. Die Energieaufnahme in der Leistungsklasse zwischen 1,1 und 1,2 kW nimmt ab, da mit zunehmendem Mittelungsintervall das Batteriesystem seltener in der Ladeschlussphase betrieben wird. Aufgrund der Leistungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz des Batteriumrichters wirkt sich die geänderte Belastungshäufigkeit auch auf die Höhe der resultierenden Umwandlungsverluste aus.

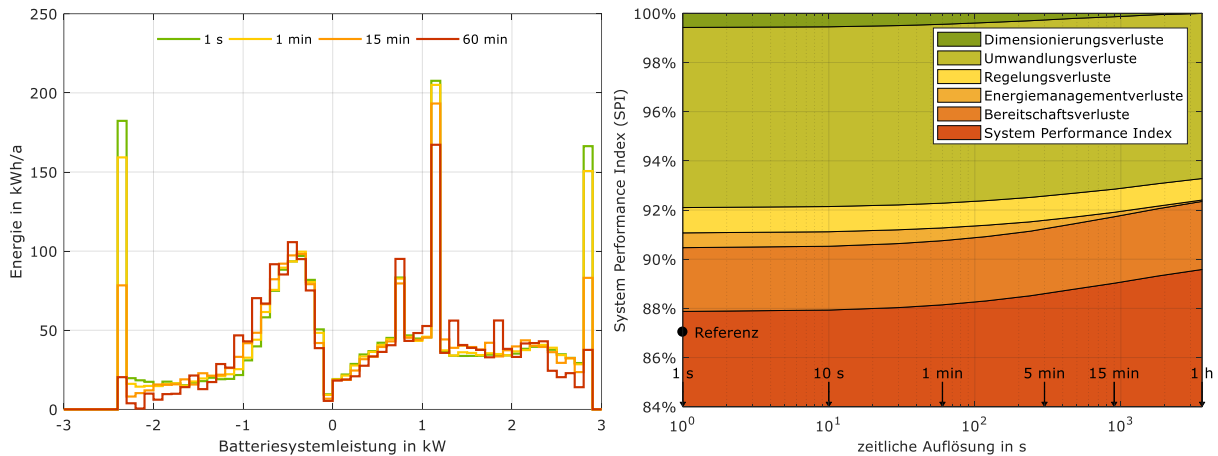


Bild 5.5 Links: Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Batteriesystems für unterschiedliche zeitliche Auflösungen der Eingangsdaten (Klassenbreite 0,1 kW). Rechts: Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI in Abhängigkeit von der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten (Annahme: Vernachlässigung der dynamischen Regelungsabweichungen, Referenz: inklusive dynamische Regelungsabweichungen).

Des Weiteren wurde untersucht, wie sich die Vergrößerung des Mittelungsintervalls auf die einzelnen Verlustmechanismen und auf den resultierenden SPI des Referenzsystems auswirkt. Die hierzu erforderlichen energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse wurden aus der Simulation des Referenzsystems mit den unterschiedlichen Mittelungsintervallen der Eingangsdaten bestimmt. Das theoretische Kosteneinsparungspotenzial des idealen Referenzsystems variiert zwischen 1074 €/a (1 s und 1 min), 1075 €/a (15 min) und 1080 €/a (60 min). Mit dem realen System lässt sich eine Kosteneinsparung von 944 €/a (1 s), 957 €/a (15 min) und 967 €/a (60 min) erzielen. Aus der Simulation mit den einsekündig aufgelösten Eingangsdaten resultiert gemäß Gleichung (4.9) ein SPI von 87,9%. Dagegen steigt der SPI um 1,7 Prozentpunkte auf 89,6% an, wenn das System auf Basis von Stundenmittelwerten simuliert wird.

Die Ursachen für den Anstieg des SPI lassen sich anhand von Bild 5.5 (rechts) identifizieren. Dargestellt ist der Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI in Abhängigkeit von der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten. Wie bereits zuvor beschrieben, bleibt dabei der Einfluss der dynamischen Regelungsabweichungen außer Acht. Je nach Mittelungsintervall variiert die Zusammensetzung der SPI-Verluste. Durch den gedämpften Verlauf der PV-Generatorleistung und der Differenzleistung treten bei einstündiger Auflösung der Eingangsdaten keine Verluste aufgrund der Leistungsbeschränkung des PV-Wechselrichters und des Batterieumrichters auf. Die Reduktion der zeitlichen Auflösung von 1 s auf 1 h verringert die umwandlungsbedingten SPI-Verluste um 0,6 Prozentpunkte. Im Wesentlichen ist hierfür die geänderte Belastungshäufigkeit des Batterieumrichters und Batteriespeichers verantwortlich (vgl. Bild 5.5 links). Da das Batteriesystem seltener an den Leistungsgrenzen betrieben wird, verringert sich auch der Einfluss der stationären Regelungsabweichungen. Die um 0,2 Prozentpunkte reduzierten Regelungsverluste sind allerdings maßgeblich der Lade- und Entladeregulung zuzuschreiben, da tagsüber seltener kurzzeitige Entladephasen auftreten (vgl. Bild 5.4 rechts).

Mit der Vergrößerung des Mittelungsintervalls von 1 s auf 1 h sinken des Weiteren die Energiemanagementverluste um 0,6 Prozentpunkte. Insbesondere im Bereich zwischen 1 und 15 min wird die abgeregelte PV-Energie besonders stark reduziert, wie bereits in [166] nachgewiesen wurde. Aufgrund der

längeren Verweildauer des Batteriesystems im entladenen und vollgeladenen Zustand, steigen die Bereitschaftsverluste um 0,2 Prozentpunkte an.

Grundsätzlich lässt sich somit eine Überlagerung von gegensätzlichen Effekten beobachten, die in Summe den SPI des Referenzsystems insbesondere bei zeitlichen Auflösungen oberhalb von 1 min ansteigen lassen. Demnach kann die Simulation von Batteriesystemen mit kurzen Einschwingzeiten auf Basis von Eingangsdaten mit zeitlichen Auflösungen zwischen 10 s und 1 min als ausreichend erachtet werden. Wie der Referenzpunkt in Bild 5.5 (rechts) zeigt, sind die Effekte der dynamischen Regelungsabweichungen des Referenzsystems allerdings nicht zu vernachlässigen. Im Vergleich zur einsekündigen Simulation ohne Berücksichtigung der dynamischen Systemeigenschaften verringert sich der SPI durch die Regelungsträgheiten um 0,9 Prozentpunkte. Zur Abbildung des Betriebsverhaltens des Referenzsystems wird daher weiterhin die Simulation auf Basis von einsekündigen Eingangsdaten verfolgt.

5.2.2 Detaillierungsgrad

Neben der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten beeinflusst auch der Detaillierungsgrad der verwendeten Systemmodelle die Simulationsergebnisse und somit den ermittelten SPI. Für die realitätsnahe Simulation des elektrischen Betriebsverhaltens eines PV-Batteriesystems ist ein möglichst hoher Detaillierungsgrad der Modelle vorteilhaft. Mit der Komplexität der Simulationsmodelle steigt allerdings in der Regel auch die Anzahl der erforderlichen Modellparameter. Der geringere Aufwand zur Parametrierung sowie kürzere Rechenzeiten von stark vereinfachten Modellen werden meist mit Einbußen in der Genauigkeit erkaufte.

Zur Simulation der Energieflüsse in Wohngebäuden mit PV-Batteriesystemen finden sich in der Literatur zahlreiche Modelle, die sich in ihrer Komplexität sehr voneinander unterscheiden. Viele techno-ökonomische Simulationsstudien zu PV-Batteriesystemen beschränken sich auf die Abbildung der Dimensionierungs- und Umwandlungsverluste [102], [144], [167]. Die Umwandlungseffizienz der Batteriespeicher und leistungselektronischen Systemkomponenten wird dabei oftmals nur durch konstante Verlustfaktoren abgebildet [168]–[171]. Diese stark vereinfachten Systemmodelle berücksichtigen daher weder die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade noch weitere relevante Verlustmechanismen. Die Abhängigkeit der Umwandlungsverluste von der Auslastung der leistungselektronischen Komponenten ist in den Arbeiten [103], [172]–[174] durch entsprechende Wirkungsgradkennlinien modelliert. Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von Veröffentlichungen, die ihren Fokus auf die Analyse der auftretenden Energiemanagementverluste richten und dementsprechend die Abregelung der PV-Generatorleistung zur Begrenzung der Einspeiseleistung abbilden [45], [47], [175], [176].

Bisher herrscht die gängige Praxis vor, die Regelungs- und Bereitschaftsverluste der PV-Batteriesysteme in den Simulationsuntersuchungen zu vernachlässigen. Daher werden selten Modelle verwendet, in denen die dynamischen Regelungsabweichungen der Batteriesystemregelung abgebildet sind [78], [85], [104]. Stationäre Regelungsabweichungen bleiben in der Regel unberücksichtigt.

Das Systemverhalten der Batteriesysteme im Leerlauf- und Standby-Betrieb wird nur vereinzelt abgebildet [104], [177]. Auf einen Abgleich der Simulationsergebnisse mit Messergebnissen wird in den meisten Arbeiten verzichtet. Ergebnisse der Modellvalidierung anhand von mehrtägigen Anwendungstests im Labor finden sich in [104] und [126].

Ein weiterer Aspekt, der in den zuvor beschriebenen Modellen meist unberücksichtigt bleibt, ist die Spannungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade. Um diese Eigenschaft abzubilden, werden üblicherweise elektrische Ersatzschaltmodelle zur Bestimmung der Batterieklemmenspannung verwendet [178]. Da sich diese Modelle jedoch nicht mit den Messergebnissen gemäß Effizienzleitfaden parametrieren lassen, wird dieser Modellansatz nicht näher betrachtet. Für das Referenzsystem konnten auch ohne Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz zufriedenstellende Validierungsergebnisse erzielt werden (vgl. Kapitel 2.2).

Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Vereinfachung des in Kapitel 2.1 beschriebenen Simulationsmodells auf die ermittelten Betriebsergebnisse und folglich auf den SPI des Referenzsystems auswirkt. In Anlehnung an die in der Literatur zu findenden Modelle wird nachfolgend zwischen fünf Modellansätzen mit zunehmend reduziertem Detaillierungsgrad unterschieden:

- Variante 1: Ursprüngliches Modell
- Variante 2: Ursprüngliches Modell mit leistungsunabhängigem Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers
- Variante 3: Ursprüngliches Modell mit leistungsunabhängigem Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers und des Batterieumrichters
- Variante 4: Ursprüngliches Modell ohne Berücksichtigung der Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste
- Variante 5: Ursprüngliches Modell mit leistungsunabhängigem Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers und des Batterieumrichters sowie ohne Berücksichtigung der Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste

Die Auswirkungen der Modellvereinfachungen werden im Vergleich zu Variante 1 analysiert, die dem eingangs beschriebenen Simulationsmodell entspricht und daher als Referenz dient. Zur Abbildung der Modellvarianten 2 bis 5 werden die Modellparameter der einzelnen Verlustfaktoren entsprechend angepasst. Die Effekte aufgrund der Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste werden in den Varianten 4 und 5 eliminiert. Der konstante Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers wird in den Varianten 2, 3 und 5 mit 92,9% angesetzt. Dieser Wert entspricht dem Mittelwert der Batteriewirkungsgrade, die gemäß Effizienzleitfaden bei 25%, 50% und 100% der nominalen Lade- und Entladeleistung bestimmt wurden (vgl. Anhang A.2.2).

Den Varianten 3 und 5 liegen zusätzlich konstante Umwandlungswirkungsgrade des Batterieumrichters im Lade- und Entladebetrieb zugrunde. Die Umwandlungswirkungsgrade des Batterieumrichters werden nach dem Effizienzleitfaden an acht Stützstellen bestimmt, die zur Auslastung des Batterieumrichters bei 5%, 10%, 20%, 25%, 30%, 50%, 75% und 100% der nominalen Leistung führen [67]. Der daraus resultierende mittlere Batterieumrichterwirkungsgrad beträgt im Ladebetrieb 92,8% und im Entladebe-

trieb 93,7%. Dabei ist anzumerken, dass aufgrund der ausgeprägten Leistungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz die Wahl der Stützstellen den Mittelwert des Batterieumrichterwirkungsgrads beeinflusst.

Zur Illustration der vereinfachten Berücksichtigung der Batterieumrichterverluste durch die Modellvarianten 3 und 5 ist in Bild 5.6 (links) der Wirkungsgradverlauf des Batterieumrichters für das ursprüngliche und vereinfachte Modell aufgetragen. Es zeigt sich, dass im Ladebetrieb bei einer AC-Leistungsaufnahme zwischen 0,3 und 2,2 kW das vereinfachte Modell den Wirkungsgrad unterschätzt. Im Entladebetrieb ist dies der Fall, sobald das Batteriesystem mehr als 0,4 kW abgibt. Die größten Wirkungsgradunterschiede zwischen den Modellansätzen treten bei sehr geringen Lade- und Entladeleistungen auf. Die Unterschiede in der resultierenden Verlustleistung sind aufgrund der geringen Auslastung des Batterieumrichters in diesem Leistungsbereich allerdings nicht überproportional hoch, wie Bild 5.6 (rechts) veranschaulicht. Die Verlustleistung wird durch das vereinfachte Modell gegenüber dem ursprünglichen Modell bei nominaler Ladeleistung um 29 W unterschätzt und bei nominaler Entladeleistung um 35 W überschätzt.

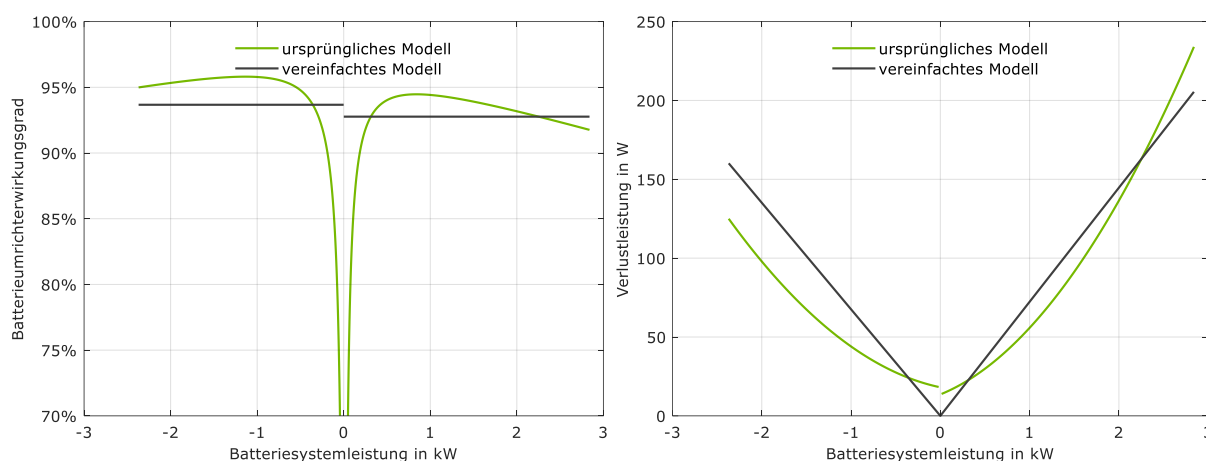


Bild 5.6 Einfluss der Batteriesystemleistung auf den Wirkungsgrad (links) und auf die Verlustleistung (rechts) des Batterieumrichters für die verschiedenen Modellansätze.

Die mit den fünf Modellvarianten ermittelten Betriebsergebnisse des Referenzsystems sind in Tabelle 5.1 gegenübergestellt. Die Simulationsergebnisse des ursprünglichen Modells (Variante 1) sind identisch mit den bereits in Kapitel 4.5 erläuterten Ergebnissen. Im Vergleich dazu steigt aufgrund der Vernachlässigung der Leistungsabhängigkeit des Batteriewirkungsgrads durch Variante 2 die Kosteneinsparung um rund 1 €/a und der SPI um rund 0,2 Prozentpunkte an. Dieser Ansatz unterschätzt daher die beim Referenzsystem auftretenden Verluste des Batteriespeichers nur marginal. Der resultierende SPI fällt bei Variante 3 verglichen zu Variante 2 um 0,2 Prozentpunkte geringer aus. Die konstanten Batterieumrichterwirkungsgrade bringen folglich gegenüber dem ursprünglichen Modell etwas höhere Umwandlungsverluste des Batterieumrichters mit sich. Die Effekte aufgrund der vereinfachten Abbildung der Batteriespeicher- und Batterieumrichterverluste kompensieren sich allerdings, sodass der SPI von Variante 3 sogar identisch mit dem ursprünglichen SPI von Variante 1 ist.

Gegen die Schlussfolgerung, dass die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade grundsätzlich vernachlässigbar ist, sprechen jedoch mehrere Gründe. Einerseits variiert der Verlauf der Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Umwandlungspfade je nach System [86]. Andererseits ist das Belastungsprofil des Batteriesystems entscheidend von der Systemdimensionierung und vom Verbraucherverhalten des Wohngebäudes abhängig [91]. Wie gut sich das reale Betriebsverhalten durch leistungsunabhängige Umwandlungswirkungsgrade des Batteriespeichers und des Batterieumrichters abbilden lässt, hängt somit von den Systemeigenschaften und vom Anwendungsfall ab.

Einen weitaus größeren Einfluss auf den SPI hat die übliche Vernachlässigung der Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste. Mit 92,1% erzielt Variante 4 den höchsten SPI der untersuchten Modellvarianten. Die auftretenden Verluste werden durch diese Modellvereinfachungen somit deutlich unterschätzt. Werden bei Variante 5 zusätzlich die Umwandlungswirkungsgrade konstant gehalten, sinkt der SPI auf 92,0%.

Die mit Variante 5 ermittelte Kosteneinsparung des Referenzsystems beläuft sich auf 988 €/a. Ohne Batteriesystem kann durch das 5-kWp-PV-System eine Kosteneinsparung von 837 €/a erreicht werden. Variante 5 beziffert demnach den ausschließlich durch das Batteriesystem erzielten finanziellen Vorteil auf 151 €/a. Aus der detaillierteren Systemsimulation mit Variante 1 resultiert jedoch nur ein finanzieller Vorteil des Batteriesystems von 98 €/a. Simulationsstudien, die auf stark vereinfachten Modellen basieren, überschätzen daher den Mehrwert der Batteriesysteme. Um den energetischen und ökonomischen Nutzen der PV-Batteriesysteme präzise zu ermitteln, sollten daher neben den Umwandlungsverlusten insbesondere die Regelungs- und Bereitschaftsverluste der Batteriesysteme berücksichtigt werden.

Tabelle 5.1 Energetische und ökonomische Betriebsergebnisse sowie SPI des Referenzsystems für die unterschiedlichen Modellansätze.

Bezeichnung	Kürzel	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5
Netzeinspeisung	E_{AC2G}	2278 kWh/a	2280 kWh/a	2275 kWh/a	2251 kWh/a	2249 kWh/a
Netzbezug	E_{G2AC}	2648 kWh/a	2643 kWh/a	2650 kWh/a	2443 kWh/a	2444 kWh/a
Kosteneinsparung	ΔC	935 €/a	936 €/a	934 €/a	989 €/a	988 €/a
System Performance Index	SPI	87,0%	87,2%	87,0%	92,1%	92,0%

5.3 Gebäudeabhängige Einflussfaktoren

Das Betriebsverhalten eines PV-Batteriesystems wird vom zeitlichen Verlauf der elektrischen Last und der PV-Leistungsabgabe beeinflusst. Das Lastprofil eines Gebäudes hängt unter anderem von der technischen Ausstattung des Gebäudes und vom Nutzerverhalten der Bewohner ab. Die Orientierung der Dachflächen beeinflusst den Verlauf des PV-Erzeugungsprofils. Wie sich diese beiden Einflussfaktoren auf den SPI des Referenzsystems auswirken, wird im Folgenden näher untersucht.

5.3.1 Lastprofil

Grundsätzlich wird der zeitliche Verlauf des elektrischen Energieverbrauchs der Wohngebäude von zahlreichen Einflüssen bestimmt [179], [180]. Mehrfach wurde bereits aufgezeigt, dass die berechneten Betriebsergebnisse der PV-Batteriesysteme entscheidend von der Charakteristik der zugrunde liegenden Lastprofile beeinflusst werden [22], [152], [154], [168], [181]. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Lastprofilabhängigkeit des SPI anhand eines frei verfügbaren Datensatzes analysiert [182]. Darin enthalten sind einsekündige Zeitreihen des elektrischen Energieverbrauchs von Wohngebäuden über den Zeitraum von einem Jahr. Für die nachfolgenden Untersuchungen wurden aus diesem Datensatz insgesamt 70 Lastprofile mit einem elektrischen Energieverbrauch zwischen 2,3 und 7,5 MWh/a herangezogen. Im Mittel beträgt der elektrische Energieverbrauch 4,7 MWh/a.

Bild 5.7 (links) vergleicht den jahreszeitlichen Verlauf des Referenzprofils mit dem mittleren Verlauf der 70 Lastprofile. Hierzu wurde der prozentuale Anteil der wöchentlichen Verbräuche am gesamten Jahresverbrauch bestimmt. Der mittlere Verlauf macht die typische jahreszeitliche Charakteristik mit erhöhten Verbräuchen im Winterhalbjahr und geringeren Verbräuchen in den Sommermonaten sichtbar [64]. Je nach Profil kann sich eine davon abweichende jahreszeitliche Charakteristik ergeben, wie aus dem dargestellten 90%-Konfidenzintervall der 70 Lastprofile hervorgeht. Jahreszeitliche Unterschiede im Verlauf der Lastprofile sind oftmals durch den Einsatz unterschiedlicher Technologien zur Raumklimatisierung und Gebäudeheizung begründet [22]. Während Klimaanlage zu höheren Verbräuchen im Sommer führen, lassen Wärmepumpen den elektrischen Energieverbrauch in den Wintermonaten ansteigen [64]. Abgesehen von einzelnen Wochen während der Ferienzeit gibt das Referenzprofil die durchschnittliche jahreszeitliche Charakteristik der Lastprofile gut wieder.

Bild 5.7 (rechts) vergleicht den jahresmittleren Tagesgang der Lastprofile, der maßgeblich von den Anwesenheitszeiten und vom Verbrauchsverhalten der Bewohner bestimmt wird. Typisch für Wohngebäude ist der erhöhte Verbrauch in den Abendstunden und der geringe Verbrauch in den Nachtstunden [183]. Im Vergleich zum mittleren Verlauf der 70 Lastprofile treten beim Referenzprofil gehäuft Lastspitzen am frühen Vormittag sowie zur Mittagszeit auf. Zudem fällt die abendliche Verbrauchsspitze geringer und der nächtliche Verbrauch höher aus.

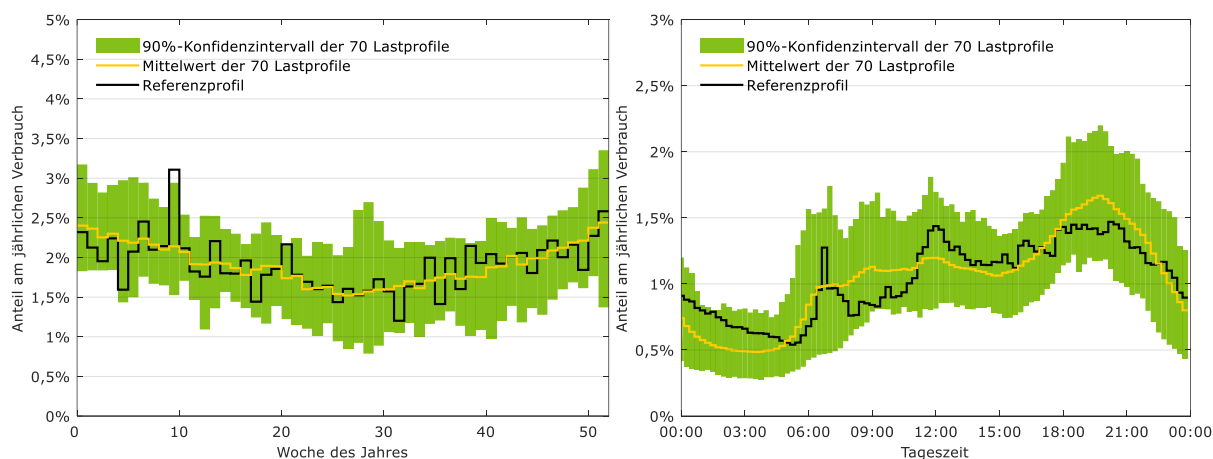


Bild 5.7 Saisonaler Verlauf (links) und tageszeitlicher Verlauf (rechts) des Referenzprofils sowie der 70 Lastprofile.

Die unterschiedliche jahres- und tageszeitliche Charakteristik der Lastprofile wirkt sich auch auf die Betriebsergebnisse des realen und idealen PV-Batteriesystems aus. In Bild 5.8 (links) sind die resultierenden SPI-Werte über den jährlichen Energieverbrauch der einzelnen Lastprofile aufgetragen. Der SPI des Referenzsystems variiert je nach Lastprofil zwischen 85,7% und 88,0%. Mittelwert und Median der 70 SPI-Werte betragen jeweils 87,2%. Demnach liegt der SPI des Referenzprofils 0,2 Prozentpunkte unter dem mittleren SPI der 70 Lastprofile. Eine ausgeprägte Abhängigkeit des SPI von der Höhe des jährlichen Energieverbrauchs ist nicht zu erkennen.

Um die Ursachen für die Unterschiede zu analysieren, ist in Bild 5.8 (rechts) für die einzelnen Lastprofile die Abweichung der SPI-Werte vom Mittelwert der Höhe nach sortiert dargestellt. Des Weiteren ist für die 70 Lastprofile die Abweichung der einzelnen SPI-Verluste von den mittleren SPI-Verlusten aufgetragen. Daraus lässt sich der Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur resultierenden SPI-Abweichung ermitteln. Letztere entspricht der Bilanz aus den negativen und positiven Abweichungen der einzelnen Verlustmechanismen. Für die 15 höchsten SPI-Werte sind größtenteils unterdurchschnittliche Umwandlungs- und Energiemanagementverluste verantwortlich. Diese gehen häufig mit leicht erhöhten Regelungs- und Bereitschaftsverlusten einher.

Die geringsten SPI-Werte sind auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen. Meist sind überdurchschnittliche Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Energiemanagement- oder Bereitschaftsverluste verantwortlich. Bei einzelnen Lastprofilen mit ausgeprägten Lastspitzen ist die Abweichung vom mittleren SPI insbesondere durch die Dimensionierungsverluste verursacht. Da das jeweilige Lastprofil sowohl die Betriebsergebnisse des idealen Systems als auch die des realen Systems beeinflusst, ist der resultierende SPI grundsätzlich einer vergleichsweise geringen Lastprofilabhängigkeit ausgesetzt. In der Praxis kann das Lastprofil und somit das Betriebsverhalten eines PV-Batteriesystems durch den Einsatz von verschiebbaren Lasten beeinflusst werden [184]. Darüber hinaus sei anzumerken, dass sich das Lastprofil eines Wohngebäudes während der Nutzungsdauer des PV-Batteriesystems ändern kann.

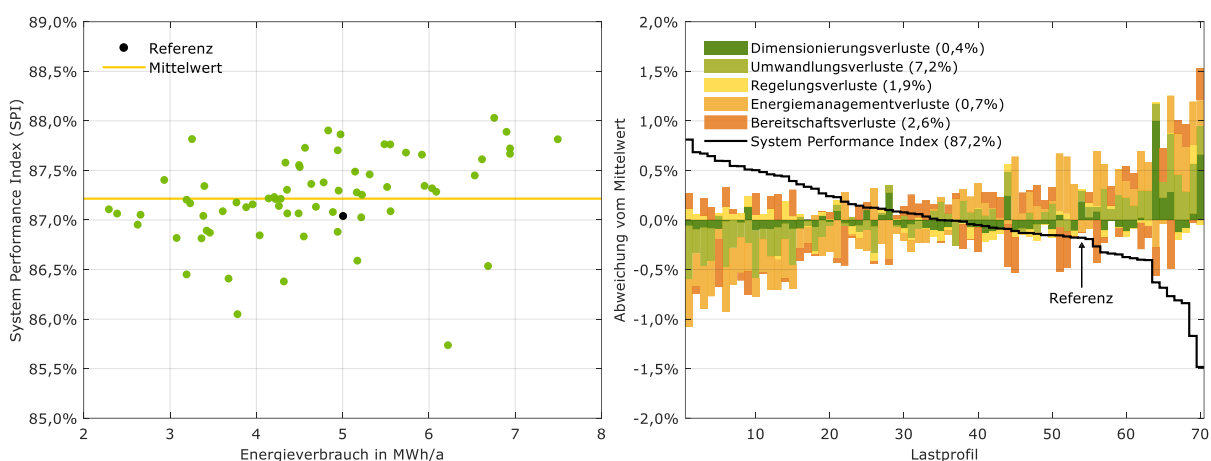


Bild 5.8 Links: SPI des Referenzsystems für 70 Haushalte in Abhängigkeit von dem jährlichen Energieverbrauch. Rechts: Ursachen für die Abweichung des SPI vom Mittelwert der 70 Haushalte (Angabe in Klammern hinter der Legendenbeschriftung entspricht dem jeweiligen Mittelwert).

5.3.2 PV-Generatororientierung

Mehrere Arbeiten haben bereits den Einfluss der Orientierung (Ausrichtung und Neigung) des PV-Generators auf die Betriebsergebnisse von PV-Batteriesystemen analysiert [64], [185], [186]. Die optimale Orientierung des PV-Generators kann dabei je nach Lastprofil unterschiedlich ausfallen [64]. Für das Referenzsystem wurde angenommen, dass der PV-Generator auf einer südlich ausgerichteten Dachfläche mit einem Neigungswinkel von 35° installiert ist (vgl. Kapitel 2.1.1). Wie sich die Änderung der Ausrichtung des PV-Generators auf den SPI des Referenzsystems auswirkt, ist in Bild 5.9 (links) dargestellt. Während bei südlicher Ausrichtung (0°) ein SPI von 87,0% erreicht wird, fällt der SPI bei östlicher Ausrichtung (-90°) bzw. westlicher Ausrichtung (90°) auf 86,6% bzw. 86,5% ab.

Zudem geht aus der Darstellung der Einfluss der Ausrichtung auf die Zusammensetzung der SPI-Verluste hervor. Ist der PV-Generator nach Osten oder Westen ausgerichtet, verringern sich einerseits die Dimensionierungsverluste, da seltener Erzeugungsspitzen oberhalb der Nennleistung des PV-Wechselrichters auftreten. Andererseits fallen die Umwandlungsverluste höher aus, da sowohl der PV-Wechselrichter als auch der Batterieumrichter häufiger bei geringen Umwandlungswirkungsgraden im unteren Teillastbereich betrieben wird. Die Höhe der Regelungsverluste bleibt nahezu unverändert. Bei westlicher oder östlicher Ausrichtung des PV-Generators treten nahezu keine Energiemanagementverluste auf. Die Bereitschaftsverluste steigen bei zunehmender Abweichung von der südlichen Ausrichtung an, da sich der Energiedurchsatz durch das Batteriesystem verringert und dementsprechend die Verweildauer im entladenen Zustand ansteigt. In Summe gleichen sich die einzelnen Effekte teilweise aus, sodass der resultierende SPI des Referenzsystems nur um maximal 0,5 Prozentpunkte variiert.

Die Abhängigkeit des SPI von der Ausrichtung und Neigung des PV-Generators geht aus Bild 5.9 (rechts) hervor. Der höchste SPI-Wert (87,2%) resultiert bei einem um 10° geneigten und südlich ausgerichteten PV-Generator. Wird der PV-Generator vertikal an einer südlich ausgerichteten Fassade montiert, fällt der SPI durch den Anstieg der Umwandlungs-, Regelungs- und Bereitschaftsverluste auf 85% ab. PV-Anlagen mit einem Neigungswinkel von mehr als 60° sind in der Praxis jedoch nur selten vorzufinden [111]. Im Bereich der für Wohngebäude typischen Neigungswinkel zwischen 25° und 45° (vgl. [111]) lässt sich nur eine geringe Variation des SPI feststellen.

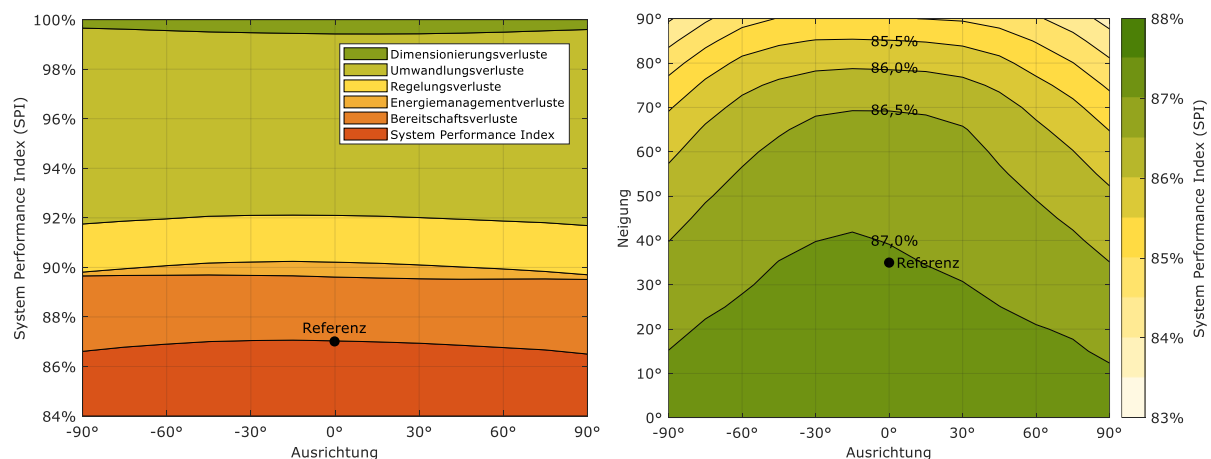


Bild 5.9 Links: Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI in Abhängigkeit von der Ausrichtung des PV-Generators (Neigung 35°). Rechts: Einfluss der Orientierung des PV-Generators auf die Höhe des SPI.

5.4 Dimensionierungsabhängige Einflussfaktoren

Die vorangegangenen Sensitivitätsanalysen wurden lediglich für das Referenzsystem mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp und einer Speicherkapazität von 3,7 kWh durchgeführt. Die Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme wird jedoch auch von der Dimensionierung der Systemkomponenten beeinflusst [93], [146]. Im folgenden Abschnitt wird dargelegt, wie sich die Änderung der Größe des PV-Generators und des Batteriespeichers auf den SPI auswirkt. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, ob ein ineffizienter Betrieb durch eine ungünstige Auslegung der Systemkomponenten hervorgerufen werden kann. Basierend auf den Ergebnissen dieses Kapitels sollen Empfehlungen zur energieeffizienten Systemdimensionierung abgeleitet werden.

5.4.1 PV-Generatorleistung

Zur Analyse der Abhängigkeit des SPI von der PV-Generatorgröße wird die Nennleistung des PV-Generators zwischen 2 und 10 kWp variiert. Dabei wird die Nennleistung des PV-Wechselrichters im gleichen Maße angepasst. Die hierzu erforderlichen Änderungen des Simulationsmodells sind in Anhang A.4 beschrieben.

Die Abhängigkeit der anteiligen Nutzung der AC-Energieabgabe des PV-Systems von der Nennleistung des PV-Generators ist in Bild 5.10 (links) zu sehen. Je kleiner der PV-Generator ist, desto höher ist der Anteil der zeitgleich direkt verbrauchten PV-Energie [64]. Dadurch stehen nur vergleichsweise wenig PV-Überschüsse zur Speicherung im Batteriesystem zur Verfügung. Liegt die PV-Generatorleistung unter 4 kWp, wirkt sich dies negativ auf den Energiedurchsatz des Batteriesystems aus. Mit der Vergrößerung des PV-Generators nimmt die direkt verbrauchte und die zwischengespeicherte PV-Energie zu, allerdings nicht proportional zur erzeugten PV-Energie. Dadurch fallen vermehrt Überschüsse an, die in das Netz eingespeist werden. Des Weiteren muss zur Einhaltung der maximal zulässigen Einspeiseleistung zunehmend mehr PV-Energie abgeregelt werden. Die anteilige Nutzung der PV-Energie hängt somit maßgeblich von der PV-Generatorleistung ab.

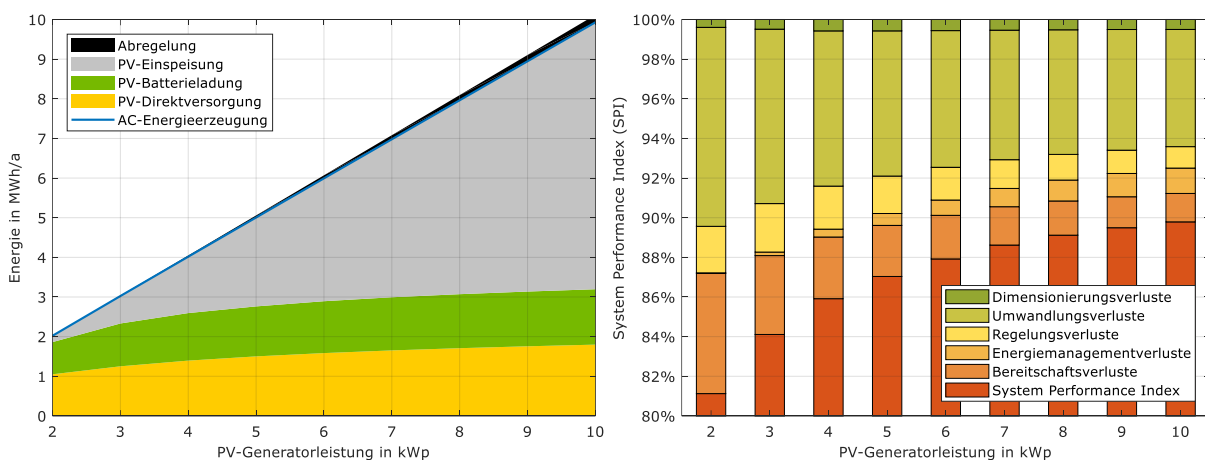


Bild 5.10 Nutzung der erzeugten PV-Energie (links) sowie Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI (rechts) in Abhängigkeit von der Nennleistung des PV-Generators (Speicherkapazität 3,7 kWh).

Bild 5.10 (rechts) veranschaulicht die Abhängigkeit des berechneten SPI von der Nennleistung des PV-Generators. Außerdem ist die Zusammensetzung der SPI-Verluste dargestellt. Die Höhe der einzelnen SPI-Verluste hängt dabei sehr stark von der PV-Generatorgröße ab. Je kleiner die PV-Generatorleistung ist, desto geringer ist der SPI. Hierfür sind insbesondere die überdurchschnittlich hohen Bereitschaftsverluste verantwortlich, da sich das Batteriesystem länger im entladenen Zustand befindet (vgl. Bild 5.12). Die Bedeutung der Bereitschaftsverluste sinkt jedoch mit zunehmender Nennleistung des PV-Generators [146]. Da das Batteriesystem bei höheren PV-Generatorleistungen häufiger in einem effizienteren Leistungsbereich betrieben wird, sinken die umwandlungsbedingten SPI-Verluste.

Dagegen steigen durch die Vergrößerung des PV-Systems die Energiemanagementverluste. Die Ursache hierfür liegt darin, dass sich die Abregelung zunehmend weniger durch den PV-Direktverbrauch oder durch die PV-Batterieladung vermeiden lässt. Wird die Nennleistung des PV-Generators von 2 auf 10 kWp erhöht, steigt der SPI von 81,1% auf 89,8% an. Der SPI hängt daher entscheidend von der Nennleistung des PV-Systems ab. Der SPI unterschiedlicher PV-Batteriesysteme sollte daher nur bei identischer PV-Generatorgröße verglichen werden. An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass die Kombination des Referenzsystems mit einem 2-kWp-PV-Generator aus energetischen Gründen fraglich ist. In Anhang A.4 ist ergänzend der Einfluss der PV-Generatorleistung auf die in Kapitel 4 vorgestellten Effizienzkennzahlen dargestellt.

5.4.2 Speicherkapazität

Neben der PV-Generatorleistung beeinflusst auch die Speicherkapazität des Batteriespeichers die Betriebsergebnisse des PV-Batteriesystems. Zur Analyse der damit verbundenen Effekte wird die Speicherkapazität des Referenzsystems zwischen 2 und 10 kWh variiert. Die vorgenommenen Modellanspassungen zur Abbildung der unterschiedlichen Speicherkapazitäten sind in Anhang A.4 beschrieben. In Bild 5.11 (links) ist dargestellt, wie sich die Erhöhung der Speicherkapazität von 2 auf 10 kWh auf die anteilige Nutzung der erzeugten PV-Energie auswirkt. Im Vergleich zu einem 2-kWh-Batteriespeicher lässt sich mit einer Speicherkapazität von 10 kWh die PV-Batterieladung um den Faktor 2,4 von 826 auf 1950 kWh/a erhöhen.

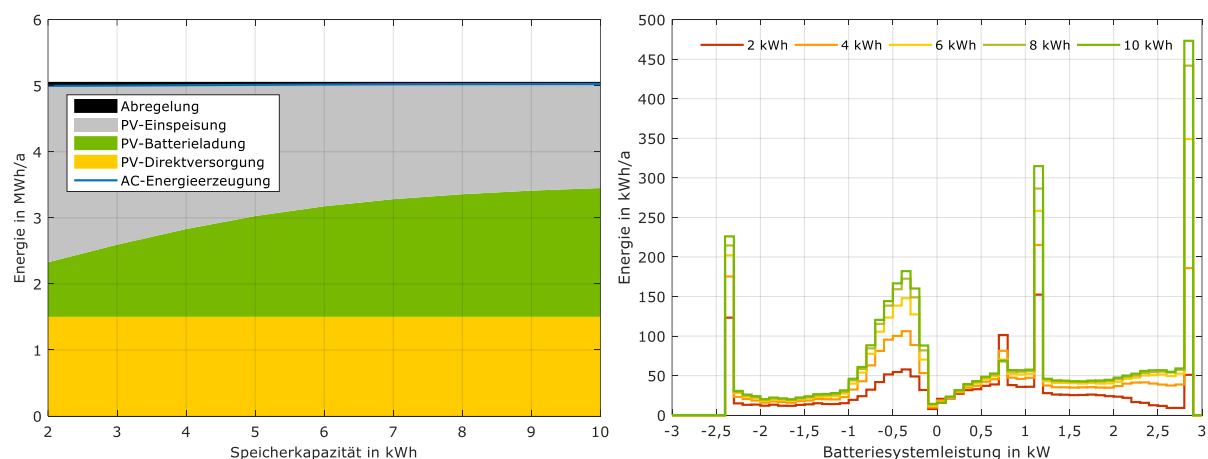


Bild 5.11 Links: Nutzung der erzeugten PV-Energie in Abhängigkeit von der Speicherkapazität (PV-Generatorleistung 5 kWp). Rechts: Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Batteriesystems mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten (Klassenbreite 0,1 kW, PV-Generatorleistung 5 kWp).

Mit steigender SpeichergroÙe fällt der pro kWh Speicherkapazität zusätzlich erzielte Energiedurchsatz des Batteriesystems zunehmend geringer aus. Dieser Sättigungseffekt wurde bereits durch zahlreiche Arbeiten nachgewiesen [181], [187]–[189]. Der Energiedurchsatz des Batteriesystems lässt sich mit größeren Speicherkapazitäten nur noch wenig erhöhen, sobald der Batteriespeicher im Sommerhalbjahr häufiger nicht mehr täglich vollständig entladen wird.

Wie Bild 5.11 (rechts) veranschaulicht, variiert mit der Speicherkapazität auch die Belastung des Batterieumrichters und des Batteriespeichers. Dabei fällt auf, dass der 2-kWh-Batteriespeicher vergleichsweise wenig Energie bei hohen Ladeleistungen aufnimmt. Lediglich in der Leistungsklasse zwischen 0,7 und 0,8 kW nimmt das System mehr Energie auf, da es häufiger aus dem Netz zur Kompensation des DC-seitigen Standby-Verbrauchs nachgeladen werden muss. Dagegen wird der Batteriespeicher mit steigender Speicherkapazität zunehmend mit der reduzierten Ladeleistung während der Ladeschlussphase (1,14 kW) sowie mit der nominalen Leistung (2,84 kW) geladen.

Die Speicherkapazität beeinflusst zudem die Verteilung der Energieabgabe des Batteriesystems. Insbesondere im unteren Teillastbereich zwischen -1 und 0 kW ist ein überproportionaler Anstieg des Energiedurchsatzes mit steigender Speicherkapazität zu beobachten. Je größer der Batteriespeicher ist, desto häufiger wird das Batteriesystem bei geringem Lastbedarf in den späten Nachtstunden entladen. Darüber hinaus beeinflusst die Größe des Batteriespeichers die Verweildauer des Batteriesystems im Bereitschaftsbetrieb, wie Bild 5.12 zeigt. Das Referenzsystem mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp und einer Speicherkapazität von 3,7 kWh befindet sich 1237 h/a im vollgeladenen Zustand und 4285 h/a im entladenen Zustand (vgl. Kapitel 3.5). Dagegen verweilen Batteriesysteme mit kleineren Speicherkapazitäten häufiger an den Grenzen des Ladezustandsbereichs. Wird die Speicherkapazität des Referenzsystems auf 7,4 kWh verdoppelt, ist der Batteriespeicher nur noch 936 h/a vollständig geladen und 3179 h/a entladen. Systeme mit großzügig dimensionierten Speicherkapazitäten sind somit deutlich seltener komplett entladen.

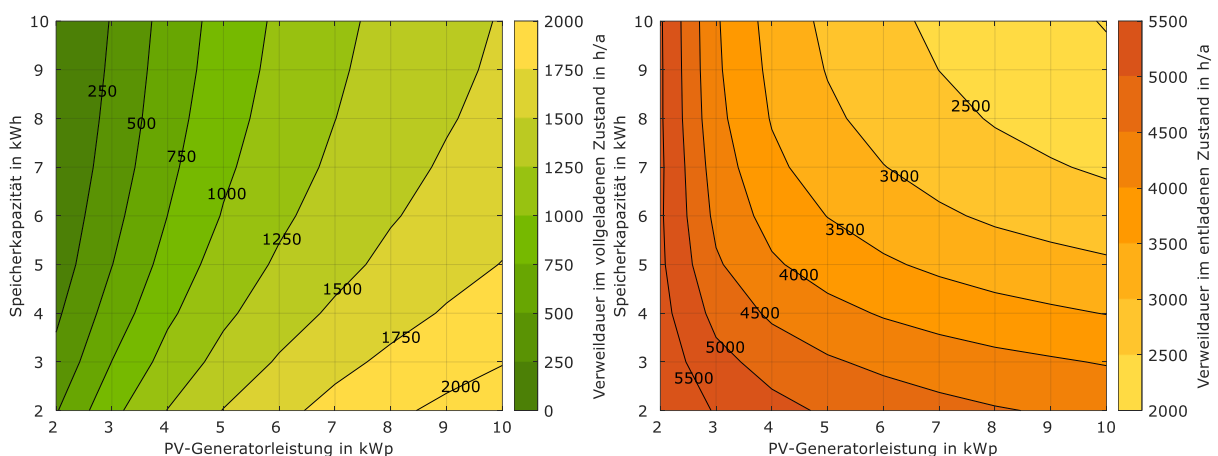


Bild 5.12 Einfluss der Dimensionierung des PV-Batteriesystems auf die Verweildauer im vollgeladenen Zustand (links) und entladenen Zustand des Batteriespeichers (rechts).

Des Weiteren zeigt Bild 5.12 die ausgeprägte Abhängigkeit der Verweildauer im Bereitschaftsbetrieb von der PV-Generatorleistung. Wird die PV-Generatorleistung des Referenzsystems auf 10 kWp verdoppelt, erhöht sich die Verweildauer im vollgeladenen Zustand auf 1886 h/a. Zudem befindet sich das Batteriesystem dann nur noch 3626 h/a im entladenen Zustand. Wie bereits in Kapitel 5.4.1 dargestellt, nehmen daher mit zunehmender Größe des PV-Generators die resultierenden SPI-Verluste aufgrund des Bereitschaftsbetriebs ab.

Bild 5.13 (links) zeigt für die PV-Generatorleistung von 5 kWp den Einfluss der Speicherkapazität auf die Höhe der resultierenden SPI-Verluste. Je nach Batteriegröße kann die anteilige Zusammensetzung der SPI-Verluste unterschiedlich ausfallen [105]. Überdurchschnittlich hohe Bereitschaftsverluste treten in Systemen mit kleinen Batteriespeichern auf [146]. Zu erklären ist dies durch die vergleichsweise hohe Verweildauer im entladenen Zustand (vgl. Bild 5.12 rechts). Den erhöhten Bereitschaftsverlusten stehen allerdings auch geringere Umwandlungsverluste im Batteriesystem gegenüber. Mit steigender Speicherkapazität nehmen die Umwandlungsverluste, bedingt durch die geänderte Auslastung des Batteriesystems (vgl. Bild 5.11 rechts), zu.

Durch die Vergrößerung des Batteriespeichers steigen zudem die Regelungs- und Dimensionierungsverluste an. Letztere erhöhen sich aufgrund des zunehmenden Einflusses der Leistungsbeschränkung des Batterieumrichters. Da größer dimensionierte Batteriespeicher seltener vollständig geladen oder entladen werden, wirkt sich die begrenzte Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriesystems vermehrt negativ auf die Betriebsergebnisse aus. Größere Speicherkapazitäten können zudem dazu beitragen, dass weniger PV-Energie zur Einhaltung der geforderten Einspeiseleistung abgeregelt werden muss (vgl. Bild 5.11 links). Dies hat einen positiven Einfluss auf die Höhe der Energiemanagementverluste. In der Bilanz resultiert ein SPI zwischen 87,8% (2 kWh) und 86,1% (10 kWh). Liegt die Speicherkapazität zwischen 4 und 8 kWh, weichen die SPI-Werte sogar nur um maximal 0,6 Prozentpunkte voneinander ab. Die Abhängigkeit des SPI von der Speicherkapazität fällt daher im Vergleich zu den anderen Kennzahlen vergleichsweise gering aus (vgl. Anhang A.4).

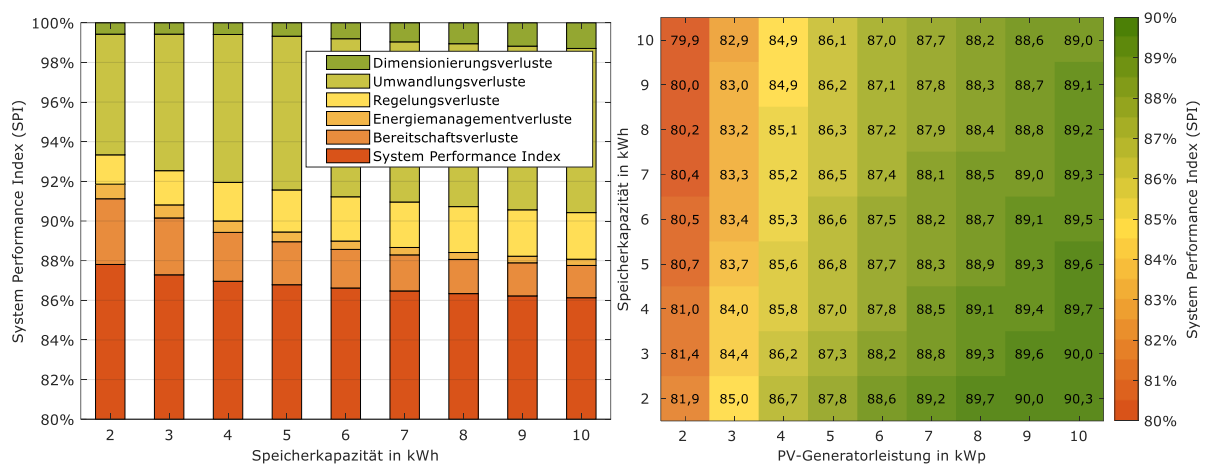


Bild 5.13 Links: Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des SPI in Abhängigkeit von der Speicherkapazität (PV-Generatorleistung 5 kWp). Rechts: Einfluss der Dimensionierung des PV-Batteriesystems auf den SPI.

Ergänzend veranschaulicht Bild 5.13 (rechts) die Abhängigkeit des SPI von der Speicherkapazität und der PV-Generatorleistung. Hierbei ist zu erkennen, dass die Größe des PV-Generators den SPI stärker beeinflusst als die Größe des Batteriespeichers. Der höchste SPI von 90,3% wird mit einem 10-kWp-Generator in Verbindung mit einer Speicherkapazität von 2 kWh erzielt. Kommt der gleiche Batteriespeicher mit einem 4-kWp-PV-Generator zum Einsatz, sinkt der SPI auf 86,7%.

Auffällig sind zudem die sehr geringen SPI-Werte von unter 85% bei ungünstigen Systemkonfigurationen mit sehr kleinen PV-Systemen, die zu einem geringen Energiedurchsatz des Batteriesystems führen. Im Referenzgebäude mit einem elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a ist daher die Speicherung von überschüssiger PV-Energie in einem Batteriespeicher erst ab einer PV-Generatorleistung von rund 4 kWp sinnvoll. Es lässt sich festhalten, dass die Effizienz eines PV-Batteriesystems maßgeblich von der Dimensionierung der Systemkomponenten abhängt.

5.5 Systemabhängige Einflussfaktoren

Dieser Abschnitt zeigt anhand von Parametervariationen die Bedeutung von ausgewählten Systemeigenschaften auf. Abschließend wird dargelegt, wie sich die Systemeffizienz durch den Einsatz einer prognosebasierten Betriebsstrategie verbessern lässt.

5.5.1 Systemeigenschaften

Um den Einfluss der unterschiedlichen Systemeigenschaften auf den SPI isoliert voneinander zu untersuchen, wurden ausschließlich die zur Abbildung der einzelnen Eigenschaften erforderlichen Modellparameter variiert. Die Analyse beschränkt sich dabei auf ausgewählte Systemeigenschaften, die maßgeblich für die resultierenden SPI-Verluste verantwortlich sind.

Das Ergebnis der Parametervariation ist für das Referenzsystem mit einer Speicherkapazität von 3,7 kWh in Bild 5.14 (links) aufgeführt. Im dargestellten Referenzfall bleibt der SPI unverändert bei 87,0% (vgl. Kapitel 4.5). Um die Relevanz der Umwandlungseffizienz zu analysieren, wurden die Wirkungsgrade der einzelnen Umwandlungspfade über den gesamten Leistungsbereich um 2 Prozentpunkte erhöht sowie verringert. Die Verbesserung der Umwandlungseffizienz steigert erwartungsgemäß den SPI, wohingegen der SPI bei einer verringerten Umwandlungseffizienz sinkt.

Die Anpassung des PV-Wechselrichterwirkungsgrads um ± 2 Prozentpunkte hat zur Folge, dass der SPI um $\pm 1,2$ Prozentpunkte vom Referenzwert abweicht. Wird der Wirkungsgrad des Batterieumrichters im Lade- und Entladebetrieb (AC2BAT und BAT2AC) um den gleichen Wert angepasst, variiert der SPI lediglich um $\pm 0,9$ Prozentpunkte (vgl. Systemeigenschaft D in Bild 5.14 links). Zu erklären ist dies durch den im Vergleich zum PV-Wechselrichter geringeren Energiedurchsatz des Batteriesystems [105]. Der SPI des Referenzsystems wird zudem stärker vom BAT2AC- als vom AC2BAT-Umwandlungswirkungsgrad beeinflusst. Des Weiteren ist bemerkenswert, dass die Verringerung des Batteriewirkungsgrads um 2 Prozentpunkte den gleichen Effekt auf den SPI hat wie die Verdopplung der Totzeit auf 10 s.

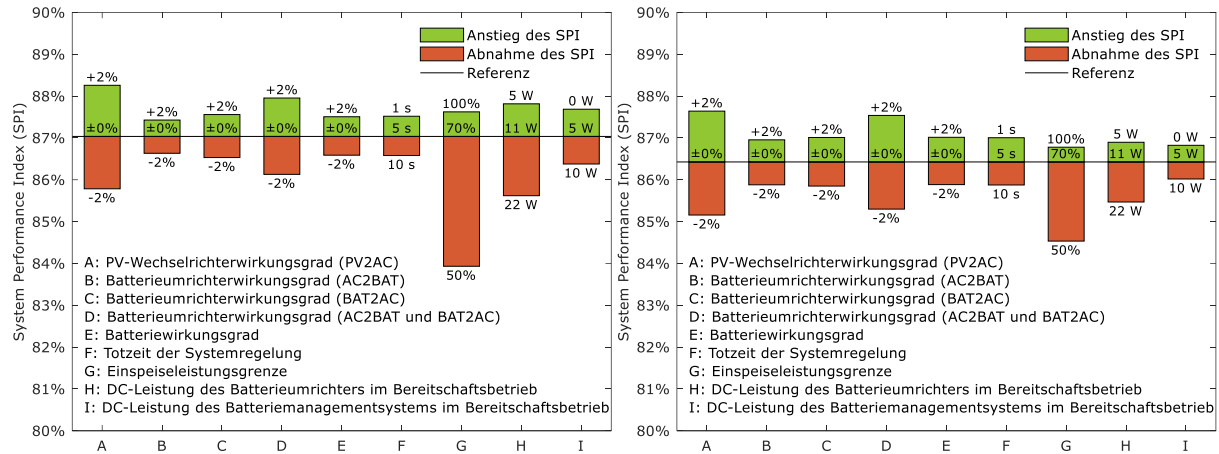


Bild 5.14 Einfluss der Variation ausgewählter Systemeigenschaften auf den SPI des Referenzsystems bei einer Speicherkapazität von 3,7 kWh (links) und 7,4 kWh (rechts).

Den größten Einfluss auf den SPI hat die Verringerung der maximal zulässigen Einspeiseleistung von 70% auf 50% der Nennleistung des PV-Generators. Der SPI beträgt dann nur noch 83,9%. Darüber hinaus verdeutlichen die Ergebnisse der Parametervariation die Relevanz der Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems und des Batterieumrichters im Bereitschaftsbetrieb.

Um die Abhängigkeit der Ergebnisse von der Batteriegröße aufzuzeigen, wurden die Parametervariationen zusätzlich bei einer Speicherkapazität von 7,4 kWh durchgeführt. Die Verdopplung der Speicherkapazität erhöht einerseits die PV-Batterieladung um 44% auf 1814 kWh/a (vgl. Bild 5.11 links) und verringert andererseits den SPI um 0,6 Prozentpunkte auf 86,4% (vgl. Bild 5.14 rechts). Vor dem Hintergrund des gestiegenen Energiedurchsatzes des Batteriesystems wirkt sich die Anpassung des Batterieumrichter- und des Batteriewirkungsgrads nun stärker auf den SPI aus. Des Weiteren ist im Gegensatz zum Referenzsystem mit 3,7 kWh der Einfluss der Änderung des BAT2AC- und AC2BAT-Umwandlungswirkungsgrads nahezu identisch. Durch die Verdopplung der Speicherkapazität auf 7,4 kWh wird der Batteriespeicher in den Sommernächten seltener vollständig entladen. Die BAT2AC-Umwandlungsverluste verringern dadurch häufiger die am Folgetag in das Netz eingespeiste Energie. Erreicht der Batteriespeicher dagegen in der Nacht den minimalen Ladezustand, erhöhen die BAT2AC-Umwandlungsverluste den Netzbezug.

Durch den größeren Batteriespeicher können zudem die Abregelungsverluste verringert werden. Der SPI sinkt daher infolge der 50%-Einspeisegrenze nur um 1,9 Prozentpunkte. Durch die kürzere Verweildauer des Batteriespeichers im vollgeladenen und entladenen Zustand (vgl. Bild 5.12) wirkt sich die Anpassung der DC-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb weniger stark auf den SPI aus. Die Auswirkungen der einzelnen Systemparameter werden daher von der Dimensionierung des Batteriespeichers beeinflusst.

5.5.2 Energiemanagementstrategie

Im Abschnitt 5.5.1 konnte gezeigt werden, dass die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung des PV-Generators aufgrund der erforderlichen Abregelung erhebliche Verluste verursachen kann (vgl. Bild 5.14 links). Die Abregelungsverluste lassen sich jedoch durch prognosebasierte

Energiemanagementstrategien deutlich reduzieren [43], [45]–[47]. Im Folgenden wird untersucht, welchen Einfluss eine prognosebasierte Betriebsführung auf den SPI des Referenzsystems hat.

Ein prognosebasiertes Energiemanagement für PV-Batteriesysteme lässt sich durch verschiedene Prognoseansätze und Optimierungsalgorithmen realisieren [45], [176], [190]. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf den an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin entwickelten und frei verfügbaren PVprog-Algorithmus zurückgegriffen [191]. Der PVprog-Algorithmus zielt darauf ab, den Batteriespeicher überwiegend in Zeiten mit hoher PV-Leistungsabgabe zu laden. Auf diese Weise soll die Abregelung von überschüssiger PV-Energie zur Einhaltung der geforderten Einspeisegrenze möglichst vermieden werden. Die einzelnen Schritte des PVprog-Algorithmus lassen sich anhand von Bild 5.15 erläutern.

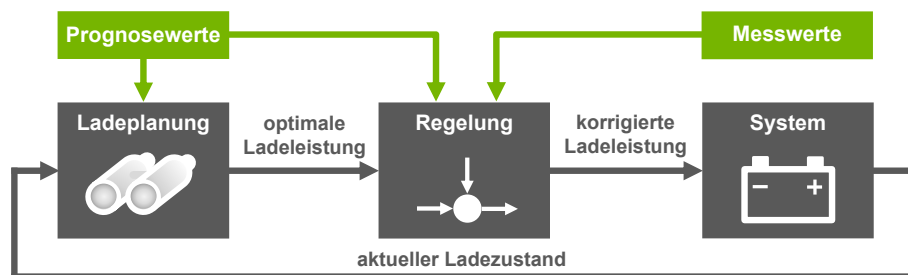


Bild 5.15 Eingangs- und Ausgangsgrößen der Ladeplanung und Systemregelung sowie Einbindung der Mess- und Prognosewerte zur Umsetzung eines prognosebasierten Energiemanagements für PV-Batteriesysteme.

Die Grundlage für die vorausschauende Planung der Batterieladung stellen Prognosen der Last und PV-Erzeugung dar. Um an jedem Tag im Jahr bereits vor Sonnenaufgang die Ladung des Batteriespeichers bis zum Sonnenuntergang zu planen, ist im mitteleuropäischen Raum ein Prognosehorizont von 15 h erforderlich [192]. Der PVprog-Algorithmus erstellt sowohl die Last- als auch die PV-Prognosen ausschließlich auf Basis der Kombination von historischen und aktuellen Messdaten. Durch die messwertbasierte Prognoseerstellung werden einerseits historische Erzeugungs- und Verbrauchsmuster und andererseits aktuelle Abweichungen davon berücksichtigt. Sowohl das Aktualisierungsintervall als auch die zeitliche Auflösung der Prognosen betragen 15 min. Für eine detaillierte Erläuterung der messwertbasierten Prognoseansätze des PVprog-Algorithmus sei auf [64] und [192] verwiesen.

Zur Erstellung eines Fahrplans für die Batterieladung sind neben den Prognosen auch Messwerte des aktuellen Ladezustands der Batterie erforderlich. Aus den Last- und PV-Prognosewerten wird zunächst die prognostizierte Differenzleistung über den 15-stündigen Prognosezeitraum ermittelt. Im Anschluss wird iterativ eine über den gesamten Prognosehorizont konstante Einspeisegrenze bestimmt. Diese virtuelle Einspeisegrenze wird soweit herabgesetzt, bis die überschüssige PV-Energie oberhalb der Grenze den Batteriespeicher möglichst vollständig lädt [11]. Dabei ist die virtuelle Einspeisegrenze stets kleiner oder gleich der maximal zulässigen Einspeisegrenze. Aus der virtuellen Einspeisegrenze und der Differenzleistungsprognose lässt sich für jeden Zeitschritt des Prognosezeitraums die optimale Batterieladeleistung ableiten. Die Robustheit dieser Ladestrategie wurde bereits in [11] für unterschiedliche Systemkonfigurationen ausführlich nachgewiesen. Alternativ lässt sich die Batterieladeplanung auch als lineares oder dynamisches Optimierungsproblem definieren und über numerische Verfahren lösen [193]–[196].

Die Aufgabe der nachgelagerten Regelung ist es, durch Anpassung der Sollwerte der Batteriesystemleistung $P_{BS}(t)$ unmittelbar auf Prognoseabweichungen zu reagieren. Hierzu wird die für den aktuellen Zeitschritt prognostizierte Batteriesystemleistung $P_{BS,PROG}(t)$ um die Differenz zwischen der tatsächlichen Differenzleistung $P_D(t)$ und prognostizierten Differenzleistung $P_{D,PROG}(t)$ korrigiert [175], [197]:

$$P_{BS}(t) = \max(0, P_{BS,PROG}(t) + P_D(t) - P_{D,PROG}(t)) \quad (5.3)$$

Die Korrektur der Ladeleistung wird nur vorgenommen, wenn der Fahrplan für den aktuellen Zeitschritt die Batterieladung vorsieht oder die ermittelte virtuelle Einspeisegrenze des aktuellen Prognosehorizonts aufgrund unerwarteter Erzeugungsspitzen nicht eingehalten werden kann [191].

Die korrigierte Ladeleistung bringt jedoch einen von der Ladeplanung abweichenden Batterieladezustand mit sich [11]. Die fortlaufende Aktualisierung der Ladeplanung ist daher unerlässlich, um die Auswirkungen der Prognosefehler so gering wie möglich zu halten. Der PVprog-Algorithmus wiederholt die Ladeplanung in einem Intervall von 15 min, wodurch auch die aktualisierten Prognosen umgehend in den neuen Fahrplänen berücksichtigt werden.

Die Vorteile der prognosebasierten Batterieladung mit dem PVprog-Algorithmus lassen sich anhand der in Bild 5.16 dargestellten Energieflüsse erläutern. Bild 5.16 (links) zeigt an einem exemplarischen Tag die Energieflüsse des Referenzsystems bei frühzeitiger Batterieladung. Am Vormittag beginnt umgehend die Speicherung der überschüssigen PV-Energie. Bereits gegen 10:30 Uhr erreicht der Batteriespeicher seinen maximalen Ladezustand. Im Anschluss muss zur Einhaltung der 50%-Einspeisegrenze die Leistungsabgabe des PV-Generators gedrosselt werden. Die damit verbundenen Abregelungsverluste lassen sich an dem dargestellten Tag bei der prognosebasierten Betriebsführung vermeiden, wie Bild 5.16 (rechts) veranschaulicht. Der PVprog-Algorithmus verzögert den Beginn der Batterieladung, sodass erst ab 9:30 Uhr relevante Energiemengen gespeichert werden. Durch die regelmäßige Aktualisierung der Ladeplanung ändert sich die resultierende Einspeiseleistung im weiteren Tagesverlauf. Da sich die Abregelung der PV-Leistung an dem dargestellten Tag durch die prognosebasierte Batterieladung vermeiden lässt, steigt die Netzeinspeisung um 2,4 kWh an.

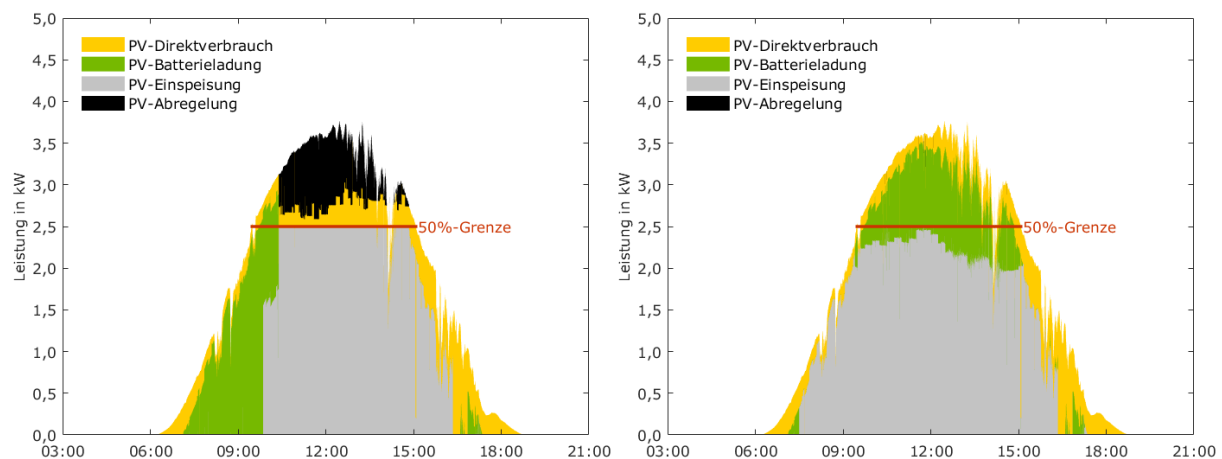


Bild 5.16 Verlauf der Energieflüsse des Referenzsystems mit frühzeitiger (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) bei Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 50% der Nennleistung des PV-Generators.

Die Effektivität des prognosebasierten Energiemanagements kann an einzelnen Tagen allerdings auch sehr von Prognosefehlern beeinträchtigt werden. Unterschätzen die Prognosen die überschüssige PV-Energie, wird unter Umständen zu früh mit der Batterieladung begonnen. Gegenüber der idealen Betriebsführung mit fehlerfreien Prognosen muss dann mehr PV-Energie abgeregelt werden [175]. Werden die PV-Überschüsse durch die Prognosen überschätzt, wirkt sich dies ebenfalls nachteilig aus. Durch den verspäteten Beginn der Batterieladung kann der Batteriespeicher oftmals nicht mehr vollständig geladen werden [46]. In den Nachtstunden steht dann weniger gespeicherte Energie zur Versorgung der elektrischen Verbraucher zur Verfügung. Die Prognoseabweichungen wirken sich daher unterschiedlich auf das Betriebsverhalten eines PV-Batteriesystems aus [175]. Die Effektivität eines prognosebasierten Energiemanagements lässt sich daher schwer anhand der Betriebsdaten von einzelnen Tagen bewerten.

Bild 5.17 (links) zeigt auf, wie sich durch die prognosebasierte Batterieladung im Vergleich zur frühzeitigen Batterieladung die jährliche Netzeinspeisung steigern lässt. Wird die Einspeiseleistung auf 70% der PV-Generatorleistung begrenzt und der Batteriespeicher prognosebasiert geladen, erhöht sich die Netzeinspeisung um 77 kWh/a. Je geringer die Einspeisegrenze ist, desto mehr trägt die prognosebasierte Betriebsweise zur Vermeidung der Abregelung bei. Ist die 50%-Einspeisegrenze einzuhalten, lassen sich durch die prognosebasierte Batterieladung sogar 285 kWh/a mehr in das Netz einspeisen. Aufgrund der Prognosefehler ist damit allerdings auch ein Anstieg des Netzbezugs um rund 19 kWh/a verbunden.

Zusätzlich ist in Bild 5.17 (links) der finanzielle Vorteil dargestellt, der sich durch die prognosebasierte Betriebsführung im Vergleich zur frühzeitigen Batterieladung ergibt. Dabei wurde eine Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und ein Netzbezugspreis von 28 ct/kWh berücksichtigt. Muss die Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung des PV-Generators begrenzt werden, können durch die prognosebasierte Batterieladung 29 €/a eingespart werden. Der Nachteil durch den gestiegenen Netzbezug wird demnach durch die erhöhte Netzeinspeisung überkompensiert. Ist lediglich die 70%-Einspeisegrenze einzuhalten, fallen bei der frühzeitigen Batterieladung weniger Abregelungsverluste an, sodass der finanzielle Vorteil der prognosebasierten Batterieladung nur 4 €/a beträgt.

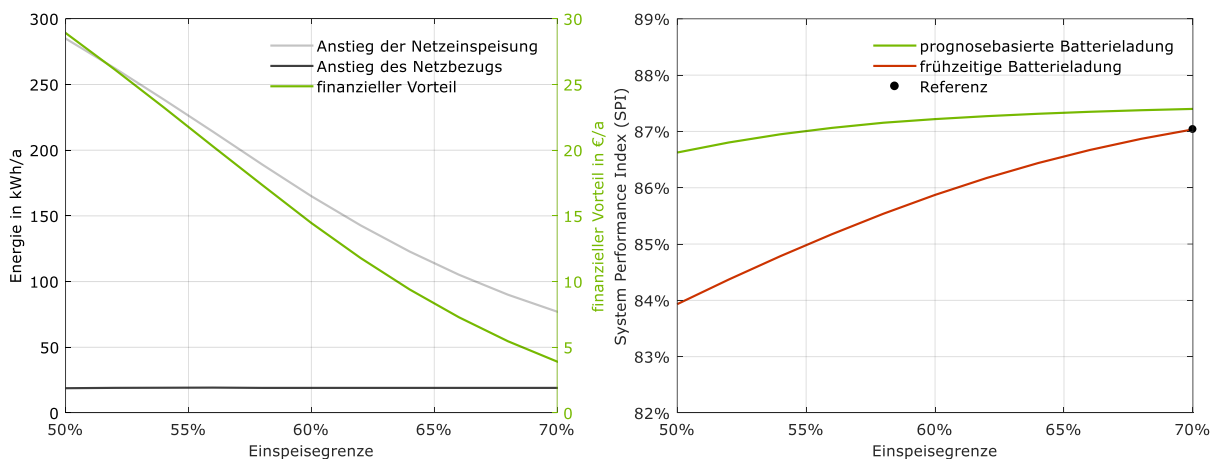


Bild 5.17 Links: Anstieg des Energieaustauschs mit dem Netz sowie der Kosteneinsparung durch Einsatz eines prognosebasierten Energiemanagements im Vergleich zur frühzeitigen Batterieladung. Rechts: Einfluss der Batterieladestrategie und der maximal zulässigen Einspeisegrenze auf den SPI des Referenzsystems.

Zusammenfassend ist in Bild 5.17 (rechts) die Abhängigkeit des SPI von der Einspeisegrenze und der Batterieladestrategie dargestellt. Im Referenzfall mit der 70%-Einspeisegrenze resultiert ein SPI von 87% (vgl. Bild 4.3). Durch die Verringerung der Einspeisegrenze auf 50% der Nennleistung des PV-Generators sinkt der SPI um 3,1 Prozentpunkte auf 83,9%. Wird der Batteriespeicher jedoch prognosebasiert geladen, lässt sich ein SPI von 86,6% erzielen. Durch die prognosebasierte Batterieladung kann der SPI somit um 2,7 Prozentpunkte gesteigert werden, wenn die Einspeiseleistung des Referenzsystems auf 50% der Nennleistung des PV-Generators zu begrenzen ist. Aufgrund der verringerten Energiemanagementverluste ist daher eine prognosebasierte Batterieladestrategie gegenüber der frühzeitigen Batterieladung zu bevorzugen. Darüber hinaus lässt sich durch die prognosebasierte Batterieladung die Verweildauer der Batteriespeicher im vollgeladenen Zustand und somit die kalendarische Alterung der Lithium-Ionen-Batteriespeicher verringern [73], [198]. Alternativ zu messwertbasierten Prognoseverfahren werden oft auch extern bezogene PV-Prognosen im Energiemanagement berücksichtigt, die auf Satellitendaten und numerischen Wetterprognosen basieren [199].

5.6 Zusammenfassung

Die Untersuchungen in diesem Kapitel haben gezeigt, welche Faktoren den SPI eines PV-Batteriesystems beeinflussen. Bild 5.18 fasst die Ergebnisse dieses Kapitels zusammen. Es konnte hergeleitet werden, dass der SPI vom Verhältnis der Einspeisevergütung zum Netzbezugspreis abhängt. Darüber hinaus wurde die Bedeutung einer hohen zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen aufgezeigt. Zur Bewertung von PV-Batteriesystemen mit einer trägen Systemregelung sollte eine Simulationszeitschrittweite von 1 s gewählt werden. Die Analysen zum Detaillierungsgrad des Simulationsmodells verdeutlichen, dass der energetische und ökonomische Nutzen der Batteriesysteme durch die bisher übliche Vernachlässigung der Regelungs- und Bereitschaftsverluste oft überbewertet wird.

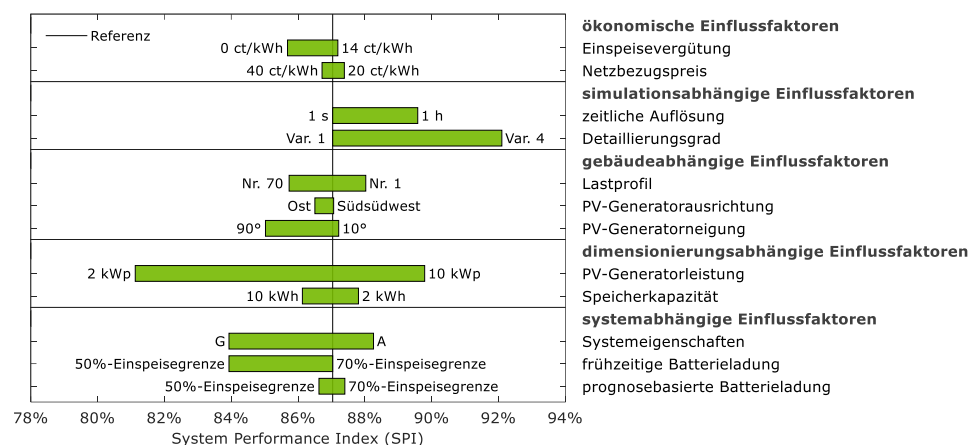


Bild 5.18 Bandbreite des SPI des Referenzsystems für die untersuchten Einflussfaktoren (Detaillierungsgrad Variante 1: ursprüngliches Modell, Detaillierungsgrad Variante 4: ursprüngliches Modell ohne Berücksichtigung der Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste, Systemeigenschaft A: Anhebung des PV-Wechselrichterwirkungsgrads um 2 Prozentpunkte, Systemeigenschaft G: 50%-Einspeisegrenze).

Für das untersuchte Referenzsystem wurde zudem die Lastprofilabhängigkeit des SPI analysiert. Bei zwei Drittel der untersuchten Lastprofile weicht der SPI um weniger als $\pm 0,5$ Prozentpunkte vom SPI ab, der auf Basis des Referenzprofils ermittelt wurde. Demnach handelt es sich beim SPI um eine Kennzahl, die wenig von der Charakteristik des gewählten Lastprofils abhängt. Des Weiteren wurde eine ausgeprägte Abhängigkeit des SPI von der PV-Generatorleistung festgestellt.

Um einen effizienten Betrieb des Batteriesystems zu erzielen, sollte das PV-System nicht zu klein dimensioniert werden. Andernfalls fällt nur wenig überschüssige PV-Energie an, die zu einer geringen Ausnutzung des Batteriesystems führt. Die geringe Abhängigkeit des SPI von der Speicherkapazität verdeutlicht, dass der SPI zum Vergleich der Energieeffizienz von Systemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität geeignet ist.

Durch weitere Sensitivitätsanalysen wurde der Einfluss ausgewählter Systemeigenschaften auf den SPI des Referenzsystems untersucht. Wird die Einspeisegrenze von 70% auf 50% reduziert, verringert sich der SPI bei frühzeitiger Batterieladung des Referenzsystems um 3,1 Prozentpunkte. Mit einem prognosebasierten Energiemanagement können die Einbußen im SPI infolge der 50%-Einspeisebegrenzung fast vollständig vermieden werden. Prognosebasierte Energiemanagementstrategien können demnach einen Beitrag zur Verbesserung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen leisten.

6 Systemvergleich

Nachdem in den vorherigen Kapiteln ausschließlich ein AC-gekoppeltes Referenzsystem analysiert wurde, steht in diesem Kapitel der Vergleich der Effizienz von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen im Mittelpunkt. Hierzu wird der SPI für PV-Batteriesysteme mit AC-, DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers (vgl. Bild 1.3) bestimmt. Die Ergebnisse dieses Kapitels sind im Rahmen der Studie „Stromspeicher-Inspektion 2018“ entstanden [200]. Zehn Anbieter von PV-Batteriesystemen haben die Durchführung der Studie mit Prüfberichten von 20 PV-Batteriesystemen unterstützt.

Im Folgenden werden zunächst die aus den bereitgestellten Prüfberichten entnommenen Systemeigenschaften vorgestellt. Der Vergleich beschränkt sich dabei auf die datenblattrelevanten Systemparameter, die gemäß Effizienzleitfaden Version 2.0 (Stand Oktober 2018) aus den Labormessdaten ermittelt wurden. Darauf aufbauend wurde mit dem „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod) 2.0“ ein modellbasierter Simulationstest durchgeführt [201]. Mit PerMod 2.0 kann das Betriebsverhalten von AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen simuliert werden. Die für die DC- und PV-gekoppelten Systeme entwickelten Simulationsmodelle sind in Anhang A.5 und A.6 beschrieben. Anhang A.7 stellt die Ergebnisse der Validierung von PerMod 2.0 für zehn PV-Batteriesysteme vor. PerMod 2.0 wird auf Basis von Datenblattangaben parametrisiert, die gemäß Effizienzleitfaden 2.0 aufzuführen sind. Dadurch ändern sich gegenüber dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Modellansatz folgende Aspekte:

- Zur Beschreibung der Effizienz des Batteriespeichers wird der mittlere Batteriewirkungsgrad herangezogen. Die Leistungsabhängigkeit der Lade- und Entladeverluste der Batterie wird demnach nicht abgebildet.
- Die nutzbare Speicherkapazität entspricht der mittleren vom Batteriespeicher abgegebenen Energie, die aus Zyklentests mit 100%, 50% und 25% der nominalen Lade- bzw. Entladeleistung bestimmt wird.
- Der Standby-Verbrauch des Batteriemagementsystems wird vernachlässigt, da dieser Parameter nicht aus den Labormessungen gemäß Effizienzleitfaden 2.0 hervorgeht.
- Zur Kompensation der DC-seitigen Standby-Leistungsaufnahme der leistungselektronischen Systemkomponenten werden die Batteriespeicher nicht mit Energie aus dem Netz geladen.
- Die stationären Regelungsabweichungen werden nur anhand des im Lade- bzw. Entladebetrieb resultierenden Mittelwerts berücksichtigt.
- Eine getrennte Betrachtung der Umwandlungsverluste sowie der Verluste aufgrund der ungenauen MPP-Regelung ist nicht möglich, da die MPPT-Verluste in den aufgeführten Umwandlungswirkungsgraden enthalten sind.
- Die Begrenzung der Ladeleistung gegen Ende des Ladevorgangs wird nicht abgebildet, da die hierzu erforderlichen Informationen nicht aus den Datenblättern hervorgehen.

Diese Modellvereinfachungen in PerMod 2.0 ermöglichen es, dass zur Modellparametrierung ausschließlich Datenblattangaben nach Effizienzleitfaden 2.0 erforderlich sind. Die Ergebnisse dieses Kapitels sind bereits in [200] und [202] veröffentlicht worden.

6.1 Systemeigenschaften

Unter den 20 analysierten Systemen sind Produkte mit AC-, DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers vertreten, deren Eigenschaften im Folgenden verglichen werden. Zur Unterscheidung der Systeme werden Kürzel verwendet, die sich aus einem je nach Hersteller der Leistungselektronik variierenden Buchstaben sowie einer Zahl zusammensetzen. Die Zahl gibt die einzelnen Systemkonfigurationen eines Herstellers an.

Bild 6.1 zeigt die nutzbare Speicherkapazität der Batteriespeicher, die zwischen 2,8 kWh (F1) und 11,3 kWh (C2) variiert. Da das Kürzel A4 einem Batterieumrichter ohne Batteriespeicher zugeordnet ist, ist in diesem Fall keine Kapazitätsangabe möglich. Einzelne Systemkonfigurationen eines Herstellers können identische leistungselektronische Systemkomponenten und unterschiedliche Batteriespeicher umfassen (z. B. System A1 und A2). Mit der Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule variiert auch die nutzbare Speicherkapazität der DC-gekoppelten Systeme E1 und E2 sowie F1 bis F3. Des Weiteren werden Konstellationen mit identischem Batteriespeicher und unterschiedlicher Leistungselektronik analysiert (z. B. System E2 bis E6). Die effizienzbezogenen Eigenschaften der einzelnen Systemkonfigurationen werden im Folgenden vorgestellt.

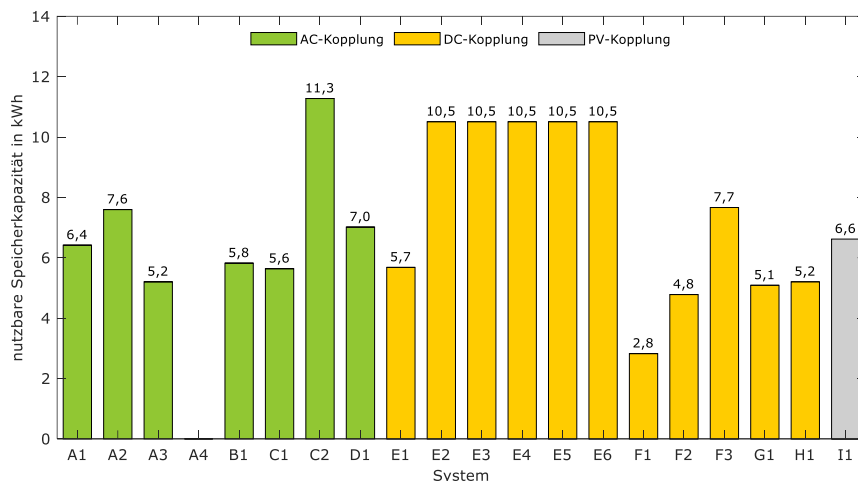


Bild 6.1 Nutzbare Speicherkapazität und Art der Batterieanbindung der analysierten Systeme (System A4: AC-gekoppelter Batterieumrichter ohne Batteriespeicher).

6.1.1 Nominale Leistung

Die Effekte aufgrund der Leistungsbeschränkung eines PV-Batteriesystems wurden bereits in Kapitel 3.1 beschrieben. Die maximale Leistungsabgabe des PV-Generators wird bei AC- und PV-gekoppelten Systemen durch den verwendeten PV-Wechselrichter vorgegeben. Bei DC-gekoppelten Systemen ist die PV-Bemessungseingangsleistung der limitierende Faktor. Wie Bild 6.2 (links) zeigt, kann der Großteil der untersuchten DC-gekoppelten PV-Batteriewechselrichter eine PV-Leistung von rund 5 bis 6 kW aufnehmen und ist somit für die Kombination mit einem 5-kWp-PV-Generator geeignet. Die Systeme E3 und E4 sind mit einer PV-Bemessungseingangsleistung von 8,0 bzw. 10,3 kW eher für den Einsatz in Verbindung mit größer dimensionierten PV-Anlagen ausgelegt.

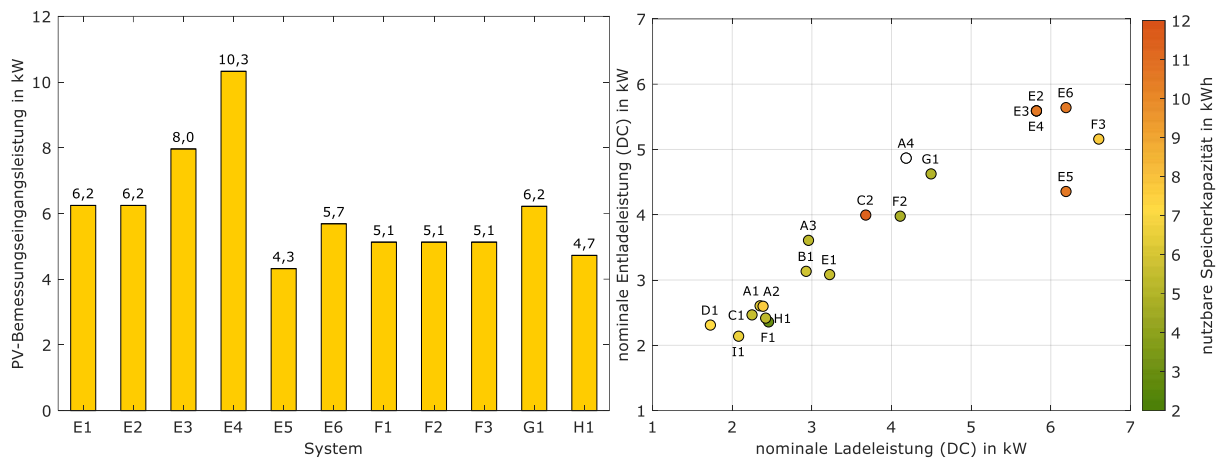


Bild 6.2 Links: PV-Bemessungseingangsleistung der DC-gekoppelten Systeme. Rechts: Nominale Lade- und Entladeleistung sowie nutzbare Speicherkapazität der einzelnen Systemkonfigurationen.

Darüber hinaus wirkt sich die Limitierung der Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers auf das Betriebsverhalten eines PV-Batteriesystems aus. In Bild 6.2 (rechts) ist die nominale Lade- und Entladeleistung der einzelnen Systemkonfigurationen dargestellt. Beide Größen unterscheiden sich oft nur wenig voneinander und liegen bei den meisten Systemen zwischen 2 und 6 kW. Aus der Einfärbung der Punkte geht zudem die nutzbare Speicherkapazität der jeweiligen Systemkonfiguration hervor. Obwohl die Batteriespeicher der Systeme D1 (7,0 kWh) und F3 (7,7 kWh) annähernd gleich groß sind, ist die nominale Ladeleistung des Systems D1 deutlich geringer als die des Systems F3. Während System E6 im Entladebetrieb bis zu 5,6 kW abgeben kann, sind es bei System I1 nur 2,1 kW. Bei einigen Systemen mit identischem PV-Batteriewechselrichter (z. B. F1 bis F3) steigt die nominale Lade- und Entladeleistung mit zunehmender Speicherkapazität des Batteriespeichers an. Tendenziell wird der Energieumsatz der größer dimensionierten Batteriespeicher stärker von der Höhe der nominalen Lade- und Entladeleistung beeinflusst (vgl. Bild 5.13 links).

6.1.2 Umwandlungswirkungsgrade

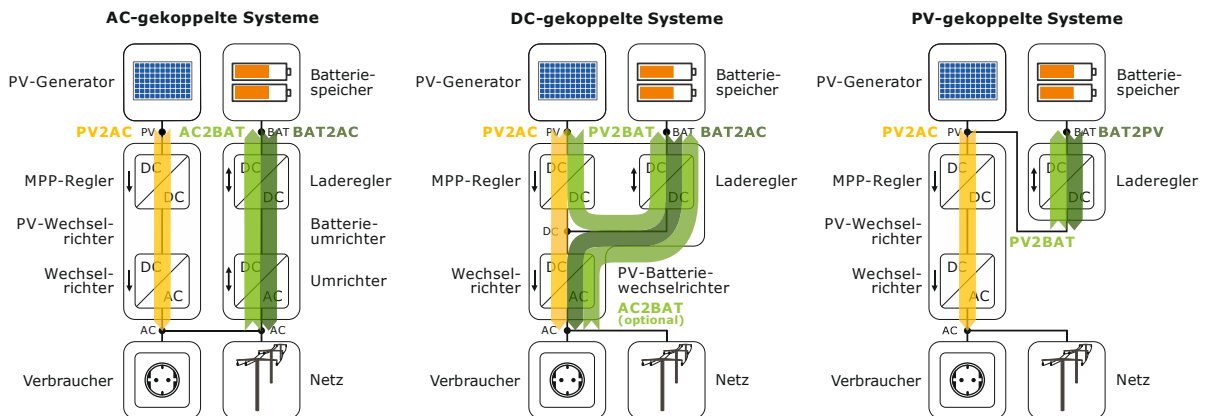
Umwandlungsverluste entstehen sowohl in den leistungselektronischen Systemkomponenten als auch im Batteriespeicher. Tabelle 6.1 vergleicht die gemäß Effizienzleitfaden 2.0 bestimmten mittleren Batteriewirkungsgrade. Die 19 Systeme mit Batteriespeicher erreichen im Durchschnitt einen Batteriewirkungsgrad von 94,6%. Den höchsten Batteriewirkungsgrad von 97,8% erzielen die Batteriespeicher, die in den Systemen C1 und C2 zum Einsatz kommen. Dagegen ist der Batteriewirkungsgrad des Systems F1 rund 8 Prozentpunkte geringer.

Die Gründe für die Unterschiede im Batteriewirkungsgrad sind vielfältig. Einerseits variiert die elektrische Verschaltung sowie die Zellchemie der Batteriespeicher je nach System. Andererseits beeinflusst die Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems während des Lade- und Entladevorgangs den Batteriewirkungsgrad. Des Weiteren können im Batteriespeicher integrierte DC/DC-Wandler zusätzliche Umwandlungsverluste verursachen, die sich negativ auf den Batteriewirkungsgrad auswirken.

Tabelle 6.1 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme mit Batteriespeicher (Angabe in %).

A1	A2	A3	B1	C1-C2	D1	E1	E2-E6	F1	F2	F3	G1	H1	I1
94,8	91,5	96,3	93,8	97,8	96,2	94,8	95,3	89,7	91,5	92,5	92,6	96,3	94,4

Die systemtechnischen Unterschiede zwischen AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen wurden bereits in Kapitel 1.2 vorgestellt. In Bild 6.3 sind ergänzend die Energieumwandlungspfade der einzelnen Systemtopologien und deren Kurzbezeichnungen aufgeführt. Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, ergeben sich die Bezeichnungen der Umwandlungspfade aus den Messpunkten und der jeweiligen Energieflussrichtung. Im Folgenden werden die Wirkungsgrade der einzelnen Systeme für die Umwandlungspfade der PV-Leistungsabgabe (PV2AC), der Batterieladung (AC2BAT und PV2BAT) sowie der Batterieentladung (BAT2AC) verglichen. Der BAT2AC-Umwandlungspfad ergibt sich bei PV-gekoppelten Systemen aus der Verkettung des BAT2PV- und PV2AC-Umwandlungspfads. Demzufolge hängt der BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad eines PV-gekoppelten Systems von der Effizienz des verwendeten PV-Wechselrichters ab.

**Bild 6.3** Systemkomponenten und Energieumwandlungspfade der einzelnen Systemtopologien.

Zum besseren Verständnis der Spannungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade sind die Spannungsunterschiede zwischen den Systemen in Bild 6.4 (links) abgebildet. Der dargestellte Spannungsbereich der Batteriespeicher wird durch die minimal und maximal zulässige Batteriespannung begrenzt. Je nach Batteriespannung wird zwischen Niedervolt- und Hochvolt-Batteriesystemen unterschieden (vgl. Kapitel 1.2). Der Batteriespannungsbereich der AC-gekoppelten Systeme A3 bis D1 sowie des DC-gekoppelten Systems H1 liegt zwischen 40 und 60 V. In diesen Systemen kommen somit Niedervolt-Batterien zum Einsatz. Dagegen fällt der zulässige Spannungsbereich der Hochvolt-Systeme mit Batteriespannungen von über 100 V deutlich größer aus. Bei den Systemen E1 und E2 sowie F1 bis F3 variiert die Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule, weshalb die Batteriespannung mit zunehmender Speicherkapazität ebenfalls ansteigt (vgl. Bild 6.1). Je mehr Batteriemodule seriell verschaltet sind, desto größer ist auch die Differenz zwischen der minimalen und maximalen Batteriespannung. Im Batteriespeicher des Systems A2 ist außerdem ein DC/DC-Wandler integriert, der die außen anliegende Klemmenspannung des Batteriespeichers von der internen Spannung, die aus der Verschaltung der Batteriezellen resultiert, entkoppelt.

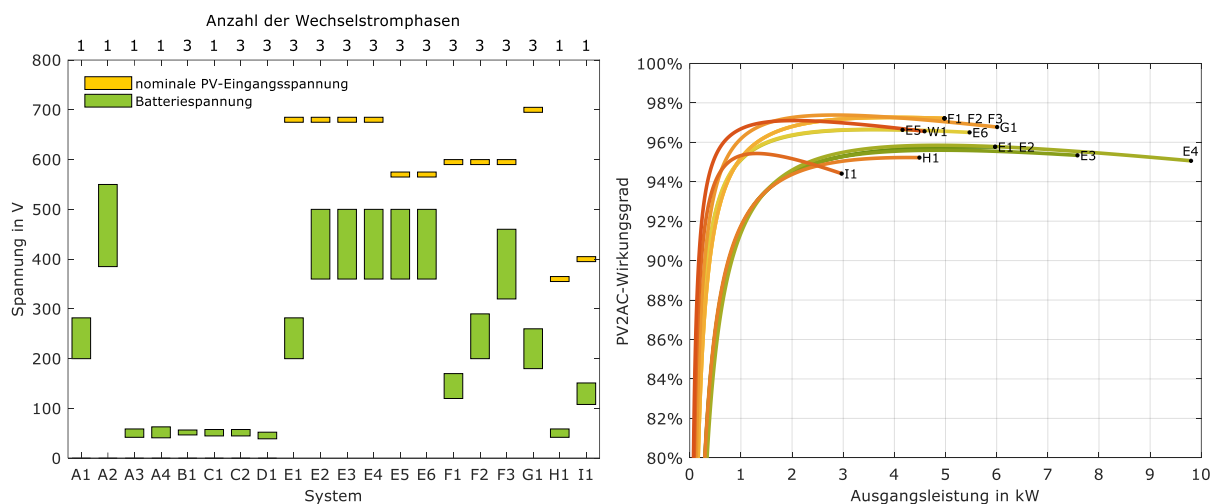


Bild 6.4 Links: Batteriespannungsbereich der 20 Systemkonfigurationen sowie nominale PV-Eingangsspannung der DC- und PV-gekoppelten Systeme. Rechts: PV2AC-Wirkungsgradkennlinien der DC- und PV-gekoppelten Systeme sowie des PV-Wechselrichters W1 bei nominaler PV-Eingangsspannung.

Weiterhin lässt sich aus Bild 6.4 (links) die nominale PV-Eingangsspannung der DC-gekoppelten Systeme E1 bis H1 sowie des PV-gekoppelten Systems I1 entnehmen. Die höchsten Wechselrichterwirkungsgrade werden bei Eingangsspannungen nahe der DC-Zwischenkreisspannung des Wechselrichters erzielt [203]. Daher ist die vom Hersteller definierte nominale PV-Eingangsspannung häufig annähernd identisch mit der DC-Zwischenkreisspannung des Wechselrichters. Bei einphasigen Geräten ist eine Spannung von mindestens 360 V im DC-Zwischenkreis erforderlich, bei dreiphasigen Geräten sind es 600 bis 700 V [72]. Aus diesem Grund ist die nominale PV-Eingangsspannung der dreiphasigen Systeme E1 bis G1 deutlich höher als die der einphasigen Systeme H1 und I1. Weiterhin gilt zu beachten, dass die AC-gekoppelten Systeme A1 bis A4 sowie C1 auf einer Phase und die AC-gekoppelten Systeme B1, C2 und D1 auf drei Phasen AC-seitig eingebunden sind. Im Rahmen dieser Arbeit werden lediglich die PV2AC- und PV2BAT-Wirkungsgrade bei nominaler PV-Eingangsspannung analysiert. Die damit verbundenen Einschränkungen werden in Kapitel 7 diskutiert.

In Bild 6.4 (rechts) sind die PV2AC-Umwandlungswirkungsgrade der DC- und PV-gekoppelten Systeme als Funktion der AC-Ausgangsleistung dargestellt. Zusätzlich ist die PV2AC-Wirkungsgradkennlinie des PV-Wechselrichters W1 abgebildet, der in Kapitel 6.2 zur simulationsbasierten Bewertung der AC- und PV-gekoppelten Systeme verwendet wird. Die Systemkürzel sind den Wirkungsgradkennlinien bei dem Wert der jeweiligen Bemessungsausgangsleistung zugeordnet. Da in den Systemen des Herstellers F der gleiche PV-Batteriewechselrichter eingesetzt wird, sind die PV2AC-Wirkungsgrade der Systeme F1 bis F3 identisch. Dies gilt auch für die DC-gekoppelten Systeme E1 und E2. Die baugleichen Systeme E5 und E6 unterscheiden sich lediglich in der maximalen AC-Ausgangsleistung.

Der PV2AC-Wirkungsgrad der untersuchten Systeme liegt bei der jeweiligen Bemessungsausgangsleistung zwischen 94,4% (I1) und 97,2% (F1 bis F3). Zahlreiche Systeme erzielen auch bei einem Viertel der Nennleistung noch vergleichbare Wirkungsgrade. Im unteren Teillastbereich dominiert allerdings der Einfluss der leistungsunabhängigen Leerlaufverluste der Wechselrichter (vgl. Kapitel 2.1.2), wodurch der Umwandlungswirkungsgrad rapide sinkt. Der PV2AC-Wirkungsgrad der Systeme E1 bis

E4 sowie H1 beträgt bei einer AC-Ausgangsleistung von 0,5 kW nur rund 86%. Aufgrund einer geringeren Leerlaufverlustleistung erzielen die anderen Wechselrichter bei der gleichen AC-Ausgangsleistung einen um 6 bis 9 Prozentpunkte höheren Umwandlungswirkungsgrad. Die größten Unterschiede in der Umwandlungseffizienz treten somit bei geringer Auslastung im unteren Teillastbereich auf.

Der PV2BAT-Wirkungsgrad beschreibt die Umwandlungseffizienz der DC- und PV-gekoppelten Systeme im Ladebetrieb (vgl. Bild 6.3). Bild 6.5 (links) vergleicht die resultierenden Wirkungsgradkennlinien dieses Umwandlungspfads in Abhängigkeit von der Ausgangsleistung. Je nach System variiert der Wirkungsgrad der Leistungselektronik bei nominaler Ladeleistung zwischen 92,0% (H1) und 98,6% (F3). Auffallend ist der starke Abfall der Ladeeffizienz im mittleren und unteren Leistungsbereich aufgrund der vergleichsweise hohen Leerlaufverluste der Systeme E1 bis E4. Dagegen erzielen die Systeme E5 bis F3 deutlich höhere und zudem über einen weiten Leistungsbereich gleichbleibende PV2BAT-Wirkungsgrade.

Bei genauerer Betrachtung der Wirkungsgradverläufe der Hochvolt-Systeme F1 bis F3 wird der Einfluss der Batteriespannung auf die Ladeeffizienz sichtbar. Im Vergleich zu System F1 ist die Spannungsdifferenz zwischen dem Batteriespeicher und dem DC-Zwischenkreis bei System F3 aufgrund der höheren Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule geringer (vgl. Bild 6.4 links). Werden beide Systeme mit 2,4 kW geladen, ist der PV2BAT-Wirkungsgrad des Systems F3 daher um 1 Prozentpunkt höher. Die Spannungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz ist auch die Ursache für den Wirkungsgradunterschied zwischen den Systemen E1 und E2, der bei der nominalen Ladeleistung von System E1 0,8 Prozentpunkte beträgt. Beim Vergleich der Wirkungsgradkennlinien zeigt sich zudem, dass das DC-gekoppelte System F3 oberhalb von 0,6 kW die höchsten PV2BAT-Umwandlungswirkungsgrade erzielt. Bei Ladeleistungen unterhalb von 0,6 kW weist das PV-gekoppelte System I1 hingegen die geringsten Umwandlungsverluste auf.

Die Umwandlungseffizienz von AC-gekoppelten Systemen im Ladebetrieb wird mit dem AC2BAT-Wirkungsgrad beschrieben (vgl. Bild 6.3). Im AC2BAT-Wirkungsgrad sind lediglich die Verluste berücksichtigt, die im Batterieumrichter durch die Umwandlung der AC-Leistung in DC-Leistung anfallen. In Bild 6.5 (rechts) sind die AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme dargestellt.

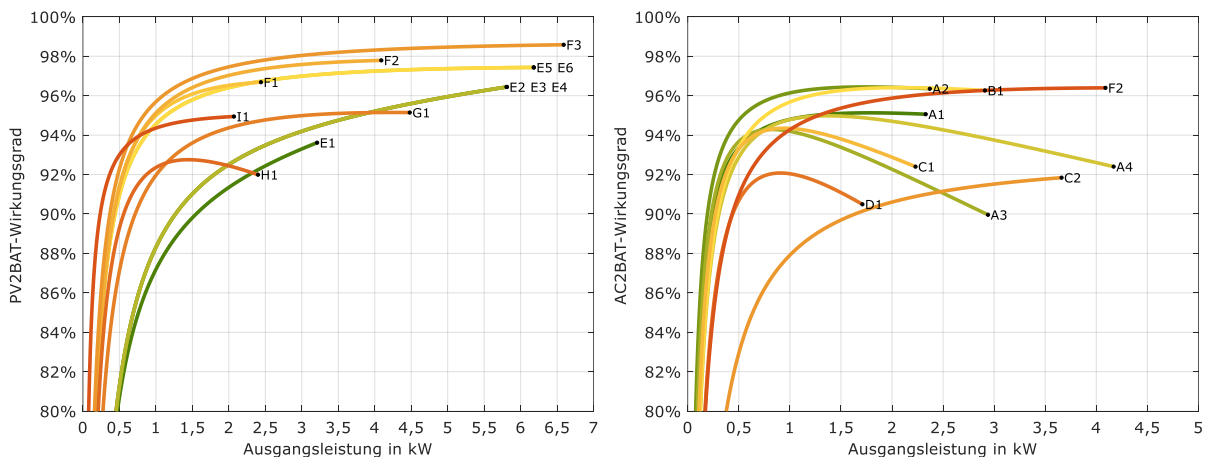


Bild 6.5 Links: PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien der DC- und PV-gekoppelten Systeme bei nominaler PV-Eingangsspannung. Rechts: AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme sowie des DC-gekoppelten Systems F2.

Die DC-gekoppelten Systeme des Herstellers F können zur Ladung des Batteriespeichers AC-seitig Leistung aufnehmen. Für das System F2 wurden die Wirkungsgrade des AC2BAT-Umwandlungspfads im Labortest bestimmt, weshalb die AC2BAT-Wirkungsgradkennlinie für dieses System ebenfalls in Bild 6.5 (rechts) abgebildet ist.

Beim Vergleich der AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien fällt die Wirkungsgradabnahme der Niedervolt-Systeme A3, A4, C1 und D1 im oberen Leistungsbereich auf. Hierfür verantwortlich sind hohe ohmsche Verluste innerhalb der Batterieumrichter, die quadratisch mit dem Strom ansteigen und daher bei hohen Leistungen an Relevanz gewinnen. Der Großteil der Niedervolt-Batterieumrichter erreicht daher sein Wirkungsgradmaximum im Ladebetrieb zwischen einem Viertel und der Hälfte der nominalen Ladeleistung. Dagegen sind die AC2BAT-Wirkungsgrade der Systeme A1 und A2, die mit dem gleichen Batterieumrichter ausgestattet sind, über einen weiten Leistungsbereich konstant. Der Wirkungsgradunterschied von bis zu 1,3 Prozentpunkten zwischen diesen beiden Systemen lässt sich mit der unterschiedlichen Batteriespannung begründen (vgl. Bild 6.4 links). System A2 erzielt durch den im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler eine höhere Klemmenspannung des Batteriespeichers, die sich positiv auf die Umwandlungseffizienz des Batterieumrichters auswirkt. Allerdings haben die dadurch erzielten Effizienzvorteile des Batterieumrichters auch einen vergleichsweise geringen Batteriewirkungsgrad von 91,5% zur Folge (vgl. Tabelle 6.1).

Die Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme im Entladebetrieb sind in Bild 6.6 (links) gegenübergestellt. Die AC2BAT- und BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien unterscheiden sich bei den meisten AC-gekoppelten Systemen nur wenig voneinander (vgl. Bild 6.5 rechts und Bild 6.6 links). Wie in Kapitel 5.4.2 aufgezeigt, ist die Energieabgabe der Batteriesysteme in einem typischen Wohngebäude bei AC-Leistungen um 0,5 kW überdurchschnittlich hoch. Daher sind hohe Umwandlungswirkungsgrade in diesem Leistungsbereich für einen effizienten Systembetrieb von Bedeutung. Mit Ausnahme der Systeme C2 und D1 erreichen die AC-gekoppelten Systeme bei einer AC-Leistungsabgabe von 0,5 kW BAT2AC-Wirkungsgrade zwischen 93,1% (A4) und 94,8% (A2). Wie Bild 6.6 (rechts) zeigt, ist im Vergleich dazu die Umwandlungseffizienz der DC- und PV-gekoppelten Systeme bei einer AC-Leistungsabgabe von 0,5 kW mit 83,9% (E1) bis 92,3% (E6) in der Regel geringer.

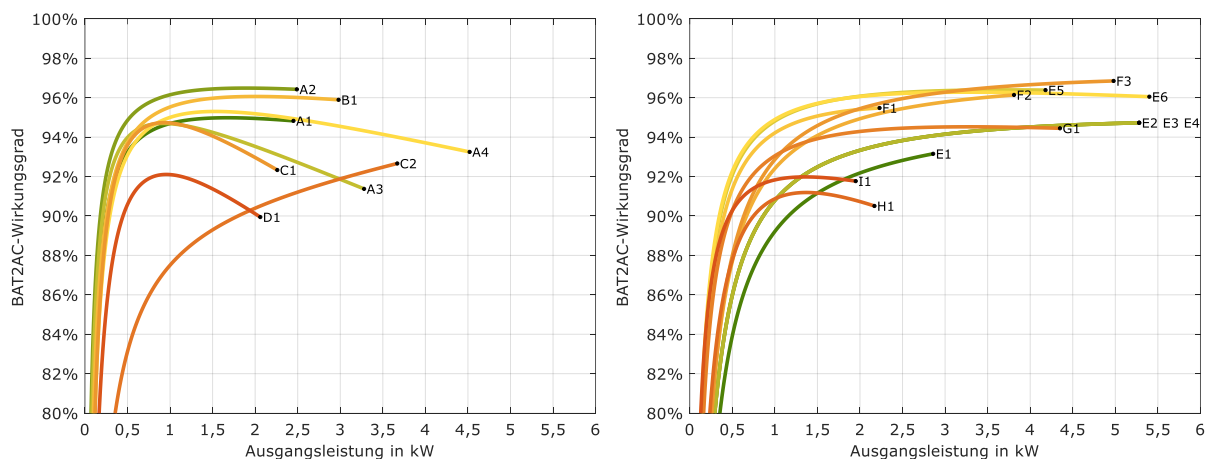


Bild 6.6 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten (links) sowie DC- und PV-gekoppelten Systeme (rechts).

Den Effizienzvorteilen der DC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers im Ladebetrieb stehen somit häufig höhere Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Systemkomponenten bei geringen Entladeleistungen gegenüber. Zu beachten ist dabei, dass die DC-gekoppelten Systeme im Entladebetrieb im Vergleich zu den AC-gekoppelten Systemen oft höhere Leistungen bereitstellen können (vgl. Bild 6.2 rechts).

6.1.3 Regelungsabweichungen

Die dynamischen und stationären Regelungsabweichungen haben einen unerwünschten Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs zur Folge (vgl. Kapitel 3.3) und sind für den Großteil der Regelungsverluste eines PV-Batteriesystems verantwortlich (vgl. Bild 4.4). Die Trägheit der Systemregelung wird gemäß Effizienzleitfaden mit der Tot- und Einschwingzeit beschrieben. Die Messwerte dieser beiden Größen sind in Bild 6.7 (links) für die 20 untersuchten Systeme gegenübergestellt. Die Anpassung der Batterieleistung beginnt nach einem Leistungssprung im Mittel nach 1,5 s. Mit einer Totzeit von unter 0,5 s können die Systeme C1, C2, E1 bis E4 sowie G1 sehr schnell auf Leistungsschwankungen reagieren. Dagegen kommen die Systeme des Herstellers F nur auf eine Totzeit von 5 s. Bis sich nach einem Leistungssprung der neue Sollwert der Batterieleistung einstellt und der Einschwingvorgang abgeschlossen ist, vergehen je nach System weitere 0,3 bis 30 s. Insgesamt benötigen die Systeme zum Erreichen des eingeschwungenen Zustands zwischen 0,4 s (G1) und 33 s (D1).

Im Idealfall kann ein PV-Batteriesystem im Lade- und Entladebetrieb die Leistung am Netzanschlusspunkt unter stationären Betriebsbedingungen durch Anpassung der Batterieleistung auf null ausregeln. Durch Messfehler oder in der Regelung implementierte Sollwertabweichungen ist dies im realen Betrieb jedoch nicht immer der Fall. Die mittlere Regelungsabweichung im Lade- und Entladebetrieb der 20 Systeme ist in Bild 6.7 (rechts) dargestellt. Die Systeme der Anbieter A, F, G und I erzielen sehr geringe stationäre Regelungsabweichungen von unter 10 W. Die Ladeleistung des Systems D1 liegt unter dem Sollwert, weshalb während des Ladevorgangs im Mittel eine Netzeinspeiseleistung von 42 W resultiert.

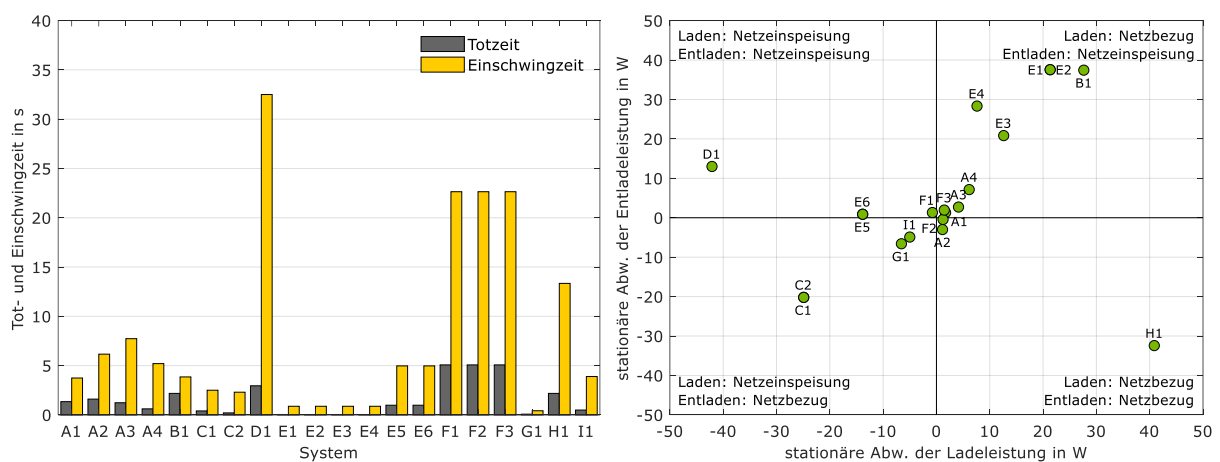


Bild 6.7 Links: Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung der untersuchten Systeme. Rechts: Mittlere stationäre Regelungsabweichung der untersuchten Systeme im Lade- und Entladebetrieb.

Dagegen nimmt System H1 während der Batterieladung durchgehend 41 W aus dem Netz auf, da die Ladeleistung den Sollwert übersteigt. Im Entladebetrieb beträgt die durch die stationäre Regelungsabweichung hervorgerufene Netzeinspeiseleistung bis zu 38 W (System B1, E1 und E2). Im Gegensatz dazu stellen die Systeme der Hersteller C und H während der Entladung des Batteriespeichers zu wenig Leistung bereit. Zur Deckung der elektrischen Last müssen dadurch zusätzlich 20 bzw. 32 W aus dem Netz bezogen werden.

6.1.4 Standby-Leistungsaufnahme

Die Bereitschaftsverluste eines PV-Batteriesystems werden unter anderem durch die Leistungsaufnahme der leistungselektronischen Systemkomponenten im Standby-Betrieb hervorgerufen. Je nach Systemdimensionierung befindet sich ein Batteriespeicher etwa 1000 bis 1500 h/a im vollgeladenen Zustand (vgl. Bild 5.12). Während die AC-Leistungsaufnahme in diesem Betriebszustand durch das PV-System gedeckt wird, führt die DC-Leistungsaufnahme zur Entladung des Batteriespeichers. Wie Bild 6.8 (links) veranschaulicht, nehmen die AC-gekoppelten Systeme A1 bis D1 zur Deckung der Standby-Leistungsaufnahme im vollgeladenen Zustand AC-seitig zwischen 1 und 21 W auf. Da die AC-Leistungsaufnahme der DC-gekoppelten Systeme im vollgeladenen Zustand bereits in der Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads enthalten ist, wird diese nicht gesondert aufgeführt. Mehrere AC- und DC-gekoppelte Systeme werden im vollgeladenen Zustand zusätzlich durch den Batteriespeicher versorgt. Mit 40 W ist die DC-Leistungsaufnahme der Systeme F1 bis F3 am höchsten.

Wie Kapitel 5.4.2 aufzeigt, sind PV-Batteriesysteme zwischen 2000 und 4000 h/a vollständig entladen (vgl. Bild 5.12). In diesem Betriebszustand gibt der PV-Generator in der Regel keine Leistung ab. Die AC-Leistungsaufnahme im entladenen Zustand, die bei den 20 Systemen zwischen 0 W (G1) und 21 W (D1) variiert, wird demnach durch das Netz gedeckt. Hinzu kommt, dass sich knapp drei Viertel der untersuchten Systeme DC-seitig aus dem Batteriespeicher versorgen. Dadurch werden die Batteriespeicher kontinuierlich mit bis zu 8 W entladen. Die Auswirkungen der damit verbundenen Bereitschaftsverluste wurden bereits in Kapitel 3.5 erläutert.

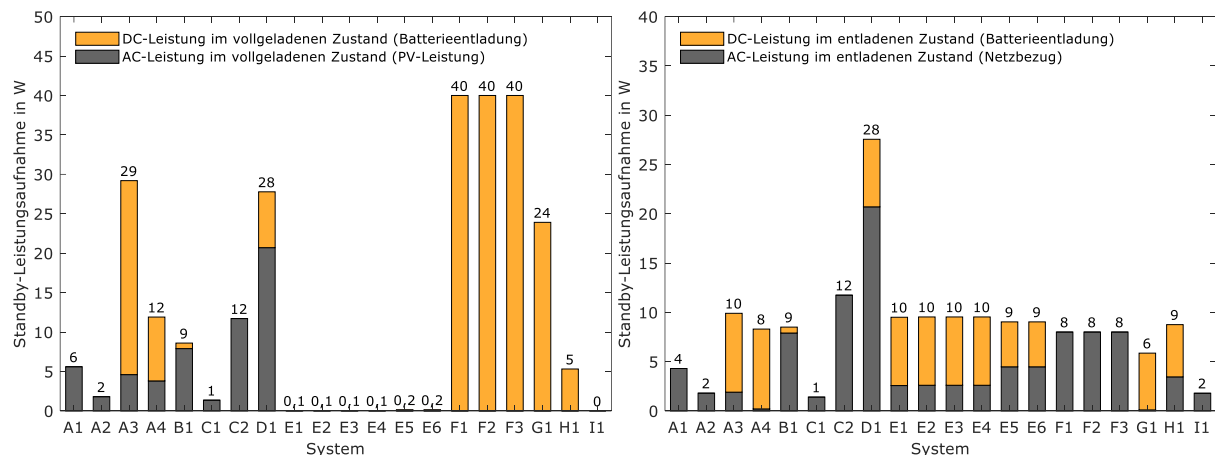


Bild 6.8 AC- und DC-Leistungsaufnahme der Systeme im vollgeladenen Zustand (links) und entladenen Zustand des Batteriespeichers (rechts).

Zusätzlich zum Standby-Verbrauch eines PV-Batteriesystems wird die Leistungsaufnahme der erforderlichen Peripheriekomponenten den Bereitschaftsverlusten zugeordnet (vgl. Kapitel 3.5). Die Peripheriekomponenten nehmen in der Regel über das gesamte Jahr hinweg Leistung auf (vgl. Bild 3.16). Bei der Mehrheit der untersuchten Systeme verursacht lediglich der AC-Leistungssensor am Netzananschlusspunkt die in Tabelle 6.2 aufgeführte Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten. Die Systeme C1, C2, E1 bis E4 sowie H1 erfassen durch Messwandler die Netzaustauschleistung. Daher ergibt sich für diese Systeme keine zusätzliche Leistungsaufnahme. Bei den anderen Systemen erfolgt die Leistungsmessung mit digitalen Zählern, die dauerhaft eine Leistung von 0,4 W (G1) bis 5 W (D1) aufnehmen. Der AC-Leistungssensor des Systems I1 hat ebenfalls einen Eigenverbrauch von 5 W. Hinzu kommt die AC-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems, die nach Effizienzleitfaden auch als AC-Hilfsenergieversorgung bezeichnet wird. In Summe beläuft sich die AC-Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten bei dem PV-gekoppelten System I1 auf 13 W. Unberücksichtigt bleibt in Tabelle 6.2 die Standby-Leistung des PV-Wechselrichters, der zum Betrieb der AC- und PV-gekoppelten Systeme erforderlich ist. Die Standby-Leistungsaufnahme des PV-Wechselrichters W1, der nachfolgend zum simulationsbasierten Vergleich der unterschiedlichen Systemkonzepte genutzt wird, beträgt 1 W.

Tabelle 6.2 Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten.

A1-A4	B1	C1-C2	D1	E1-E4	E5-E6	F1-F3	G1	H1	I1
3 W	2 W	0 W	5 W	0 W	2 W	1 W	0,4 W	0 W	13 W

6.2 Simulationsbasierte Systembewertung

Die Analyse der Labormessdaten in Kapitel 6.1 verdeutlicht, dass belastbare Aussagen zur Gesamtsystemeffizienz von unterschiedlichen Produkten anhand der einzelnen Systemparameter schwierig zu treffen sind. In diesem Abschnitt werden die Labormessdaten der PV-Batteriesysteme zur Parametrierung des Simulationsmodells PerMod 2.0 genutzt. Ziel ist es, durch einen modellbasierten Simulationstest die Effizienz der unterschiedlichen Systemkonzepte anhand des SPI zu vergleichen (vgl. Bild 6.9). In Anlehnung an die in Kapitel 4.5 beschriebene Vorgehensweise wird hierzu das Betriebsverhalten der idealen und realen PV-Batteriesysteme simuliert. In beiden Fällen ist die Speicherkapazität des Batteriespeichers, die sich gemäß Bild 2.6 aus dem Mittelwert der aufgenommenen und abgegebenen Energie ergibt, identisch. Die PV-Batteriesysteme werden auf Basis von Zeitreihen der elektrischen Last und PV-Leistungsabgabe simuliert, die bereits für die Simulationsuntersuchungen in Kapitel 3 bis 5 verwendet wurden (vgl. Anhang A.1). Somit werden die PV-Batteriesysteme in einem Referenzgebäude mit einem elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a verglichen. Die Nennleistung des PV-Generators beträgt 5 kWp.

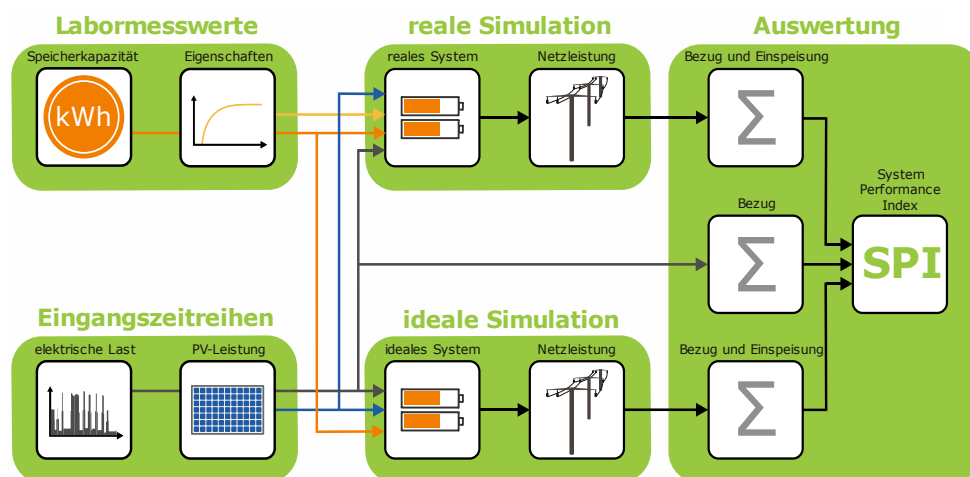


Bild 6.9 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Bewertung der PV-Batteriesysteme mit dem SPI.

Die PV-Bemessungseingangsleistung eines DC-gekoppelten Systems sollte näherungsweise der Nennleistung des PV-Generators entsprechen. Die DC-gekoppelten Systeme E3 und E4 mit einer PV-Bemessungseingangsleistung von 8,0 bzw. 10,3 kW eignen sich daher nicht zur Kombination mit dem 5-kWp-PV-Generator (vgl. Bild 6.2 links). Da die Systeme E5 und E6 baugleich sind und sich nur in der PV-Bemessungseingangsleistung unterscheiden, wird lediglich das System E6 mit einer PV-Bemessungseingangsleistung von 5,7 kW im Systemvergleich berücksichtigt. System A4 wird aufgrund des fehlenden Batteriespeichers nicht weiter betrachtet. Daher werden insgesamt 16 PV-Batteriesysteme, die aufgrund ihrer Eigenschaften für den Einsatz im Referenzgebäude geeignet sind, mit dem SPI bewertet. Systeme mit AC- und PV-Kopplung des Batteriespeichers werden in Verbindung mit dem PV-Wechselrichter W1 bewertet (vgl. Kapitel 6.1).

6.2.1 Netzbezug und Netzeinspeisung

Da der SPI aus dem resultierenden Energieaustausch mit dem Netz ermittelt wird, werden im Folgenden zunächst die energetischen Betriebsergebnisse der 16 untersuchten PV-Batteriesysteme vorgestellt. Ohne PV-Batteriesystem werden zur Deckung des elektrischen Energieverbrauchs des Referenzgebäudes 5010 kWh/a aus dem Netz bezogen. Der Netzbezug lässt sich einerseits durch die zeitgleich direkt verbrauchte PV-Energie und andererseits durch die Entladung des Batteriespeichers reduzieren. Im verlustfreien Idealfall steigt die jährlich vom Batteriespeicher abgegebene Energie tendenziell mit zunehmender Speicherkapazität an. Dadurch sinkt der resultierende Energiebezug aus dem Netz. Dieser Zusammenhang geht auch aus den in Bild 6.10 (links) dargestellten Simulationsergebnissen der idealen, verlustfreien PV-Batteriesysteme mit Speicherkapazitäten zwischen 2 und 12 kWh hervor. Allerdings lässt sich ein Sättigungseffekt beobachten: Mit steigender Speicherkapazität trägt die weitere Vergrößerung des Batteriespeichers zunehmend weniger zur Reduktion des Netzbezugs bei (vgl. Kapitel 5.4.2). Der im verlustfreien Idealfall erreichbare Netzbezug kann dabei als theoretischer Grenzwert betrachtet werden. Die Ergebnisse der idealen PV-Batteriesysteme dienen somit als Vergleichsmaßstab für die realen PV-Batteriesysteme.

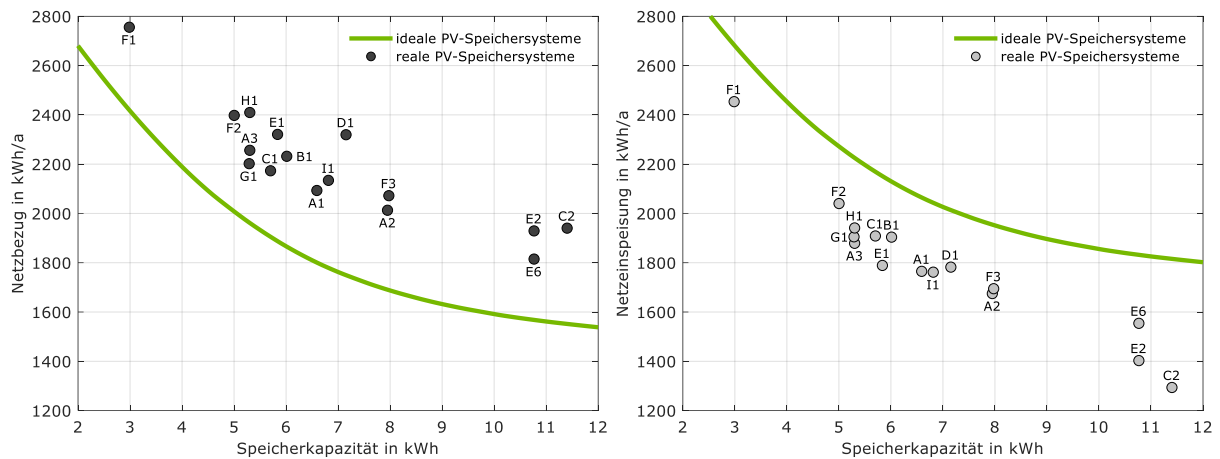


Bild 6.10 Netzbezug (links) und Netzeinspeisung (rechts) des Referenzgebäudes beim Einsatz der idealen und realen PV-Batteriesysteme.

Weiterhin ist in Bild 6.10 (links) der resultierende Netzbezug des Referenzgebäudes dargestellt, der sich aus der Simulation der realen PV-Batteriesysteme ergibt. Im Mittel steigt der Netzbezug durch die Verluste der realen PV-Batteriesysteme um 356 kWh/a an. Der verlustbedingte Anstieg des Netzbezugs liegt je nach System zwischen 239 kWh/a (G1) und 570 kWh/a (D1). Die in Kapitel 6.1 dargestellten Eigenschaften des Systems D1 spiegeln sich somit in einem überdurchschnittlich hohen Anstieg des Netzbezugs wider.

Aus dem Vergleich der Simulationsergebnisse der realen PV-Batteriesysteme lassen sich weitere Schlussfolgerungen ableiten. Mit System G1 fällt der Netzbezug im Vergleich zu System H1 um 200 kWh/a geringer aus, obwohl die Speicherkapazität von beiden Systemen identisch ist. Dieser Unterschied im Netzbezug, der immerhin 4% des elektrischen Energieverbrauchs des Referenzgebäudes entspricht, ist ausschließlich auf die unterschiedlich hohen Systemverluste zurückzuführen. Die Speicherkapazität der AC-gekoppelten Systeme A3 und D1 beträgt 5,3 bzw. 7,2 kWh. Trotz der um fast 2 kWh geringeren Speicherkapazität fällt der Netzbezug bei System A3 um 60 kWh/a niedriger aus. Ob größere Batteriespeicher den Netzbezug verringern, hängt somit maßgeblich von der Systemeffizienz ab.

Darüber hinaus wird die Höhe der jährlich in das Netz eingespeisten Energie von der Größe des Batteriespeichers beeinflusst, wie Bild 6.10 (rechts) verdeutlicht. Mit steigender Speicherkapazität sinkt im verlustfreien Idealfall die Netzeinspeisung, da sich aufgrund der größeren Batteriespeicher mehr PV-Energie zwischenspeichern lässt. Die Verluste der realen PV-Batteriesysteme verringern die Netzeinspeisung gegenüber den idealen Systemen um 230 kWh/a (F1) bis 522 kWh/a (C2). Im Mittel werden durch die Verluste 303 kWh/a weniger in das Netz eingespeist. Der starke Abfall der Netzeinspeisung bei System C2 lässt sich mit der vergleichsweise geringen Umwandlungseffizienz des Batterieumrichters erklären (vgl. Kapitel 6.1.2). Bei den DC-gekoppelten Systemen E2 und E6 sind es ebenfalls die Umwandlungsverluste der leistungselektronischen Systemkomponenten, die den Unterschied in der Netzeinspeisung von 150 kWh/a hervorrufen. Folglich ist die Netzeinspeisung eines PV-Batteriesystems umso höher, je geringer die Effizienzverluste sind.

6.2.2 System Performance Index

Auf Grundlage der energetischen Betriebsergebnisse folgt in diesem Abschnitt die Effizienzbewertung der untersuchten Systeme mit dem SPI. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Kapiteln wird der SPI nachfolgend bei einem Netzbezugspreis von 30 ct/kWh ermittelt [204]. Die Netzeinspeisevergütung beträgt unverändert 12 ct/kWh. Gemäß dem in Kapitel 4.5 beschriebenen Berechnungsverfahren wurde zunächst aus den Netzbezugskosten und den Erlösen aus der Netzeinspeisung die erzielte Kosteneinsparung der einzelnen PV-Batteriesysteme ermittelt. Es ist zu beachten, dass die Investitionskosten der PV-Batteriesysteme in der erzielten Kosteneinsparung nicht berücksichtigt sind.

Zum einen stellt Bild 6.11 (links) das theoretische Kosteneinsparungspotenzial der idealen PV-Batteriesysteme dar. Gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Batteriesystem lassen sich im verlustfreien Idealfall mit dem 5-kWp-PV-Generator je nach Speicherkapazität des Batteriespeichers zwischen 1052 €/a (2 kWh) und 1258 €/a (12 kWh) einsparen. Insbesondere bei Speicherkapazitäten oberhalb von 6 kWh fällt die durch jede weitere kWh zusätzlich erzielte Kosteneinsparung zunehmend geringer aus. Die Ursache hierfür ist der in Bild 6.10 dargestellte Sättigungseffekt. Zum anderen sind in Bild 6.11 (links) die Kosteneinsparungen abgebildet, die durch die realen PV-Batteriesysteme erzielt werden. Gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Batteriesystem können zwischen 971 €/a (F1) und 1145 €/a (E6) eingespart werden. Im Vergleich zu dem Kosteneinsparungspotenzial verursachen die Verluste der realen PV-Batteriesysteme einen finanziellen Nachteil von 108 €/a (E6) bis 199 €/a (D1).

Bei genauerer Betrachtung der Ergebnisse der realen PV-Batteriesysteme werden die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen besonders deutlich. System C2 kann gegenüber System C1, trotz der doppelten Speicherkapazität, keine höhere Kosteneinsparung erzielen. System G1 erreicht im Vergleich zu System H1 einen finanziellen Vorteil von 58 €/a. Insbesondere bei den Systemen mit Speicherkapazitäten zwischen 5 und 8 kWh wird deutlich, dass die Systemeffizienz im Vergleich zur Speicherkapazität einen größeren Einfluss auf die erzielte Kosteneinsparung hat. Ergänzend zur Kosteneinsparung sind in Bild 6.11 (links) die Isolinien des SPI abgebildet. Daraus lässt sich ablesen, wie hoch die Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems je nach Speicherkapazität sein muss, damit sich beispielsweise ein SPI von 90% ergibt.

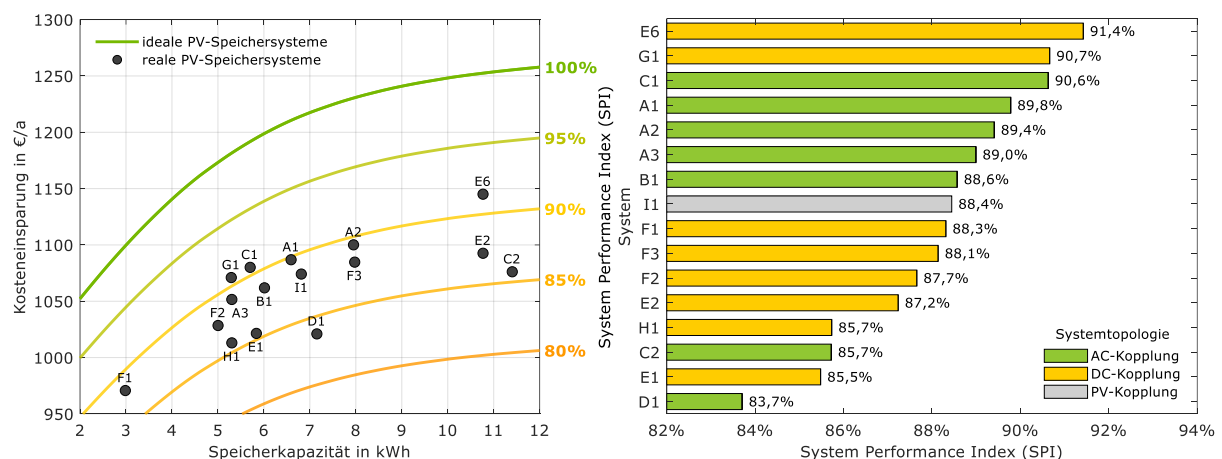


Bild 6.11 Links: Resultierende Kosteneinsparung der idealen und realen PV-Batteriesysteme gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Batteriesystem. Rechts: SPI der analysierten AC-, DC- und PV-gekoppelten Systeme.

Bild 6.11 (rechts) stellt den resultierenden SPI der einzelnen PV-Batteriesysteme der Höhe nach sortiert dar. Des Weiteren ist die Art der Batterieanbindung angegeben. Das DC-gekoppelte System E6 erzielt mit 91,4% den höchsten SPI. Die Systeme G1 und C1 kommen ebenfalls auf einen sehr guten SPI von knapp über 90%. Dreiviertel der Systeme erreichen einen SPI zwischen 85% und 90%. Mit 83,7% markiert der SPI des Systems D1 die untere Bandbreite der untersuchten Systeme. Viele AC-gekoppelte Systeme erzielen im Vergleich zu den DC-gekoppelten Systemen einen höheren SPI. Für beide Systemtopologien ergibt sich im Mittel ein SPI von 88,1%. Mit 88,4% unterscheidet sich der SPI des PV-gekoppelten Systems I1 nur wenig vom mittleren SPI der AC- und DC-gekoppelten Systeme.

Zum besseren Verständnis der Ursachen für die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen ist in Bild 6.12 (links) der Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zum resultierenden SPI dargestellt. Ausgehend vom idealen PV-Batteriesystem reduzieren die Dimensionierungsverluste aufgrund der Leistungsbeschränkung der Systeme den SPI im Mittel um 0,7 Prozentpunkte. Die dimensionierungsbedingten SPI-Verluste der DC-gekoppelten Systeme E1 bis G1 sind im Durchschnitt um 0,5 Prozentpunkte geringer als die der AC-gekoppelten Systemen A1 bis D1. Dies lässt sich mit der oft höheren nominalen Lade- und Entladeleistung der DC-gekoppelten Systeme begründen (vgl. Kapitel 6.1.1).

Mit einem mittleren SPI-Verlust von 8,4 Prozentpunkten dominieren die Umwandlungsverluste die Gesamteffizienz der PV-Batteriesysteme. Aufgrund der Relevanz der Umwandlungseffizienz ist ergänzend in Bild 6.12 (rechts) der Anteil der einzelnen Systemkomponenten an den umwandlungsbedingten SPI-Verlusten dargestellt. Für den Großteil der Umwandlungsverluste in den DC-gekoppelten Systemen ist der PV-Batteriewechselrichter verantwortlich. Die Umwandlungsverluste in den AC-gekoppelten Systemen werden ebenfalls von den leistungselektronischen Systemkomponenten (PV-Wechselrichter und Batterieumrichter) dominiert. Die SPI-Verluste des PV-Wechselrichters sind beim PV-gekoppelten System I1 im Vergleich zu den AC-gekoppelten Systemen um 0,7 Prozentpunkte höher. Die Ursache hierfür ist der häufigere Betrieb des PV-Wechselrichters im weniger effizienten Teillastbereich während der Ladung und Entladung des PV-gekoppelten Batteriespeichers. Die Einbindung des Batteriespeichers auf der Eingangsseite des PV-Wechselrichters wirkt sich somit auf die resultierenden Umwandlungsverluste im PV-Wechselrichter aus.

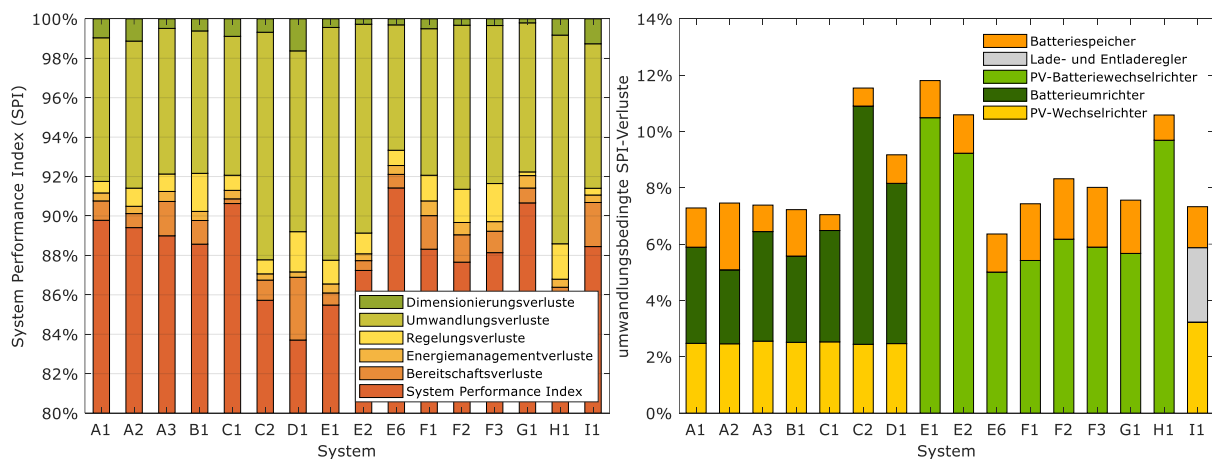


Bild 6.12 Links: Zusammensetzung der SPI-Verluste der untersuchten Systeme. Rechts: Anteil der einzelnen Systemkomponenten an den umwandlungsbedingten SPI-Verlusten.

Während der Ladung der Batteriespeicher in den DC-gekoppelten Systemen kommt es ebenfalls dazu, dass durch die zeitgleiche Versorgung der elektrischen Verbraucher die Wechselrichterbrücke vermehrt im unteren Leistungsbereich betrieben wird. Die überdurchschnittlich hohen Umwandlungsverluste der Systeme C2, D1, E1, E2 und H1 sind auf die in Kapitel 6.1.2 dargestellten geringen Umwandlungswirkungsgrade dieser Systeme zurückzuführen. Die Systeme E6 und A2 können mit rund 5 Prozentpunkten die geringsten Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Systemkomponenten vorweisen. Zu den geringen Umwandlungsverlusten im Batterieumrichter des Systems A2 trägt auch der im Batteriespeicher integrierte DC/DC-Wandler bei (vgl. Kapitel 6.1.2). Der DC/DC-Wandler wirkt sich allerdings auch negativ auf die umwandlungsbedingten SPI-Verluste im Batteriespeicher aus.

Des Weiteren ist in Bild 6.12 (links) für die untersuchten PV-Batteriesysteme der Anteil der Regelungsverluste an den gesamten SPI-Verlusten dargestellt. Die dynamischen und stationären Regelungsabweichungen verringern den SPI im Mittel um 1,1 Prozentpunkte. System D1 hat fast doppelt so hohe Regelungsverluste, die sich mit der langen Einschwingzeit sowie den hohen stationären Regelungsabweichungen erklären lassen (vgl. Kapitel 6.1.3). Die Energiemanagementverluste infolge der Begrenzung der Einspeiseleistung verringern den SPI durchschnittlich um weitere 0,5 Prozentpunkte. Hinzu kommen die Bereitschaftsverluste, die im Mittel für einen SPI-Verlust von 1,2 Prozentpunkten verantwortlich sind. Die Unterschiede in der Standby-Leistungsaufnahme zwischen den Systemen spiegeln sich in der Höhe der Bereitschaftsverluste wider (vgl. Kapitel 6.1.4).

Je nach System kann die anteilige Zusammensetzung der SPI-Verluste variieren. Die Umwandlungsverluste verursachen bei allen untersuchten PV-Batteriesystemen die größten Effizienzeinbußen. Durchschnittlich entfallen rund zwei Drittel der SPI-Verluste auf die Umwandlungsverluste.

Ergänzend wurde untersucht, inwiefern der SPI der untersuchten Systeme von der Wahl des verwendeten Lastprofils abhängt. Hierzu wurden die bereits in Kapitel 5.3.1 analysierten 70 Lastprofile von Haushalten mit einem elektrischen Energieverbrauch zwischen 2,3 und 7,5 MWh/a herangezogen. Ob die einzelnen Systeme aufgrund der Dimensionierung des Batteriespeichers und der leistungselektronischen Komponenten für den Einsatz in den jeweiligen Haushalten geeignet sind, wurde dabei nicht näher betrachtet. Auf Grundlage der 70 Lastprofile wurden für jedes PV-Batteriesystem 70 SPI-Werte ermittelt.

Bild 6.13 zeigt die resultierende Dichtefunktion, die sich aus der Verteilung der 70 SPI-Werte ergibt. Des Weiteren ist für jedes PV-Batteriesystem der mittlere SPI aufgeführt. Da die Differenz zwischen dem mittleren und medianen SPI der einzelnen Systeme maximal 0,1 Prozentpunkte beträgt, wird auf die Abbildung des Medians verzichtet. Die Standardabweichung der ermittelten SPI-Werte beträgt durchschnittlich 0,6 Prozentpunkte. Mit einer Standardabweichung von 0,9 Prozentpunkten ist die Streuung der SPI-Werte des Systems D1 am stärksten ausgeprägt. Für dieses System ergibt sich auch die größte Differenz (0,3 Prozentpunkte) zwischen dem mittleren SPI und dem SPI, der aus der Simulation mit dem Referenzprofil resultiert. Bei dem Großteil der untersuchten Systeme weichen beide SPI-Werte jedoch um maximal 0,1 Prozentpunkte voneinander ab. Der mit dem Referenzprofil ermittelte SPI stimmt somit sehr gut mit dem mittleren SPI überein. Die Ergebnisse veranschaulichen zudem die vergleichsweise geringe Abhängigkeit des SPI vom Lastprofil.

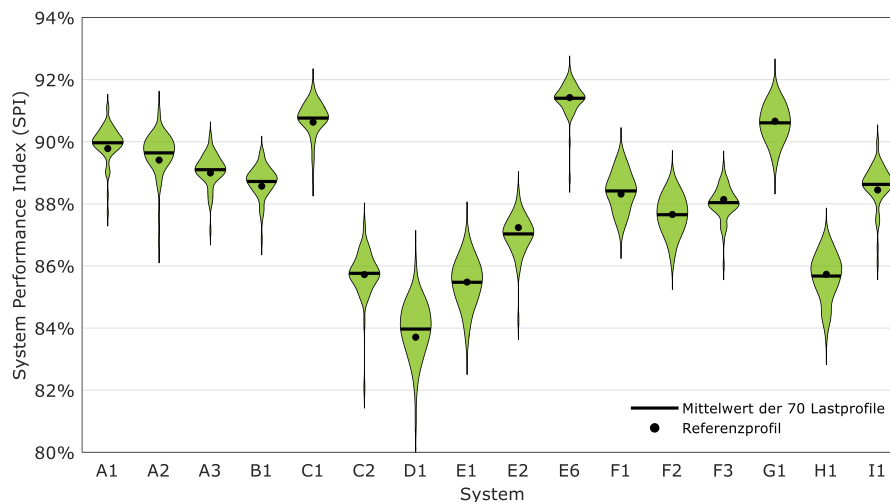


Bild 6.13 Dichtefunktion der Verteilung des SPI der untersuchten Systeme unter Verwendung von 70 unterschiedlichen Lastprofilen.

6.3 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde durch einen modellbasierten Simulationstest die Effizienz von verschiedenen AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen bewertet. Der Vergleich der Labormessdaten der untersuchten Systeme macht die zum Teil stark ausgeprägten Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Systemeigenschaften sichtbar. Mit zunehmender Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule steigt in Hochvolt-Systemen die Batteriespannung und damit die Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik. Eine höhere Klemmenspannung des Batteriespeichers kann auch durch einen zusätzlichen DC/DC-Wandler im Batteriespeicher erzielt werden, dessen Umwandlungsverluste allerdings den Batteriewirkungsgrad verringern. Des Weiteren ist zu beachten, dass sich die extern anfallende AC-Hilfsenergieversorgung des PV-gekoppelten Systems nicht auf die Umwandlungswirkungsgrade der Systemkomponenten auswirkt. Diese Beispiele verdeutlichen, dass eine Gesamtsystembewertung gegenüber einem Vergleich der einzelnen Systemeigenschaften vorzuziehen ist.

Die Ergebnisse der simulationsbasierten Analyse der PV-Batteriesysteme zeigen, weshalb eine hohe Systemeffizienz von Bedeutung ist. Ob Systeme mit größer dimensionierten Batteriespeichern den Netzbezug verringern, hängt maßgeblich von den Systemverlusten ab. Die Effizienz eines PV-Batteriesystems hat im Vergleich zur Speicherkapazität oft einen größeren Einfluss auf die erzielte Kosteneinsparung. Die SPI-Verluste der PV-Batteriesysteme werden mit großem Abstand von den Umwandlungsverlusten in den leistungselektronischen Systemkomponenten dominiert. Unabhängig von der Systemtopologie reduzieren die Umwandlungsverluste in der Leistungselektronik den SPI der effizientesten Systeme um 5 bis 6 Prozentpunkte. Der SPI der untersuchten Systeme variiert zwischen 83,7% und 91,4%. Sowohl AC- als auch DC-gekoppelte Systeme sind unter den Systemen mit der geringsten und höchsten Effizienz vertreten. Ein ausgeprägter Zusammenhang zwischen der Systemtopologie und der Systemeffizienz geht somit nicht aus der Analyse der untersuchten PV-Batteriesysteme hervor.

7 Diskussion

Ziel dieses Kapitels ist es, die Möglichkeiten und Grenzen der simulationsbasierten Effizienzbewertung von PV-Batteriesystemen mit dem SPI aufzuzeigen. Der Fokus liegt dabei auf der Diskussion der Bewertungsmethodik.

Zur Durchführung des entwickelten Simulationstests sind Labormesswerte erforderlich, die aus standardisierten Messungen nach dem Effizienzleitfaden hervorgehen. Ein belastbarer Vergleich der Effizienz unterschiedlicher PV-Batteriesysteme ist nur möglich, wenn die Systeme unter identischen Prüfbedingungen charakterisiert wurden. Um die Kosten der Labortests gering zu halten, wurde ein vergleichsweise großer Bereich der zulässigen Umgebungstemperatur von 20 bis 30 °C festgelegt. Dadurch sind die Tests auch in Laborumgebungen ohne Klimatisierung durchführbar. Die Umgebungstemperatur beeinflusst jedoch die elektrischen Eigenschaften und somit die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten [205]. An einem exemplarischen PV-Batteriesystem konnte zudem durch Labortests die Temperaturabhängigkeit der entnehmbaren Energie und des Batteriewirkungsgrads nachgewiesen werden [206]. Der Einfluss der Temperatur auf die Systemeigenschaften geht aus Labormessungen nach dem Effizienzleitfaden nicht hervor, weshalb dieser Aspekt im Simulationstest unberücksichtigt bleibt.

Gemäß Effizienzleitfaden werden die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Umwandlungspfade bestimmt, indem die Leistung ausgehend von der nominalen Leistung stufenweise reduziert wird [67]. Ob die Prüfsequenz mit sinkender oder steigender Leistung durchgeführt wird, beeinflusst allerdings die Betriebstemperatur der Halbleiter und somit den Umwandlungswirkungsgrad [207]. Zudem sei darauf hingewiesen, dass die Umwandlungswirkungsgrade der PV-Batteriesysteme nach Effizienzleitfaden bei mittlerer Batteriespannung bestimmt werden. In Hochvolt-Systemen kann die Differenz zwischen der maximalen und minimalen Batteriespannung über 100 V betragen (vgl. Bild 6.4 links). An den Spannungsgrenzen weicht die Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik folglich von den bei mittlerer Batteriespannung ermittelten Umwandlungswirkungsgraden ab.

Der Vergleich der in vier unterschiedlichen Prüfinstituten erhobenen Messwerte ergab eine überwiegend zufriedenstellende Reproduzierbarkeit der Messergebnisse [206]. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Datenqualität je nach Prüfstand variiert. Die Verbesserung der Messgenauigkeit sollte daher Gegenstand weiterer Anstrengungen sein. Letztlich wird die Belastbarkeit des Simulationstests maßgeblich von der Qualität der zugrunde liegenden Messdaten bestimmt.

Die Vorteile der simulationsbasierten Effizienzbewertung von PV-Batteriesystemen wurden in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich dargelegt. Die entwickelte Bewertungsmethodik ist jedoch auch mit Einschränkungen verbunden, die im Folgenden näher betrachtet werden. Die Diskussion beschränkt sich dabei auf das in Kapitel 6 verwendete Simulationsmodell PerMod 2.0, das auf Basis von Datenblattangaben gemäß Effizienzleitfaden 2.0 parametrisiert wird. Die im Simulationsmodell abgebildeten Aspekte sind somit auf die im Datenblatt angegebenen Systemeigenschaften beschränkt. Zur Abbildung der einzelnen Verlustmechanismen sind daher im Simulationsmodell zahlreiche Vereinfachungen erforderlich.

Die Dimensionierungsverluste werden in PerMod 2.0 durch die Bemessungsleistungen der einzelnen Umwandlungspfade abgebildet. Da die nominale Lade- und Entladeleistung eines PV-Batteriesystems nach Effizienzleitfaden bei mittlerer Batteriespannung bestimmt wird, ist die Abhängigkeit der maximalen Batterieleistung von der Batteriespannung im Modell nicht berücksichtigt. Des Weiteren lässt sich die kurzzeitige Überlastfähigkeit der Leistungselektronik im Modell nicht abbilden.

Die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten werden gemäß Effizienzleitfaden an acht Stützstellen zwischen 5% und 100% der nominalen Leistung bestimmt. Die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung wird in Anlehnung an [122] und [123] durch eine quadratische Gleichung abgebildet. Dies ist jedoch mit der Einschränkung verbunden, dass ein unstetiger Verlauf der Wirkungsgradkennlinien, der aus der auslastungsabhängigen Zu- oder Abschaltung einzelner Komponenten resultieren kann, im Modell nicht abbildbar ist.

Zur Vereinfachung des Modellansatzes und zur Reduktion der erforderlichen Modellparameter wird auf die Modellierung der Abhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade von der PV-Eingangsspannung verzichtet. Das Simulationsmodell beschränkt sich daher auf die bei nominaler PV-Eingangsspannung ermittelten Umwandlungswirkungsgrade. Je nach System variiert die vom Hersteller definierte nominale PV-Eingangsspannung (vgl. Bild 6.4 links). Im realen Betrieb wird die resultierende PV-Generatorspannung jedoch maßgeblich von der Nennleistung und der elektrischen Verschaltung des PV-Generators bestimmt. Dies ist beim Vergleich von PV2AC- oder PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien, die bei unterschiedlichen PV-Eingangsspannungen ermittelt wurden, sowie bei der Interpretation der Simulationsergebnisse zu berücksichtigen.

Zur Abbildung der Regelungsverluste mussten weitere Vereinfachungen getroffen werden. Da aus den Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden lediglich die mittleren stationären Regelungsabweichungen im Lade- und Entladebetrieb hervorgehen, bleibt die im realen Betrieb auftretende Leistungsabhängigkeit der stationären Regelungsabweichungen in PerMod 2.0 unberücksichtigt. Die dynamischen Regelungsabweichungen werden gemäß Effizienzleitfaden in einem Test mit variierender Last und konstanter PV-Leistungsabgabe bestimmt. Die daraus abgeleitete Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung wird im Modell bei Fluktuationen der Last sowie der PV-Leistung angesetzt. Systeme, die ohne Zeitverzug auf PV-Leistungsänderungen reagieren, werden durch diesen Ansatz benachteiligt. Zusätzlich wird das bei einzelnen Systemen zu beobachtende variable Einschwingverhalten im Modell vernachlässigt [104]. Aufgrund der gewählten Simulationszeitschrittweite von 1 s können nur ganzzahlige Werte der Totzeit berücksichtigt werden. Der Schwellwert des Ladezustands zur Umsetzung der Hysterese der PV-Nachladung ist in PerMod 2.0 pauschal mit 98% angesetzt. Die PV-Nachladung ist im realen Betrieb jedoch oft von der Batteriespannung abhängig und kann zudem je nach System variieren.

Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass die Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70% der Nennleistung des PV-Generators im Modell in jedem Zeitschritt erfolgt (vgl. Kapitel 2.1.4). In der Praxis muss jedoch nur der gleitende 10-Minuten-Mittelwert der Einspeiseleistung diesen Grenzwert einhalten [208]. Die Energiemanagementverluste aufgrund der Begrenzung der Einspeiseleistung werden daher in den Simulationsergebnissen überschätzt, da die zeitlichen Ausgleichseffekte

unberücksichtigt bleiben [209]. Zur Abbildung der Bereitschaftsverluste wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die PV-Batteriesysteme nach Erreichen des minimalen oder maximalen Ladezustands umgehend in den Standby-Betriebsmodus wechseln. Einige Systeme verbleiben jedoch für eine begrenzte Zeit zunächst im Leerlauf-Betrieb mit einer höheren Leistungsaufnahme.

Neben den zuvor beschriebenen Vereinfachungen gibt es eine Reihe von individuellen Systemeigenschaften, die im realen Betrieb auftreten können und nicht aus den Messungen gemäß Effizienzleitfaden hervorgehen. Folglich sind diese systemspezifischen Aspekte nicht im Modell implementiert. Hierzu zählen unter anderem Maßnahmen zum Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen (vgl. Kapitel 2.2). Darüber hinaus gibt es Systeme, die insbesondere in den Wintermonaten regelmäßige Kalibrierungsladungen durchführen. Hierzu wird der Batteriespeicher unter Umständen vollständig mit Energie aus dem Netz geladen. Andere Systeme wiederum unterbrechen den Lade- und Entladevorgang in regelmäßigen Abständen.

Des Weiteren kann der zulässige Ladezustandsbereich und somit die Entladetiefe des Batteriespeichers im Jahresverlauf variieren [210]. Erhöhte Umgebungstemperaturen am Aufstellungsort können zudem einen häufigeren Betrieb des Lüfters verursachen, dessen Leistungsaufnahme die Umwandlungseffizienz beeinträchtigt. Bei PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen kommt die Besonderheit hinzu, dass der Batteriespeicher oft nur an einem der zwei Eingänge des PV-Wechselrichters eingebunden ist. Um die zulässige Eingangsspannung einzuhalten, kann der Batteriespeicher unter Umständen nicht mit dem gesamten PV-Generator elektrisch verbunden werden. Damit geht ein verringerter Energiedurchsatz des Batteriespeichers einher. Im Modell wird dieser Aspekt vernachlässigt, da der Batteriespeicher die Leistung des gesamten PV-Generators aufnehmen kann.

Sowohl die beschriebenen Modellvereinfachungen als auch die im Modell vernachlässigten Eigenschaften bringen Abweichungen zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen mit sich. Zur Validierung des Simulationsmodells PerMod 2.0 wurden die simulierten und gemessenen Energieflüsse von zehn PV-Batteriesystemen auf Basis von mehrtägigen Anwendungstests verglichen [211]. Wie die in Anhang A.7 dargestellten Validierungsergebnisse zeigen, variiert die Modellgenauigkeit je nach System. Da nicht alle systemspezifischen Besonderheiten und Verlustursachen im Simulationsmodell berücksichtigt sind, wird die Systemeffizienz durch das Simulationsmodell in der Regel leicht überschätzt. Ein Simulationstest auf Basis von Datenblattangaben gemäß Effizienzleitfaden bringt somit nicht alle in der Praxis auftretenden Effizienzverluste zum Vorschein.

Wie bereits eingangs erläutert, ist ein belastbarer Vergleich der Effizienz von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen nur unter identischen Betriebsbedingungen möglich. Im Rahmen des entwickelten Simulationstests wird das Betriebsverhalten der PV-Batteriesysteme in einem Referenzgebäude mit einem elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a und in Verbindung mit einem 5-kWp-PV-Generator simuliert. Die Effizienzbewertung beschränkt sich daher auf PV-Batteriesysteme, die aufgrund ihrer Systemeigenschaften zum Einsatz im Referenzgebäude geeignet sind. Bei den DC-gekoppelten Systemen ist insbesondere die PV-Bemessungseingangsleistung ein limitierender Faktor, weshalb drei der in Kapitel 6 analysierten DC-gekoppelten Systeme nicht mit dem SPI bewertet wurden. Aufgrund der zunehmenden Häufung von PV-Anlagen mit einer Nennleistung von knapp unter 10 kWp [212] wurde daher

in [204] ein weiterer Referenzfall mit einem 10-kWp-PV-Generator vorgestellt. Die Festlegung von mehreren Referenzfällen ist jedoch auch mit Nachteilen verbunden. Einerseits variiert die Höhe des SPI mit der PV-Generatorgröße (vgl. Anhang A.4), sodass die Ergebnisse untereinander nicht vergleichbar sind. Andererseits stellt sich bei AC-gekoppelten Batteriesystemen die Frage, welcher Systemparameter für die Wahl des jeweiligen Referenzfalls ausschlaggebend ist. Hierbei ist auch zu beachten, dass sich die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen bei unterschiedlich groß dimensionierten PV-Anlagen meist nur geringfügig ändern [99].

Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass der SPI der AC- und PV-gekoppelten Systeme von der Effizienz des gewählten PV-Wechselrichters abhängt. Der Vergleich des SPI von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen sollte daher nur unter Verwendung desselben PV-Wechselrichters erfolgen. Die Beschränkung des vorgestellten Verfahrens auf Batteriesysteme in Wohngebäuden kann als weiterer Kritikpunkt angesehen werden. Zukünftige Änderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen erfordern zudem unter Umständen die Anpassung des Netzbezugspreises und der Netzeinspeisevergütung. Weiterhin ist die Internationalisierung des entwickelten Bewertungsansatzes mit Herausforderungen verbunden. Einerseits variieren die ökonomischen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern. Andererseits unterscheidet sich der saisonale und tageszeitliche Verlauf der Lastprofile je nach Region. Die Übertragbarkeit des Bewertungsansatzes auf andere Marktsegmente und Regionen sollte daher in weitergehenden Untersuchungen geprüft werden.

8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Fokus dieser Arbeit lag auf der Entwicklung eines modellbasierten Simulationstests zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen in Wohngebäuden. Aufgabe von Batteriesystemen in Verbindung mit PV-Anlagen ist es, den Energiebezug des Gebäudes aus dem Netz zu minimieren und dabei die eingespeiste PV-Energie möglichst wenig zu beeinträchtigen. Die Energieeffizienz eines PV-Batteriesystems beeinflusst jedoch den Netzbezug und die Netzeinspeisung. Im Gegensatz zu anderen Bewertungsansätzen basiert die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methodik daher darauf, die Verluste eines PV-Batteriesystems anhand der Änderung der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu analysieren. Hierzu wurden Simulationsmodelle entwickelt, mit denen sich die Energieflüsse in Wohngebäuden mit AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen in einsekündiger Auflösung berechnen lassen. Die Modelle werden mit Messdaten parametrisiert, die aus Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme hervorgehen.

Zur Bewertung eines PV-Batteriesystems wird zunächst dessen Betriebsverhalten unter idealen, verlustfreien Bedingungen in einem Referenzgebäude simuliert. Im Anschluss erfolgt die Simulation des realen PV-Batteriesystems unter Berücksichtigung der im Modell abgebildeten Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste. Mit dem entwickelten Verfahren können die Effekte der einzelnen Verluste getrennt voneinander analysiert werden. Dadurch ist es im Rahmen der vorliegenden Arbeit gelungen, die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen der PV-Batteriesysteme zu quantifizieren. Die Gesamtsystemverluste werden mit Abstand von den Umwandlungsverlusten in den leistungselektronischen Systemkomponenten dominiert.

In einem weiteren Schwerpunkt wurde die Aussagekraft von weitverbreiteten Kennzahlen wie dem Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Systemnutzungsgrad untersucht. Es konnte dargelegt werden, dass keine der untersuchten Kennzahlen zum Vergleich der Effizienz von Systemen mit unterschiedlicher Batterieanbindung und unterschiedlicher Speicherkapazität geeignet ist. Vor diesem Hintergrund wurde mit dem System Performance Index (SPI) im Rahmen dieser Arbeit eine neue Effizienzkennzahl für PV-Batteriesysteme entwickelt. Der SPI bewertet die Effizienz eines PV-Batteriesystems anhand der verlustbedingten Änderung des Netzbezugs und der Netzeinspeisung. Aus den Ausgaben für den Netzbezug und den Erlösen aus der Netzeinspeisung resultiert die realisierbare Kosteneinsparung der PV-Batteriesysteme. Der SPI berechnet sich aus dem Verhältnis der Kosteneinsparung des realen PV-Batteriesystems zum Kosteneinsparungspotenzial im verlustfreien Idealfall. Das untersuchte Referenzsystem erreicht einen SPI von 87%. Somit verringern die Effizienzverluste die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung um 13 Prozentpunkte. Da das Kosteneinsparungspotenzial eines PV-Batteriesystems von dessen Speicherkapazität abhängt, erlaubt der SPI den Vergleich von PV-Batteriesystemen mit unterschiedlich dimensionierten Batteriespeichern.

In einem weiteren Schwerpunkt der Arbeit wurden zahlreiche Einflussfaktoren auf den SPI untersucht. Unter anderem konnte nachgewiesen werden, dass die Abhängigkeit des SPI von der Einspeisevergütung und vom Netzbezugspreis über einen weiten Bereich nur gering ausgeprägt ist. Des Weiteren

wurde die Bedeutung einer hohen zeitlichen Auflösung und eines hohen Detaillierungsgrads der Simulationsrechnungen aufgezeigt. Durch ungünstige Systemkonfigurationen mit zu klein dimensionierten PV-Generatoren wird der SPI stark beeinträchtigt. Darüber hinaus wurde die Abhängigkeit des SPI von ausgewählten Systemeigenschaften untersucht. Wird beispielsweise die Einspeiseleistung auf 50% der PV-Nennleistung beschränkt, kann eine prognosebasierte Batterieladestrategie den SPI durch die Verringerung der Energiemanagementverluste um fast 3 Prozentpunkte steigern.

Darüber hinaus macht der SPI die Effizienz von AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen vergleichbar. Im letzten Schwerpunkt dieser Arbeit wurde der SPI für 16 unterschiedliche Systemkonfigurationen bestimmt. Zudem wurden die Ursachen für die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen analysiert. Der Vergleich der untersuchten PV-Batteriesysteme zeigt auch die Bedeutung der Systemverluste auf. Die Systemeffizienz hat im Vergleich zur Speicherkapazität oft einen größeren Einfluss auf die erzielbare Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems. Dies verdeutlicht die Relevanz der Systemeffizienz im Vergleich zur Speicherkapazität, die bei der Auswahl eines PV-Batteriesystems oft im Mittelpunkt steht. Sowohl die AC-gekoppelten als auch die DC-gekoppelten Systeme erzielen im Mittel einen SPI von 88%. Eine ausgeprägte Abhängigkeit des SPI von der Systemtopologie konnte somit nicht festgestellt werden. Die häufig in der Literatur zu findende Aussage, DC-gekoppelte Systeme seien effizienter als AC-gekoppelte Systeme [213], [214], lässt sich anhand der Analyse der untersuchten PV-Batteriesysteme nicht bestätigen.

Auch wenn die Effizienz der meisten untersuchten PV-Batteriesysteme zufriedenstellend ist, besteht vereinzelt noch Spielraum für systemtechnische Verbesserungen. Maßnahmen zur Steigerung der Teillastwirkungsgrade der einzelnen Umwandlungspfade sollten aufgrund der Relevanz der Umwandlungsverluste im Mittelpunkt der Systemoptimierung stehen. Durch eine Aktualisierung der Software kann die Leistungsaufnahme der PV-Batteriesysteme im Standby-Betrieb oftmals verringert werden [206]. Geringere stationäre und dynamische Regelungsabweichungen sind häufig durch Anpassungen in der Systemregelung erreichbar. Wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, liegt ein weiterer Ansatz zur Verbesserung der Systemeffizienz im Einsatz von prognosebasierten Betriebsstrategien. Somit lässt sich schlussfolgern, dass die Optimierung der Software einen wichtigen Beitrag zur Verringerung der Verluste eines PV-Batteriesystems leisten kann.

Die im Rahmen der Arbeit entwickelten Simulationsmodelle sowie der SPI können in unterschiedlichen Gebieten zum Einsatz kommen. Hauptanwendung des entwickelten Simulationstests ist der Vergleich der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen und somit die Bewertung unterschiedlicher Produkte. Der SPI kann als Vergleichsgröße für Effizienz-Ranglisten und Marktübersichten dienen. Ein darauf aufbauendes Effizienzlabel für PV-Batteriesysteme könnte die Auswahl eines hocheffizienten Speichersystems erleichtern. Die im Vergleich zum Status quo detaillierteren Simulationsmodelle können in Softwareanwendungen zur Planung und Auslegung von PV-Batteriesystemen implementiert werden. Auf diese Weise könnte die Effizienz der PV-Batteriesysteme in der Planungs- und Auslegungsphase stärker in den Vordergrund rücken. Zudem ließen sich so auch die individuellen Anforderungen an die PV-Batteriesysteme in Wohngebäuden mit Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder anderen elektrischen Verbrauchern analysieren.

Vielversprechend ist zudem der Einsatz des vorgestellten Simulationstests in der Produktentwicklung. Durch simulationsbasierte Verlustanalysen können Hersteller das Optimierungspotenzial ihrer Produkte identifizieren. Verschiedene Maßnahmen zur Systemoptimierung sowie neue Betriebsstrategien können vorab evaluiert werden. Auf diese Weise tragen die Ergebnisse dieser Arbeit zur weiteren Verbesserung der Effizienz der PV-Batteriesysteme bei.

Darüber hinaus kann der SPI auch zur Bewertung der Betriebsdaten von PV-Batteriesystemen herangezogen werden. Die gemessenen Betriebsergebnisse eines PV-Batteriesystems werden dabei mit den simulierten Betriebsergebnissen des verlustfreien, idealen Systems verglichen. Es wird also lediglich das ideale Betriebsverhalten auf Grundlage der Messwerte der elektrischen Last sowie der Leistungsabgabe des PV-Generators simuliert. Ein Verfahren zur Bestimmung des SPI aus Labormessdaten eines sechstägigen Anwendungstests wurde bereits vorgestellt [204]. Zudem ist die Analyse von Feldmessdaten mit dem SPI ein aussichtsreiches Einsatzgebiet. Dadurch kommen die Effekte der Systemeigenschaften, die nicht aus standardisierten Labortests hervorgehen, im ermittelten SPI zum Vorschein. Auf Grundlage von mehrjährigen Betriebsdaten lassen sich mit dem SPI die Auswirkungen der Batteriealterung bestimmen. Durch die Integration des Verfahrens in Softwareanwendungen zur Betriebsdatenanalyse kann der SPI auch zur kontinuierlichen Überwachung und Bewertung des individuellen Betriebsverhaltens der PV-Batteriesysteme genutzt werden.

Aufbauend auf den Erkenntnissen dieser Arbeit konnten weitere relevante Forschungsthemen identifiziert werden. Vorrangig sollte untersucht werden, wie sich die Belastbarkeit der Labortests gemäß Effizienzleitfaden sowie des entwickelten Simulationstests weiter verbessern lässt. Aufgrund der aufgezeigten Relevanz der Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems im Standby-Betrieb sollte der Labortest gemäß Effizienzleitfaden um ein Verfahren zur Bestimmung dieser Größe erweitert werden. Zudem sollte geprüft werden, ob sich die Modellgenauigkeit durch die Abbildung der Abhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade von der PV-Generatorspannung entscheidend verbessern lässt und ob sich der damit verbundene höhere Parametrierungsaufwand rechtfertigen lässt. Des Weiteren können die entwickelten Simulationsmodelle zur Untersuchung weitergehender Forschungsfragen verwendet werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass PV-Batteriesysteme nicht nur aus ökonomischen, sondern auch aus ökologischen Gründen möglichst effizient sein sollten. Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz der PV-Batteriesysteme tragen letztendlich auch zur Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen bei, was sich positiv auf die Erreichung der Klimaschutzziele auswirkt.

A Anhang

A.1 Eingangszeitreihen

Die Simulation der PV-Batteriesysteme erfordert Zeitreihen meteorologischer Daten sowie der elektrischen Last. Nachfolgend werden die verwendeten Eingangsdatensätze vorgestellt.

A.1.1 Meteorologische Daten

Zur Simulation der Leistungsabgabe des PV-Systems wird auf frei verfügbare meteorologische Messdaten der Universität Oldenburg zurückgegriffen [215]. Der verwendete Datensatz enthält Messwerte der Lufttemperatur sowie der Global- und Diffusbestrahlungsstärke für das Jahr 2014 in einer zeitlichen Auflösung von 1 s. Die Bestrahlungsstärke wurde mit dem Pyranometer Kipp & Zonen CM11 und die Lufttemperatur mit einem PT-100 Sensor erfasst. Im Jahr 2014 wurde am Standort Oldenburg eine Globalbestrahlung von 1065 kWh/m² und eine Diffusbestrahlung von 586 kWh/m² erfasst. Die mittlere Lufttemperatur lag bei 11,5 °C.

Die Monatssummen der Diffus- und Direktbestrahlung am Standort Oldenburg im Jahr 2014 sind in Bild A.1 (links) dargestellt. Die saisonalen Unterschiede im Solarstrahlungsangebot sind sehr stark ausgeprägt. In den Wintermonaten ist der prozentuale Anteil der Diffusbestrahlung an der Globalbestrahlung weitaus größer als im Sommer. Bild A.1 (rechts) stellt die Verteilung der jährlichen Global- und Diffusbestrahlung in Abhängigkeit von der Höhe der Bestrahlungsstärke dar. Während bei geringer Bestrahlungsstärke der Diffusanteil dominiert, gewinnt die Direktstrahlung bei höheren Bestrahlungsstärkeklassen an Relevanz. Werte der Bestrahlungsstärke oberhalb von 1000 W/m² treten in Situationen mit wechselnder Bewölkung auf und sind auf zusätzliche Reflexionen der Bestrahlungsstärke an den Wolkenrändern zurückzuführen [139].

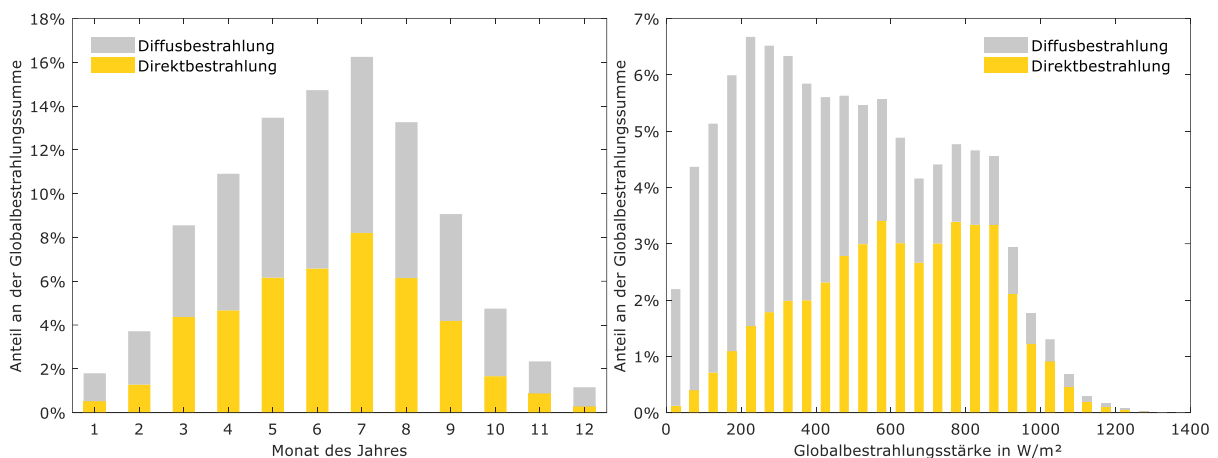


Bild A.1 Monatlicher Verlauf der Globalbestrahlung (links) sowie Verteilung der Globalbestrahlung in Abhängigkeit von der Globalbestrahlungsstärke (rechts) im Jahr 2014 am Standort Oldenburg (Klassenbreite 50 W/m²).

A.1.2 Lastdaten

Das im Rahmen dieser Arbeit verwendete Referenzprofil wurde einem frei verfügbaren Datensatz mit einsekündig aufgelösten Lastprofilen von 74 Wohngebäuden entnommen [182]. Die Lastprofile wurden durch die Synthese von 15-minütigen Lastprofilen des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) [216] und einsekündigen Messdaten der TU Wien [217] erstellt. Für eine detaillierte Beschreibung der Lastprofilsynthese sei auf [218] und [182] verwiesen.

Das Lastprofil Nr. 31 des verwendeten Datensatzes mit einem elektrischen Energiebedarf von 5010 kWh/a dient als Referenzprofil in dieser Arbeit. Dieser Wert entspricht in etwa dem Mittelwert des elektrischen Energiebedarfs von Privathaushalten [15], [219] sowie von Wohngebäuden mit PV-Batteriesystemen in Deutschland [65]. Letztere haben tendenziell einen überdurchschnittlich hohen elektrischen Energiebedarf [91]. Das ausgewählte Lastprofil zeichnet sich darüber hinaus durch einen typischen jahreszeitlichen Verlauf des Energiebedarfs aus (vgl. Bild 5.7).

Bild A.2 gibt einen Einblick in die Charakteristik des Referenzprofils. Die Häufigkeitsverteilung des täglichen Energiebedarfs ist in Bild A.2 (links) veranschaulicht. Der tägliche Energiebedarf beläuft sich im Mittel auf 13,7 kWh/d und variiert zwischen 4,7 und 40,2 kWh/d. Größtenteils resultiert ein Energiebedarf zwischen 10 und 15 kWh/d. Lediglich an einem Tag ergibt sich ein Bedarf von über 30 kWh/d. An Tagen, an denen die Bewohner nicht anwesend sind, sinkt der elektrische Energiebedarf häufig auf unter 7,5 kWh/d.

In Bild A.2 (rechts) ist die leistungsabhängige Verteilung des elektrischen Energiebedarfs des Referenzlastprofils dargestellt. Beachtlich ist, dass ein Großteil des elektrischen Energiebedarfs aus Leistungen unterhalb von 1 kW resultiert. Etwa die Hälfte des jährlichen Energiebedarfs fällt bei Leistungen unter 0,6 kW an. Weniger als ein Zehntel des Energiebedarfs resultiert aus Leistungswerten oberhalb von 4 kW. Spitzenlasten oberhalb von 10 kW sind nur für rund 1% des jährlichen Energiebedarfs verantwortlich.

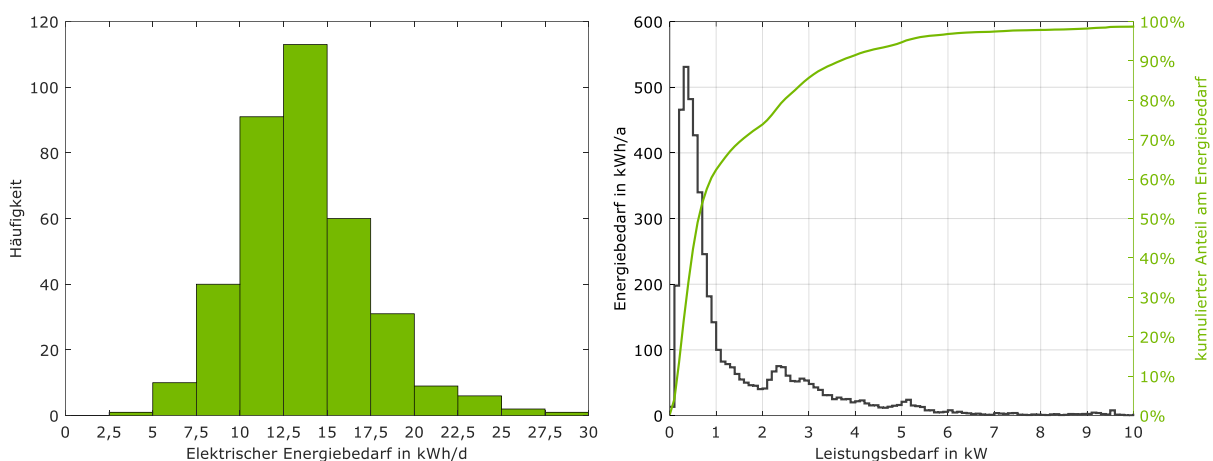


Bild A.2 Links: Häufigkeitsverteilung des täglichen Energiebedarfs des Referenzlastprofils. Rechts: Verteilung des elektrischen Energiebedarfs des Referenzlastprofils in Abhängigkeit von der Höhe der Leistung.

A.2 Modellparameter

A.2.1 Ergänzende Modellparameter

Tabelle A.1 Koeffizienten zur Abbildung der Systemeigenschaften des Referenzsystems.

Systemkomponente und -eigenschaft	Kürzel	Wert
PV-Modul (Schwachlichtverhalten)	a_1	$9,05386 \cdot 10^{-2}$
	a_2	$-1,81302 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/\text{W}$
	a_3	$1,0943 \cdot 10^{-2}$
PV-Wechselrichter (Umwandlungsverluste)	a_{PV2AC}	33,1 W
	b_{PV2AC}	91,9 W
	c_{PV2AC}	16,7 W
Batterieumrichter (stationäre Regelungsabweichung)	$a_{\text{AC2BAT,ABW}}$	156,3 W
	$b_{\text{AC2BAT,ABW}}$	46,1 W
	$c_{\text{AC2BAT,ABW}}$	11,0 W
	$a_{\text{BAT2AC,ABW}}$	71,6 W
	$b_{\text{BAT2AC,ABW}}$	13,6 W
	$c_{\text{BAT2AC,ABW}}$	11,4 W
Batterieumrichter (Umwandlungsverluste)	a_{AC2BAT}	155,0 W
	b_{AC2BAT}	65,4 W
	c_{AC2BAT}	13,6 W
	a_{BAT2AC}	78,7 W
	b_{BAT2AC}	28,2 W
	c_{BAT2AC}	18,1 W
Batteriespeicher (Umwandlungsverluste)	a_{BAT}	17,9 W
	b_{BAT}	66,5 W
	c_{BAT}	0,7 W

A.2.2 Bestimmung der Modellparameter des Batteriespeichers

In diesem Abschnitt werden die Parameter zur Berechnung der leistungsabhängigen Lade- und Entladeverluste des Batteriespeichers hergeleitet. Die Vorgehensweise orientiert sich an dem in [110] entwickelten Ansatz. Der Batteriespeicher des Referenzsystems wurde am Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen nach dem im Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme beschriebenen Verfahren vermessen. Der Test beinhaltet die vollständige Ladung und Entladung des Batteriespeichers bei 100% (Zyklus 1), 50% (Zyklus 2) und 25% (Zyklus 3) der nominalen Lade- und Entladeleistung. Tabelle A.2 stellt die Messergebnisse des Tests für die drei Zyklen dar.

Für jeden Zyklus wurde die vom Batteriespeicher abgegebene Energie E_{BATD} und aufgenommene Energie E_{BATC} bestimmt, aus deren Verhältnis sich der Batteriewirkungsgrad η_{BAT} berechnen lässt:

$$\eta_{\text{BAT}} = \frac{E_{\text{BATD}}}{E_{\text{BATC}}} \quad (\text{A.1})$$

Tabelle A.2 Messergebnisse der Prüfung des Batteriespeichers nach dem Effizienzleitfaden sowie daraus abgeleitete Berechnungsergebnisse zur Herleitung der Batteriemodellparameter.

Bezeichnung	Kürzel	Zyklus 1	Zyklus 2	Zyklus 3
DC-Batterieladeleistung	P_{BATC}	2231 W	1247 W	629 W
DC-Batterieentladeleistung	P_{BATD}	2512 W	1250 W	612 W
DC-Batterieladung	E_{BATC}	3,84 kWh	3,81 kWh	3,81 kWh
DC-Batterieentladung	E_{BATD}	3,57 kWh	3,55 kWh	3,53 kWh
Ladezeit	t_{BATC}	1,72 h	3,06 h	6,06 h
Entladezeit	t_{BATD}	1,42 h	2,84 h	5,77 h
Batteriewirkungsgrad	η_{BAT}	93,0%	93,2%	92,7%
Zellwirkungsgrad (exkl. BMS)	η_{ZELL}	93,4%	93,9%	94,2%
Mittlere Batterieleistung	P_{BAT}	2358 W	1248 W	620 W
Spezifische Batterieleistung	ρ_{BAT}	95%	50%	25%
Verlustleistung der Batterie (exkl. BMS)	$P_{\text{BAT,V}}$	80 W	39 W	18 W

Um Aussagen zur Leistungsabhängigkeit des Wirkungsgrads der Batteriezellen η_{ZELL} abzuleiten, muss der experimentell ermittelte Wirkungsgrad des Batteriespeichers η_{BAT} um die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems P_{BMS} unter Berücksichtigung der Ladezeit t_{BATC} und Entladezeit t_{BATD} korrigiert werden:

$$\eta_{\text{ZELL}} = \frac{E_{\text{BATD}} + t_{\text{BATD}} \cdot P_{\text{BMS}}}{E_{\text{BATC}} - t_{\text{BATC}} \cdot P_{\text{BMS}}} \quad (\text{A.2})$$

Die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems im Lade- und Entladebetrieb wird mit 5 W abgeschätzt.

Des Weiteren wird von einer Gleichverteilung der Batterieverluste auf den Lade- und Entladevorgang ausgegangen [132], [133]. Sowohl der Ladewirkungsgrad η_{ZELLC} als auch der Entladewirkungsgrad η_{ZELLD} der Batteriezellen entspricht daher in erster Näherung der Quadratwurzel des Zellwirkungsgrads η_{ZELL} :

$$\eta_{\text{ZELLC}} \approx \eta_{\text{ZELLD}} \approx \sqrt{\eta_{\text{ZELL}}} \quad (\text{A.3})$$

Zu beachten ist dabei, dass in der Praxis bei gleicher Lade- und Entladeleistung der Entladewirkungsgrad kleiner als der Ladewirkungsgrad ist [220]. Begründet ist dies durch eine geringere Batteriespannung während des Entladevorgangs und damit einhergehend größeren Strom.

Aus der mittleren Batterieleistung P_{BAT} je Zyklus

$$P_{\text{BAT}} = \frac{E_{\text{BATC}} + E_{\text{BATD}}}{t_{\text{BATC}} + t_{\text{BATD}}} \quad (\text{A.4})$$

resultiert die während des Lade- und Entladevorgangs auftretende Verlustleistung der Batteriezellen $P_{\text{BAT,V}}$ aus:

$$P_{\text{BAT,V}} = P_{\text{BAT}} \cdot (1 - \sqrt{\eta_{\text{ZELL}}}) \quad (\text{A.5})$$

Die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung der Batteriezellen kann durch eine quadratische Gleichung auf Grundlage der drei Stützstellen (Zyklen) wie folgt abgebildet werden:

$$P_{\text{BAT},V} = a_{\text{BAT}} \cdot \rho_{\text{BAT}}^2 + b_{\text{BAT}} \cdot \rho_{\text{BAT}} + c_{\text{BAT}} \quad \text{mit} \quad \rho_{\text{BAT}}(t) = \frac{|P_{\text{BAT}}(t)|}{P_B} \quad (\text{A.6})$$

Für das Referenzsystem wurden auf diese Weise die in Anhang A.2.1 aufgeführten Modellparameter a_{BAT} , b_{BAT} und c_{BAT} bestimmt.

A.3 Simulationsmodell des idealen PV-Batteriesystems

In diesem Abschnitt wird das Simulationsmodell zur Abbildung des idealen Systemverhaltens beschrieben. Ein ideales PV-Batteriesystem hat die in Kapitel 3 erläuterten Eigenschaften. Ausgehend von der Energieabgabe des PV-Generators erfolgen die Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten sowie die Energiespeicherung in der Batterie verlustfrei. Das Simulationsmodell des PV-Generators eines idealen Systems ist somit mit dem in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Modell identisch. Die resultierende Differenzleistung $P_D(t)$ lässt sich aufgrund des verlustfreien PV-Wechselrichters direkt aus der aktuellen PV-Generatorleistung $P_{\text{PV}}(t)$ und der elektrischen Last $P_L(t)$ ermitteln:

$$P_D(t) = P_{\text{PV}}(t) - P_L(t) \quad (\text{A.7})$$

Gemäß Gleichung (2.17) ist der Ladezustand $\text{SOC}(t)$ des Batteriespeichers als Verhältnis des momentan verfügbaren Energieinhalts $E_{\text{BAT}}(t)$ zur Speicherkapazität E_B definiert:

$$\text{SOC}(t) = \frac{E_{\text{BAT}}(t)}{E_B} \quad (\text{A.8})$$

Aus der aktuellen Differenzleistung $P_D(t)$ und dem Ladezustand im vorherigen Zeitschritt $\text{SOC}(t - \Delta t)$ wird anschließend der Betriebsmodus des Batteriespeichers $b_{\text{BS}}(t)$ ermittelt:

$$b_{\text{BS}}(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } P_D(t) > 0 \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) < 1 \\ 2 & \text{für } P_D(t) < 0 \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) > 0 \\ 3 & \text{sonst} \end{cases} \quad (\text{A.9})$$

Die Batterieladung ($b_{\text{BS}}(t) = 1$) erfolgt, sofern die Differenzleistung positiv und der Ladezustand kleiner als der Maximalwert ist. Ist die Differenzleistung negativ und der Ladezustand größer als der Minimalwert, kommt es zur Batterieentladung ($b_{\text{BS}}(t) = 2$).

Aufgrund der idealen Systemregelung und des verlustfreien Batterieumrichters ist die DC-Leistung des Batteriespeichers $P_{\text{BAT}}(t)$ während des Lade- und Entladevorgangs identisch mit der Differenzleistung $P_D(t)$:

$$P_{\text{BAT}}(t) = \begin{cases} P_D(t) & \text{für } b_{\text{BS}}(t) = 1 \vee b_{\text{BS}}(t) = 2 \\ 0 & \text{für } b_{\text{BS}}(t) = 3 \end{cases} \quad (\text{A.10})$$

Wird der Batteriespeicher im Betriebsmodus $b_{\text{BS}}(t) = 3$ weder geladen noch entladen, nimmt die Batterieleistung den Wert null an.

Der resultierende Energieinhalt des Batteriespeichers $E_{\text{BAT}}(t)$ lässt sich aus dem Energieinhalt im vorherigen Zeitschritt $E_{\text{BAT}}(t - \Delta t)$ sowie aus der Batterieleistung $P_{\text{BAT}}(t)$ und der Zeitschrittweite Δt wie folgt berechnen:

$$E_{\text{BAT}}(t) = E_{\text{BAT}}(t - \Delta t) + P_{\text{BAT}}(t) \cdot \Delta t \quad (\text{A.11})$$

Da die Batterieleistung im Betriebsmodus $b_{BS}(t) = 3$ null ist, bleibt der Energieinhalt des Batteriespeichers unverändert. Abschließend lässt sich die Leistung des idealen Batteriesystems $P_{BS}(t)$ aus der Leistung des Batteriespeichers $P_{BAT}(t)$ ermitteln:

$$P_{BS}(t) = P_{BAT}(t) \quad (\text{A.12})$$

Mit dem beschriebenen idealen Simulationsmodell lässt sich das Betriebsverhalten eines idealen PV-Batteriesystems in einsekündiger Auflösung unabhängig von der Batteriegröße und der Art der Anbindung des Batteriespeichers simulieren.

A.4 Einfluss der Systemdimensionierung auf die Kennzahlen

Im Folgenden wird dargelegt, wie sich die Dimensionierung des Batteriespeichers und PV-Generators auf die Höhe der in Kapitel 4 analysierten Kennzahlen auswirkt. Hierzu wird einerseits die Speicherkapazität und andererseits die PV-Generatorleistung des Referenzsystems angepasst.

Zur Analyse der mit der Änderung der Batteriegröße verbundenen Effekte wird die Speicherkapazität des Referenzsystems zwischen 2 und 10 kWh variiert. Dabei wird unterstellt, dass sich die jeweilige Speichergröße durch die Änderung der Anzahl der parallel verschalteten Batteriezellstränge ergibt. Aufgrund dessen ist auch die Berechnung der resultierenden Verlustleistung anzupassen. Hierzu wird in einem ersten Schritt der Faktor f_B ermittelt, der als das Verhältnis der angepassten Speicherkapazität E_B und der ursprünglichen Speicherkapazität des Referenzsystems $E_{B,REF}$ (3,7 kWh) definiert ist:

$$f_B = \frac{E_B}{E_{B,REF}} \quad (\text{A.13})$$

Im Anschluss gilt es, die gemäß Gleichung (2.26) in Kapitel 2.1.3 ermittelte Verlustleistung des Batteriespeichers $P_{BAT,V}(t)$ um den Faktor f_B zu korrigieren:

$$P_{BAT,V}(t) = (a_{BAT} \cdot p_{BAT}(t)^2 \cdot f_B^{-2} + b_{BAT} \cdot p_{BAT}(t) \cdot f_B^{-1} + c_{BAT}) \cdot f_B \quad \text{mit} \quad p_{BAT}(t) = \frac{|P_{BAT}(t)|}{P_B} \quad (\text{A.14})$$

Bei gleicher Batterieleistung und einer Verdopplung der Speicherkapazität auf 7,4 kWh verringert sich demnach die spezifische Auslastung der einzelnen Zellstränge um die Hälfte, was sich auf die Höhe der resultierenden Verlustleistung des gesamten Batteriespeichers auswirkt. Die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems im Betrieb und Standby wird vereinfacht als konstant betrachtet. Zu beachten ist dabei, dass in der Praxis üblicherweise die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems von der Speichergröße abhängt [149].

Bild A.3 (links) veranschaulicht die Abhängigkeit der verschiedenen Kennzahlen von der Speicherkapazität des Referenzsystems. Die PV-Generatorleistung bleibt dabei unverändert. Mit zunehmender Batteriegröße steigt sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad an [23], [189]. Allerdings lassen sich beide Kennzahlen mit zunehmender Speicherkapazität nur geringfügig erhöhen, sobald die Speicherkapazität den mittleren Energiebedarf in der Nacht überschreitet [23]. Da die Bereitschaftsverluste des Batteriesystems mit zunehmender Speicherkapazität an Bedeutung verlieren [146], steigt auch der AC-Systemnutzungsgrad an.

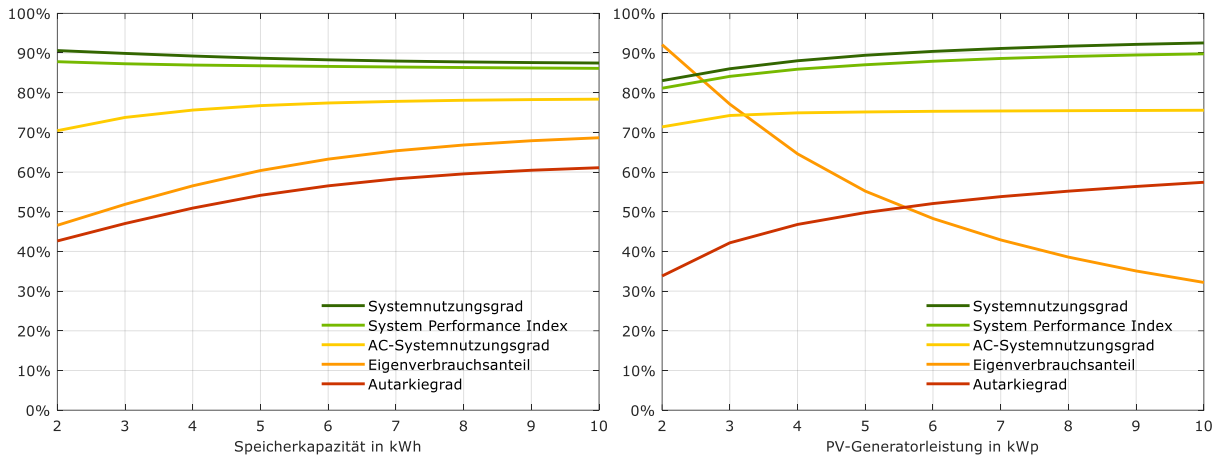


Bild A.3 Einfluss der Speicherkapazität (links) und Nennleistung des PV-Generators (rechts) auf die unterschiedlichen Kennzahlen des Referenzsystems (links: PV-Generatorleistung 5 kWp, rechts: Speicherkapazität 3,7 kWh).

Mit zunehmender Speicherkapazität steigt der Energiedurchsatz des Batteriesystems. Dadurch wird folglich auch ein größerer Anteil der erzeugten PV-Energie vom Batteriesystem verlustbehaftet zwischengespeichert. Aus diesem Grund sinkt der Systemnutzungsgrad mit zunehmender Speicherkapazität. Die Variation der Speicherkapazität wirkt sich auf den SPI im Vergleich zu den anderen Kennzahlen am geringsten aus.

Darüber hinaus beeinflusst die Nennleistung des PV-Generators die Höhe der unterschiedlichen Kennzahlen. Zur Analyse dieser Abhängigkeit wird die Nennleistung des PV-Generators zwischen 2 und 10 kWp variiert. Da die Nennleistung des PV-Wechselrichters im gleichen Maße angepasst wird, ist das Verhältnis von nominaler Eingangsleistung des Wechselrichters zur Nennleistung des PV-Generators mit 0,95 kW/kWp für alle Systemkonfigurationen identisch. Zudem bleibt der Wirkungsgradverlauf des PV-Wechselrichters in Abhängigkeit von der spezifischen Eingangsleistung unverändert (vgl. Bild 2.3). Bleibt der Einfluss der Energiemanagementverluste außer Acht, ist aufgrund dieses Berechnungsansatzes die spezifische Energieabgabe des PV-Systems unabhängig von dessen Größe.

Bild A.3 (rechts) zeigt die Abhängigkeit der verschiedenen Kennzahlen von der PV-Generatorleistung des Referenzsystems. Die Speicherkapazität des Referenzsystems beträgt 3,7 kWh. Während der Autarkiegrad mit zunehmender PV-Generatorgröße tendenziell steigt, fällt der Eigenverbrauchsanteil aufgrund der vermehrt anfallenden PV-Energieüberschüsse. Oberhalb einer PV-Generatorleistung von 4 kWp ändert sich der AC-Systemnutzungsgrad nur noch wenig. Sowohl der Systemnutzungsgrad als auch der SPI steigt mit Zunahme der PV-Generatorgröße an. Für eine weitergehende Analyse der Abhängigkeit des SPI von der Systemdimensionierung sei auf Kapitel 5.4 verwiesen.

A.5 Systemmodellierung der DC-gekoppelten PV-Batteriesysteme

Im Folgenden wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Simulationsmodell für DC-gekoppelte PV-Batteriesysteme beschrieben, das Bestandteil des „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“ ist [201]. Basierend auf den Eingangszeitreihen der elektrischen Last $P_L(t)$ sowie der gemäß Gleichung (2.4) ermittelten Leistungsabgabe des PV-Generators $P_{PV}(t)$ lässt sich das Betriebsverhalten der DC-gekoppelten PV-Batteriesysteme in einsekündiger Auflösung simulieren. Die Parametrierung des Simulationsmodells erfolgt mit Messdaten, die aus Labortests gemäß Effizienzleitfaden 2.0 hervorgehen. Zum besseren Verständnis der Modellstruktur weicht die Modellbeschreibung zum Teil von dem entwickelten Programmcode ab.

In einem ersten Schritt wird die PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$ auf die PV-Bemessungseingangsleistung $P_{PV2AC,IN}$ begrenzt:

$$P_{PV,IN}(t) = \min(P_{PV2AC,IN}, P_{PV}(t)) \quad (\text{A.15})$$

Analog zu dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Modellansatz wird die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung der einzelnen Umwandlungspfade durch quadratische Gleichungen approximiert. Die Verlustleistung lässt sich als Funktion der spezifischen Eingangsleistung oder spezifischen Ausgangsleistung angeben. Die spezifische PV-Eingangsleistung $p_{PV2AC,IN}(t)$ resultiert aus folgendem Zusammenhang:

$$p_{PV2AC,IN}(t) = \frac{P_{PV,IN}(t)}{P_{PV2AC,IN}} \quad (\text{A.16})$$

Die Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC,V}(t)$ ergibt sich demnach aus den Koeffizienten $a_{PV2AC,IN}$, $b_{PV2AC,IN}$ und $c_{PV2AC,IN}$ der quadratischen Gleichung:

$$P_{PV2AC,V}(t) = a_{PV2AC,IN} \cdot p_{PV2AC,IN}(t)^2 + b_{PV2AC,IN} \cdot p_{PV2AC,IN}(t) + c_{PV2AC,IN} \quad (\text{A.17})$$

Basierend auf der ermittelten PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$ und der Verlustleistung $P_{PV2AC,V}(t)$ folgt die Berechnung der möglichen AC-Leistungsabgabe des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC}(t)$:

$$P_{PV2AC}(t) = \max(0, P_{PV,IN}(t) - P_{PV2AC,V}(t)) \quad (\text{A.18})$$

Die AC-seitige Differenzleistung $P_{D,AC}(t)$ dient als Sollwert im Entladebetrieb und berechnet sich unter Berücksichtigung der elektrischen Last $P_L(t)$ sowie der Leistungsaufnahme der erforderlichen Peripheriekomponenten $P_{PERI}(t)$ wie folgt:

$$P_{D,AC}(t) = P_{PV2AC}(t) - P_L(t) - P_{PERI}(t) \quad (\text{A.19})$$

Im Ladebetrieb wird die PV-seitige Differenzleistung $P_{D,PV}(t)$ zur Bestimmung der Ladeleistung herangezogen. Dies erfordert die Umrechnung des AC-seitigen Leistungsbedarfs unter Berücksichtigung der auftretenden Umwandlungsverluste auf die PV-Eingangsseite. Zunächst wird hierzu die spezifische Ausgangsleistung $p_{PV2AC,OUT}(t)$ ermittelt:

$$p_{PV2AC,OUT}(t) = \frac{\min(P_L(t) + P_{PERI}(t), P_{PV2AC,OUT})}{P_{PV2AC,OUT}} \quad (\text{A.20})$$

Die Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC,V}(t)$ ergibt sich aus den Koeffizienten $a_{PV2AC,OUT}$, $b_{PV2AC,OUT}$ und $c_{PV2AC,OUT}$ sowie der spezifischen Ausgangsleistung $p_{PV2AC,OUT}(t)$:

$$P_{PV2AC,V}(t) = a_{PV2AC,OUT} \cdot p_{PV2AC,OUT}(t)^2 + b_{PV2AC,OUT} \cdot p_{PV2AC,OUT}(t) + c_{PV2AC,OUT} \quad (A.21)$$

Die PV-seitige Differenzleistung $P_{D,PV}(t)$ berechnet sich aus der PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$, dem AC-seitigen Leistungsbedarf und der ermittelten PV2AC-Verlustleistung:

$$P_{D,PV}(t) = P_{PV,IN}(t) - \min(P_L(t) + P_{PERI}(t), P_{PV2AC,OUT}) - P_{PV2AC,V}(t) \quad (A.22)$$

In einem weiteren Schritt wird der Ladezustand $SOC(t)$ des Batteriespeichers nach Gleichung (2.17) sowie die binäre Variable $h_{PV}(t)$ zur Umsetzung der Hysterese der PV-Nachladung im oberen Ladezustandsbereich nach Gleichung (2.19) bestimmt. Anschließend wird entschieden, ob der Batteriespeicher im aktuellen Zeitschritt t Leistung aufnehmen ($b_{BAT}(t) = 1$) oder ob er Leistung abgeben ($b_{BAT}(t) = 2$) soll. Für den Betriebsmodus $b_{BAT}(t)$ des Batteriespeichers gilt unter Berücksichtigung der Totzeit der Systemregelung t_{TOT} , dem Ladezustand im vorherigen Zeitschritt $SOC(t - \Delta t)$ und dem Schwellwert der PV-Nachladung SOC_{PV} :

$$b_{BAT}(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } P_{D,PV}(t - t_{TOT}) > 0 \wedge SOC(t - \Delta t) < 1 - h_{PV}(t) \cdot (1 - SOC_{PV}) \\ 2 & \text{für } P_{D,PV}(t - t_{TOT}) < 0 \wedge SOC(t - \Delta t) > 0 \\ 3 & \text{sonst} \end{cases} \quad (A.23)$$

Die Reihenfolge der Abbildung der weiteren Eigenschaften der DC-gekoppelten Systemen ähnelt dem in Bild 2.4 dargestellten Modellansatz für AC-gekoppelte Systeme.

Im Ladebetrieb ($b_{BAT}(t) = 1$) wird in einem weiteren Schritt die zur Batterieladung zur Verfügung stehende PV-Leistung $P_{D,PV}(t - t_{TOT})$ um die mittlere stationäre Regelungsabweichung $P_{PV2BAT,STAT}$ korrigiert:

$$P_{PV2BAT,ABW}(t) = \max(0, P_{D,PV}(t - t_{TOT}) + P_{PV2BAT,STAT}) \quad (A.24)$$

Darauf folgt die Begrenzung der Ladeleistung $P_{PV2BAT,LIM}(t)$ auf die nominale PV-Ladeleistung $P_{PV2BAT,IN}$:

$$P_{PV2BAT,LIM}(t) = \min(P_{PV2BAT,IN}, P_{PV2BAT,ABW}(t)) \quad (A.25)$$

Der Einschwingvorgang der Batterieleistung wird durch ein PT1-Glied abgebildet. Hierbei wird neben der Zeitkonstante τ_{BAT} und der Zeitschrittweite Δt auch die im Zeitschritt zuvor resultierende PV-Ladeleistung $P_{PV2BAT}(t - \Delta t)$ berücksichtigt:

$$P_{PV2BAT,TAU}(t) = P_{PV2BAT}(t - \Delta t) + (P_{PV2BAT,LIM}(t) - P_{PV2BAT}(t - \Delta t)) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{BAT}}}\right) \quad (A.26)$$

In einem letzten Schritt wird die PV-Ladeleistung $P_{PV2BAT}(t)$ auf die momentan anliegende PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$ limitiert:

$$P_{PV2BAT}(t) = \min(P_{PV2BAT,TAU}(t), P_{PV,IN}(t)) \quad (A.27)$$

Somit wird davon ausgegangen, dass die stationären und dynamischen Regelungsabweichungen während des Ladevorgangs keine Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems aus dem Netz verursachen können.

Zur Bestimmung der Umwandlungsverluste im PV2BAT-Umwandlungspfad wird zunächst die spezifische Eingangsleistung $p_{PV2BAT,IN}(t)$ ermittelt:

$$p_{PV2BAT,IN}(t) = \frac{P_{PV2BAT}(t)}{P_{PV2BAT,IN}} \quad (A.28)$$

Die Verlustleistung des PV2BAT-Umwandlungspfads $P_{PV2BAT,V}(t)$ berechnet sich aus den Koeffizienten $a_{PV2BAT,IN}$ und $b_{PV2BAT,IN}$ sowie der spezifischen Eingangsleistung $p_{PV2BAT,IN}(t)$:

$$P_{PV2BAT,V}(t) = a_{PV2BAT,IN} \cdot p_{PV2BAT,IN}(t)^2 + b_{PV2BAT,IN} \cdot p_{PV2BAT,IN}(t) \quad (A.29)$$

Die leistungsunabhängigen Verluste des PV2BAT-Umwandlungspfads $c_{PV2BAT,IN}$ bleiben dabei außer Acht, da die Leerlaufverluste des DC-gekoppelten PV-Batteriewechselrichters bereits durch die leistungsunabhängigen Verluste des PV2AC-Umwandlungspfads $c_{PV2AC,OUT}$ im Modell berücksichtigt sind. Aus der ermittelten Verlustleistung $P_{PV2BAT,V}(t)$ lässt sich anschließend die resultierende Batterieladeleistung $P_{BAT}(t)$ berechnen:

$$P_{BAT}(t) = \max(0, P_{PV2BAT}(t) - P_{PV2BAT,V}(t)) \quad (A.30)$$

Da sich die Höhe der PV-Ladeleistung $P_{PV2BAT}(t)$ auf die AC-Leistungsabgabe des PV-Batteriewechselrichters auswirkt, ist abschließend die resultierende Eingangs- und Ausgangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads während des Ladevorgangs zu ermitteln. Die Eingangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV,PV2AC}(t)$ ergibt sich aus der PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$ abzüglich der ermittelten PV-Ladeleistung $P_{PV2BAT}(t)$:

$$P_{PV,PV2AC}(t) = P_{PV,IN}(t) - P_{PV2BAT}(t) \quad (A.31)$$

Die spezifische PV-Eingangsleistung $p_{PV2AC,IN}(t)$ entspricht dem Verhältnis der Eingangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV,PV2AC}(t)$ zur PV-Bemessungseingangsleistung $P_{PV2AC,IN}$:

$$p_{PV2AC,IN}(t) = \frac{P_{PV,PV2AC}(t)}{P_{PV2AC,IN}} \quad (A.32)$$

Die Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC,V}(t)$ kann anschließend nach Gleichung (A.17) bestimmt werden. Die AC-Leistungsabgabe des PV-Batteriesystems während des Ladevorgangs $P_{PVBS}(t)$ resultiert unter Berücksichtigung der Eingangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV,PV2AC}(t)$ aus folgender Gleichung:

$$P_{PVBS}(t) = \max(0, P_{PV,PV2AC}(t) - P_{PV2AC,V}(t)) \quad (A.33)$$

Im Entladebetrieb ($b_{BAT}(t) = 2$) wird die Leistung des Batteriespeichers auf Grundlage der nach Gleichung (A.19) ermittelten AC-seitigen Differenzleistung $P_{D,AC}(t)$ bestimmt. Unter Berücksichtigung der während des Entladevorgangs auftretenden mittleren stationären Regelungsabweichung $P_{BAT2AC,STAT}$ lässt sich die AC-seitige Batterieentladeleistung $P_{BAT2AC,ABW}(t)$ bestimmen:

$$P_{BAT2AC,ABW}(t) = \max(0, |P_{D,AC}(t - t_{TOT})| + P_{BAT2AC,STAT}) \quad (A.34)$$

Die Begrenzung der Entladeleistung $P_{BAT2AC,LIM}(t)$ auf die nominale AC-Entladeleistung $P_{BAT2AC,OUT}$ ist wie folgt umgesetzt:

$$P_{BAT2AC,LIM}(t) = \min(P_{BAT2AC,OUT}, P_{BAT2AC,ABW}(t)) \quad (A.35)$$

Das Einschwingverhalten der AC-Entladeleistung $P_{\text{BAT2AC,TAU}}(t)$ wird ebenfalls durch ein PT1-Glied mit der Zeitkonstante τ_{BAT} abgebildet und berücksichtigt die im Zeitschritt zuvor resultierende AC-Entladeleistung $P_{\text{BAT2AC}}(t - \Delta t)$:

$$P_{\text{BAT2AC,TAU}}(t) = P_{\text{BAT2AC}}(t - \Delta t) + (P_{\text{BAT2AC,LIM}}(t) - P_{\text{BAT2AC}}(t - \Delta t)) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{\text{BAT}}}}\right) \quad (\text{A.36})$$

Zusätzlich ist bei zeitgleicher Leistungsabgabe des PV-Generators sowie des Batteriespeichers die PV-Bemessungsausgangsleistung einzuhalten. Daher darf die AC-Entladeleistung $P_{\text{BAT2AC}}(t)$ die Differenz zwischen der PV-Bemessungsausgangsleistung $P_{\text{PV2AC,OUT}}$ und der aktuellen AC-Leistungsabgabe des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{\text{PV2AC}}(t)$ nicht überschreiten:

$$P_{\text{BAT2AC}}(t) = \min(P_{\text{BAT2AC,TAU}}(t), P_{\text{PV2AC,OUT}} - P_{\text{PV2AC}}(t)) \quad (\text{A.37})$$

Die AC-Leistungsabgabe des PV-Batteriewechselrichters entspricht im Entladebetrieb folglich der Summe aus der aktuellen AC-Leistungsabgabe des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{\text{PV2AC}}(t)$ und der AC-seitigen Batterieentladeleistung $P_{\text{BAT2AC}}(t)$:

$$P_{\text{PVBS}}(t) = P_{\text{PV2AC}}(t) + P_{\text{BAT2AC}}(t) \quad (\text{A.38})$$

Zur Bestimmung der Verlustleistung des BAT2AC-Umwandlungspfads wird zunächst die spezifische Ausgangsleistung $\rho_{\text{BAT2AC,OUT}}(t)$ ermittelt:

$$\rho_{\text{BAT2AC,OUT}}(t) = \frac{P_{\text{BAT2AC}}(t)}{P_{\text{BAT2AC,OUT}}} \quad (\text{A.39})$$

Die Verlustleistung des BAT2AC-Umwandlungspfads wird davon beeinflusst, ob neben dem Batteriespeicher auch der PV-Generator zeitgleich Leistung abgibt. Übersteigt die PV-Eingangleistung $P_{\text{PV,IN}}(t)$ die leistungsunabhängigen Verluste des PV2AC-Umwandlungspfads $c_{\text{PV2AC,IN}}$, bleiben die leistungsunabhängigen Verluste des BAT2AC-Umwandlungspfads $c_{\text{BAT2AC,OUT}}$ bei der Bestimmung der BAT2AC-Verlustleistung $P_{\text{BAT2AC,V}}(t)$ unberücksichtigt:

$$P_{\text{BAT2AC,V}}(t) = a_{\text{BAT2AC,OUT}} \cdot \rho_{\text{BAT2AC,OUT}}(t)^2 + b_{\text{BAT2AC,OUT}} \cdot \rho_{\text{BAT2AC,OUT}}(t) \quad (\text{A.40})$$

Andernfalls trägt die PV-Eingangleistung $P_{\text{PV,IN}}(t)$ zur Reduktion der Verlustleistung bei. Zudem werden die leistungsunabhängigen Verluste des BAT2AC-Umwandlungspfads $c_{\text{BAT2AC,OUT}}$ berücksichtigt:

$$P_{\text{BAT2AC,V}}(t) = a_{\text{BAT2AC,OUT}} \cdot \rho_{\text{BAT2AC,OUT}}(t)^2 + b_{\text{BAT2AC,OUT}} \cdot \rho_{\text{BAT2AC,OUT}}(t) + c_{\text{BAT2AC,OUT}} - P_{\text{PV,IN}}(t) \quad (\text{A.41})$$

Aus der ermittelten Verlustleistung $P_{\text{BAT2AC,V}}(t)$ ergibt sich unter Berücksichtigung der festgelegten Vorzeichenkonvention (vgl. Kapitel 2.1.3) die resultierende Batterieentladeleistung $P_{\text{BAT}}(t)$:

$$P_{\text{BAT}}(t) = -P_{\text{BAT2AC}}(t) - P_{\text{BAT2AC,V}}(t) \quad (\text{A.42})$$

Resultiert nach Gleichung (A.23) der Betriebsmodus $b_{\text{BAT}}(t) = 3$, befindet sich der Batteriespeicher im Standby-Betrieb. Die DC-seitige Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems im vollgeladenen Zustand $P_{\text{SYS,SOC1,DC}}$ und im entladenen Zustand $P_{\text{SYS,SOC0,DC}}$ wird durch die Entladung des Batteriespeichers gedeckt:

$$P_{\text{BAT}}(t) = \begin{cases} -\max(0, P_{\text{SYS,SOC1,DC}}) & \text{für } P_{\text{PV2AC}}(t) > 0 \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) > 0 \\ -\max(0, P_{\text{SYS,SOC0,DC}}) & \text{für } P_{\text{PV2AC}}(t) = 0 \wedge \text{SOC}(t - \Delta t) < 0 \end{cases} \quad (\text{A.43})$$

Im vollgeladenen Zustand entspricht die Leistung des PV-Batteriesystems $P_{PVBS}(t)$ der AC-Leistungsabgabe des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC}(t)$. Im entladenen Zustand kommt hingegen die AC-seitige Standby-Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems $P_{SYS,SOC0,AC}$ zum Tragen:

$$P_{PVBS}(t) = \begin{cases} P_{PV2AC}(t) & \text{für } P_{PV2AC}(t) > 0 \wedge SOC(t - \Delta t) > 0 \\ -P_{SYS,SOC0,AC} & \text{für } P_{PV2AC}(t) = 0 \wedge SOC(t - \Delta t) < 0 \end{cases} \quad (\text{A.44})$$

Abschließend gilt es, die Änderung des Energieinhalts des Batteriespeichers $E_{BAT}(t)$ unter Berücksichtigung der ermittelten Batterieleistung $P_{BAT}(t)$ zu bestimmen. Dies erfolgt auf Basis des Energieinhalts im vorherigen Zeitschritt $E_{BAT}(t - \Delta t)$ sowie unter der Annahme, dass die Batteriespeicherverluste auf den Lade- und Entladevorgang gleich verteilt sind und die Verlustleistung des Batteriespeichers aus der Quadratwurzel des Batteriewirkungsgrads bestimmt werden kann (vgl. Anhang A.2.2):

$$E_{BAT}(t) = \begin{cases} E_{BAT}(t - \Delta t) + P_{BAT}(t) \cdot \eta_{BAT}^{0,5} \cdot \Delta t & \text{für } P_{BAT}(t) > 0 \\ E_{BAT}(t - \Delta t) + P_{BAT}(t) \cdot \eta_{BAT}^{-0,5} \cdot \Delta t & \text{für } P_{BAT}(t) < 0 \end{cases} \quad (\text{A.45})$$

A.6 Systemmodellierung der PV-gekoppelten PV-Batteriesysteme

In diesem Abschnitt wird das Simulationsmodell für PV-Batteriesysteme mit PV-Kopplung des Batteriespeichers beschrieben. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell ist ebenfalls Bestandteil des „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“ [201] und lässt sich mit gemäß Effizienzleitfaden 2.0 ermittelten Labormesswerten parametrieren. Die Modelle zur Simulation der PV-gekoppelten und DC-gekoppelten Systeme sind in weiten Teilen identisch. Daher werden nachfolgend lediglich die Aspekte beschrieben, die vom Modell der DC-gekoppelten Systeme abweichen.

In einem ersten Schritt gilt es, die PV-seitige Differenzleistung $P_{D,PV}(t)$ unter Berücksichtigung der elektrischen Last $P_L(t)$ sowie der Leistungsaufnahme der erforderlichen Peripheriekomponenten $P_{PERI}(t)$ zu ermitteln. Dies erfordert zunächst die Bestimmung der spezifischen Ausgangsleistung $p_{PV2AC,OUT}(t)$ nach Gleichung (A.20) sowie die Bestimmung der Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC,V}(t)$ nach Gleichung (A.21). Die PV-seitige Differenzleistung $P_{D,PV}(t)$ berechnet sich aus der Leistungsabgabe des PV-Generators $P_{PV}(t)$, dem AC-seitigen Leistungsbedarf und der ermittelten PV2AC-Verlustleistung:

$$P_{D,PV}(t) = P_{PV}(t) - \min(P_L(t) + P_{PERI}(t), P_{PV2AC,OUT}) - P_{PV2AC,V}(t) \quad (\text{A.46})$$

Der Ladezustand $SOC(t)$ des Batteriespeichers berechnet sich aus Gleichung (2.17). Die binäre Variable $h_{PV}(t)$, die zur Umsetzung der Hysterese der PV-Nachladung im oberen Ladezustandsbereich erforderlich ist, ergibt sich aus Gleichung (2.19). Aus der Totzeit der Systemregelung t_{TOT} , den leistungsunabhängigen Verlusten des PV2BAT-Umwandlungspfads $c_{PV2BAT,IN}$ sowie des BAT2PV-Umwandlungspfads $c_{BAT2PV,IN}$, dem Ladezustand im vorherigen Zeitschritt $SOC(t - \Delta t)$ und dem Schwellwert der PV-Nachladung SOC_{PV} resultiert der Betriebsmodus $b_{BAT}(t)$:

$$b_{BAT}(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } P_{D,PV}(t - t_{TOT}) > c_{PV2BAT,IN} \wedge SOC(t - \Delta t) < 1 - h_{PV}(t) \cdot (1 - SOC_{PV}) \\ 2 & \text{für } P_{D,PV}(t - t_{TOT}) < -c_{BAT2PV,IN} \wedge SOC(t - \Delta t) > 0 \\ 3 & \text{sonst} \end{cases} \quad (\text{A.47})$$

Im Ladebetrieb ($b_{\text{BAT}}(t) = 1$) lässt sich die PV-Ladeleistung $P_{\text{PV2BAT,TAU}}(t)$ entsprechend den Gleichungen (A.24) bis (A.26) bestimmen. Darauf folgt die Begrenzung der PV-Ladeleistung $P_{\text{PV2BAT}}(t)$ auf die aktuelle Leistungsabgabe des PV-Generators $P_{\text{PV}}(t)$:

$$P_{\text{PV2BAT}}(t) = \min(P_{\text{PV2BAT,TAU}}(t), P_{\text{PV}}(t)) \quad (\text{A.48})$$

Im Anschluss wird gemäß Gleichung (A.28) die spezifische Eingangsleistung $p_{\text{PV2BAT,IN}}(t)$ berechnet. Die PV2BAT-Verlustleistung $P_{\text{PV2BAT,V}}(t)$ resultiert aus den Koeffizienten $a_{\text{PV2BAT,IN}}$, $b_{\text{PV2BAT,IN}}$ und $c_{\text{PV2BAT,IN}}$ sowie der spezifischen Eingangsleistung $p_{\text{PV2BAT,IN}}(t)$:

$$P_{\text{PV2BAT,V}}(t) = a_{\text{PV2BAT,IN}} \cdot p_{\text{PV2BAT,IN}}(t)^2 + b_{\text{PV2BAT,IN}} \cdot p_{\text{PV2BAT,IN}}(t) + c_{\text{PV2BAT,IN}} \quad (\text{A.49})$$

Aus der ermittelten Verlustleistung $P_{\text{PV2BAT,V}}(t)$ und der PV-Ladeleistung $P_{\text{PV2BAT}}(t)$ ergibt sich nach Gleichung (A.30) die resultierende Batterieladeleistung $P_{\text{BAT}}(t)$.

Die Eingangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{\text{PV,PV2AC}}(t)$ ergibt sich aus der Leistungsabgabe des PV-Generators $P_{\text{PV}}(t)$ abzüglich der ermittelten PV-Ladeleistung $P_{\text{PV2BAT}}(t)$ und wird durch die PV-Bemessungseingangsleistung $P_{\text{PV2AC,IN}}$ limitiert:

$$P_{\text{PV,PV2AC}}(t) = \min(P_{\text{PV2AC,IN}}, P_{\text{PV}}(t) - P_{\text{PV2BAT}}(t)) \quad (\text{A.50})$$

Die Leistungsbegrenzung durch die PV-Bemessungseingangsleistung $P_{\text{PV2AC,IN}}$ ist auch in der PV-Eingangsleistung $P_{\text{PV,IN}}(t)$ zu berücksichtigen:

$$P_{\text{PV,IN}}(t) = P_{\text{PV,PV2AC}}(t) + P_{\text{PV2BAT}}(t) \quad (\text{A.51})$$

Darauf aufbauend lässt sich die spezifische PV-Eingangsleistung $p_{\text{PV2AC,IN}}(t)$ nach Gleichung (A.32) sowie die Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{\text{PV2AC,V}}(t)$ nach Gleichung (A.17) ermitteln. Die AC-Leistungsabgabe des PV-Batteriesystems während des Ladevorgangs $P_{\text{PVBS}}(t)$ resultiert aus Gleichung (A.33).

Im Entladebetrieb ($b_{\text{BAT}}(t) = 2$) ist zunächst die am Eingang des PV-Wechselrichters anliegende Entladeleistung des Batteriespeichers $P_{\text{BAT2PV,PV2AC}}(t)$ aus der PV-seitigen Differenzleistung $P_{\text{D,PV}}(t - t_{\text{TOT}})$ zu berechnen:

$$P_{\text{BAT2PV,PV2AC}}(t) = |P_{\text{D,PV}}(t - t_{\text{TOT}})| \quad (\text{A.52})$$

Darauf folgt im Anschluss die Korrektur der Leistung um die mittlere stationäre Regelungsabweichung $P_{\text{BAT2AC,STAT}}$ während des Entladevorgangs:

$$P_{\text{BAT2PV,ABW}}(t) = \max(0, P_{\text{BAT2PV,PV2AC}}(t) + P_{\text{BAT2AC,STAT}}) \quad (\text{A.53})$$

Zudem ist die Begrenzung der Entladeleistung $P_{\text{BAT2PV,LIM}}(t)$ auf die nominale Entladeleistung $P_{\text{BAT2PV,OUT}}$ erforderlich:

$$P_{\text{BAT2PV,LIM}}(t) = \min(P_{\text{BAT2PV,OUT}}, P_{\text{BAT2PV,ABW}}(t)) \quad (\text{A.54})$$

Das Einschwingverhalten der Entladeleistung $P_{\text{BAT2PV,TAU}}(t)$ wird durch ein PT1-Glied mit der Zeitkonstante τ_{BAT} abgebildet und berücksichtigt die im Zeitschritt zuvor resultierende Entladeleistung $P_{\text{BAT2PV}}(t - \Delta t)$:

$$P_{\text{BAT2PV,TAU}}(t) = P_{\text{BAT2PV}}(t - \Delta t) + (P_{\text{BAT2PV,LIM}}(t) - P_{\text{BAT2PV}}(t - \Delta t)) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{\text{BAT}}}}\right) \quad (\text{A.55})$$

Im Entladebetrieb ist die PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$ zudem auf die PV-Bemessungseingangsleistung $P_{PV2AC,IN}$ nach Gleichung (A.15) zu begrenzen. Des Weiteren ist bei zeitgleicher Leistungsabgabe des PV-Generators und des Batteriespeichers die PV-Bemessungseingangsleistung $P_{PV2AC,IN}$ einzuhalten, in dem ggf. die Entladeleistung $P_{BAT2PV}(t)$ begrenzt wird:

$$P_{BAT2PV}(t) = \min(P_{BAT2PV,TAU}(t), P_{PV2AC,IN} - P_{PV,IN}(t)) \quad (A.56)$$

Die am Eingang des PV-Wechselrichters anliegende Leistung $P_{PV,PV2AC}(t)$ entspricht der Summe aus der PV-Eingangsleistung $P_{PV,IN}(t)$ und der Entladeleistung $P_{BAT2PV}(t)$:

$$P_{PV,PV2AC}(t) = P_{PV,IN}(t) + P_{BAT2PV}(t) \quad (A.57)$$

Wie bereits für den Ladefall erläutert, lässt sich im Anschluss die spezifische PV-Eingangsleistung $p_{PV2AC,IN}(t)$ nach Gleichung (A.32) sowie die Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads $P_{PV2AC,V}(t)$ nach Gleichung (A.17) ermitteln. Daraus kann letztlich die AC-Leistungsabgabe des PV-Batteriesystems während des Entladevorgangs $P_{PVBS}(t)$ berechnet werden:

$$P_{PVBS}(t) = \max(0, P_{PV,PV2AC}(t) - P_{PV2AC,V}(t)) \quad (A.58)$$

Zur Bestimmung der Verlustleistung des BAT2PV-Umwandlungspfads wird zunächst die spezifische Ausgangsleistung $p_{BAT2PV,OUT}(t)$ ermittelt:

$$p_{BAT2PV,OUT}(t) = \frac{P_{BAT2PV}(t)}{P_{BAT2PV,OUT}} \quad (A.59)$$

Die BAT2PV-Verlustleistung $P_{BAT2PV,V}(t)$ resultiert aus den Koeffizienten $a_{BAT2PV,OUT}$, $b_{BAT2PV,OUT}$ und $c_{BAT2PV,OUT}$ sowie der spezifischen Ausgangsleistung $p_{BAT2PV,OUT}(t)$:

$$P_{BAT2PV,V}(t) = a_{BAT2PV,OUT} \cdot p_{BAT2PV,OUT}(t)^2 + b_{BAT2PV,OUT} \cdot p_{BAT2PV,OUT}(t) + c_{BAT2PV,OUT} \quad (A.60)$$

Aus der BAT2PV-Verlustleistung $P_{BAT2PV,V}(t)$ ergibt sich unter Berücksichtigung der definierten Vorzeichenkonvention (vgl. Kapitel 2.1.3) die resultierende Batterieentladeleistung $P_{BAT}(t)$:

$$P_{BAT}(t) = -P_{BAT2PV}(t) - P_{BAT2PV,V}(t) \quad (A.61)$$

Darüber hinaus gilt es, das Systemverhalten im Standby-Betrieb des Batteriespeichers ($b_{BAT}(t) = 3$) abzubilden. Sofern der PV-Generator im aktuellen Zeitschritt Leistung abgibt, kann mit den Gleichungen (A.15) bis (A.18) die AC-Leistungsabgabe des PV2AC-Umwandlungspfads, die der Leistungsabgabe des PV-Batteriesystems $P_{PVBS}(t)$ entspricht, bestimmt werden. Zur Entladung des Batteriespeichers kommt es ggf. aufgrund der DC-Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems im vollgeladenen Zustand $P_{SYS,SOC1,DC}$ sowie im entladenen Zustand $P_{SYS,SOC0,DC}$:

$$P_{BAT}(t) = \begin{cases} -\max(0, P_{SYS,SOC1,DC}) & \text{für } P_{PVBS}(t) > 0 \wedge SOC(t - \Delta t) > 0 \\ -\max(0, P_{SYS,SOC0,DC}) & \text{für } SOC(t - \Delta t) < 0 \end{cases} \quad (A.62)$$

Wird keine PV-Leistung AC-seitig im Betriebsmodus $b_{BAT}(t) = 3$ bereitgestellt, ist die AC-seitige Standby-Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems $P_{SYS,SOC0,AC}$ zu berücksichtigen:

$$P_{PVBS}(t) = -P_{SYS,SOC0,AC} \quad (A.63)$$

Die Standby-Leistungsaufnahme $P_{\text{SYS,SOC0,AC}}$ der PV-gekoppelten Systeme entspricht in der Regel der Standby-Leistungsaufnahme des PV-Wechselrichters. Die Änderung des Energieinhalts des Batteriespeichers kann mit Gleichung (A.45) ermittelt werden.

A.7 Validierung des Simulationsmodells

Im Folgenden wird die Genauigkeit des Simulationsmodells „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“ [201] untersucht, auf dem der simulationsbasierte Vergleich der PV-Batteriesysteme in Kapitel 6 aufbaut. Die Ergebnisse der Modellvalidierung wurden bereits in [211] veröffentlicht.

Der Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse basiert auf Labormessdaten eines einwöchigen Anwendungstests von zehn PV-Batteriesystemen. Darunter sind Systeme mit AC-Kopplung (System 1 bis 3), DC-Kopplung (System 4 bis 9) und PV-Kopplung (System 10) des Batteriespeichers vertreten. Neben den gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften wurden die Messwerte der elektrischen Last und der DC-Leistungsabgabe des PV-Generators zur Simulation des Betriebsverhaltens der PV-Batteriesysteme genutzt. Die Modellgüte wird anhand der gemessenen und simulierten Energieflüsse am Netzanschlusspunkt analysiert.

Bild A.4 (links) vergleicht die gemessene und simulierte Netzeinspeisung der zehn PV-Batteriesysteme. Je nach System variiert unter anderem die Speicherkapazität, das Testprofil sowie die PV-Nennleistung (vgl. [211]). Dies erklärt die großen Unterschiede in der gemessenen Netzeinspeisung zwischen den Systemen. Die simulativ ermittelte Netzeinspeisung der Systeme 1, 3 und 10 fällt im Vergleich zur gemessenen Netzeinspeisung um 0,6 bis 2,1 kWh niedriger aus. Da System 10 in regelmäßigen Abständen den Ladevorgang unterbricht, wird im Vergleich zum simulierten Systemverhalten weniger Energie im Batteriespeicher zwischengespeichert. In der Folge ist die aus den Messdaten abgeleitete Netzeinspeisung um 2,1 kWh höher.

Dagegen wird bei den anderen Systemen in der Simulation mehr Energie in das Netz eingespeist. Mit 5,5 kWh ist die Abweichung von System 2 am größten. Bei diesem System konnten während des Anwendungstests im Labor unter anderem erhöhte Verluste im Batteriespeicher aufgrund der Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems beobachtet werden. Im realen Betrieb sind zudem höhere Umwandlungsverluste im PV-Wechselrichter sowie im Batteriewechselrichter aufgetreten, weshalb in der Simulation mehr Energie in das Netz eingespeist wird. Die nicht modellierte Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems trägt zudem wesentlich zu den Abweichungen zwischen der gemessenen und simulierten Netzeinspeisung der Systeme 4 bis 7 bei. Die PV2AC-Umwandlungsverluste der Systeme 5 und 7 werden in der Simulation unterschätzt. Die simulierte Netzeinspeisung der Systeme 5 und 7 fällt daher im Vergleich zur gemessenen Netzeinspeisung ebenfalls höher aus.

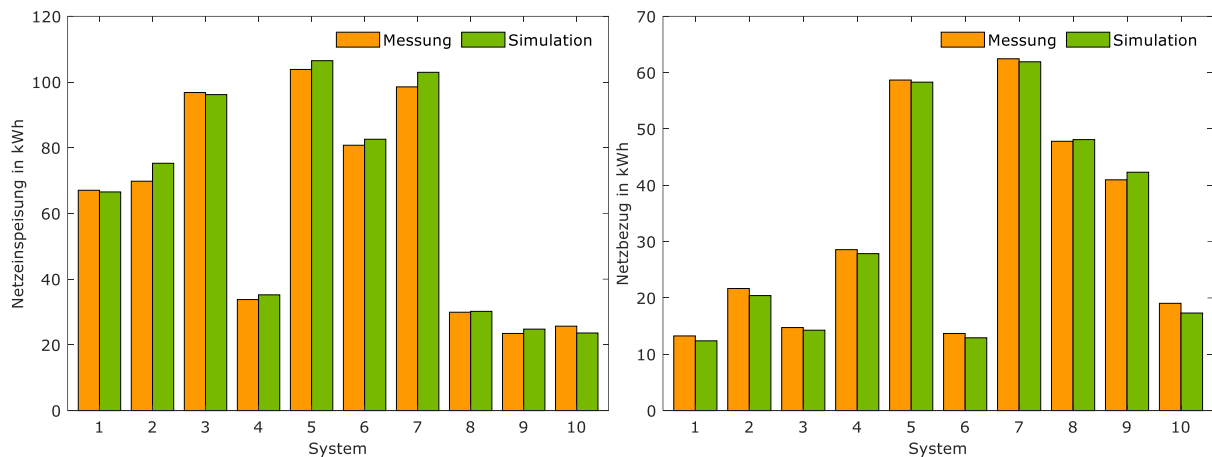


Bild A.4 Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse der analysierten PV-Batteriesysteme anhand der Netzeinspeisung (links) und des Netzbezugs (rechts).

Des Weiteren wirken sich die Abweichungen zwischen dem gemessenen und simulierten Betriebsverhalten der PV-Batteriesysteme auf die Höhe des resultierenden Netzbezugs aus, wie Bild A.4 (rechts) verdeutlicht. Mit Ausnahme der Systeme 8 und 9 lässt sich bei allen Systemen feststellen, dass der Netzbezug in der Simulation um 0,4 kWh (System 5) bis 1,7 kWh (System 10) unterschätzt wird. Die Ursachen für die Abweichungen sind oft auf einzelne Effekte zurückzuführen, die im Simulationsmodell nicht abgebildet sind. Da System 10 im realen Betrieb den Lade- und Entladevorgang gelegentlich unterbricht, resultiert im Vergleich zur Simulation ein höherer Netzbezug. Darüber hinaus übersteigt die Batterieladeleistung dieses Systems vereinzelt für mehrere Minuten die zur Verfügung stehende überschüssige PV-Leistung. Zur Versorgung der elektrischen Verbraucher muss dadurch mehr Energie aus dem Netz bezogen werden. In den Messdaten der Systeme 4 bis 7 lässt sich an mehreren Tagen in den Nachtstunden die Nachladung der Batteriespeicher mit Energie aus dem Netz feststellen. Die Abweichung im Netzbezug bei System 1 wird größtenteils durch den verzögerten Wechsel vom Standby- in den Entladebetrieb verursacht. Der Wechsel vom Lade- in den Entladebetrieb wird von mehreren Systemen gelegentlich unterbunden, wodurch sich der Netzbezug ebenfalls erhöht.

Aus der Simulation der Systeme 8 und 9 ergibt sich im Vergleich zur Messung ein um 0,3 bzw. 1,2 kWh höherer Netzbezug. Beide Systeme können Fluktuationen in der PV-Leistungsabgabe deutlich schneller als Lastfluktuationen ausregeln. Im Modell ist jedoch die Tot- und Einschwingzeit berücksichtigt, die gemäß Effizienzleitfaden bei variierender Last bestimmt wird. Dadurch werden die dynamischen Regelungsabweichungen und der damit verbundene Energiebezug aus dem Netz bei fluktuierender PV-Leistungsabgabe überschätzt. Des Weiteren liegt der BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad des Systems 9 im realen Betrieb häufig um mehrere Prozentpunkte über der BAT2AC-Wirkungsgradkennlinie, die aus den Labortests gemäß Effizienzleitfaden hervorgeht. Das Simulationsmodell überschätzt daher die Umwandlungsverluste im Entladebetrieb und somit den Energiebezug aus dem Netz.

Es lässt sich festhalten, dass Abweichungen zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen unter anderem aus den standardisierten Prüfbedingungen des Effizienzleitfadens, den erforderlichen Vereinfachungen des Simulationsmodells sowie aus systemspezifischen Besonderheiten resultieren. Aufgrund der Überlagerung der einzelnen Effekte können sich positive und negative Abweichungen auch

kompensieren. Ob Modellfehler eher Abweichungen im Netzbezug oder Abweichungen in der Netzeinspeisung hervorrufen, hängt auch vom Verlauf der Testprofile sowie von der Batteriedimensionierung ab. Da die Parametrierung des Simulationsmodells lediglich auf Datenblattangaben basiert, können nur ausgewählte Eigenschaften im Simulationsmodell berücksichtigt werden. Dennoch kann die Modellgenauigkeit als zufriedenstellend erachtet werden, da die wesentlichen Unterschiede zwischen den Systemen aus der Simulation hervorgehen.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzungen

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
BAT	Batteriespeicher
BMS	Batteriemanagementsystem
BS	Batteriesystem
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BVES	Bundesverband Energiespeicher
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
G	Netz (engl. grid)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L	elektrische Verbraucher (engl. electrical loads)
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
MPPT	MPP-Tracking
PerMod	Performance Simulation Model for PV-Battery Systems
PV	Photovoltaik
PVS	PV-System
SPI	System Performance Index
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

Symbole (lateinische Buchstaben)

a	Autarkiegrad
b_{BAT}	Betriebsmodus des Batteriespeichers
b_{BS}	Betriebsmodus des Batteriesystems
b_{AC2G}	Modus der Einspeisebegrenzung
c_{PV}	Erhöhung der PV-Modultemperatur gegenüber der Lufttemperatur
C	bilanzielle Stromkosten
C_{G2AC}	Netzbezugskosten
$C_{\text{PVBS,IDEAL}}$	bilanzielle Stromkosten beim Einsatz des idealen PV-Batteriesystems
$C_{\text{PVBS,REAL}}$	bilanzielle Stromkosten beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems
C_{REF}	Stromkosten des Referenzgebäudes
e	Eigenverbrauchsanteil
E_{AC2BS}	AC-Batterieladung
E_{AC2G}	Netzeinspeisung
$E_{\text{AC2G,IDEAL}}$	Netzeinspeisung beim Einsatz des idealen PV-Batteriesystems
$E_{\text{AC2G,REAL}}$	Netzeinspeisung beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems
E_{AC2PVBS}	AC-Energieaufnahme des PV-Batteriesystems
E_{AC2PVS}	AC-Energieaufnahme des PV-Systems
E_{B}	Speicherkapazität des Batteriespeichers
$E_{\text{B,REF}}$	Speicherkapazität des Referenzsystems
E_{BAT}	gespeicherte Energie des Batteriespeichers
E_{BATC}	DC-Batterieladung
E_{BATD}	DC-Batterieentladung
E_{BS2AC}	AC-Batterieentladung
E_{BS2G}	Batterieeinspeisung
E_{BS2L}	Batterieversorgung
E_{G2AC}	Netzbezug

$E_{G2AC,IDEAL}$	Netzbezug beim Einsatz des idealen PV-Batteriesystems
$E_{G2AC,REAL}$	Netzbezug beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems
$E_{G2AC,REF}$	Netzbezug im Referenzfall
E_{G2BS}	Netzladung
E_{G2L}	Netzversorgung
E_L	elektrischer Energieverbrauch
E_{PV}	DC-Energieabgabe des PV-Generators
$E_{PVBS2AC}$	AC-Energieabgabe des PV-Batteriesystems
E_{PVBS2G}	Netzeinspeisung des PV-Batteriesystems
E_{PVBS2L}	Lastversorgung des PV-Batteriesystems
E_{PVS}	AC-Energieabgabe des PV-Systems
E_{PVS2BS}	PV-Batterieladung
E_{PVS2G}	PV-Einspeisung
E_{PVS2L}	PV-Direktversorgung
f_B	Faktor zur Anpassung der Verlustleistung des Batteriespeichers
f_{CP}	Faktor zur Begrenzung der Ladeleistung
f_{PVG}	empirischer Verlustfaktor des PV-Generators
G_{PV}	Globalbestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene
h_{NETZ}	binäre Variable der Netznachladeregulierung
h_{PV}	binäre Variable der PV-Nachladeregulierung
p	Verhältnis von Netzeinspeisevergütung zu Netzbezugspreis
ρ_{AC2G}	Netzeinspeisevergütung
$\rho_{AC2G,MAX}$	spezifische Einspeisegrenze
ρ_{BAT}	spezifische Batteriespeicherleistung
$\rho_{BAT2AC,OUT}$	spezifische Ausgangsleistung des BAT2AC-Umwandlungspfads
$\rho_{BAT2PV,OUT}$	spezifische Ausgangsleistung des BAT2PV-Umwandlungspfads
ρ_{BS}	spezifische Batteriesystemleistung
ρ_{G2AC}	Netzbezugspreis
ρ_{PV2AC}	spezifische Eingangsleistung des PV-Wechselrichters
$\rho_{PV2AC,IN}$	spezifische Eingangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads
$\rho_{PV2AC,OUT}$	spezifische Ausgangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads
$\rho_{PV2BAT,IN}$	spezifische Eingangsleistung des PV2BAT-Umwandlungspfads
P_{ABR}	abgeregelte PV-Systemleistung
P_{ABW}	stationäre Regelungsabweichung
P_{AC2BAT}	nominale AC-Ladeleistung
$P_{AC2BAT,MIN}$	minimale AC-Ladeleistung
$P_{AC2BAT,SB}$	AC-Leistungsaufnahme des Batteriesystems im Standby-Betrieb
P_{AC2BS}	AC-Leistungsaufnahme des Batteriesystems
P_{AC2G}	Netzeinspeiseleistung
$P_{AC2G,MAX}$	maximal zulässige Einspeiseleistung
P_{AUS}	Ausgangsleistung
P_B	nominale Batteriespeicherleistung
P_{BAT}	Batteriespeicherleistung
$P_{BAT,EF}$	effektive Batteriespeicherleistung
$P_{BAT,V}$	Verlustleistung des Batteriespeichers
P_{BATC}	Batterieladeleistung
P_{BATD}	Batterieentladeleistung
P_{BAT2AC}	nominale AC-Entladeleistung der AC-gekoppelten Systeme
P_{BAT2AC}	AC-Entladeleistung der DC- und PV-gekoppelten Systeme
$P_{BAT2AC,ABW}$	AC-Entladeleistung inkl. stationäre Regelungsabweichung

$P_{\text{BAT2AC,STAT}}$	stationäre Regelungsabweichung im Entladebetrieb
$P_{\text{BAT2AC,LIM}}$	AC-Entladeleistung inkl. Nennleistungsbegrenzung
$P_{\text{BAT2AC,MIN}}$	minimale AC-Entladeleistung
$P_{\text{BAT2AC,OUT}}$	nominale AC-Entladeleistung
$P_{\text{BAT2AC,SB}}$	DC-Leistungsaufnahme des Batteriesystems im Standby-Betrieb
$P_{\text{BAT2AC,TAU}}$	AC-Entladeleistung inkl. Einschwingzeit des Batteriespeichers
$P_{\text{BAT2AC,V}}$	Verlustleistung des BAT2AC-Umwandlungspfads
$P_{\text{BAT2PV,ABW}}$	Entladeleistung inkl. stationäre Regelungsabweichung
P_{BAT2PV}	Entladeleistung
$P_{\text{BAT2PV,LIM}}$	Entladeleistung inkl. Nennleistungsbegrenzung
$P_{\text{BAT2PV,OUT}}$	nominale Entladeleistung
$P_{\text{BAT2PV,PV2AC}}$	bereitgestellte Entladeleistung am Eingang des PV-Wechselrichters
$P_{\text{BAT2PV,TAU}}$	Entladeleistung inkl. Einschwingzeit des Batteriespeichers
$P_{\text{BAT2PV,V}}$	Verlustleistung des BAT2PV-Umwandlungspfads
P_{BMS}	Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems
$P_{\text{BMS,SB}}$	Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems im Standby-Betrieb
P_{BS}	Batteriesystemleistung
$P_{\text{BS,ABW}}$	Batteriesystemleistung inkl. stationäre Regelungsabweichung
$P_{\text{BS,LIM}}$	Batteriesystemleistung inkl. Nennleistungsbegrenzung
$P_{\text{BS,NETZ}}$	Batteriesystemleistung im Netznachladebetrieb
$P_{\text{BS,PROG}}$	prognostizierte Batteriesystemleistung
$P_{\text{BS,TAU}}$	Batteriesystemleistung inkl. Einschwingzeit der Systemregelung
$P_{\text{BS,TOT}}$	Batteriesystemleistung inkl. Totzeit der Systemregelung
P_{BS2AC}	AC-Leistungsabgabe des Batteriesystems
P_{BS2G}	Batterieeinspeisung
P_{BS2L}	Batterieversorgungsleistung
P_{D}	Differenzleistung
$P_{\text{D,AC}}$	AC-seitige Differenzleistung
$P_{\text{D,PROG}}$	prognostizierte Differenzleistung
$P_{\text{D,PV}}$	PV-seitige Differenzleistung
P_{DN}	negative Differenzleistung
P_{DP}	positive Differenzleistung
P_{EIN}	Eingangsleistung
P_{G}	Netzaustauschleistung
P_{G2AC}	Netzbezugsleistung
P_{G2BS}	Netzladeleistung
P_{G2L}	Netzversorgungsleistung
P_{L}	elektrische Last
P_{PERI}	Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten
P_{PV}	Leistungsabgabe des PV-Generators
$P_{\text{PV,IN}}$	PV-Eingangsleistung
$P_{\text{PV,PV2AC}}$	PV-Eingangsleistung des PV2AC-Umwandlungspfads
P_{PVBS}	AC-Leistungsabgabe des PV-Batteriesystems
P_{PVG}	Nennleistung des PV-Generators
P_{PVS}	Leistungsabgabe des PV-Systems
P_{PVS2BS}	PV-Ladeleistung
P_{PVS2G}	PV-Einspeiseleistung
P_{PV2AC}	AC-Leistungsabgabe des PV2AC-Umwandlungspfads
$P_{\text{PV2AC,AC}}$	nominale Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters
$P_{\text{PV2AC,DC}}$	nominale Eingangsleistung des PV-Wechselrichters

$P_{PV2AC,IN}$	PV-Bemessungseingangsleistung
$P_{PV2AC,OUT}$	PV-Bemessungsausgangsleistung
$P_{PV2AC,SB}$	Leistungsaufnahme des PV-Wechselrichters im Standby-Modus
$P_{PV2AC,V}$	Verlustleistung des PV2AC-Umwandlungspfads
P_{PV2BAT}	PV-Ladeleistung
$P_{PV2BAT,ABW}$	PV-Ladeleistung inkl. stationäre Regelungsabweichung
$P_{PV2BAT,STAT}$	stationäre Regelungsabweichung im Ladebetrieb
$P_{PV2BAT,IN}$	nominale PV-Ladeleistung
$P_{PV2BAT,LIM}$	PV-Ladeleistung inkl. Nennleistungsbegrenzung
$P_{PV2BAT,TAU}$	PV-Ladeleistung inkl. Einschwingzeit des Batteriespeichers
$P_{PV2BAT,V}$	Verlustleistung des PV2BAT-Umwandlungspfads
$P_{SYS,SOC0,AC}$	AC-Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems im entladenen Zustand
$P_{SYS,SOC0,DC}$	DC-Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems im entladenen Zustand
$P_{SYS,SOC1,DC}$	DC-Leistungsaufnahme des PV-Batteriesystems im vollgeladenen Zustand
P_V	Verlustleistung
R_{AC2G}	Netzeinspeiseerlöse
SOC	Ladezustand
SOC_{CP}	SOC-Schwellwert zur Begrenzung der Ladeleistung
SOC_{NETZ}	SOC-Schwellwert der Netznachladung
SOC_{PV}	SOC-Schwellwert der PV-Nachladung
SOE	Energiezustand
SPI	System Performance Index
t	Zeit
t_{BATC}	Ladezeit
t_{BATD}	Entladezeit
t_{TOT}	Totzeit der Systemregelung

Symbole (griechische Buchstaben)

α_{PV}	Temperaturkoeffizient der PV-Leistung
ΔC	Stromkosteneinsparung
$\Delta C_{PVBS,IDEAL}$	Stromkosteneinsparung des idealen PV-Batteriesystems
$\Delta C_{PVBS,REAL}$	Stromkosteneinsparung des realen PV-Batteriesystems
Δt	Simulationszeitschrittweite
η	Umwandlungswirkungsgrad
$\bar{\eta}_{AC}$	AC-Systemnutzungsgrad
η_{BAT}	Batteriewirkungsgrad
η_{MPP}	PV-Modulwirkungsgrad im MPP
η_{MPPT}	MPPT-Wirkungsgrad des PV-Wechselrichters
η_{PV}	PV-Modulwirkungsgrad unter Nennbedingungen
$\bar{\eta}_{SYS}$	Systemnutzungsgrad
η_{ZELL}	Batteriezellwirkungsgrad
η_{ZELLC}	Ladewirkungsgrad der Batteriezellen
η_{ZELLD}	Entladewirkungsgrad der Batteriezellen
ϑ_L	Lufttemperatur
ϑ_{PV}	PV-Modultemperatur
τ_{BAT}	Zeitkonstante der Regelung des Batteriespeichers
τ_{BS}	Zeitkonstante der Systemregelung des Batteriesystems
τ_{PV}	thermische Zeitkonstante des PV-Moduls

Literaturverzeichnis

- [1] T. Vandyck, K. Keramidas, B. Saveyn, A. Kitous, and Z. Vrontisi, 'A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy', *Global Environmental Change*, vol. 41, Nov. 2016.
- [2] N. Höhne, T. Kuramochi, S. Sterl, and L. Röschel, 'Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?', Greenpeace e.V., Berlin, Kurzstudie, Feb. 2016.
- [3] F. Creutzig, P. Agoston, J. C. Goldschmidt, G. Luderer, G. Nemet, and R. C. Pietzcker, 'The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change', *Nature Energy*, vol. 2, Aug. 2017.
- [4] C. Breyer *et al.*, 'Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Nov. 2017.
- [5] H.-M. Henning and A. Palzer, 'Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050', Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Nov. 2015.
- [6] N. Kreifels, J. N. Mayer, B. Burger, and C. Wittwer, 'Analysis of Photovoltaics and Wind Power in Future Renewable Energy Scenarios', *Energy Technology*, vol. 2, no. 1, pp. 29–33, Jan. 2014.
- [7] V. Quaschnig, 'Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, Jun. 2016.
- [8] N. Gerhardt, F. Sandau, B. Zimmermann, C. Pape, S. Bofinger, and C. Hoffmann, 'Geschäftsmodell Energiewende', Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, Jan. 2014.
- [9] H.-M. Henning and A. Palzer, 'Energiesystem Deutschland 2050', Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Nov. 2013.
- [10] V. Quaschnig, J. Weniger, and T. Tjaden, 'Wie viel Photovoltaik braucht die deutsche Energiewende?', in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.
- [11] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, Mar. 2016.
- [12] M. Klärle, D. Ludwig, S. Lanig, and K. Meik, 'SUN-AREA – Ein Beitrag der Fernerkundung gegen den Klimawandel', *zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement*, no. 2, pp. 71–78, Feb-2009.
- [13] M. Braun, A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, and T. Stetz, 'Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung', Fraunhofer-Institut für Wind und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2011.
- [14] R. Hollinger, B. Wille-Haussmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, and C. Wittwer, 'Speicherstudie 2013: Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern', Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, 2013.
- [15] M. Bost, B. Hirschl, and A. Aretz, 'Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik', Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG, 2011.
- [16] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'PV-Eigenverbrauch: Ökonomie von Photovoltaiksystemen im Eigenverbrauchszeitalter', *Sonnenenergie*, no. 2, pp. 26–27, 2014.
- [17] P. A. Leicester, C. I. Goodier, and P. N. Rowley, 'Probabilistic analysis of solar photovoltaic self-consumption using Bayesian network models', *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, pp. 448–455, Apr. 2016.
- [18] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, 'Photovoltaic self-consumption in buildings: A review', *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, Mar. 2015.
- [19] K.-P. Kairies, D. Haberschusz, D. Magnor, M. Leuthold, J. Badeda, and D. U. Sauer, 'Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2015', Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, 2015.

- [20] M. Graebig, G. Erdmann, and S. Röder, 'Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models', in *37th IAAE International Conference*, New York, 2014.
- [21] J. Moshövel *et al.*, 'Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern', ISEA, Dec. 2015.
- [22] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, and V. Quaschnig, 'Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen', in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [23] J. Weniger, 'Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen', Masterarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2013.
- [24] J. Weniger, T. Tjaden, H.-O. Troeder, V. Quaschnig, and B. Stegemann, 'Vergleich der photovoltaischen Eigenversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern', in *22. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*, Stralsund, 2015.
- [25] J. Liersch, 'Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen', Key Wind Energy, Berlin, Studie, Dec. 2010.
- [26] J. Amme, J. Benesch, M. Buddeke, J. Thorbecke, and D. Willnauer, 'Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum - Ein Leitfaden', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, 2013.
- [27] P. Balcombe, D. Rigby, and A. Azapagic, 'Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage', *Applied Energy*, vol. 155, pp. 393–408, Oct. 2015.
- [28] S. Gähns, E. Wieckowski, J. Von Braunmühl, A. Wolmaier, and B. Hirschl, 'Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems', Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin, Studie.
- [29] C. Pöttinger, M. Preißinger, and D. Brüggemann, 'Influence of Hydrogen-Based Storage Systems on Self-Consumption and Self-Sufficiency of Residential Photovoltaic Systems', *Energies*, vol. 8, no. 8, pp. 8887–8907, Aug. 2015.
- [30] F. Samweber *et al.*, 'Sun2Car@GAP Endbericht', Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2014.
- [31] F. Samweber, P. Nobis, and M. Gallet, 'Ladesteuerung zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs (Teil 2)', *BWK*, vol. 66, no. 3, pp. 46–49, 2014.
- [32] H. Loges, M. Bunk, and B. Engel, 'Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten für innovative Haushalte mit PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von hochaufgelösten Zeitreihen', in *13. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2014.
- [33] F. Samweber, P. Nobis, and M. Gallet, 'Simulation von Photovoltaik-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen (Teil 1)', *BWK*, vol. 66, no. 1/2, pp. 66–69, 2014.
- [34] M. Mierau, D. Noeren, and F. Becker, 'Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt', Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE, Freiburg, Nov. 2014.
- [35] T. Staudacher, S. Eller, and S. Jacob, 'Photovoltaik und Wärmepumpe - kombinierte Strom- und Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses', *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 64, no. 3, pp. 53–55, 2014.
- [36] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten', in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [37] A. von Oehsen, J. Fehr, L.-A. Brischke, M. Pehnt, and P. Mellwig, 'PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden', Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Heidelberg, Endbericht 0325358A, Dec. 2014.
- [38] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, D. Beier, and V. Quaschnig, 'Einsatz von Batteriespeichern zur Verbesserung der Netzintegration von Photovoltaiksystemen', in *2. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, Berlin, 2015.
- [39] R. Hollinger, B. Wille-Hausmann, T. Erge, T. Stillahn, and C. Wittwer, 'Chancen und Risiken dezentraler Solarstromspeicher', in *Internationale ETG Tagung 2013*, Berlin, 2013.
- [40] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts*. 2014.
- [41] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), 'KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher"', Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt am Main, Oct. 2017.

- [42] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), 'Anlage zum Merkblatt Energieeffizient Bauen. Technische Mindestanforderungen', Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt am Main, Apr. 2016.
- [43] Y. Riesen, P. Ding, S. Monnier, N. Wyrsh, and 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.
- [44] A. Zeh and 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*, vol. 46, pp. 114–123, 2014.
- [45] F. Braam, R. Hollinger, M. L. Engesser, S. Müller, R. Kohrs, and C. Wittwer, 'Peak Shaving with Photovoltaic-Battery Systems', in *5th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, Istanbul, 2014.
- [46] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen', in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [47] J. Moshövel *et al.*, 'Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption', *Applied Energy*, vol. 137, pp. 567–575, Jan. 2015.
- [48] M. Resch, B. Ramadhani, J. Bühler, and A. Sumper, 'Comparison of control strategies of residential PV storage systems', in *9th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2015)*, Düsseldorf, 2015.
- [49] J. Struth *et al.*, '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.
- [50] A. Schmiegel, J. von Appen, and M. Braun, 'Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz', in *Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern NEIS 2013*, Hamburg.
- [51] J. von Appen, M. Braun, T. Kneiske, and A. Schmiegel, 'Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz', in *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2013.
- [52] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, and A. Schmiegel, 'Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1002–1009, Mar. 2014.
- [53] Predki, H., 'System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher - Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen', Leuphana Universität, Lüneburg, Jun. 2013.
- [54] M. Bodach, 'Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen', Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2006.
- [55] C. Pape *et al.*, 'Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung', IWES, RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht, Kassel, Nov. 2014.
- [56] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, and J. Sönnichsen, 'Optimaler Einsatz eines Verbundes von Solar-Batterie-Systemen in der Primärregelleistung: Potential des Poolings und der regulativen Freiheitsgrade', in *VDI-Berichte 2266*, Düsseldorf, 2015.
- [57] D. Steber, P. Bazan, and R. German, 'SWARM - Primärregelleistungserbringung mit verteilten Batteriespeichern in Haushalten', in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2016.
- [58] R. Hollinger, G. Bopp, T. Erge, P. Breuning, and D. Ziegler, 'Bereitstellung von Primärregelleistung durch dezentrale Solarstromspeicher', in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [59] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, F. Braam, T. Erge, G. Bopp, and B. Engel, 'Distributed solar battery systems providing primary control reserve', *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 1, pp. 63–70, Jan. 2016.
- [60] K. Leonhartsberger, S. Schidler, and M. Peppoloni, 'Abschätzung des Potenzials dezentraler PV-Heimspeichersysteme zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen', in *10. Internationale Energiewirtschaftstagung 'Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel?'*, Wien, 2017.
- [61] L. Krampe, M. Wünsch, and M. Koepf, 'Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel', Berlin, Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, 2016.
- [62] R. L. Fares and M. E. Webber, 'The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility', *Nature Energy*, vol. 2, 2017.

- [63] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., Ed., *Leitfaden Photovoltaische Anlagen*, 5th ed. Berlin: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., Landesverband Berlin-Brandenburg, 2012.
- [64] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschnig, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [65] J. Figgner *et al.*, 'Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017', Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, 2017.
- [66] M. Eberlin, F. Reiners, and O. Stalter, 'Innovative Leistungselektronik für photovoltaische Insel-systeme mit hybrider Blei-Lithium Batterie', in *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2013*, Bad Staffelstein, 2013.
- [67] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. and BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 'Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme', Berlin, Mar. 2017.
- [68] V. Fernão Pires, E. Romero-Cadaval, D. Vinnikov, I. Roasto, and J. F. Martins, 'Power converter interfaces for electrochemical energy storage systems – A review', *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 453–475, Oct. 2014.
- [69] C. Messner, J. Kathan, C. Seidl, S. Hofmüller, and R. Bründlinger, '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, pp. 2381–2392.
- [70] W.-T. Franke, 'Neues Schaltungskonzept zur Energiespeicherung bei Solarwechselrichtern', in *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2012.
- [71] M. Rothert, A. S. Bukvic-Schäfer, and T. Thierschmidt, 'Performance von Speichersystemen in der Praxis - Erfahrungen von über 6.500 Speichersystemen', presented at the SMA Speichertag 2015, Niestetal, 2015.
- [72] F. Keuer, 'Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen', *pv magazine*, no. 2/2013, pp. 109–112, 2013.
- [73] G. Angenendt, S. Zurmühlen, R. Mir-Montazeri, D. Magnor, and D. U. Sauer, 'Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage Systems using Forecast Based Operating Strategies', in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [74] M. Räber, A. Heinzelmann, and A. Büchi, 'PV-Batteriespeicher im Test: Untersuchung von Speichersystemen im Teillastbetrieb', *Bulletin*, no. 3/2016, pp. 44–47, Mar-2016.
- [75] M. Müller, 'Abschlussbericht zum Forschungsprojekt PILEBI: Photovoltaische Insel-systeme mit langlebigen Energiespeichersystemen auf Basis von Blei- und Lithium-Ionen Batterien', Steca Elektronik GmbH, Memmingen, Jun. 2014.
- [76] A. U. Schmiegel *et al.*, 'Das Sol-ion System – Ein System zur Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Speichersystemen', in *25. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2010.
- [77] P. J. Rechberger, G. Steinmaurer, and R. Reder, 'Control Algorithms for Photovoltaic Inverters with Battery Storage for Increased Self Consumption', in *Proceedings of the International Workshop on Simulation for Energy, Sustainable Development & Environment (SESDE)*, Athen, 2013.
- [78] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems', in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München, 2016, pp. 2372–2380.
- [79] A. Gutsch, M. Rentzsch, T. Timke, and O. Wollersheim, 'Energiemanagementsystem für ein Energieerzeugungssystem', DE 102015008305 A1.
- [80] J. Hantschel and R. Merz, 'Energieerzeugungsanlage mit kostengünstigem Energiespeichersystem', DE 10 2012 02 601 A1.
- [81] P. Welter, 'Der etwas andere Solarstromspeicher', *Photon Profi*, pp. 54–57, Sep-2013.
- [82] V. Vega-Garita, L. Ramirez-Elizondo, G. R. C. Mouli, and P. Bauer, 'Review of Residential PV-Storage Architectures', in *Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International*, Leuven, 2016, pp. 1–6.
- [83] F. Niedermeyer *et al.*, 'Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs', in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [84] C. Messner, J. Kathan, and J. Mayr, 'Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heim-speichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte', in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.

- [85] M. Braun, K. Büdenbender, M. Landau, D. U. Sauer, D. Magnor, and A. U. Schmiegel, 'Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen - Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance', in *25. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2010.
- [86] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, and J. Barry, 'Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand', in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [87] DNV GL, 'Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems', Oslo, Recommended Practice DNVGL-RP-0043, Dec. 2015.
- [88] H.-D. Mohring *et al.*, 'Erfahrungen bei der Installation und beim Betrieb von PV Speichersystemen: Feldtest des Sol-ion Systems in Süddeutschland, Guadeloupe, Martinique und an Forschungsinstituten', in *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2012.
- [89] A. U. Schmiegel, H. Schuh, U. Thomas, M. Landau, J. Binder, and D. Magnor, 'Sol-Ion. Netzgekoppelte PV-System mit Lithium-Ionen basierten Speichern zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien in das öffentliche Stromnetz', Bosch Power Tec GmbH, Böblingen, Abschlussbericht, Aug. 2013.
- [90] N. Fisch, T. Wilken, F. Bockelmann, and C. Kley, 'Betriebsstrategien für EnergiePLUS-Gebäude am Beispiel der Berghalde', TU Braunschweig, Braunschweig, Oct. 2015.
- [91] K.-P. Kairies *et al.*, 'Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016', Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, May 2016.
- [92] K.-P. Kairies *et al.*, 'Real-Life Load Profiles of PV Battery Systems from Field Measurements', in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [93] C. Messner, 'Performance evaluation of grid-connected PV Battery Energy Storage Systems for residential applications', Masterthesis, TU Wien, Wien, 2016.
- [94] T. Thierschmidt, F. Keuer, and M. Rothert, 'Kompaktspeicher: Placebo oder Zukunftslösung? Ergebnisse aus einem Jahr Felderfahrung', in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [95] P. Rechberger and G. Steinmaurer, 'Feldtestergebnisse von Speichersystemen im Rahmen der Oberösterreichischen Speicherförderung', in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.
- [96] C. Messner, J. Kathan, C. Seidl, S. Hofmüller, and J. Wolfahrt, 'Field Assessment of PV Home Storage Systems', in *6th Solar Integration Workshop - International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Wien, 2016.
- [97] A. Piepenbrink and A. Bronstoring, 'Sektorenkopplung PV-Speicher und Wärmepumpe', E3/DC, Osnabrück, Kompaktstudie, 2017.
- [98] F. Niedermeyer *et al.*, 'Allgemeine Performanceindikatoren für PV-Speichersysteme', in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [99] N. Munzke, J. Barry, B. Schwarz, and F. Büchle, 'Evaluation of the Effect of PV Plant Size on the Efficiency of Household Li-Ion Battery Storage Systems', in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2017, pp. 2047–2051.
- [100] Verein Deutscher Ingenieure e. V., 'VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen', in *VDI-Handbuch Energietechnik*, Düsseldorf, 2008.
- [101] H. Loges and B. Engel, 'PV-Speicher brauchen ein Effizienzlabel - Ergebnisse der messtechnischen Untersuchung von verschiedenen Speichersystemen', in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.
- [102] I. Sulaeman, V. Vega-Garita, G. R. C. Mouli, N. Narayan, L. Ramirez-Elizondo, and P. Bauer, 'Comparison of PV-battery architectures for residential applications', in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2016)*, Leuven, 2016, pp. 1–7.
- [103] I. Ranaweera and O.-M. Midtgård, 'Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage', *Renewable Energy*, vol. 88, pp. 262–272, Apr. 2016.
- [104] M. Knoop and M. Littwin, 'MATLAB-basiertes Simulationsmodell zur Berechnung der elektrischen Leistungsflüsse im PV-Speichersystem', in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [105] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen', in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [106] A. U. Schmiegel, 'Erfahrungen im Feld mit PV-Speichersystemen', *ep Photovoltaik*, no. 5/6, pp. 41–43, 2012.

- [107] Y. Ueda *et al.*, 'Advanced analysis of grid-connected PV system's performance and effect of batteries', *Electrical Engineering in Japan*, vol. 164, no. 1, pp. 21–33, Jul. 2008.
- [108] A. Piepenbrink, 'EU Efficiency for Home Storage Systems - A New and Simple Procedure', in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [109] H. Loges, M. Rothert, and B. Engel, 'Effizienzvergleich von PV-Speicher-Systemen', *ew - Magazin für Energiewirtschaft*, no. 10, 2017.
- [110] J. Weniger and T. Tjaden, 'Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme (PerModAC Version 1.0)', *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, Mar-2017. [Online]. Available: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod>.
- [111] Y.-M. Saint-Drenan, 'A Probabilistic Approach to the Estimation of Regional Photovoltaic Power Generation using Meteorological Data', Dissertation, University of Kassel, Kassel, 2015.
- [112] V. Quaschnig, 'Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen', Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 1996.
- [113] T. M. Klucher, 'Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces', *Solar Energy*, vol. 23, pp. 111–114, Jan. 1979.
- [114] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*, 7th ed. München: Hanser Verlag, 2012.
- [115] B. Burger, 'Auslegung und Dimensionierung von Wechselrichtern für netzgekoppelte PV-Anlagen', in *20. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2005.
- [116] H. G. Beyer, G. Heilscher, and S. Bofinger, 'Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems', in *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004, pp. 3073–3076.
- [117] SMA Solar Technology AG, 'Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL mit Reactive Power Control (Datenblatt)'. Dec-2015.
- [118] SMA Solar Technology AG, 'Wirkungsgrade und Derating SUNNY BOY / SUNNY BOY STORAGE / SUNNY TRIPOWER / SUNNY MINI CENTRAL (Technische Information)'. May-2017.
- [119] D. U. Sauer, 'Untersuchungen zum Einsatz und Entwicklung von Simulationsmodellen für die Auslegung von Photovoltaik-Systemen', Diplomarbeit, Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1994.
- [120] B. Zinßer, 'Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen', Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2010.
- [121] F. Bertling, 'Optimierter Brennstoffzellen-Wechselrichter für den Netz- und Inselbetrieb', Dissertation, Technische Universität Dortmund, Dortmund, 2007.
- [122] H. Schmidt and D.-U. Sauer, 'Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung', *Sonnenenergie*, vol. 4, pp. 43–47, 1996.
- [123] H. Laukamp, 'Wechselrichter für Photovoltaik-Anlagen', in *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 1989.
- [124] V. Quaschnig, *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2000.
- [125] SMA Solar Technology AG, 'Statischer MPPT-Wirkungsgrad von 99,8% mit OptiTrac (Herstellereklärung)'. May-2016.
- [126] T. Tjaden *et al.*, 'Offenes Simulationsmodell für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme', in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [127] N. Kreuzer, J. Schiel, and M. Rothert, 'Netzgekoppelte PV-Speichersysteme: Fünf Jahre Felderfahrung und Lessons Learned', in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [128] T. Bocklisch, 'Optimierendes Energiemanagement von Brennstoffzelle-Direktspeicher-Hybrid-systemen', Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2009.
- [129] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Auswirkungen von Regelträgheiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen', in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.
- [130] L. Baumann and E. Boggasch, 'Experimental assessment of hydrogen systems and vanadium-redox-flow-batteries for increasing the self-consumption of photovoltaic energy in buildings', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 2, pp. 740–751, Jan. 2016.
- [131] K. Mamadou, E. Lemaire, A. Delaille, D. Riu, S. E. Hing, and Y. Bultel, 'Definition of a State-of-Energy Indicator (SoE) for Electrochemical Storage Devices: Application for Energetic Availability Forecasting', *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 159, no. 8, pp. A1298–A1307, Jan. 2012.

- [132] P. Fortenbacher, J. L. Mathieu, and G. Andersson, 'Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017.
- [133] E. I. Vrettos, A. Witzig, R. Kurmann, S. Koch, and G. Andersson, 'Maximizing Local PV Utilization Using Small-scale Batteries and Flexible Thermal Loads', in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, 2013.
- [134] A. Umland, B. Engel, F. Kever, J. Laschinski, and M. Walter, 'Einspeisemanagement und Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70 % nach dem EEG 2012', in *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2012.
- [135] Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, 'Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz', Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Oct. 2016.
- [136] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Dynamic mismatch losses of grid-connected PV-battery systems in residential buildings', *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 244–254, Oct. 2017.
- [137] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems', *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 3–10, Mar. 2016.
- [138] T. Stetz, J. von Appen, M. Braun, and G. Wirth, 'Cost-Optimal Inverter Sizing for Ancillary Services - Field Experience in Germany and Future Considerations', in *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2011.
- [139] M. Zehner *et al.*, 'Energy Loss Due to Irradiance Enhancement', in *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2011.
- [140] J. Good and J. X. Johnson, 'Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance', *Applied Energy*, vol. 177, pp. 475–486, Sep. 2016.
- [141] B. Burger and R. R  ther, 'Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature', *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 32–45, Jan. 2006.
- [142] V. Eichler, 'Kleinststeuerungen in solaren Energiespeichern', *etz elektrotechnik & automation*, vol. 12/2013, no. 12/2013, pp. 51–53, 2013.
- [143] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Sizing of Residential PV Battery Systems', *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 78–87, 2014.
- [144] S. Quoilin, K. Kavvadias, A. Mercier, I. Pappone, and A. Zucker, 'Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment', *Applied Energy*, vol. 182, pp. 58–67, Nov. 2016.
- [145] T. Staudacher, 'Entwicklung eines Modells zur techno-ökonomischen und   kologischen Analyse dezentraler Stromversorgungssysteme f  r private Haushalte', Dissertation, TU München, München, 2016.
- [146] SMA Solar Technology AG, 'Mittlerer Wirkungsgrad des SMA Flexible Storage System', Niestetal, Technische Information, 2014.
- [147] A. Makibar and L. Narvarte, 'Characterisation and efficiency test of a Li-Ion storage system for pv systems', in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2015.
- [148] Verein Deutscher Ingenieure e. V., 'VDI 4661 Energiekenngrößen - Definitionen, Begriffe, Methodik', in *VDI-Handbuch Energietechnik*, Düsseldorf, 2014.
- [149] J. Schiel, 'Test und Optimierung unterschiedlicher Betriebsf  hrungsalgorithmen zur Einspeiseleistungsbegrenzung von PV-Speichersystemen', Masterarbeit, Universität Kassel, Kassel, 2015.
- [150] 'BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017', BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, May 2017.
- [151] Bundesnetzagentur, *Bestimmung der anzulegenden Werte f  r Solaranlagen § 49 EEG 2017 für die Kalendermonate November 2017, Dezember 2017 und Januar 2018*. 2017.
- [152] P. Stenzel, J. Linssen, J. Fleer, and F. Busch, 'Impact of temporal resolution of supply and demand profiles on the design of photovoltaic battery systems for increased self-consumption', in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2016)*, Leuven, 2016.
- [153] T. Beck, H. Kondziella, G. Huard, and T. Bruckner, 'Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems', *Applied Energy*, vol. 173, pp. 331–342, Jul. 2016.
- [154] G. Litjens, W. van Sark, and E. Worrell, 'On the influence of electricity demand patterns, battery storage and PV system design on PV self-consumption and grid interaction', in *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 2016)*, Portland, 2016, pp. 2021–2024.

- [155] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar, and J. V. Mierlo, 'The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions', *Applied Energy*, vol. 111, pp. 1126–1135, Nov. 2013.
- [156] A. Zucker and T. Hinchliffe, 'Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals – A case study for Germany and Italy', *Applied Energy*, vol. 127, pp. 141–155, Aug. 2014.
- [157] W.-P. Schill, A. Zerrahn, and F. Kunz, 'Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective', *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 6, no. 1, Jan. 2017.
- [158] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, 'Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal', *Solar Energy*, vol. 150, pp. 353–362, Jul. 2017.
- [159] A. Pena-Bello, M. Burer, M. K. Patel, and D. Parra, 'Optimizing PV and grid charging in combined applications to improve the profitability of residential batteries', *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 58–72, Oct. 2017.
- [160] F. Braam, R. Hollinger, C. Lübeck, S. Müller, and B. Wille-Haussmann, 'Grid-Oriented Operation of Photovoltaic-Battery Systems', in *Internationaler ETG-Kongress 2013*, Berlin, 2013, vol. 139.
- [161] K. Lappalainen and S. Valkealahti, 'Recognition and modelling of irradiance transitions caused by moving clouds', *Solar Energy*, vol. 112, pp. 55–67, Feb. 2015.
- [162] J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, 'Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems', *Solar Energy*, vol. 84, no. 3, pp. 492–500, Mar. 2010.
- [163] N. Wyrsh, Y. Riesen, and C. Ballif, 'Effect of the Fluctuations of PV Production and Electricity Demand on the PV Electricity Self-Consumption', in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, 2013.
- [164] B. Wille-Haussmann, J. Link, A. Sabo, and C. Wittwer, 'Photovoltaik Eigenstromnutzung – Fluktuation von Strahlung und Last', in *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2012.
- [165] S. Cao and K. Sirén, 'Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand', *Applied Energy*, vol. 128, pp. 192–208, Sep. 2014.
- [166] C. Bucher, J. Betcke, and G. Andersson, 'Effects of variation of temporal resolution on domestic power and solar irradiance measurements', in *IEEE PowerTech*, Grenoble, 2013.
- [167] J. Linssen, P. Stenzel, and J. Fleer, 'Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles', *Applied Energy*, vol. 185, pp. 2019–2025, Jan. 2017.
- [168] E. Nyholm, J. Goop, M. Odenberger, and F. Johnsson, 'Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency', *Applied Energy*, vol. 183, pp. 148–159, Dec. 2016.
- [169] M. Schreiber and P. Hochloff, 'Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems', in *2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES)*, 2013.
- [170] T. Kaschub, P. Jochem, and W. Fichtner, 'Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility', *Energy Policy*, vol. 98, pp. 520–532, Nov. 2016.
- [171] J. Hoppmann, J. Volland, T. S. Schmidt, and V. H. Hoffmann, 'The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 1101–1118, Nov. 2014.
- [172] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, 'Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, Jul. 2011.
- [173] D. Parra and M. K. Patel, 'Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems', *Applied Energy*, vol. 164, pp. 175–187, Feb. 2016.
- [174] C. Truong, M. Naumann, R. Karl, M. Müller, A. Jossen, and H. Hesse, 'Economics of Residential Photovoltaic Battery Systems in Germany: The Case of Tesla's Powerwall', *Batteries*, vol. 2, no. 2, p. 14, May 2016.
- [175] J. Weniger, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems', in *4th Solar Integration Workshop*, Berlin, 2014.
- [176] Y. Riesen, C. Ballif, and N. Wyrsh, 'Control algorithm for a residential photovoltaic system with storage', *Applied Energy*, vol. 202, pp. 78–87, Sep. 2017.
- [177] V. Bertsch, J. Geldermann, and T. Lühn, 'What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and self-sufficiency?', *Applied Energy*, vol. 204, pp. 1–15, Oct. 2017.

- [178] P. Keil and A. Jossen, 'Aufbau und Parametrierung von Batteriemodellen', in *19. DESIGN&ELEKTRONIK-Entwicklerforum Batterien & Ladekonzepte*, München, 2012.
- [179] D. Fischer, A. Härtl, and B. Wille-Hausmann, 'Model for electric load profiles with high time resolution for German households', *Energy and Buildings*, vol. 92, pp. 170–179, Apr. 2015.
- [180] Jan von Appen and Martin Braun, 'Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen', in *IEEE Power and Energy Student Summit (PESS)*, 2014.
- [181] G. Mulder, F. D. Ridder, and D. Six, 'Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels', *Solar Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1284–1293, Jul. 2010.
- [182] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, 'Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis', *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2015. [Online]. Available: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/>.
- [183] J. D. Rhodes, W. J. Cole, C. R. Upshaw, T. F. Edgar, and M. E. Webber, 'Clustering analysis of residential electricity demand profiles', *Applied Energy*, vol. 135, pp. 461–471, Dec. 2014.
- [184] M. Castillo-Cagigal *et al.*, 'PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector', *Solar Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2338–2348, Sep. 2011.
- [185] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, and V. Quaschnig, 'Impact of the PV Generator's Orientation on the Energetic Assessment of PV Self-Consumption Systems Considering Individual Residential Load Profiles', in *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2014.
- [186] A. Lahnaoui, P. Stenzel, and J. Linssen, 'Tilt Angle and Orientation Impact on the Techno-economic Performance of Photovoltaic Battery Systems', *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 4312–4320, May 2017.
- [187] Braun, M., Büdenbender, K., Magnor, D., and Jossen, A., 'Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy', in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, pp. 3121–3127.
- [188] G. Mulder and B. Claessens, 'Insights in storage as a solution for local renewable electricity generation', *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 128, no. 4, pp. 116–121, Apr. 2011.
- [189] T. Staudacher and S. Eller, 'Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses', *BWK*, vol. 64, no. 6, pp. 66–72, 2012.
- [190] B. Siegel and J. Bergner, 'Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich', Projektarbeit Master, HTW Berlin, Berlin, 2015.
- [191] J. Bergner, J. Weniger, and T. Tjaden, 'PVprog-Algorithmus "Algorithmus zur Umsetzung der prognosebasierten Batterieladung für PV-Speichersysteme mit messwertbasierten PV- und Lastprognosen (Version 1.1)"', Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, May 2016.
- [192] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen', in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [193] J. Bergner, 'Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme', Bachelorthesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2014.
- [194] Y. S. Riesen, 'Energy Yield and Electricity Management of Thin-Film and Crystalline Silicon Solar Cells: from Devices to Systems', 2016.
- [195] M. Böttiger, T. Bocklisch, and M. Paulitschke, 'Optimierendes modellbasiertes Betriebsführungskonzept für ein PV-Batteriespeichersystem', in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [196] M. Böttiger, T. Bocklisch, and M. Paulitschke, 'Innovative reactive energy management for a photovoltaic battery system', in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [197] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, and 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.
- [198] J. Li and M. A. Danzer, 'Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems', *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 365–373, Jul. 2014.
- [199] J. Kühnert, E. Lorenz, J. Betcke, A. Hammer, and D. Heinemann, 'Regionale PV-Leistungsvorhersagen für den Kurzzeit-Bereich auf Basis von Satellitendaten, numerischen Wetterprognosen und PV-Leistungsmessungen', in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [200] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, and V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion 2018', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.

- [201] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, and S. Maier, 'Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod) 2.0', *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2019. [Online]. Available: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod>.
- [202] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, and V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion: Bewertung der Systemtechnik zur Speicherung von Solarstrom', in *PV-Symposium 2019*, Bad Staffelstein, 2019.
- [203] F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Bründlinger, H. Häberlin, and M. Zehner, 'Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency', in *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Milan, 2007.
- [204] N. Orth *et al.*, 'Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte', in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [205] J. Pinne, *Optimierung von PV-Wechselrichtern im Netzparallelbetrieb mithilfe analytischer Verhaltens- und Verlustleistungsmodelle*. Kassel: Kassel University Press, 2015.
- [206] F. Büchle *et al.*, 'Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen', in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [207] F. Ackermann, T. Bülo, and C. Nöding, 'Untersuchungen von Einflussgrößen auf Wirkungsgrad und Leistungsmessungen von PV-Wechselrichtern', in *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2011.
- [208] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 'Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz', Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Jun. 2014.
- [209] J. Weniger, J. Bergner, D. Beier, M. Jakobi, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Grid Feed-in Behavior of Distributed PV Battery Systems', in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2015.
- [210] M. Munzke, B. James, and B. Schwarz, 'Performance Evaluation of Household Li-Ion Battery Storage Systems', in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München, 2016, pp. 1516–1521.
- [211] S. Maier, J. Weniger, N. Böhme, and V. Quaschnig, 'Simulationsbasierte Effizienzanalyse von PV-Speichersystemen', in *PV-Symposium 2019*, Bad Staffelstein, 2019.
- [212] J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, and D. U. Sauer, 'Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018', Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, 2018.
- [213] T. Rothacher, H. Schwarzburger, and T. Timke, *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*, 1st ed. Berlin: Beuth Verlag, 2018.
- [214] K. Mertens, *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 4th ed. München: Hanser, 2018.
- [215] J. Kalisch, T. Schmidt, D. Heinemann, and E. Lorenz, 'Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014'. PANGAEA - Data Publisher for Earth & Environmental Science, 2015.
- [216] P. Hoffman, G. Frey, M. Friedrich, S. Kerber-Clasen, J. Marschall, and M. Geiger, 'Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“', Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken, Mar. 2012.
- [217] A. Einfalt *et al.*, 'Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme', Wien, Endbericht, Aug. 2012.
- [218] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, and V. Quaschnig, 'Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme', in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [219] B. Wenzel and M. Futterlieb, 'Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme Stand und Ausblick 2020', Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow, 2012.
- [220] E. M. Krieger and C. B. Arnold, 'Effects of undercharge and internal loss on the rate dependence of battery charge storage efficiency', *Journal of Power Sources*, vol. 210, pp. 286–291, Jul. 2012.