



STUDIE

Stromspeicher-Inspektion 2023

STROMSPEICHER Inspektion

AUTOR:INNEN DER HTW BERLIN (KAPITEL 1 BIS 4)

Johannes Weniger, Nico Orth, Lucas Meissner, Cheyenne Schlüter, Jonas Meyne
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Web: solar.htw-berlin.de



CO-AUTOR:INNEN DES KIT (KAPITEL 4)

Robert Schreier, Bernhard Schwarz, Nina Munzke
Elektrotechnisches Institut (ETI)
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Web: batterietechnikum.kit.edu



VERSION

Version 1.0 (Februar 2023)

FÖRDERUNG

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EI3039A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	4
KURZFASSUNG	5
1 ANALYSE DES MARKTS FÜR PV-SPEICHERSYSTEME	7
2 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	11
2.1 Nutzbare Speicherkapazität	15
2.2 Nominale Leistung	17
2.3 Umwandlungswirkungsgrade	18
2.4 Regelungsabweichungen	20
2.5 Stand-by-Leistungsaufnahme	22
3 SIMULATIONSBASIERTE SYSTEMBEWERTUNG	25
3.1 System Performance Index (SPI)	25
3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW).....	30
3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW).....	31
4 ANALYSE VON ALTERNATIVEN SPEICHERSYSTEMEN	34
4.1 Überblick über die technischen Eigenschaften	34
4.2 Vergleich der Effizienzeigenschaften	38
4.3 Vergleich von Betriebsdaten	42
LITERATURVERZEICHNIS	46
ANHANG	49

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
AC2BAT	Energieumwahrungspfad der AC-Batterieladung
BAT	Batteriespeicher
BAT2AC	Energieumwahrungspfad der AC-Batterieentladung
BMS	Batteriemanagementsystem
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
E_{AC2G}	Netzeinspeisung
E_{G2AC}	Netzbezug
G	Netz (engl. grid)
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
p_{AC2G}	Netzeinspeisevergütung
p_{G2AC}	Netzbezugspreis
NCA	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid
NCM	Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxid
PerMod	Performance Simulation Model for PV-Battery Systems
PV	Photovoltaik
PV2AC	Energieumwahrungspfad der PV-Einspeisung
PV2BAT	Energieumwahrungspfad der PV-Batterieladung
SPI	System Performance Index
ΔC_{PVBS}	Stromkosteneinsparung des PV-Batteriesystems

Vorwort

Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Stromspeichersysteme boomen in Deutschland, wie die **Stromspeicher-Inspektion 2023** eindrucksvoll zeigt. Während im Jahr 2018 noch 22 000 Heimspeichersysteme installiert wurden, waren es 2022 mit über 197 000 neu installierten Geräten fast neunmal so viele. Mittlerweile bieten in Deutschland über 60 Hersteller Speichersysteme oder einzelne Komponenten zur Speicherung von Solarstrom an. Den Heimspeichermarkt zu überschauen und qualitativ hochwertige Produkte mit akzeptablen Lieferzeiten zu finden, stellt sowohl Interessierte als auch Installationsbetriebe vor Herausforderungen.

Mit dem Ziel, die Vergleichbarkeit der erhältlichen Solarstromspeicher weiter zu verbessern, laden wir jährlich im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion alle in Deutschland aktiven Speicherhersteller zur Teilnahme an der Studie ein. Die Systeme werden zunächst ausschließlich von unabhängigen Prüfinstituten vermessen. Im Anschluss prüfen wir die Labormessergebnisse auf Plausibilität und bewerten die Energieeffizienz der Geräte. Insgesamt **25 Hersteller** beteiligten sich **seit 2018** mit 71 untersuchten Systemkonfigurationen an dem

Speichervergleich. Im Rahmen der diesjährigen Stromspeicher-Inspektion werden 18 Systeme miteinander verglichen. 9 der 11 beteiligten Unternehmen entschieden sich für die namentliche Nennung: sie sind in Bild 1 aufgeführt. Wir danken den Herstellern, die für die vorliegende Studie Labormessdaten bereitstellten und so zu mehr Transparenz im Speichermarkt beitragen.

Um die Suche nach einem effizienten Heimspeicher noch weiter zu vereinfachen, haben wir zudem den **Stromspeicher-Inspektor** entwickelt. Mit der neuen Web-Anwendung können Sie die wichtigsten Effizienzeigenschaften von PV-Speichersystemen unterschiedlicher Hersteller miteinander vergleichen. Was den Stromspeicher-Inspektor besonders macht: Alle aufgelisteten Kennwerte wurden von unabhängigen Prüfinstituten ermittelt und auf Plausibilität geprüft. Somit hebt sich der Stromspeicher-Inspektor von fragwürdigen Herstellerangaben ab, die gelegentlich auf Datenblättern oder in Marktübersichten zu finden sind. Wir erweitern den Stromspeicher-Inspektor ab sofort kontinuierlich um Produktneuheiten und machen diese somit schneller vergleichbar. Kontaktieren Sie uns, wenn Sie als Hersteller im Stromspeicher-Inspektor aufgeführt werden möchten.

In einem weiteren Schwerpunkt der Stromspeicher-Inspektion 2023 analysierten wir zusammen mit dem Batterietechnikum des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) erstmals auch sogenannte **Salzwasser- und Hochtemperaturbatterien**. Das Fazit: In puncto Energieeffizienz sind die seit vielen Jahren etablierten Lithium-Ionen-Batterien den zum Teil jungen alternativen Batterietechnologien derzeit noch deutlich überlegen.

Nico Orth und Johannes Weniger

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin



Bild 1 9 Unternehmen haben ihre Ergebnisse in der Stromspeicher-Inspektion 2023 unter Angabe der Produktnamen veröffentlichen lassen.

Kurzfassung

Im Jahr 2022 wurden in Deutschland über **269 000 PV-Anlagen** mit einer Nennleistung zwischen 2 kW und 20 kW installiert. Die Anzahl der neuen **Speichersysteme** mit Speicherkapazitäten bis 20 kWh stieg auf über **197 000**. Im Vergleich zum Vorjahr wuchs der Markt für kleine PV-Dachanlagen somit um 37 %, der Heimspeichermarkt um 44 %. Bei den Neuinstallationen dominieren gegenüber AC-gekoppelten Systemen zunehmend Hybridwechselrichter, die den PV-Wechselrichter und den Batterieanschluss in einem Gerät vereinen. Dreiviertel der im Jahr 2022 neu installierten PV-Speichersysteme sind DC-gekoppelt und mit einem Hybridwechselrichter ausgestattet.

Auch bei der Systemeffizienz wurden in der Stromspeicher-Inspektion 2023 **neue Bestwerte** erzielt, die in Bild 2 veranschaulicht werden. Das System von VARTA überzeugt mit einem hohen Batteriewirkungsgrad von 97,8 % und mit

einem Stand-by-Verbrauch von lediglich 2 W. RCT Power punktet hingegen mit einem exzellenten Wechselrichterwirkungsgrad im Entladebetrieb von 97,8 %. Mit einer Einschwingzeit von unter 200 Millisekunden stellte der Hybridwechselrichter von KACO ebenfalls einen neuen Bestwert auf.

Die Bewertung der 18 Stromspeichersysteme mit dem **System Performance Index (SPI)** baut auf den Labormesswerten auf. Der SPI macht die PV-Speichersysteme in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW vergleichbar. Die Effizienztestsieger mit den höchsten SPI-Werten sind in Bild 3 aufgeführt. In der großen Leistungsklasse setzte sich ein DC-gekoppeltes Speichersystem von RCT Power mit einem SPI (10 kW) von 96,4 % durch. Die Hybridwechselrichter von KACO und Fronius erzielten in Kombination mit den Batteriespeichern von Energy Depot und BYD einen SPI (10 kW) von 95,4 %. Hier entschied die zweite

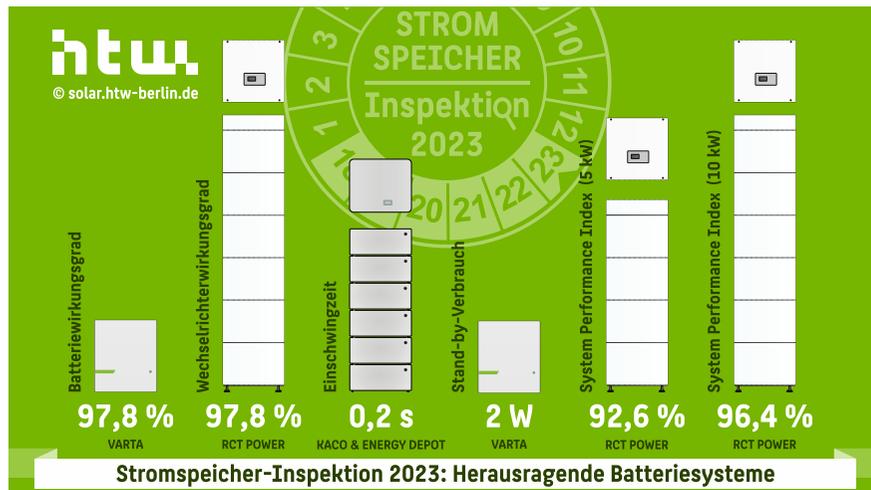


Bild 2 Gleich mehrere Geräte erzielten in den verschiedenen Effizienz kategorien der Stromspeicher-Inspektion 2023 neue Bestwerte.

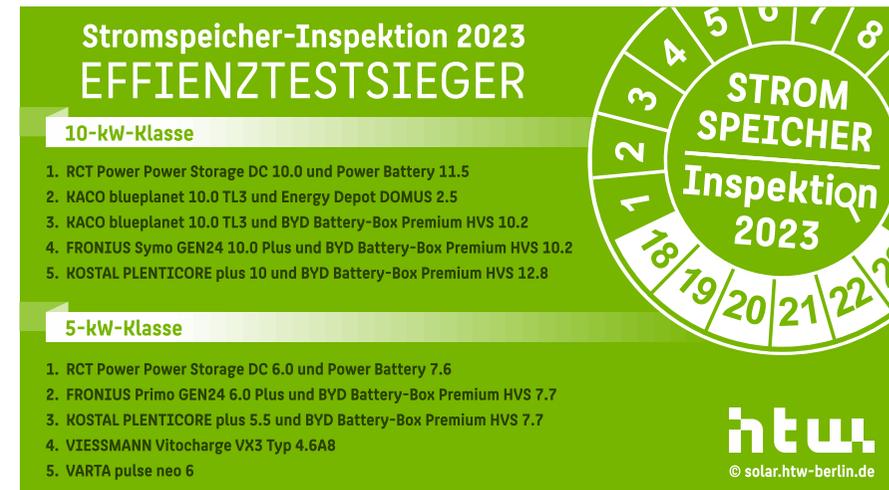


Bild 3 Die effizientesten Solarstromspeicher in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW, die als Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2023 hervorgehen.

Nachkommastelle über die Platzierung auf den Plätzen 2 bis 4. In der 5-kW-Leistungsklasse setzten sich Geräte von RCT Power, Fronius und Kostal durch. Die Speichersysteme von Viessmann und VARTA komplettieren mit ihrer sehr guten Effizienz die Top 5. Abgesehen von dem AC-gekoppelten System von VARTA handelt es sich bei allen anderen Testsiegern um Hybridwechselrichter in Kombination mit Hochvolt-Batterien.

In einem weiteren Schwerpunkt der Stromspeicher-Inspektion 2023 wurden gemeinsam mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) erstmals auch **alternative Batterietechnologien** untersucht, die nicht auf Lithium basieren. In den vergangenen Jahren führten mehrere Hersteller Natrium-Ionen-, Natrium-Nickelchlorid-, Nickel-Metallhydrid- und Redox-Flow-Speichersysteme im Heimspeichermarkt ein. Da die meisten alternativen Heimspeichersysteme bereits wieder vom Markt genommen wurden, konnten im Rahmen der vorliegenden Studie lediglich **Natrium-Ionen- und Natrium-Nickelchlorid-Systeme**

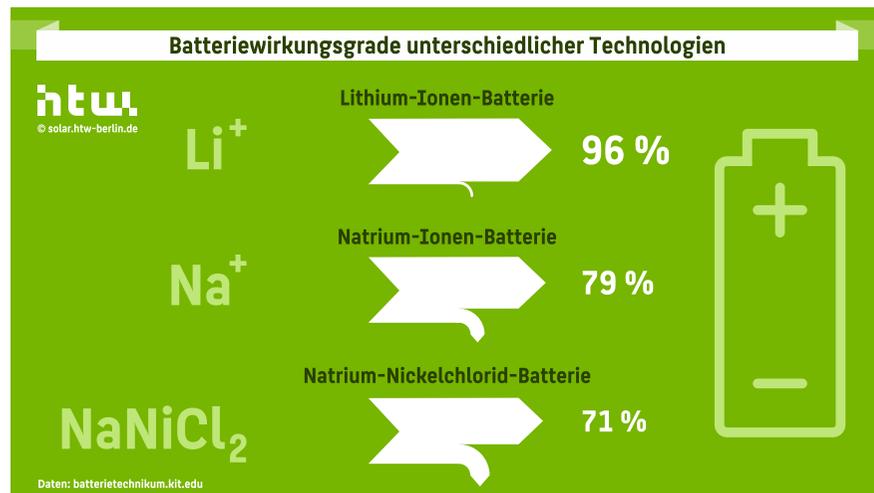


Bild 4 Batteriewirkungsgrade unterschiedlicher Technologien. Die Speicherverluste der Natrium-Nickelchlorid-Batterie sind um das Siebenfache höher als die der Lithium-Ionen-Batterie.

verglichen werden. Umgangssprachlich werden diese auch als Salzwasserbatterien und Hochtemperaturbatterien bezeichnet. Die Labormessergebnisse machen deutlich, dass in den alternativen Batterien im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien deutlich **höhere Verluste** anfallen, wie Bild 4 veranschaulicht. Die Speicherverluste der bisher erhältlichen Natrium-Ionen-Batterien liegen um das Fünffache über denen von hocheffizienten Lithium-Ionen-Batterien. Bei den untersuchten Natrium-Nickelchlorid-Batterien sind die Verluste sogar um den Faktor 7 höher.

Wie Bild 5 zeigt, sind insbesondere Natrium-Ionen-Batterien von einer **geringen Leistungsfähigkeit** geprägt, die zudem mit sinkendem Ladezustand annähernd linear abnimmt. Ist die Natrium-Ionen-Batterie zur Hälfte entladen, kann sie nur noch 40 % der Maximalleistung abgeben. Lithium-Ionen-Batterien können in der Regel hingegen fast während des gesamten Entladevorgangs die volle Leistung zur Verfügung stellen.

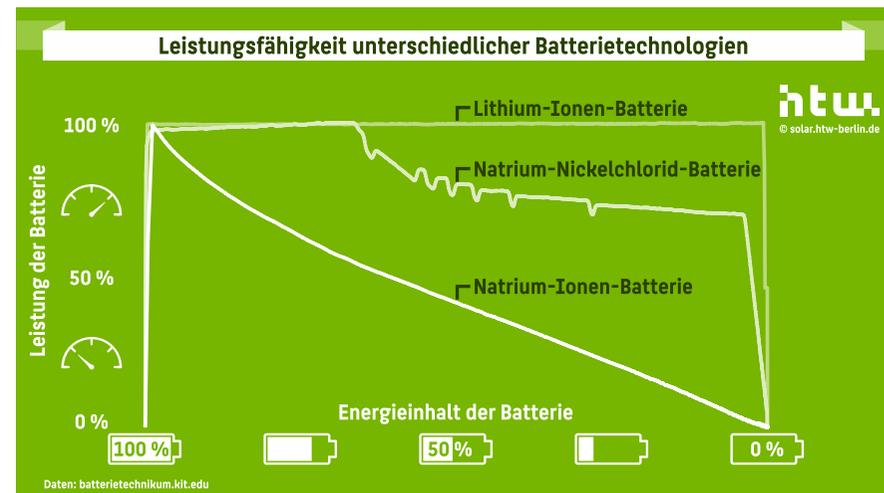


Bild 5 Verlauf der maximalen Entladeleistung unterschiedlicher Batterietechnologien während des gesamten Entladevorgangs. Die untersuchte Natrium-Ionen-Batterie reduziert die zulässige Entladeleistung mit sinkendem Ladezustand.

1 Analyse des Markts für PV-Speichersysteme

Die folgende Untersuchung gibt einen Überblick über aktuelle Entwicklungen im Markt für PV-Speichersysteme in Deutschland. Sie basiert auf den Daten des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur (Stand: 1. Februar 2023). Im Fokus steht dabei das Marktsegment der privat betriebenen PV-Dachanlagen und Stromspeichersysteme. In dieser Studie werden diesem Marktsegment alle PV-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 2 kW und 20 kW zugeordnet. Die nutzbare Speicherkapazität der analysierten Batteriesysteme ist auf 20 kWh beschränkt und deren Nennleistung beträgt maximal 20 kW.

Bild 6 visualisiert den jährlichen Zubau der neu errichteten PV-Anlagen seit 2015. Ausgehend von 90 000 neuen PV-Dachanlagen im Jahr 2019 ist ein kontinuierliches Wachstum zu beobachten. Innerhalb von nur 4 Jahren verdreifachte sich die Anzahl der jährlichen PV-Neuinstallationen. Im Mittel wuchs der Markt für private PV-Dachanlagen in Deutschland seit 2019 um jährlich 46 %. Im Jahr 2022 wurden somit über **269 000 PV-Anlagen** mit einer Nennleistung zwischen 2 kW und 20 kW installiert. Der Gesamtzubau in dem untersuchten Marktsegment belief sich im Jahr 2022 nach den Zahlen des Marktstammdatenregisters auf 2,5 GW.

Mit den PV-Anlagen stieg auch die Anzahl der installierten Batteriesysteme rasant an, wie Bild 6 ebenfalls zeigt. Allein im Jahr 2022 wurden über **197 000 Speichersysteme** mit den oben definierten Spezifikationen in Betrieb genommen. In Summe waren es 61 000 Geräte mehr als im vorangegangenen Jahr. Insgesamt wurden im Jahr 2022 Batteriespeicher mit einer kumulierten Speicherkapazität von 1,6 GWh in deutschen Eigenheimen installiert.

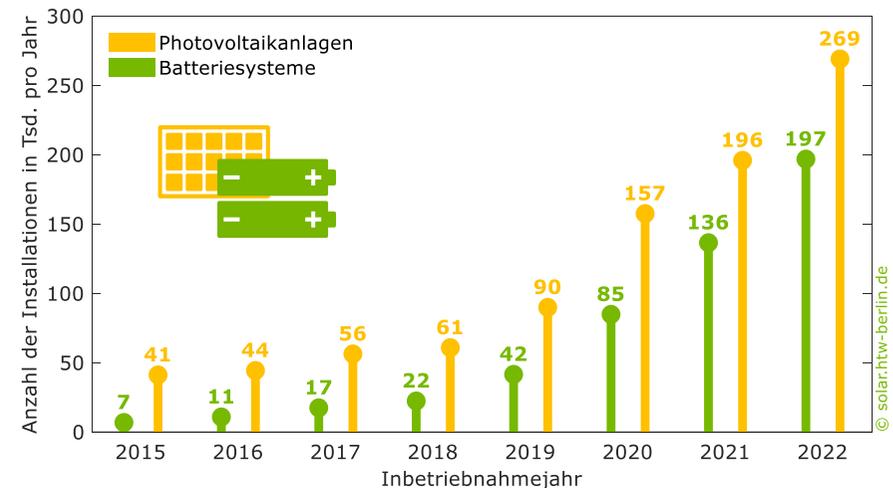


Bild 6 Anzahl der in deutschen Privathaushalten jährlich installierten PV-Anlagen und Speichersysteme (Angabe in Tausend, Daten: Marktstammdatenregister).

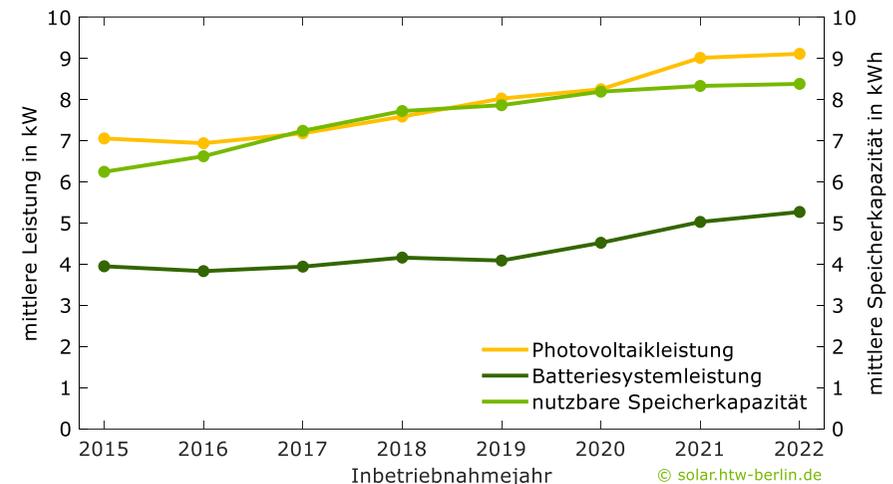


Bild 7 Entwicklung der mittleren Leistung der kleinen PV-Dachanlagen und Speichersysteme sowie der Speicherkapazität (Daten: Marktstammdatenregister).

Bild 7 zeigt anhand der jährlichen Durchschnittswerte der neu installierten PV-Anlagen und Batteriesysteme die Entwicklung der Nennleistung beider Komponenten sowie der nutzbaren Speicherkapazität seit 2015 auf. Der **Trend hin zu größer dimensionierten PV-Anlagen und Batteriesystemen** ist deutlich sichtbar. Die durchschnittlich installierte PV-Anlagengröße stieg seit dem Jahr 2020 innerhalb von 2 Jahren von 8,3 kW auf 9,1 kW an. Auch die Batteriespeicher werden leistungsfähiger: Während die mittlere Nennleistung der installierten Batteriesysteme im Jahr 2019 noch bei rund 4,1 kW lag, betrug sie im Jahr 2022 bereits 5,3 kW. Die im Jahr 2022 installierten Batteriespeicher hatten durchschnittlich eine nutzbare Speicherkapazität von 8,4 kWh. Das Verhältnis aus nominaler Batterieleistung und nutzbarer Speicherkapazität lag demnach im Mittel bei 0,6 kW/kWh.

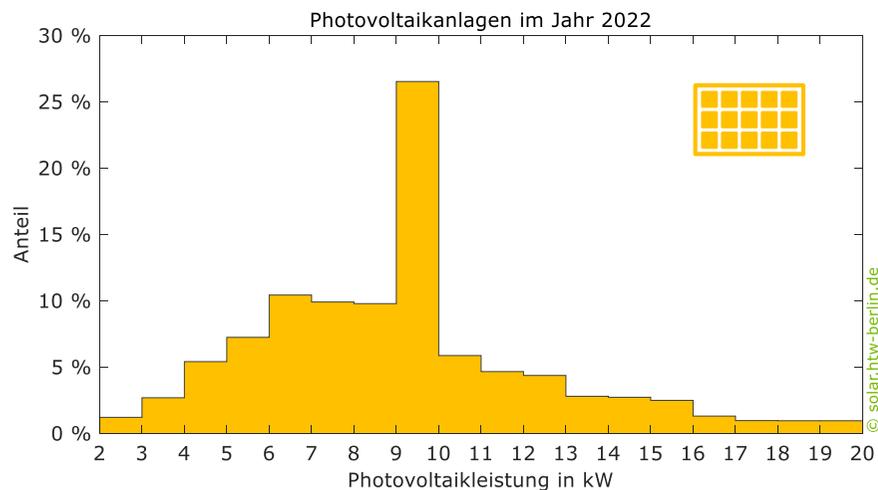


Bild 8 Häufigkeitsverteilung der Nennleistung der im Jahr 2022 neu installierten PV-Dachanlagen im Marktsegment zwischen 2 kW und 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister).

Mehr als die Hälfte der im Jahr 2022 installierten PV-Anlagen hatte eine Nennleistung zwischen 6 kW und 10 kW, wie Bild 8 zu entnehmen ist. Erfreulicherweise werden seit dem Jahr 2021 mehr PV-Anlagen mit Nennleistungen über 10 kW installiert, was vorrangig auf die Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 zurückzuführen ist [1]. Im Jahr 2022 hatte bereits etwas mehr als ein Viertel der neuen PV-Anlagen eine **Nennleistung zwischen 10 kW und 20 kW**. Aufgrund der seit Januar 2023 geltenden steuerlichen Erleichterungen für PV-Anlagen bis 30 kW ist absehbar, dass sich der Trend hin zu PV-Anlagengrößen über 10 kW in den kommenden Jahren weiter verstärken wird. Diese positive Entwicklung wird zudem durch die weiter steigenden PV-Modulwirkungsgrade und somit steigende PV-Modulleistung pro m² Dachfläche begünstigt.

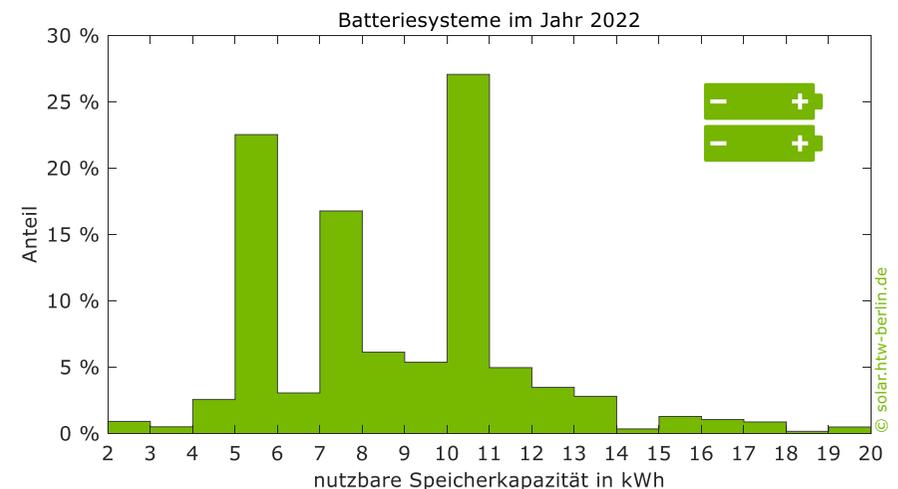


Bild 9 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der im Jahr 2022 neu installierten Batteriesysteme im Marktsegment bis 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister).

In Bild 9 ist die Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazitäten der im Jahr 2022 installierten Batteriesysteme dargestellt. 8 von 10 neu installierten Batteriespeichern hatten im vergangenen Jahr eine **nutzbare Speicherkapazität zwischen 5 kWh und 11 kWh**. Bei genauerer Betrachtung der Abbildung fällt auf, dass Batteriespeicher in den Kapazitätsklassen 5 kWh bis 6 kWh, 7 kWh bis 8 kWh und 10 kWh bis 11 kWh am häufigsten installiert wurden. Der Grund hierfür: Die führenden Hersteller BYD, Sonnen, Senec und E3/DC bieten Produkte in diesen Kapazitätsklassen an. Batteriespeicher mit nutzbaren Speicherkapazitäten unterhalb von 4 kWh und oberhalb von 14 kWh wurden seltener installiert.

Bei den PV-Speichersystemen zeichnet sich mit der zunehmenden Verbreitung von sogenannten Hybridwechselrichtern ein weiterer Trend ab. Hybridwechselrichter koppeln die PV-Anlage DC-seitig mit dem Batteriespeicher. Die leistungselektronischen Komponenten zur Verknüpfung des Batteriespeichers und der PV-Anlage sind somit in einem Gerät vereint. Im Gegensatz dazu wird in AC-seitig gekoppelten PV-Batteriesystemen jeweils ein separater Wechselrichter für die PV-Anlage und für den Batteriespeicher eingesetzt. Bild 10 stellt die Entwicklung der Marktanteile beider Systemtopologien in den vergangenen 8 Jahren gegenüber. Im Zeitraum zwischen 2015 und 2019 wurden überwiegend AC-gekoppelte Systeme in Deutschland verkauft. Seit 2020 ist der Marktanteil der Hybridwechselrichter und damit der DC-gekoppelten Systemlösungen stark gestiegen. So wurden im Jahr 2022 sogar **Dreiviertel** aller neu installierten PV-Speichersysteme mit einer **DC-Anbindung des Batteriespeichers** realisiert. Da die Hersteller zunehmend auch Hybridwechselrichter im Leistungsbereich zwischen 15 kW und 30 kW anbieten, wird sich der Trend hin zu DC-gekoppelten Systemlösungen voraussichtlich weiter verstärken. Ein ebenso deutlicher Marktwandel hat sich in den letzten Jahren in Bezug auf das verwendete Aktivmaterial auf der Kathodenseite der Lithium-Ionen-Bat-

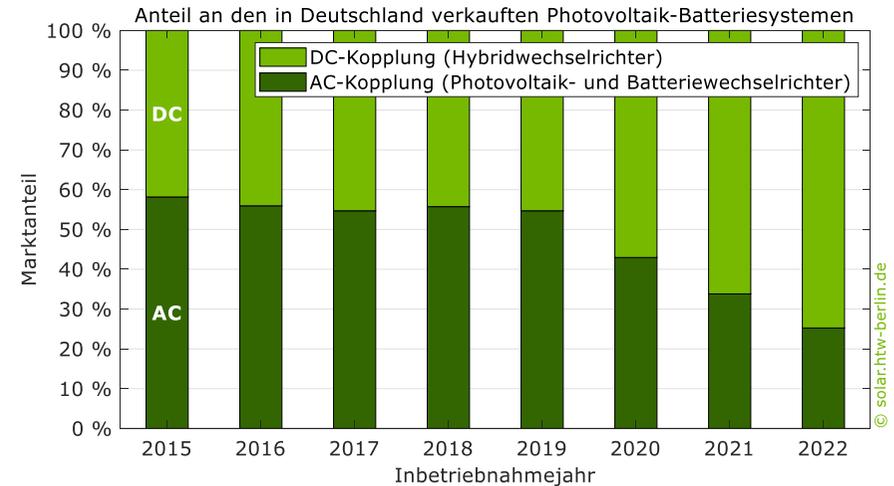


Bild 10 Entwicklung der Marktanteile von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen in Deutschland im Marktsegment bis 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister).

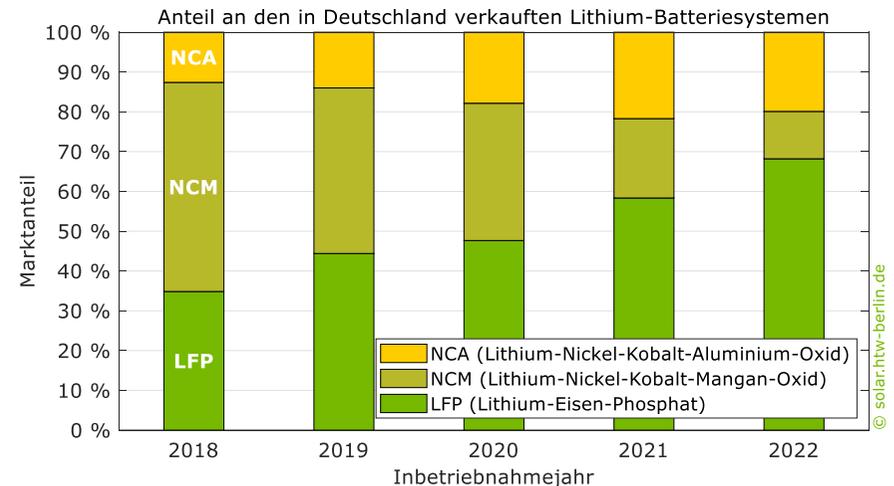


Bild 11 Marktanteile der Kathodenmaterialien an den in Deutschland verkauften Lithium-Heimspeichersystemen (Abschätzung der HTW Berlin auf Basis von Datenblatt- und Herstellerangaben sowie Marktdaten von EUPD Research).

teriespeicher vollzogen. Bild 11 stellt die Entwicklung der Marktanteile der unterschiedlichen Kathodenmaterialien dar. Im Jahr 2018 hatten noch über die Hälfte der in Deutschland installierten Heimspeichersysteme eine Kathode auf Basis von Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxiden (NCM). Dieses Kathodenmaterial erreichte im Jahr 2022 nur noch einen Marktanteil von 12 %. Dagegen verdoppelte sich im selben Zeitraum der Anteil von Batterien mit dem Kathodenmaterial **Lithium-Eisen-Phosphat (LFP)**. Zwei Drittel der Lithium-Ionen-Batteriesysteme, die im Jahr 2022 in Deutschland verkauft wurden, beinhalten LFP-Batteriezellen. Batteriesysteme, deren Kathoden auf Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxiden (NCA) basieren, gewannen ebenfalls an Bedeutung: Während NCA-Batterien im Jahr 2018 lediglich einen Marktanteil von 13 % vorweisen konnten, waren es im vergangenen Jahr bereits 20 %. Es ist davon auszugehen, dass die Marktdurchdringung von Lithium-Ionen-Batteriespeichern auf LFP-Basis in den kommenden Jahren weiter steigen wird. Bild 12 fasst nochmals die wichtigsten Kennzahlen des deutschen Heimspeichermarkts zusammen, der mit einem Marktanteil von 98 % von Lithium-Ionen-Batterien klar dominiert wird. Bis Ende des Jahres 2022 wurden bereits **über 526 000 Speichersysteme** mit einer Gesamtkapazität von **4,3 GWh** in deutschen Privathaushalten installiert.

In den nächsten Jahren wird der Markt für privat betriebene PV-Dachanlagen und Stromspeichersysteme aus verschiedenen Gründen weiterwachsen. Laut einer Umfrage von KfW Research plant ein Viertel der Privathaushalte, die bereits eine PV-Anlage haben, einen Batteriespeicher nachzurüsten [2]. Der Wunsch nach einer höheren Versorgungssicherheit bei einem Netzausfall hat das Interesse nach ersatzstromfähigen PV-Speichersystemen bei Privatper-

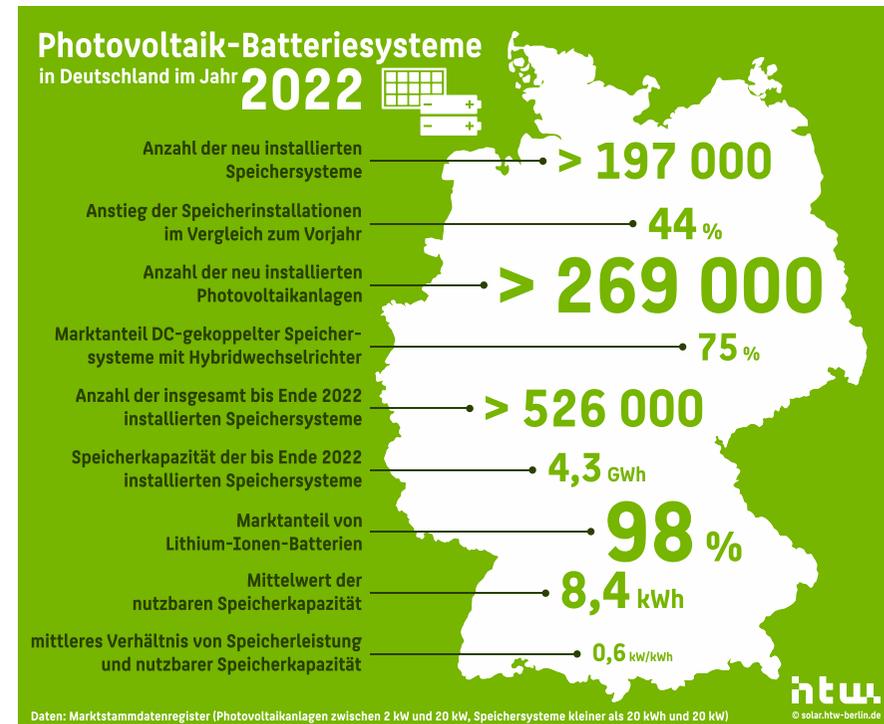


Bild 12 Zahlen und Fakten zu Photovoltaik-Speichersystemen in Deutschland im Jahr 2022 (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 01.02.2023).

sonen deutlich gesteigert. PV-Batteriesysteme mit integrierter Ersatz- und Notstromfunktion entwickeln sich damit zunehmend zum Standard. Darüber hinaus profitieren insbesondere Haushalte mit Elektroauto oder Wärmepumpen von der Installation eines PV-Speichersystems, weshalb deren zunehmende Verbreitung auch den Stromspeicherabsatz fördern wird [3].

2 Vergleich der Systemeigenschaften

Der Einladung zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2023 folgten 11 Anbieter von Speichersystemen für Privathaushalte. Wie Bild 13 veranschaulicht, haben die Hersteller unabhängige Prüfinstitute mit den Tests ihrer Speichersysteme gemäß den Vorgaben des **Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme** [4] beauftragt. Die Labortests der insgesamt 18 Speichersysteme wurden von den folgenden Prüfinstituten durchgeführt:

- Austrian Institute of Technology (AIT)
- Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
- TÜV Süd
- Universität Kassel
- Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)

Die in den Prüfberichten dokumentierten Messwerte wurden anschließend auf Plausibilität geprüft und bilden die Grundlage für den Vergleich der Speichersysteme. Jedem analysierten System wurde ein Systemkürzel zugeordnet, welches sich aus einem Buchstaben und einer Ziffer zusammensetzt (zum Beispiel A1, B1, C1). Der Buchstabe variiert je nach Wechselrichterhersteller oder

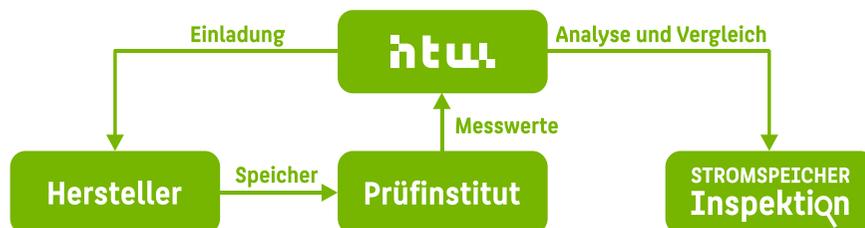


Bild 13 Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion.

Anbieter der Komplettlösung. Aus den Ziffern geht hervor, wie viele Systemkonfigurationen des jeweiligen Herstellers analysiert wurden. Die teilnehmenden Unternehmen erhielten vorab sowohl eine individuelle Effizienzanalyse als auch die Ergebnisse des Speichervergleichs, aus denen das eigene Abschneiden innerhalb der Bandbreite der analysierten Systeme hervorging. Im Anschluss konnten sich die Hersteller entscheiden, ob ihre Ergebnisse mit oder ohne Angabe der Produktbezeichnung veröffentlicht werden sollten. Nach der Sichtung der Ergebnisse entschieden sich **9 der 11 Hersteller** für die **namentliche Erwähnung** in der Studie. Mit Prüfberichten von neuen oder weiterentwickelten Geräten beteiligten sich RCT Power, KACO, Energy Depot sowie die anonym teilnehmenden Hersteller H und I.

Die Batteriespeicher der AC-gekoppelten Speichersysteme A1 bis B2 von VARTA und KOSTAL sind über Batteriewechselrichter mit dem Stromnetz verbunden. Dagegen verknüpfen in den DC-gekoppelten Systemen B3 bis I2 sogenannte Hybridwechselrichter die PV-Anlage und den Batteriespeicher direkt miteinander. Der grundsätzliche Aufbau AC- und DC-gekoppelter Systemkonzepte ist in Bild 18 schematisch dargestellt.

Die Kürzel, Produktbezeichnungen und wichtigsten Eigenschaften der analysierten Speichersysteme sind nachfolgend aufgeführt. Neben der nutzbaren Speicherkapazität und der nominalen Entladeleistung ist für die DC-gekoppelten Systeme zusätzlich auch die PV-Bemessungsausgangsleistung angegeben. Die Effizienzklassen wurden auf Basis der simulationsbasierten Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) in Kapitel 3 ermittelt. Die folgenden Abschnitte 2.1 bis 2.5 vergleichen die aus den Labortests hervorgehenden Eigenschaften der 18 Speichersysteme.

A1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



VARTA pulse neo 6

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	5,8 kWh
Entladeleistung	2,3 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	B

B1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (AC) und BYD
Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	7,4 kWh
Entladeleistung	3,8 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	C

B2 STROMSPEICHER Inspektion 2023



KOSTAL PLENTICORE BI 10/26 und BYD
Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	12,1 kWh
Entladeleistung	10,0 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	B

B3 STROMSPEICHER Inspektion 2023



KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (DC) und BYD
Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,4 kWh
Entladeleistung	3,8 kW
PV-Ausgangsleistung	4,5 kW
Effizienzklasse	B

B4 STROMSPEICHER Inspektion 2023



KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD
Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,1 kWh
Entladeleistung	3,8 kW
PV-Ausgangsleistung	5,5 kW
Effizienzklasse	B

B5 STROMSPEICHER Inspektion 2023



KOSTAL PLENTICORE plus 10 und BYD
Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	12,3 kWh
Entladeleistung	6,4 kW
PV-Ausgangsleistung	9,9 kW
Effizienzklasse	A

C1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



Fronius Primo GEN24 6.0 Plus und BYD
Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,4 kWh
Entladeleistung	5,8 kW
PV-Ausgangsleistung	6,1 kW
Effizienzklasse	A

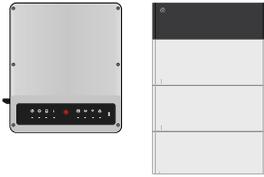
C2 STROMSPEICHER Inspektion 2023



Fronius Symo GEN24 10.0 Plus und BYD
Battery-Box Premium HVS 10.2

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,9 kWh
Entladeleistung	8,9 kW
PV-Ausgangsleistung	10,2 kW
Effizienzklasse	A

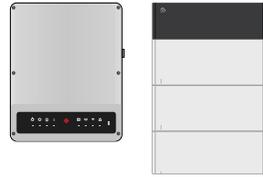
D1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



GoodWe GW5000-EH und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,3 kWh
Entladeleistung	4,9 kW
PV-Ausgangsleistung	5,0 kW
Effizienzklasse	B

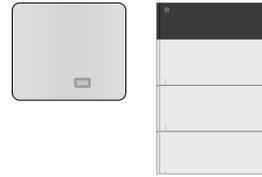
D2 STROMSPEICHER Inspektion 2023



GoodWe GW10K-ET und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	12,2 kWh
Entladeleistung	10,0 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	B

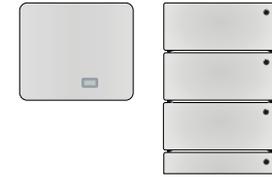
E1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



RACO blueplanet 10.0 TL3 und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,7 kWh
Entladeleistung	10,0 kW
PV-Ausgangsleistung	10,1 kW
Effizienzklasse	A

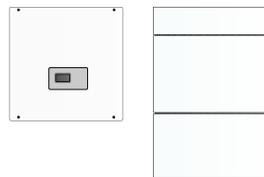
E2 STROMSPEICHER Inspektion 2023



RACO blueplanet 10.0 TL3 und Energy Depot Domus 2.5

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	15,1 kWh
Entladeleistung	7,5 kW
PV-Ausgangsleistung	10,3 kW
Effizienzklasse	A

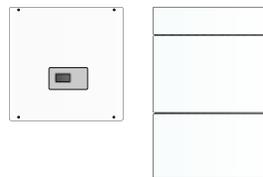
F1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,0 kWh
Entladeleistung	5,9 kW
PV-Ausgangsleistung	5,9 kW
Effizienzklasse	A

F2 STROMSPEICHER Inspektion 2023



RCT Power Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	10,6 kWh
Entladeleistung	9,9 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	A

G1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



VISSMANN Vitocharge VX3 Typ 4.6A8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,9 kWh
Entladeleistung	3,6 kW
PV-Ausgangsleistung	4,5 kW
Effizienzklasse	B

H1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,2 kWh
Entladeleistung	5,8 kW
PV-Ausgangsleistung	10,1 kW
Effizienzklasse	F

I1 STROMSPEICHER Inspektion 2023



DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	4,4 kWh
Entladeleistung	3,8 kW
PV-Ausgangsleistung	4,5 kW
Effizienzklasse	C

I2 STROMSPEICHER Inspektion 2023



DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,3 kWh
Entladeleistung	5,6 kW
PV-Ausgangsleistung	7,8 kW
Effizienzklasse	E

Informationen zur Produktauswahl in der Stromspeicher-Inspektion



Die HTW Berlin lädt jedes Jahr alle Anbieter von Speichersystemen zur Teilnahme am Speichervergleich ein. Welche Geräte in der Stromspeicher-Inspektion antreten, liegt in der Hand des jeweiligen Herstellers. Die Unternehmen entscheiden, ob sie unabhängige Prüfinstitute mit den Labortests ihrer Geräte beauftragen und ob sie mit den Labormessergebnissen kostenfrei an der Stromspeicher-Inspektion teilnehmen.

Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin prüft die Testergebnisse auf Plausibilität, hat aber keinen Einfluss darauf, welche Solarstromspeicher bewertet und verglichen werden.

X1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



Profitieren Sie als Speicherhersteller von der Teilnahme am nächsten Speichervergleich

Die Stromspeicher-Inspektion 2024 erscheint im Frühjahr 2024. Kontaktieren Sie die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin frühzeitig, wenn Sie als Hersteller an dem etablierten Test teilnehmen möchten.



STROMSPEICHER-INSPEKTOR

Der Stromspeicher-Inspektor hilft Ihnen bei der Suche nach einem passenden und effizienten Solarstromspeicher.

Mehr unter: solar.htw-berlin.de/inspektor



2.1 Nutzbare Speicherkapazität

Die aus einem Batteriespeicher entnehmbare Energiemenge wird umgangssprachlich auch als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet. Diese Größe beeinflusst maßgeblich die Fähigkeit eines Batteriespeichers, tagsüber anfallende Solarstromüberschüsse aufzunehmen, um damit die elektrischen Verbraucher in den Abend- und Nachtstunden zu versorgen. Der Batteriespeicher muss daher sowohl passend zur Höhe des Stromverbrauchs als auch passend zur Größe der PV-Anlage dimensioniert werden [1], [5].

Die **nutzbare Speicherkapazität** eines Batteriespeichers hängt unter anderem von der Höhe der Leistungsflüsse während des Lade- und Entladevorgangs ab [6]. Aus diesem Grund werden die Batteriespeicher im Rahmen der Labortests bei 3 unterschiedlichen Leistungsstufen mit 100 %, 50 % und 25 % der jeweiligen nominalen Leistung vermessen [4]. Je Leistungsniveau durchlaufen die Batterien direkt hintereinander 3 sogenannte Vollzyklen. Ein Vollzyklus setzt sich aus einem vollständigen Lade- und Entladevorgang zusammen. Die nutzbare Speicherkapazität wird auf Basis der **Messwerte des 2. und 3. Vollzyklus** der unterschiedlichen Leistungsstufen bestimmt. Der Mittelwert der während der 6 Vollzyklen vom Batteriespeicher abgegebenen DC-Energie entspricht der nutzbaren Speicherkapazität.

Bild 14 vergleicht die im Rahmen der Labortests nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten der Systeme. Der Batteriespeicher des Systems I1 stellte im Entladebetrieb durchschnittlich 4,4 kWh bereit. Dagegen hat das System E2 eine nutzbare Speicherkapazität von 15,1 kWh. Die Batteriespeicher der Systeme B1 bis D2 setzen sich aus 3 bis 5 Batteriemodulen der BYD Battery-Box Premium HVS zusammen. Je mehr Batteriemodule in Reihe geschaltet sind, desto höher ist auch die nutzbare Speicherkapazität. Gleiches trifft auf die Systeme der Hersteller F und I zu.

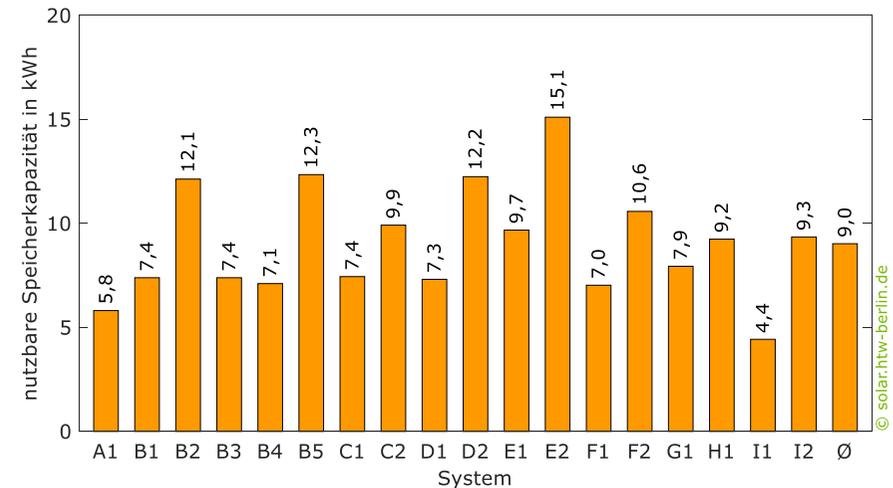


Bild 14 Vergleich der im Rahmen der Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten.

Die Systeme F1 und F2 von RCT Power konnten aufgrund einer temperaturbedingten Abregelung nur im 1. der 3 Zyklen mit der nominalen Leistung be- und entladen werden. Im 2. und 3. Zyklus reduzierte sich die Leistung insbesondere im Ladebetrieb um bis zu 50 %. Selbst mit 75 % der nominalen Lade- und Entladeleistung konnte die Prüfprozedur nicht durchgeführt werden. Diese Einschränkung der Systeme F1 und F2 ist jedoch zu relativieren, da die Batteriespeicher im realen Betrieb selten über mehrere Stunden im oberen Leistungsbereich sowohl be- als auch entladen werden.

In einem weiteren Schritt wurden die Labormessergebnisse der nutzbaren Speicherkapazitäten mit den auf den Datenblättern aufgeführten Herstellerangaben verglichen. Die Bandbreite der resultierenden **Abweichungen zwischen den Labormesswerten und den Datenblattangaben** ist in Bild 15 dargestellt. Für die Mehrzahl der untersuchten Systeme wurden im Rahmen der La-

bortests eine niedrigere nutzbare Speicherkapazität ermittelt. Im Mittel gaben die Batterien auf den Prüfständen 0,2 kWh weniger ab.

Das System H1 konnte während des Tests 9,2 kWh bereitstellen. Die im Labor ermittelte nutzbare Speicherkapazität dieses Systems liegt somit 2,7 % über dem auf dem Datenblatt angegebenen Wert. Dagegen weichen bei den Systemen des Herstellers I die Messwerte von den Datenblattwerten deutlich stärker ab. System I2 stellte im Test 9,9 % weniger Energie bereit, als der Hersteller angibt. Bei System I1 lag die **vom Prüfinstitut ermittelte nutzbare Speicherkapazität** sogar 14,7 % unter dem Datenblattwert. Ein Grund für diese hohe Abweichung ist in der Entladetiefe (engl. depth of discharge, DOD) zu finden. Während der Hersteller I auf den Datenblättern die Entladetiefe mit 90 % angibt, wurden die Systeme I1 und I2 lediglich mit einer Entladetiefe von 85 % ausgeliefert.

Abweichung der nutzbaren Speicherkapazität

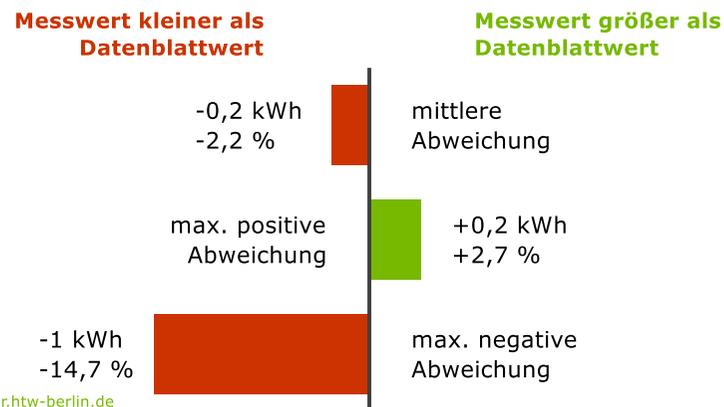


Bild 15 Bandbreite der Abweichungen zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben der nutzbaren Speicherkapazität.

Wissenswertes zur Batteriealterung



Wie schnell Batteriezellen altern, hängt unter anderem vom Anwendungsfall, von der Zellqualität und vom Zelltyp ab. Die Alterung eines Batteriespeichers führt dazu, dass die Speicherkapazität sinkt und der Innenwiderstand der Batteriezellen ansteigt [7]. Grundsätzlich sind 2 Alterungsmechanismen zu unterscheiden:

- Die zyklische Batteriealterung tritt durch die Belastung der Batteriezellen beim Laden und Entladen auf.
- Für die kalendarische Batteriealterung sind chemische Zerfallsprozesse verantwortlich, die unabhängig von der Nutzung der Batterie ablaufen.

Hohe Lade- und Entladeströme wirken sich negativ auf die zyklische Alterung aus. Die kalendarische Alterung wird hingegen durch hohe Temperaturen und lange Verweilzeiten bei hohen Ladezuständen beschleunigt [8]. Letztere können sogenannte prognosebasierte Ladestrategien, die die Batterieladung in die Mittagszeit verschieben, reduzieren.

In der Praxis wird häufig vernachlässigt, dass beide Alterungsmechanismen parallel stattfinden. Die Nutzungsdauer einer Batterie wird somit nicht allein von der zyklischen oder von der kalendarischen Alterung bestimmt, sondern von der Überlagerung beider Alterungseffekte. Die Batterielebensdauer anhand der auf dem Datenblatt angegebenen Zyklenanzahl abzuschätzen, ist daher nicht ratsam. Umfangreiche Batteriealterungstests des australischen „Lithium Ion Battery Test Centre“ belegen, dass interne Fehler des Batteriemanagementsystems (BMS) oder größere Unterschiede zwischen den einzelnen Batteriezellen die Batterienutzungsdauer stark verkürzen können [9].

2.2 Nominale Leistung

Leistungsbeschränkungen einzelner Systemkomponenten resultieren in sogenannten **Dimensionierungsverlusten**. Während bei den AC-gekoppelten Systemen die maximale Leistungsabgabe des PV-Generators vom PV-Wechselrichter vorgegeben wird, ist bei den DC-gekoppelten Systemen die PV-Bemessungsleistung der limitierende Faktor. In der Praxis werden PV-Wechselrichter oft so dimensioniert, dass das Verhältnis der **Wechselrichterausgangsleistung** zur PV-Generatorleistung zwischen 80 % und 90 % liegt [10].

Tabelle 1 führt die PV-Bemessungsausgangsleistungen der Hybridwechselrichter der untersuchten DC-gekoppelten Systeme auf. Von den 14 Systemen können 6 AC-seitig eine nominale Leistung zwischen 4 kW und 6 kW abgeben und sind somit gut für die Kombination mit einem 5-kW-PV-Generator geeignet. Die übrigen Systeme sind mit einer PV-Bemessungsausgangsleistung von 7,8 kW bis 10,3 kW eher für den Einsatz in Verbindung mit größer dimensionierten PV-Anlagen vorgesehen. Der Hersteller des Systems I2 gibt dessen AC-Nennleistung auf dem Datenblatt mit 10 kW an. Im Labortest konnte allerdings nur eine Leistungsabgabe von 7,8 kW und somit 22 % weniger als angegeben bestimmt werden. In Kombination mit PV-Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 10 kW sind daher relevante Ertragsverluste zu erwarten. Darüber hinaus wirkt sich die Limitierung der Lade und Entladeleistung des Speichersystems auf das Betriebsverhalten aus. Beide Größen unterscheiden

Tabelle 1 PV-Bemessungsausgangsleistung der DC-gekoppelten Systeme.

System	B3	B4	B5	C1	C2	D1	D2	E1	E2
Leistung in kW	4,5	5,5	9,9	6,1	10,2	5,0	10,0	10,1	10,3
System	F1	F2	G1	H1	I1	I2			
Leistung in kW	5,9	10,0	4,5	10,1	4,5	7,8			

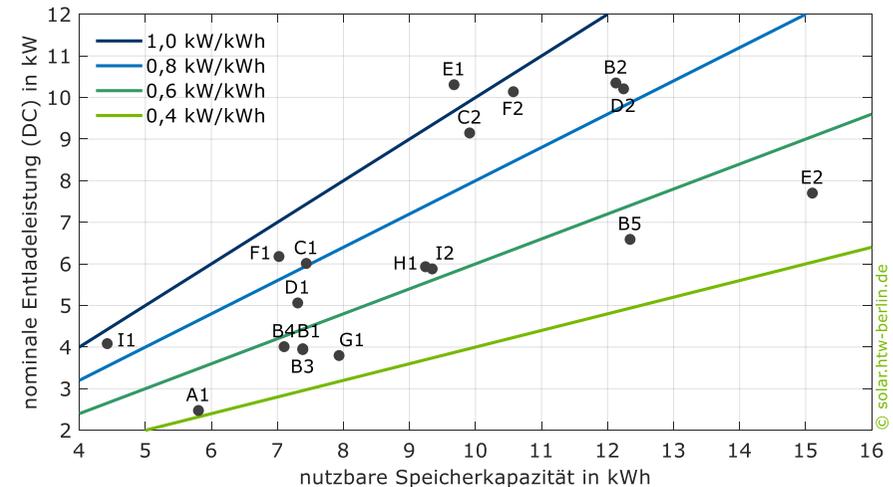


Bild 16 Nominale Entladeleistung und nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen.

sich oft nur wenig voneinander. Eine zu starke Begrenzung der Ladeleistung kann unter Umständen dazu führen, dass nicht alle solaren Überschüsse gespeichert werden können. Dagegen hat die Limitierung der Entladeleistung zur Folge, dass Lastspitzen nur anteilig durch den Batteriespeicher gedeckt werden können. Bild 16 stellt den Zusammenhang zwischen der **nominalen Entladeleistung** und der nutzbaren Speicherkapazität der untersuchten Systeme dar. Mit 2,5 kW hat System A1 die geringste Entladeleistung. Dagegen kann System B2 mit bis zu 10,4 kW entladen werden. Zudem lässt sich in der Grafik das Verhältnis aus Entladeleistung und nutzbarer Speicherkapazität anhand der farblich gekennzeichneten Geraden ablesen. Bei annähernd der Hälfte der Systeme liegt das Verhältnis über 0,8 kW/kWh. Mit rund 1,1 kW/kWh fällt es bei System E1 am höchsten aus. Bei keinem der untersuchten Systeme liegt das Verhältnis der Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität unterhalb von

0,4 kW/kWh. Wird die Leistung im Entladebetrieb zu stark limitiert, kann dies den Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher beeinträchtigen. Für die meisten Wohngebäude ist jedoch in der Regel eine nominale Speicherleistung von 0,5 kW je 1 kWh Speicherkapazität ausreichend [5].

2.3 Umwandlungswirkungsgrade

In PV-Speichersystemen fallen Umwandlungsverluste im Batteriespeicher sowie in den leistungselektronischen Systemkomponenten an. Der Batteriewirkungsgrad ergibt sich aus dem Verhältnis der DC-seitig vom Batteriespeicher abgegebenen Energie zur DC-seitig zugeführten Energie. Die Energiemengen wurden im Rahmen der unter Abschnitt 2.1 beschriebenen Vollzyklentests bei 100 %, 50 % und 25 % der nominalen Leistung gemessen.

Bild 17 stellt die ermittelten **Batteriewirkungsgrade** der untersuchten Batteriespeicher gegenüber. Den mit Abstand höchsten Batteriewirkungsgrad kann System A1 mit 97,8 % vorweisen. Damit beträgt der Energieverlust im Batteriespeicher bei diesem System durchschnittlich nur 2,2 %. Der mittlere Wirkungsgrad der 18 Lithium-Ionen-Batteriespeicher liegt bei 96,0 %. Der vergleichsweise geringe Wirkungsgrad des Systems H1 ist auf den niedrigen Batteriewirkungsgrad des Systems in Höhe von 89,3 % bei nominaler Leistung zurückzuführen. Hierfür sind vor allem hohe ohmsche Verluste verantwortlich, die aufgrund des Innenwiderstands der Batterie auftreten und quadratisch mit dem Strom ansteigen. Darauf deutet auch die während des Batterietests beobachtete und vermutlich temperaturbedingte Reduzierung der maximalen Leistung hin. Bei 25 % und 50 % der nominalen Leistung liegt der Batteriewirkungsgrad des Systems dagegen bei rund 95 %.

Die Batteriewirkungsgrade der Systeme E1 bis F2, die mit Hybridwechselrichtern von KACO und RCT Power für die diesjährige Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion neu vermessen wurden, weichen von den in der Stromspeicher-

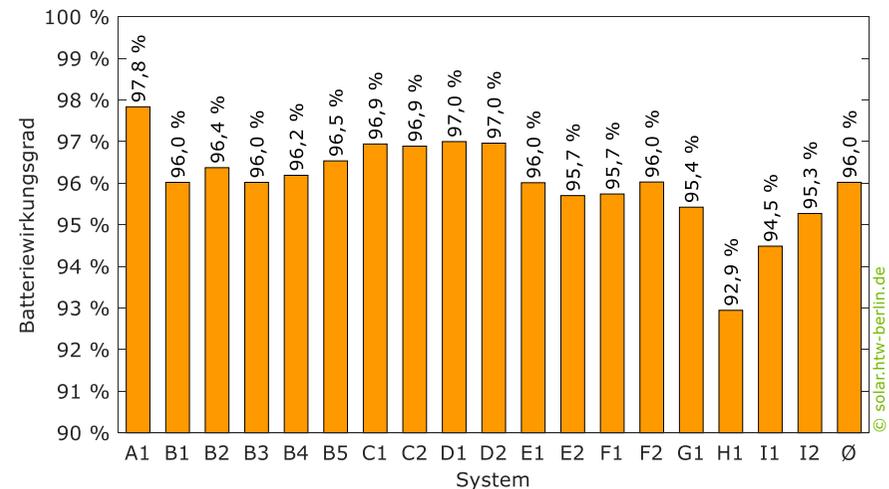


Bild 17 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme.

Inspektion 2022 vorgestellten Ergebnissen ab. Während der Wirkungsgrad von E1 in diesem Jahr um 0,5 Prozentpunkte niedriger ausfällt, liegt er bei den Systemen E2 bis F2 rund 0,5 Prozentpunkte höher als im Vorjahr.

Im Allgemeinen können die elektrische Verschaltung, die Qualität der Batteriezellen, die Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems (BMS) im Betriebs oder auch Produktionstoleranzen für die **Wirkungsgradunterschiede** zwischen den vermessenen Batteriespeichern verantwortlich sein [11], [12].

Aufgrund der systemtechnischen Unterschiede der AC- und DC-gekoppelten PV-Speicher variieren je nach Systemtopologie die **Energieumwandlungspfade**. Sie sind schematisch in Bild 18 dargestellt. Die Kurzbezeichnungen der Pfade ergeben sich aus den Messpunkten und den Energieflussrichtungen:

- PV-Einspeisung (PV2AC)
- PV-Batterieladung (PV2BAT)
- AC-Batterieladung (AC2BAT)
- AC-Batterieentladung (BAT2AC)

Zur Charakterisierung der Umwandlungseffizienz wurden die Wirkungsgrade für die einzelnen Pfade über den gesamten Leistungsbereich an 8 Stützstellen erfasst [4]. Die resultierenden Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sind für die untersuchten Systeme im Anhang A.2 aufgeführt.

Mit den **mittleren Pfadwirkungsgraden** wurde ein Ansatz entwickelt, der die Umwandlungseffizienz unterschiedlicher Speichersysteme einfacher vergleichbar macht [13]. Sie entsprechen dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade, die an **10 äquidistant verteilten Stützstellen** zwischen 5 % und 95 % der nominalen Ausgangsleistung resultieren. Allerdings gehen nicht für alle 10 Stützstellen Wirkungsgrade aus der Vermessung des Leistungsumwandlungssystems hervor. Daher werden die mittleren Wirkungsgrade indirekt aus der berechneten Verlustleistungskennlinie ermittelt [1], [4].

Bild 19 stellt die Wirkungsgradkennlinien sowie die Stützstellen zur Bestimmung der mittleren Pfadwirkungsgrade für die AC-Batterieentladung

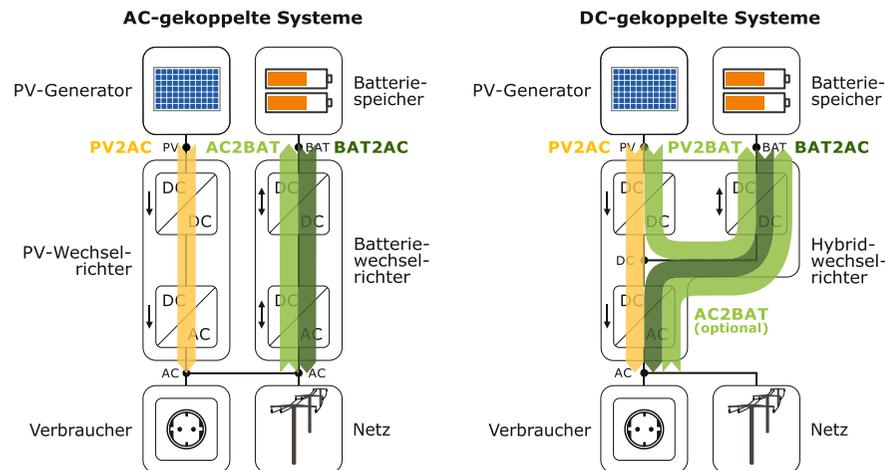


Bild 18 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC-gekoppelten (links) und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen (rechts).

(BAT2AC) der beiden Hochvoltssysteme F2 und I1 dar. System F2 kann im Vergleich zu System I1 über den gesamten Leistungsbereich einen um mehr als 4 Prozentpunkte höheren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad vorweisen. Dies ist insbesondere auf die unterschiedliche Batteriespannung zurückzuführen. Durch höhere Batteriespannungen sind meist auch höhere Wechselrichterwirkungsgrade möglich [14]–[16]. Der mittlere Pfadwirkungsgrad des Systems F2 übertrifft den von I1 daher um insgesamt 5,5 Prozentpunkte.

Der große Wirkungsgradunterschied hat noch eine weitere Ursache. Mit steigender nominaler Entladeleistung verschieben sich die 10 Stützstellen hin zu höheren Leistungen. Daraus resultieren insbesondere an den Stützstellen im unteren Leistungsbereich deutlich bessere Wirkungsgrade. An der kleinsten Stützstelle liegt die Ausgangsleistung des leistungsstärkeren Systems F2 bei 495 W und es resultiert ein Wirkungsgrad von 95,4 %. Bei 5 % der nominalen Ausgangsleistung gibt I2 hingegen gerade einmal 191 W mit einem Entladeeffizienzgrad von lediglich 81,7 % ab. Dieser Wert weicht sehr stark von den

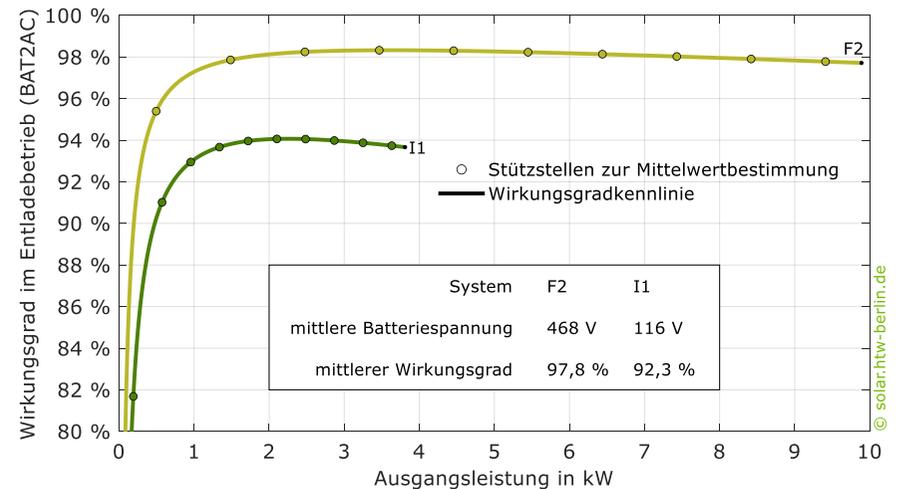


Bild 19 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien sowie Stützstellen zur Bestimmung des mittleren Umwandlungswirkungsgrads der DC-gekoppelten Systeme F2 und I1.

Wirkungsgraden an den anderen Stützstellen ab, weshalb auch der resultierende mittlere BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad davon beeinträchtigt wird. Die Umwandlungswirkungsgrade werden also nicht nur von der Batteriespannung, sondern auch von der nominalen Leistung des jeweiligen Systems beeinflusst. Darüber hinaus können etwaige unstetige Verläufe der Wirkungsgradkennlinien aufgrund der stützstellenbasierten Bestimmung nicht exakt abgebildet werden [17].

Die **mittleren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade** der untersuchten Systeme variieren zwischen 92,0 % bei System A1 und 97,8 % bei F2, wie Bild 20 zeigt. Der vergleichsweise geringe Wirkungsgrad des Niedervoltsystems A1 im Entladebetrieb ist auf den starken Abfall der Wirkungsgradkennlinien im oberen Leistungsbereich zurückzuführen. Letzteres ist den Abbildungen im Anhang A.2 zu entnehmen. Zwar liegt der mittlere Wirkungsgrad des Systems F1 mit 94,3 % im Entladebetrieb 1 Prozentpunkt unter dem Mittelwert aller Systeme, allerdings konnte im Vergleich zur letzten Teilnahme des Systems eine

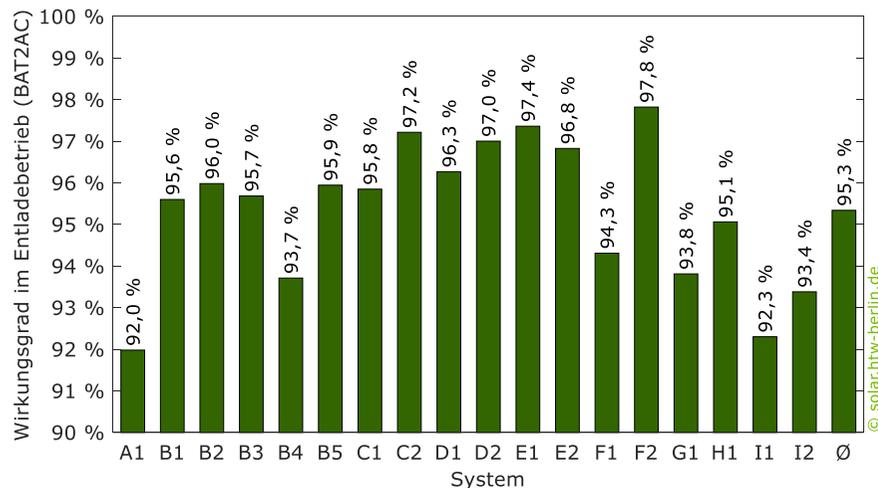


Bild 20 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 bis B2 sowie der DC-gekoppelten Systeme B3 bis I2.

Verbesserung in Höhe von 0,5 Prozentpunkten erzielt werden. Die Wirkungsgradsteigerung ist dabei nach Angaben des Herstellers RCT Power auf eine Optimierung der Zwischenkreisregelung zurückzuführen. Die Höhe der Zwischenkreisspannung wird nun dynamisch angepasst und variiert zwischen 760 V und 950 V. Dadurch konnte auch der mittlere PV2BAT-Umwandlungswirkungsgrad um 0,9 Prozentpunkte gesteigert werden.

Durch effizientere Leistungshalbleiter auf Siliziumkarbid-Basis sind die Umwandlungswirkungsgrade der Systeme des Herstellers E ebenfalls gestiegen. Der BAT2AC-Wirkungsgrad fällt bei dem System E1 0,8 Prozentpunkte und bei dem System E2 0,5 Prozentpunkte höher aus als im Vorjahr. Die hervorragenden BAT2AC-Wirkungsgrade der Systeme C2 und F2 sind ebenfalls auf die Verwendung von Siliziumkarbid-Leistungshalbleitern zurückzuführen [4].

2.4 Regelungsabweichungen

Aufgrund von regelungstechnischen Einstellungen und einer begrenzten Messgenauigkeit treten in der Praxis dynamische und stationäre Abweichungen zwischen der geforderten und der bereitgestellten AC-seitigen Batterieleistung auf [18]. Dies resultiert in einem unerwünschten Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs. Im Prüflabor wird, wie in der Stromspeicher-Inspektion 2022 näher erläutert, das Reaktionsverhalten der Systeme über sogenannte Sprungantworttests charakterisiert [1].

Die Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung sind dabei hauptverantwortlich für **dynamische Regelungsverluste**. Bild 21 vergleicht die in den Labortests ermittelten Kenngrößen der untersuchten Systeme. Im Mittel beginnt die Totzeit, also die Anpassung der Batterieleistung als Reaktion auf einen Leistungssprung, nach etwa 0,8 s. Bis sich nach einem Leistungssprung der neue Sollwert der Batterieleistung eingestellt hat und der Einschwingvorgang damit abgeschlossen ist, vergehen insgesamt durchschnittlich 3,5 s.

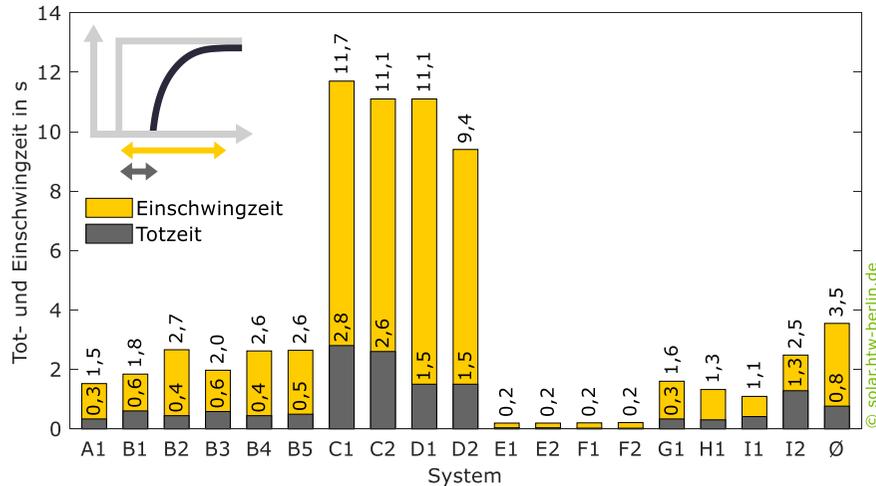


Bild 21 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

Bei den Systemen E1 bis F2 ist der komplette Einschwingvorgang bereits beendet, bevor die anderen 14 Systeme überhaupt auf einen Lastsprung reagieren. Obwohl die Hersteller E und F bereits bei der letzten Vermessung hervorragende Einschwingzeiten vorwiesen, konnten sie weitere Verbesserungen erzielen. Die Einschwingzeit der Systeme F1 und F2 wurde von 0,7 s auf lediglich 0,2 s reduziert. Das schnelle Reaktionsverhalten dieser Systeme wird unter anderem durch eine hohe Abtastrate des Leistungssensors von 10 kHz erreicht. Im Gegensatz zu anderen Systemen müssen die Messwerte damit nicht erst verarbeitet und über Kommunikationsprotokolle an den Wechselrichter übergeben werden. Geringe **Tot- und Einschwingzeiten** sind insbesondere bei kurzzeitigen Lastspitzen und häufigen Leistungsschwankungen von Vorteil. Die hohen Werte der Systeme C1 bis D2 sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass sich ein oszillierendes Verhalten der Batterieleistung um den Sollwert beobachten lässt. Der Hersteller Fronius gibt an, dass die Systeme C1 und C2 schneller auf Änderungen der PV-Leistung als auf Änderung der

elektrischen Last reagieren. Dies konnte allerdings mit den bisherigen Messvorgaben des Effizienzleitfadens nicht verifiziert werden.

Auch unter stationären Betriebsbedingungen bei konstanter elektrischer Last und PV-Leistungsabgabe kann es zu Abweichungen zwischen dem Mess- und Sollwert kommen. Dies ist zum einen auf eine unpräzise Erfassung der Leistungsmesswerte zurückzuführen. Zum anderen kann in der Software eine beabsichtigte Sollwertabweichung implementiert sein, die den negativen Effekten der Regelungsträgheit entgegenwirkt [13]. Über- oder unterschreitet die Batterieleistung den Sollwert, wird die Leistungsdifferenz durch das Netz ausgeglichen.

Bild 22 zeigt die **stationären Regelungsabweichungen**, die für den Lade- und Entladefall im Rahmen der Labortests separat ermittelt wurden. Die Systeme der Anbieter A, B, C und E erzielen sehr geringe stationäre Regelungsabweichungen von unter 6 W. Bei den Systemen D1 und D2 können die Batterien im

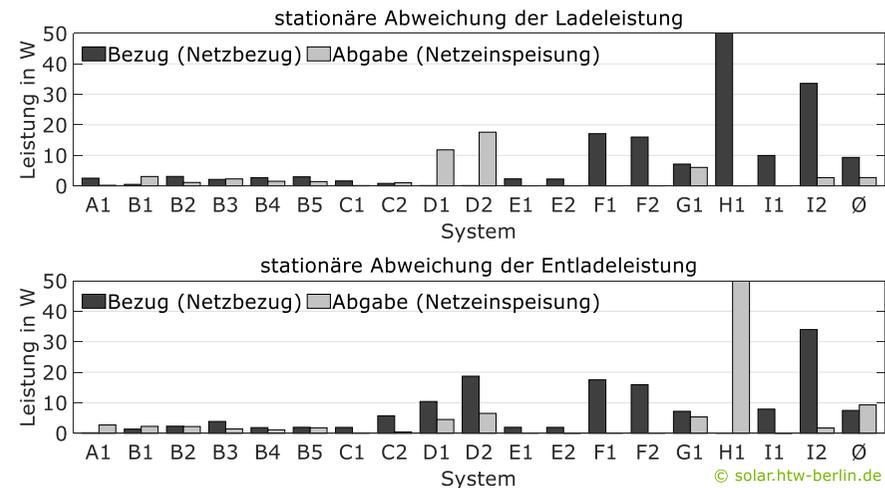


Bild 22 Mittlere stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten). Netzbezug von H1 im Ladebetrieb: 63 W, Netzeinspeisung von H1 im Entladebetrieb: 137 W.

Ladebetrieb die zur Verfügung stehende Leistung nicht vollständig aufnehmen. In der Folge speisen beide Systeme während der Batterieladung 12 W bis 20 W in das Netz ein. Übersteigt die Batterieladeleistung hingegen den Sollwert, erhöht dies den Energiebezug aus dem Netz. Dies ist bei den Systemen E1 bis F2, H1 und I1 der Fall. Mit 63 W ist der Netzbezug bei H1 am höchsten. Schwankt die Batterieleistung jedoch um den Sollwert, kommt es wie bei den Systemen B1 bis C2 sowie G1 und I2 sowohl zur Netzeinspeisung als auch zum Netzbezug. Die stationären Regelabweichungen der meisten Systeme sind im Lade- und Entladebetrieb annähernd identisch. Bei den Systemen A1, D1, D2 und H1 dreht sich beim Entladen allerdings die Energieflussrichtung um.

2.5 Stand-by-Leistungsaufnahme

PV-Speichersysteme beziehen während des Bereitschaftsbetriebs Leistung, die entweder AC- oder DC-seitig bereitgestellt wird. Dabei wird primär zwischen dem **Stand-by-Verbrauch** im vollgeladenen und im entladenen Zustand des Batteriespeichers unterschieden. Darüber hinaus müssen bei einigen Systemen sogenannte Peripheriekomponenten, wie zum Beispiel der Leistungssensor am Netzanschlusspunkt, dauerhaft versorgt werden.

Ausschlaggebend für die Höhe der sogenannten Bereitschaftsverluste ist neben dem Stand-by-Verbrauch die **Verweildauer der Batterie** in einem der beiden Stand-by-Modi. Wie Bild 23 zeigt, sind die Batteriespeicher je nach Systemdimensionierung üblicherweise 1250 h/a bis 3500 h/a vollständig entladen. Je kleiner PV-Anlage und Batteriespeicher sind, desto länger verweilt der Batteriespeicher **im entladenen Zustand**. Ein 10-kWh-Batteriespeicher in einem Wohngebäude mit einer 10-kW-PV-Anlage und einem Stromverbrauch von 5010 kWh/a ist etwa 2000 h im Jahr vollständig entladen.

Bild 24 stellt die Zusammensetzung der nach dem Effizienzleitfaden gemessenen **Stand-by-Leistungsaufnahme bei entladenem Batteriespeicher** für die un-

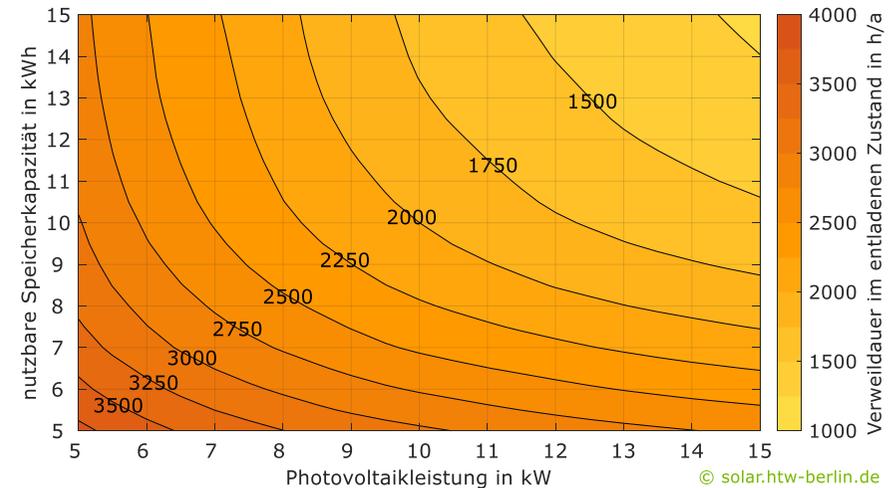


Bild 23 Einfluss der Dimensionierung des PV-Batteriesystems auf die Verweildauer bei entladenem Batteriespeicher (Stromverbrauch: 5010 kWh/a).

terschiedlichen Systeme gegenüber. Mit einem Systemverbrauch von lediglich 2 W kann System A1 die geringste Leistungsaufnahme im Stand-by-Betrieb vorweisen. Dagegen bezieht das System H1 insgesamt 51 W.

Um sie vor weiterer Entladung zu schützen, wird die Batterie bei einigen Systemen im Stand-by-Modus von der Leistungselektronik entkoppelt. Die Versorgung des Systemverbrauchs erfolgt damit ausschließlich aus dem Netz. Dies ist zum Beispiel bei den Systemen C1 bis E2 zu beobachten. Die Systeme des Herstellers F beziehen hingegen ihren Stand-by-Verbrauch lediglich aus der Batterie. Um die Systeme vor einer Tiefenentladung zu bewahren, müssen die Batterien daher in den Wintermonaten regelmäßiger mit Netzstrom nachgeladen werden. Die meisten Geräte des Herstellers B sowie die Systeme G1 bis I2 beziehen im Stand-by-Betrieb sowohl Leistung aus der Batterie als auch aus dem Stromnetz. Der Peripherieverbrauch des AC-Leistungssensors ist mit 2,6 W bei den Systemen des Herstellers B am höchsten. Die Systeme A1, E1 bis F2 und I1 versorgen die Peripheriekomponenten direkt über den Wechselrich-

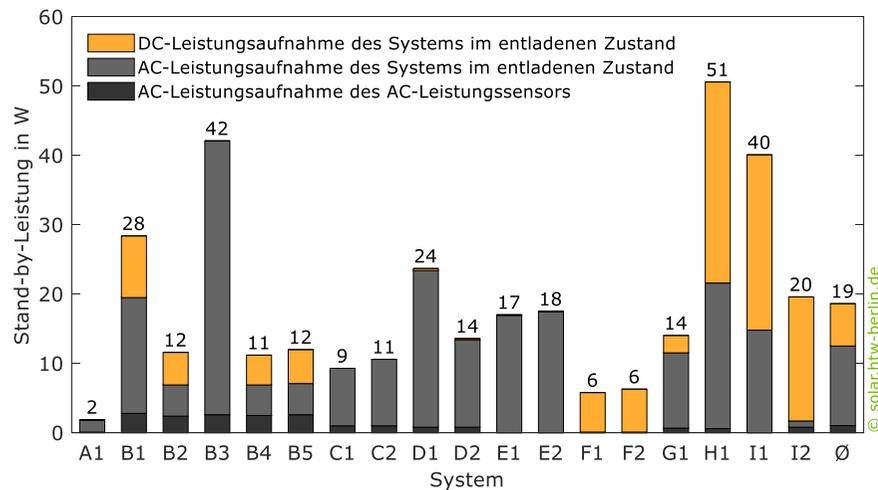


Bild 24 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

ter, sodass extern keine weitere AC-Leistungsaufnahme anfällt. Die Systeme A1, F1, F2 sowie I1 erfassen die Stromflüsse am Netzanschlusspunkt über Klappstromwandler. Im Durchschnitt beträgt die Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme im entladenen Zustand 19 W.

Bild 25 veranschaulicht, wie viele **Stunden** der Batteriespeicher **jährlich vollständig geladen** ist. Je nach Systemdimensionierung verweilt der vollgeladene Batteriespeicher rund 1000 h/a bis 2000 h/a im Stand-by-Modus. Hat die PV-Anlage eine Leistung von 10 kW und der Batteriespeicher eine nutzbare Speicherkapazität von 10 kWh, ist letzterer rund 1500 h/a vollständig geladen. Die genannten Werte wurden für unterschiedlich dimensionierte PV-Speichersysteme berechnet, die frühzeitig geladen werden.

Wie Bild 26 zeigt, fällt der **Systemverbrauch im Stand-by-Modus bei vollgeladenem Batteriespeicher** für alle getesteten Systeme deutlich geringer aus.

Zwei Drittel der Systeme beziehen weniger als 3 W. Häufig beschränkt sich die Leistungsaufnahme lediglich auf den Peripherieverbrauch. Während die Spei-

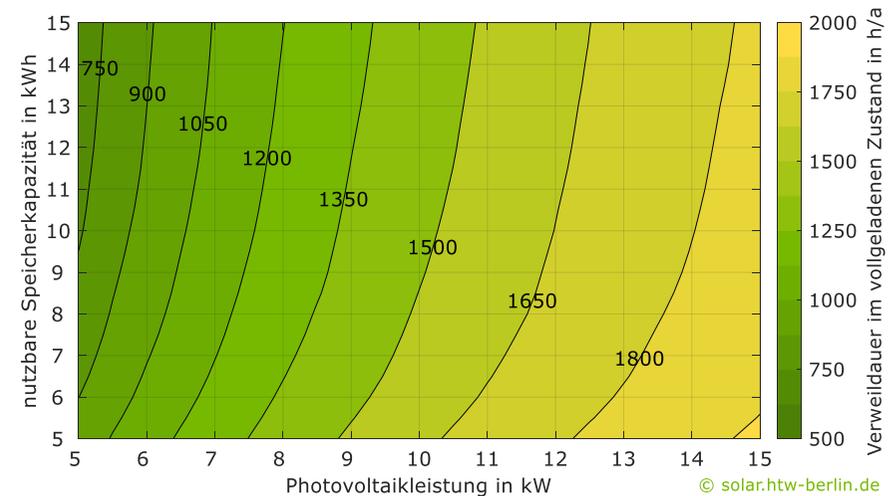


Bild 25 Einfluss der Dimensionierung des PV-Batteriesystems auf die Verweildauer bei vollgeladenem Batteriespeicher (Stromverbrauch: 5010 kWh/a).

chersysteme F1, F2 und I1 keine Leistung im vollgeladenen Zustand beziehen, liegt der Verbrauch bei B1 mit 29 W aufgrund der hohen AC-Leistungsaufnahme deutlich über dem Durchschnitt. Im Vergleich zum entladenen Zustand ist der Mittelwert der Leistungsaufnahme bei vollgeladenem Batteriespeicher mit einem Wert von 4 W etwa um den Faktor 5 geringer.

Der Leistungsbezug der Systeme des Herstellers F konnte im vollgeladenen Zustand im Vergleich zu den Ergebnissen, die im Vorjahr mit den gleichen Batteriespeichern erzielt wurden, durch Systemoptimierungen vollständig eliminiert werden. Bei den AC-gekoppelten Systemen A1 bis B2 ist zu beachten, dass im realen Betrieb der Stand-by-Verbrauch des PV-Wechselrichters noch zu den Bereitschaftsverlusten der jeweiligen Systeme hinzukommt.

Das sogenannte **Batteriemanagementsystem (BMS)** ist ein wichtiger Bestandteil der Batteriesysteme und ist für eine hohe Leistungsfähigkeit sowie für einen langlebigen Betrieb unersetzlich. Das BMS überwacht den Batteriezustand

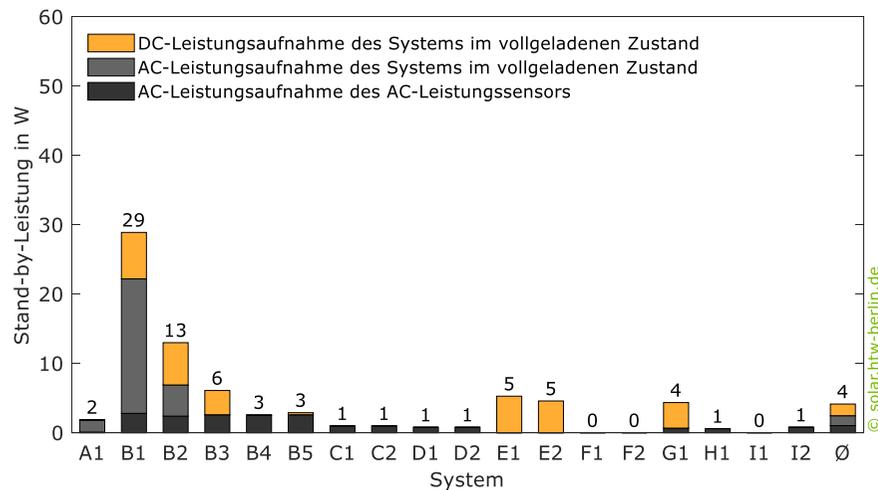


Bild 26 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

in dem es unter anderem Batteriespannung, -strom und -temperatur messtechnisch erfasst. Das BMS übernimmt unter anderem folgende Aufgaben [19]:

- Messdatenerfassung und -aufbereitung
- Überwachung der Batterie
- Sicherheits- und Temperaturmanagement
- Bestimmung des Alterungs- und Ladezustands
- Lade- und Entladeregulung
- Schutz vor Überspannungen und Tiefenentladung
- Ladungsausgleich zwischen den einzelnen Batteriezellen
- Kommunikation mit dem Wechselrichter

Je nach Batteriehersteller variieren der Funktionsumfang sowie die **Leistungsaufnahme des BMS**. Während der Ladung und Entladung wirkt sich die Höhe der Leistungsaufnahme des BMS auf die Umwandlungsverluste im Batteriespeicher und damit auf den resultierenden Batteriewirkungsgrad aus.

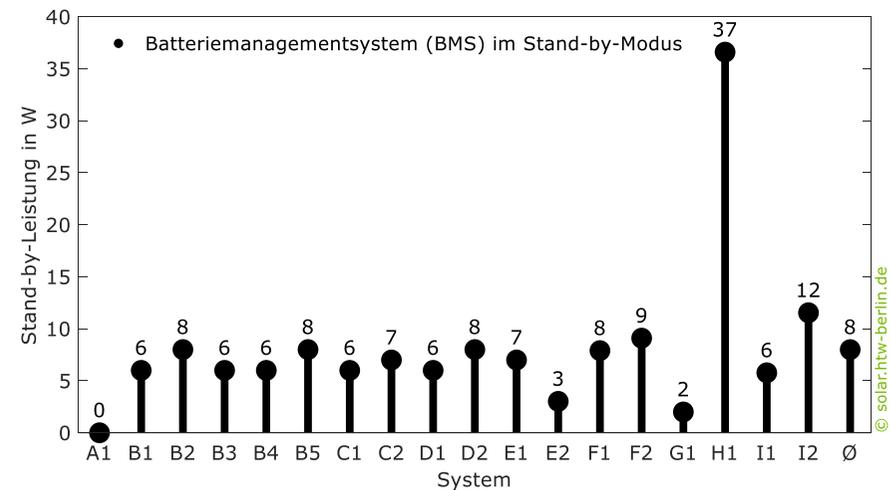


Bild 27 Leistungsaufnahme des Batteriemagementsystems (BMS) der untersuchten Systeme im Stand-by-Betrieb (Daten: Herstellerangaben)

Bild 27 stellt die Leistungsaufnahme des BMS für den Stand-by-Betrieb der untersuchten Systeme dar. Da die BMS-Leistungsaufnahme nicht im Rahmen der Labortests nach dem Effizienzleitfaden bestimmt werden kann, handelt es sich bei den dargestellten Werten um Herstellerangaben. Die Stand-by-Leistungsaufnahme des BMS variiert laut Angabe der beteiligten Hersteller zwischen 0 W und 37 W. Der Gesamtverbrauch setzt sich meist aus dem Leistungsbedarf eines Hauptcontrollers zuzüglich einer Leistungsaufnahme je Batteriemodul zusammen. Beispielsweise bezieht der RCT Power Battery Master, der in den Systemen des Herstellers F implementiert ist, im Stand-by-Betrieb 5,5 W. Hinzu kommen 0,6 W pro Batteriemodul. Im Mittel bezieht das BMS der untersuchten Systeme 8 W, die in der Regel von den Batteriezellen bereitgestellt werden. Nach 5 Tagen im Stand-by-Betrieb im Winter hat das BMS somit etwa 1 kWh aus den Batteriezellen entnommen.

3 Simulationsbasierte Systembewertung

Im Folgenden wird die Gesamtsystemeffizienz der im vorherigen Kapitel analysierten PV-Speichersysteme evaluiert. Hierzu wird zunächst die Bewertungsmethodik vorgestellt, bevor die Ergebnisse der simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI) erläutert werden.

3.1 System Performance Index (SPI)

Das entscheidende Bewertungskriterium eines PV-Batteriesystems ist dessen Fähigkeit, den Netzbezug zu reduzieren und zugleich eine hohe Netzeinspeisung zu erzielen. Daher ist es sinnvoll zu analysieren, welche Auswirkungen die Effizienzverluste auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt haben [17], [20]. Diesen Ansatz verfolgt der **System Performance Index (SPI)**. Die an der HTW Berlin entwickelte Effizienzkennzahl ermöglicht den Vergleich verschiedener Systemtopologien und umgeht Schwächen anderer Kennzahlen wie beispielsweise des Autarkiegrads oder Systemnutzungsgrads [21]. Der SPI vergleicht das Betriebsverhalten eines realen PV-Speichersystems mit den theoretisch erzielbaren Betriebsergebnissen eines baugleichen, aber verlustfreien PV-Speichersystems. Die Bewertungsmethodik zur Bestimmung der Gesamtsystemeffizienz ist daher mit der sogenannten Performance Ratio (PR) eines PV-Systems vergleichbar.

Mit dem Simulationsmodell „PerMod“ wird zunächst das Betriebsverhalten der PV-Speichersysteme mit einer Auflösung von einer Sekunde über einen Zeitraum von einem Jahr simuliert [22]. Eingangsgrößen der Systemsimulation sind neben den Labormessdaten gemäß Effizienzleitfaden die DC-Leistung der PV-Anlage sowie das Profil des elektrischen Energieverbrauchs. Um den teilweise sehr unterschiedlichen Systemdimensionierungen der PV-Speichersys-

teme im Feld gerecht zu werden (siehe Kapitel 1), wurden bereits mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 zwei unabhängige Referenzfälle zur Effizienzbewertung mit dem SPI eingeführt [14].

Bild 28 vergleicht die Rahmenbedingungen der beiden **Referenzfälle**, die sich in der Größe der PV-Anlage sowie in der Zusammensetzung des Stromverbrauchs unterscheiden. Der 1. Referenzfall spiegelt Betriebsbedingungen in einem Gebäude mit einer 5-kW-PV-Anlage wider. Der jährliche Strombedarf des Haushalts beträgt 5010 kWh/a. Beim 2. Referenzfall ist die PV-Anlagenleistung mit 10 kW doppelt so hoch. Zudem wird ein deutlich höherer jährlicher Strombedarf angenommen: Aufgrund der zusätzlichen Leistungsaufnahme einer Wärmepumpe und einer Wandladestation für ein Elektroauto summiert sich der Gesamtstrombedarf des 2. Referenzgebäudes auf 9363 kWh/a [14].

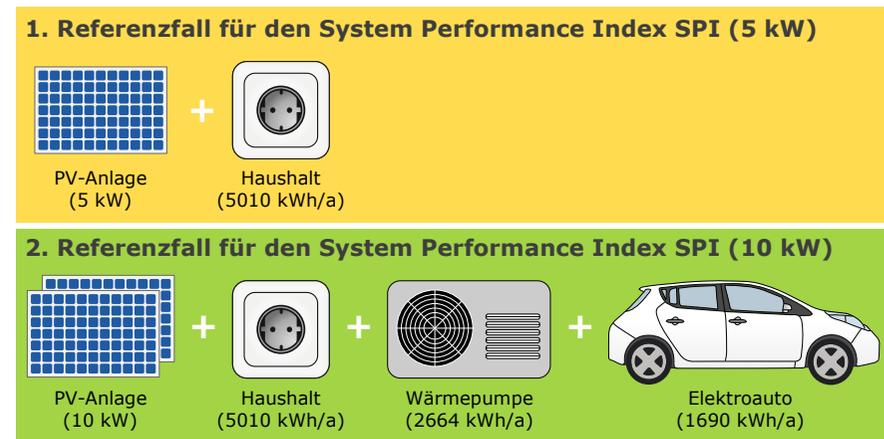


Bild 28 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

Die PV-Anlagengröße ist ausschlaggebend für die Bezeichnung der Kennzahlen **SPI (5 kW)** und **SPI (10 kW)**. Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen der beiden Szenarien sind deren Ergebnisse nicht miteinander vergleichbar.

Batteriespeicher sollten im Verhältnis zur Größe der PV-Anlage sinnvoll dimensioniert werden: In Einfamilienhäusern ist eine nutzbare Speicherkapazität von maximal 1,5 kWh pro kW PV-Leistung zu empfehlen [1], [5]. Um die Bewertung von unüblichen Konfigurationen auszuschließen, wurde für beide Referenzfälle im Vorfeld eine **maximal zulässige nutzbare Speicherkapazität** vorgegeben:

- 1. Referenzfall und SPI (5 kW): maximal 8,0 kWh
- 2. Referenzfall und SPI (10 kW): maximal 16,0 kWh

Bei DC-gekoppelten PV-Speichersystemen schränkt zudem die Dimensionierung des Wechselrichters die Wahl des Referenzfalls ein. Ist die PV-Bemessungseingangsleistung des Wechselrichters kleiner als 7,5 kW, wird die Bewertung mit dem 1. Referenzfall empfohlen. Andernfalls sollte der 2. Referenzfall für die Evaluation herangezogen werden. Die AC-gekoppelten Systeme werden in Kombination mit dem PV-Wechselrichter SMA Sunny Boy 5.0 (1. Referenzfall) und mit dem SMA Sunny Tripower 10.0 (2. Referenzfall) bewertet. Aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen sowie aktuell hohen Netzbezugpreisen und neuen Einspeisevergütungssätzen wird die Methodik zur Bestimmung des SPI im Vergleich zu den Vorjahren angepasst. Bisher wurde die Einspeiseleistung von vielen PV-Anlagen aufgrund gesetzlicher Vorschriften auf 70 % ihrer Nennleistung begrenzt [23]. Mit der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) 2023, die seit Januar 2023 in Kraft getreten ist, wurde diese technische Restriktion für neue PV-Anlagen mit einer Leistung bis 25 kW abgeschafft. Aufgrund dieser **angepassten Regulierung**

wird die Einspeisebegrenzung in der Bewertung mit dem SPI nicht weiter berücksichtigt.

Mit der EEG-Reform 2023 gelten darüber hinaus aktualisierte Vergütungssätze für den in das Netz eingespeisten Solarstrom neu errichteter PV-Anlagen. Die monetäre Entlohnung für die Überschusseinspeisung von PV-Anlagen mit einer Anlagenleistung bis 10 kW beträgt derzeit 8,2 ct/kWh. Übersteigt die Anlagengröße 10 kW, wird die Netzeinspeisung des über diesen Leistungswert hinausgehenden Anlagenteils mit 7,1 ct/kWh vergütet.

Der Haushaltsstrompreis ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen und lag im 2. Halbjahr 2022 nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im Mittel bei 40 ct/kWh [24]. Zu beachten ist dabei, dass die Tarifhöhe eines Anbieters je nach Region, Gültigkeitsdauer und Beschaffungssituation deutlich vom Preisdurchschnitt abweichen kann [24].

Tabelle 2 stellt die bisher und zukünftig berücksichtigten **Rahmenbedingungen zur Berechnung des SPI** gegenüber. Die mit der 70%-Einspeisebegrenzung verbundenen Ertragsverluste werden nicht weiter berücksichtigt. Die durch die PV-Speichersysteme erzielten Kosteneinsparungen werden zukünftig mit einer Einspeisevergütung von 8 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 40 ct/kWh berechnet.

Tabelle 2 Rahmenbedingungen zur Bestimmung des System Performance Index.

	bis 2022	ab 2023
70%-Einspeisebegrenzung	ja	nein
Einspeisevergütung	12 ct/kWh	8 ct/kWh
Netzbezugspreis	30 ct/kWh	40 ct/kWh

Der SPI verfolgt den Ansatz, die Speichersystemeffizienz anhand der verlustbedingten Änderungen der Netzeinspeisung und des Netzbezugs zu bewerten. Bezugsgröße ist ein baugleiches, aber verlustfreies PV-Speichersystem, dessen Betriebsverhalten ebenfalls mit einer Auflösung von einer Sekunde über einen Zeitraum von einem Jahr simuliert wird.

Bild 29 veranschaulicht die **Auswirkungen der Effizienzverluste** auf die jährlich in das Netz eingespeiste sowie jährlich aus dem Netz bezogene Energie. Die dargestellte grüne Gerade stellt die Simulationsergebnisse der idealen PV-Speichersysteme dar, die für den 2. Referenzfall bei unterschiedlichen Speicherkapazitäten resultieren. Je größer der Batteriespeicher ist, desto mehr PV-Energie wird im Batteriespeicher gespeichert. Folglich wird mit steigender Speicherkapazität weniger Energie in das Netz eingespeist und weniger Energie aus dem Netz bezogen. Aufgrund der um 1,4 kWh höheren Speicherkapazität des Systems F2 liegen daher beide Energiesummen unter verlustfreien Bedingungen unter den Werten des Systems H1.

Die Systemverluste reduzieren die Netzeinspeisung der realen PV-Batteriesysteme. Die Umwandlungsverluste des Systems H1 beispielsweise verringern dessen Netzeinspeisung um 420 kWh/a. Dagegen führen die hohen stationären Regelabweichungen im Entladebetrieb dazu, dass System H1 220 kWh/a zusätzlich in das Stromnetz einspeist. Diese unerwünschte Entladung des Batteriespeichers in das Stromnetz hat wiederum zur Folge, dass die verfügbare Energie zur Deckung des Haushaltstromverbrauchs sinkt. In der Bilanz verringern alle berücksichtigten Verluste die Netzeinspeisung um 231 kWh/a. Die **Netzeinspeiseverluste** des Systems F2 liegen mit 211 kWh/a in einer ähnlichen Größenordnung.

Während die Effizienzverluste eines PV-Speichersystems die Netzeinspeisung reduzieren, steigern sie dagegen den Energiebezug aus dem Stromnetz. Bei System H1 sind die Umwandlungsverluste mit 244 kWh/a und die Reglungs-

verluste mit 233 kWh/a hauptverantwortlich für die deutliche Zunahme des Netzbezugs. Hinzu kommen weitere 119 kWh/a, die aufgrund der in Kapitel 2.5 beschriebenen Bereitschaftsverluste zusätzlich aus dem Netz bezogen werden. Mit insgesamt 607 kWh/a sind die **Netzbezugsverluste** des Systems H1 mehr als dreimal so hoch wie bei dem deutlich effizienteren System F2.

Für die Bestimmung des SPI gilt es, die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie mit einer Vergütung von 8 ct/kWh und der zu einem Preis von 40 ct/kWh aus dem Netz bezogenen Energie zu berücksichtigen. Die **Berechnungsgrundlage des SPI** wird in Bild 30 beispielhaft für das DC-gekoppelte System H1 auf Grundlage der simulierten Betriebsergebnisse hergeleitet. Ohne ein PV-Speichersystem ergeben sich für das Wohngebäude des 2. Referenzfalls aufgrund des elektrischen Energieverbrauchs von 9363 kWh/a Netzbezugskosten in Höhe von 3745 €/a. Das idealisierte PV-Speichersystem H1 kann den Netzbezug mit Hilfe der 10-kW-PV-

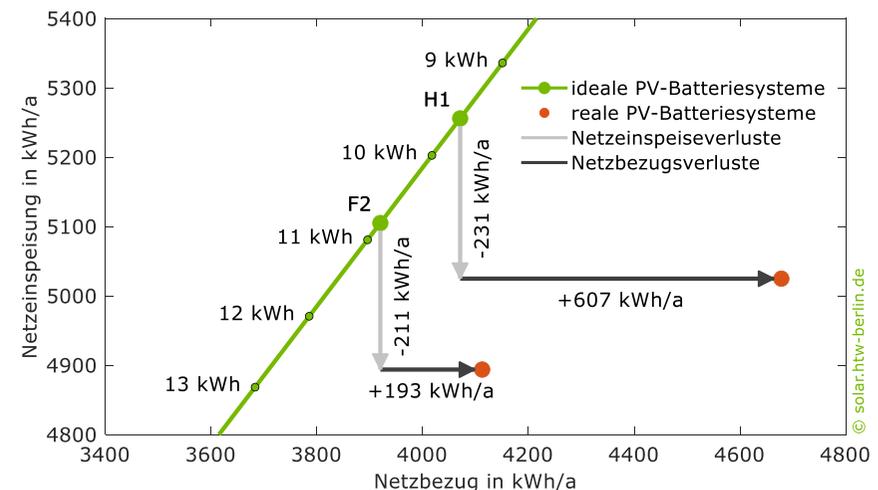


Bild 29 Reduktion der Netzeinspeisung und Anstieg des Netzbezugs aufgrund der Systemverluste der PV-Batteriesysteme F2 und H1 (Rahmenbedingungen der Simulationsanalyse: 2. Referenzfall).

Anlage und einer Speicherkapazität von 9,2 kWh auf 4070 kWh/a senken und somit mehr als halbieren. Gleichzeitig werden, wie Bild 29 zu entnehmen ist, 5260 kWh/a in das Netz gespeist. Für das verlustfreie System ergeben sich somit jährliche Ausgaben für den Netzbezug in Höhe von 1628 € und Einnahmen aus der Netzeinspeisung von 420 €/a. Die **bilanziellen Kosten** des Haushalts bestimmen sich aus der Differenz der resultierenden Ausgaben und Einnahmen und belaufen sich für das verlustfreie System H1 auf 1208 €/a. Sie betragen somit lediglich ein Drittel der bilanziellen Kosten des Haushalts ohne PV-Speichersystem, die hier aus den reinen Netzbezugskosten bestehen.

Aufgrund der Systemverluste des realen PV-Speichersystems ändern sich die ökonomischen Kennwerte. Da durch die Effizienzverluste weniger Energie in das Netz eingespeist wird, sinken die damit verbundenen Erlöse um 18 €/a. Die verlustbedingte Erhöhung des Netzbezugs steigert hingegen die Netzbezugskosten um 243 €/a. Infolgedessen fallen die bilanziellen Kosten des realen PV-

Speichersystems um 261 €/a höher aus als beim idealen System. Über den Vergleich der bilanziellen Kosten des realen und des idealen PV-Speichersystems zum Referenzfall ohne PV-Anlage und Speicher kann die jeweilige **Kosteneinsparung** bestimmt werden. Die Gleichungen (1) und (2) fassen diese Vorgehensweise mathematisch zusammen:

$$\Delta C_{PVBS,REAL} = E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,REAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,REAL} \cdot p_{AC2G} \quad (1)$$

$$\Delta C_{PVBS,IDEAL} = E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,IDEAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p_{AC2G} \quad (2)$$

Während das ideale System im Vergleich zum Referenzfall ohne PV-Speichersystem die bilanziellen Kosten um 2537 €/a reduziert, sind es beim realen System aufgrund der Verluste nur 2276 €/a.

Der **SPI** setzt die ermittelten Kosteneinsparungen, die mithilfe der beiden PV-Speichersysteme erzielt werden, gemäß Gleichung (3) ins Verhältnis zueinander. Er ist damit kein Wirkungsgrad, sondern beschreibt, wie sehr die Systemverluste die theoretische Kosteneinsparung des analysierten PV-Speichersystems verringern. Für das System H1 ergibt sich ein SPI (10 kW) von 89,7 %.

$$SPI = \frac{\Delta C_{PVBS,REAL}}{\Delta C_{PVBS,IDEAL}} \quad (3)$$

- $E_{G2AC,REF}$ Netzbezug im Referenzfall ohne PV-Speichersystem
- $E_{G2AC,REAL}$ Netzbezug beim realen PV-Speichersystem
- $E_{G2AC,IDEAL}$ Netzbezug beim idealen PV-Speichersystem
- $E_{AC2G,REAL}$ Netzeinspeisung des realen PV-Speichersystems
- $E_{AC2G,IDEAL}$ Netzeinspeisung des idealen PV-Speichersystems
- p_{G2AC} Netzbezugspreis
- p_{AC2G} Netzeinspeisevergütung
- $\Delta C_{PVBS,REAL}$ Kosteneinsparung des realen PV-Speichersystems
- $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$ Kosteneinsparung des idealen PV-Speichersystems

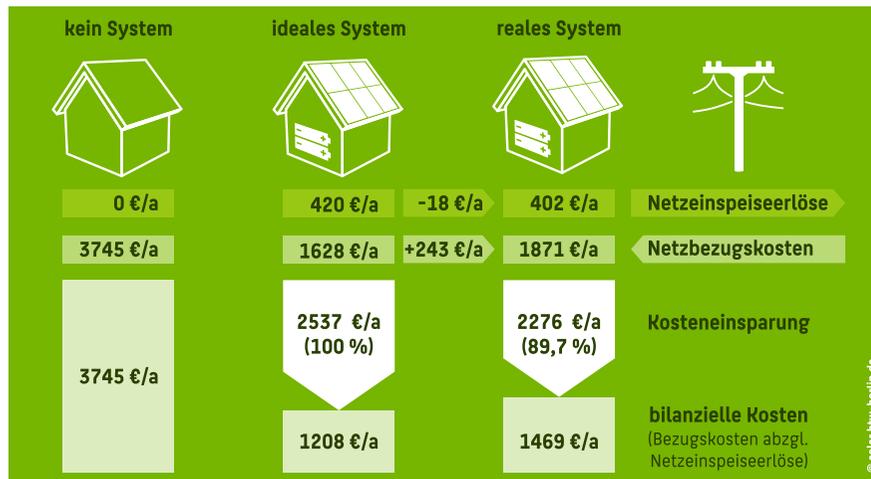


Bild 30 Netzeinspeiseerlöse und Netzbezugskosten sowie erzielte Kosteneinsparung beim Einsatz des idealen, verlustfreien und des realen Beispielsystems H1 (Einspeisevergütung 8 ct/kWh, Netzbezugspreis 40 ct/kWh).

Die Vorgehensweise zur Bestimmung des SPI (5 kW) ist identisch. Es variieren lediglich die Leistung der PV-Anlage, der elektrische Haushaltsverbrauch und der simulierte PV-Wechselrichter der AC-gekoppelten Systeme.

Wie Tabelle 2 verdeutlicht, haben sich mit der aktuellen Stromspeicher-Inspektion einige Rahmenbedingungen zur Bestimmung des SPI verändert. Damit sind die diesjährigen Werte des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) nicht mehr mit den Bewertungsergebnissen der letzten Jahre vergleichbar. Die erfolgten Anpassungen führen dazu, dass die ermittelten SPI-Werte im Vergleich zu den Vorjahren geringfügig höher ausfallen. Bild 31 stellt die **Änderung der beiden Effizienzkennzahlen** für die analysierten Systeme gegenüber. Aufgrund der Abschaffung der 70%-Einspeisebegrenzung werden die Energiemanagementverluste nicht weiter betrachtet. Dies steigert den SPI (5 kW) durchschnittlich um 0,4 Prozentpunkte und den SPI (10 kW) sogar um 0,8 Prozentpunkte.

Die Anpassung der Einspeisevergütung und des Netzbezugspreises wirken sich je nach System leicht unterschiedlich aus: Bei den Geräten der Hersteller C und D sowie bei den Systemen H1 und I2 wirkt sich die Anpassung der ökonomischen Parameter negativ aus. Die Netzbezugsverluste dieser Systeme sind im Vergleich zu den Netzeinspeiseverlusten deutlich höher, wie Bild 29 exemplarisch für das System H1 zeigt. Dieser Effekt ist insbesondere auf die Regelungsverluste zurückzuführen. Die Systeme der Hersteller C und D haben eine überdurchschnittlich hohe Tot- und Einschwingzeit. Durch die verzögerte Reaktion wird nach einem Lastsprung über die gesamte Dauer des Einschwingvorgangs der erhöhte Lastbedarf durch Netzstrom gedeckt. Nach dem Ausschalten der Verbraucher entlädt sich die Batterie während des Einschwingvorgangs ins Netz und reduziert damit die gespeicherte Energiemenge, die zur Deckung der Haushaltslast genutzt werden kann. Bei den Systemen H1 und I2 wirken sich vor allem die stationären Regelabweichungen

negativ aus. Im Ladebetrieb übersteigt die Batterieleistung beider Systeme den Sollwert und die Batterien nehmen zusätzlich Energie aus dem Netz auf. Aufgrund der fünffach höheren ökonomischen Wertigkeit der Netzbezugs-kosten fallen die Verluste, die zu einem höheren Netzbezug führen, gegenüber den Verlusten, die lediglich die Netzeinspeisung verringern, stärker ins Gewicht. Bei dem System H1 werden aus diesem Grund die monetären Gewinne durch den Wegfall der 70%-Einspeisebegrenzung nahezu vollständig kompensiert. Im Mittel erhöht sich der SPI (10 kW) um 0,9 % gegenüber den Berechnungen der Vorjahre. Die positive Änderung des SPI (5 kW) variiert zwischen 0,3 % und 1,0 % und liegt im Mittel bei 0,6 %.

Mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 wurden die Effizienzklassen A (sehr effizient) bis G (weniger effizient) eingeführt [14]. Sie erleichtern die Suche nach effizienten Geräten. Aufgrund der neuen Rahmenbedingungen und dem damit verbundenen Anstieg des SPI (5 kW) und des SPI (10 kW) ist eine neue

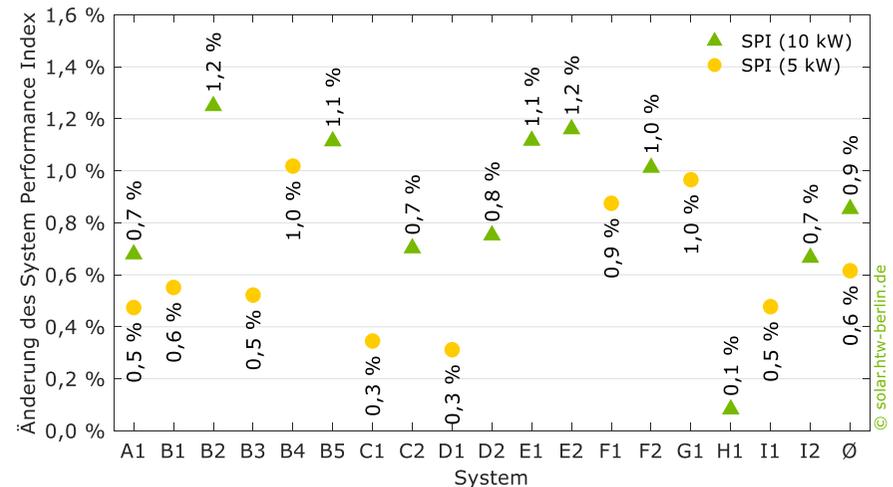


Bild 31 Positive Änderungen des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) aufgrund der Anpassungen der Rahmenbedingungen (keine 70%-Einspeisegrenze, Netzbezugs-kosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

Einteilung der Effizienzklassen notwendig. Im Vergleich zu den Vorjahren beginnt beim SPI (5 kW) jede Effizienzklasse zukünftig bei einem um 0,5 Prozentpunkte höheren Wert. Für die Einordnung in die Effizienzklasse A muss der SPI (5 kW) demnach nun bei mindestens 92,5 % anstatt wie zuvor bei 92,0 % liegen. Beim SPI (10 kW) starten die einzelnen Effizienzklassen hingegen bei einem um 1 Prozentpunkt höheren SPI (10 kW). Die unterschiedliche Anhebung der Schwellenwerte liegt in den in Bild 31 dargestellten Mittelwerten sowie weiteren Systemanalysen begründet. Die Breite der einzelnen Klassen bleibt für den SPI (5 kW) mit 2 Prozentpunkten und für den SPI (10 kW) mit 1 Prozentpunkt erhalten. Die neuen Schwellenwerte des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) zur Einordnung in die Effizienzklassen A bis G sind Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3 Einordnung des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) in die Effizienzklassen A bis G.

Effizienzklasse	SPI (5 kW)	SPI (10 kW)
A	≥ 92,5 %	≥ 94,5 %
B	≥ 90,5 %	≥ 93,5 %
C	≥ 88,5 %	≥ 92,5 %
D	≥ 86,5 %	≥ 91,5 %
E	≥ 84,5 %	≥ 90,5 %
F	≥ 82,5 %	≥ 89,5 %
G	< 82,5 %	< 89,5 %

3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW)

9 der 18 Systeme wurden mit dem **SPI (5 kW)** bewertet. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Hersteller F und I mit neuen Geräten in der 5-kW-Klasse

beteiligt. Ein ideales, verlustfreies System erreicht unabhängig von der Systemtopologie und Speicherkapazität einen SPI von 100 %. Aufgrund der Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs- und Bereitschaftsverluste reduziert sich der SPI allerdings in der Praxis. Bild 32 zeigt die **Zusammensetzung der Effizienzverluste** der Systeme, die mit dem SPI (5 kW) bewertet wurden. Die Systeme sind dabei nach der Höhe des SPI und damit in Abhängigkeit von der resultierenden Systemeffizienz angeordnet. Zudem sind der durchschnittliche SPI (5 kW) sowie die mittleren SPI-Verluste der einzelnen Verlustkategorien dargestellt.

Obwohl die Umwandlungs- und Regelungsverluste des Systems F1 über den Mittelwerten der jeweiligen Verlustkategorie liegen, weist das System die geringsten Gesamtverluste auf. Dies ist auf die vergleichsweise niedrigen Bereitschafts- und Dimensionierungsverluste zurückzuführen. Die Systeme C1 und D1 zeichnen sich hingegen durch besonders geringe Umwandlungsverluste aus, die den SPI nur um rund 4,5 Prozentpunkte reduzieren. Beide Systeme sind allerdings, wie in Bild 21 aufgeführt, von einer hohen Tot- und Einschwingzeit geprägt. Die resultierenden Regelungsverluste in Höhe von rund 2 Prozentpunkten kompensieren die Vorteile der effizienten Leistungselektronik. Aufgrund der zusätzlichen hohen Bereitschaftsverluste des Hybridwechselrichters liegt das System D1 lediglich im Mittelfeld der untersuchten Systeme. Mit etwa 3 Prozentpunkten fallen die Bereitschaftsverluste bei den Systemen B1, B3 und I1 etwa doppelt so hoch aus wie im Mittel, da deren Leistungsaufnahme im entladenen Zustand mit 28 W bis 42 W überdurchschnittlich hoch ist. Im Vergleich dazu sind die SPI-Verluste durch die Stand-by-Leistungsaufnahme des Systems F1 mit lediglich 0,3 Prozentpunkten um den Faktor 10 niedriger. System A1 hat das kleinste Verhältnis von Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität, wie in Bild 16 veranschaulicht, und dadurch die höchsten Dimensionierungsverluste. Sie fallen höher aus als die Summe

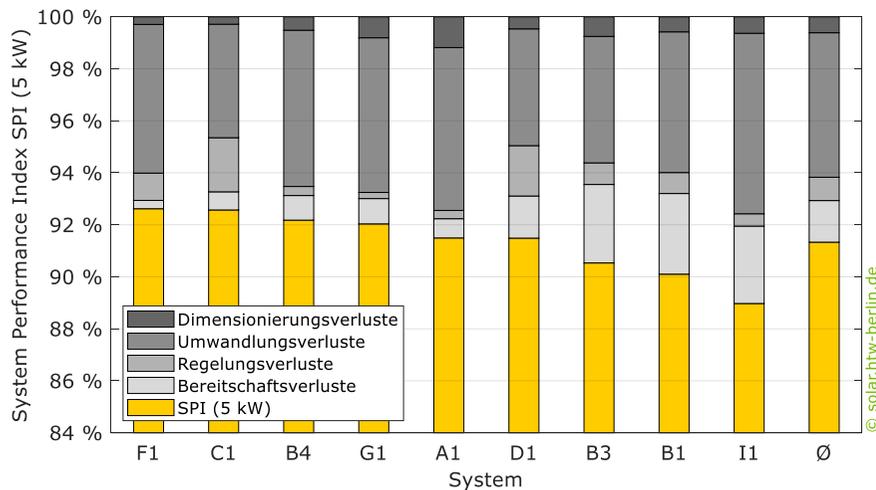


Bild 32 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (5 kW) der untersuchten Systeme. Ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt verursacht im Mittel einen finanziellen Verlust von 15 €/a.

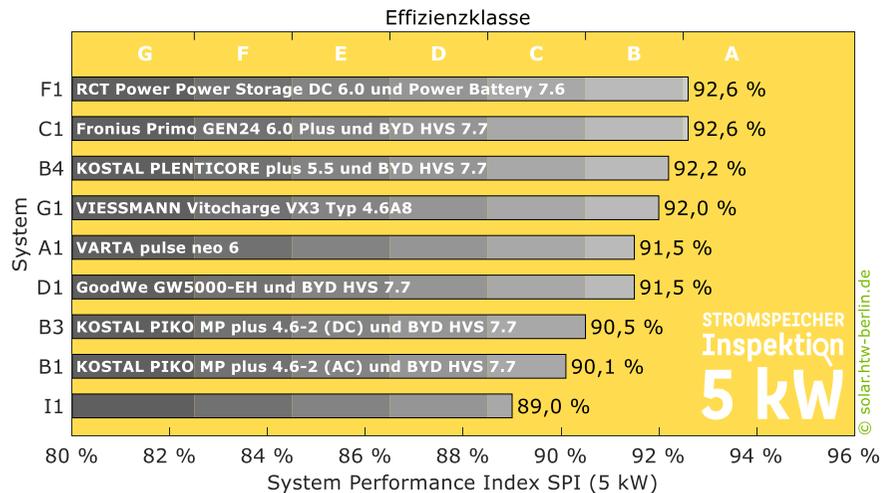


Bild 33 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (5 kW) bewerteten Systeme unter Berücksichtigung der seit 2023 geltenden Rahmenbedingungen (keine 70%-Einspeisegrenze, Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

aus den Bereitschafts- und Regelungsverlusten des Systems A1 und verhindern damit eine bessere Platzierung.

Der resultierende SPI (5 kW) der untersuchten Systeme liegt zwischen 89 % und 92,6 %, wie Bild 33 zeigt, und beträgt im Durchschnitt 91,3 %. Der SPI (5 kW) unterscheidet sich bei den beiden Spitzenreitern lediglich ab der zweiten Nachkommastelle. Sie erreichen beide die höchste Effizienzklasse A. Die Systeme B4, G1, A1 und D1 können mit einem SPI (5 kW) von mehr als 90,5 % ebenfalls mit einer sehr guten Effizienzpunkten und erreichen die Effizienzklasse B. Die baugleichen Geräte B1 und B3, die sich nur in der Art der Batterieanbindung unterscheiden, erzielen einen SPI (5 kW) von 90,5 % und 90,1 %. Damit erreichen insgesamt 7 der 9 analysierten Systeme die **Effizienzklassen A und B**. Die Systeme B1 und I1 fallen in die Effizienzklasse C.

3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW)

Bild 34 zeigt den Einfluss der Verlustmechanismen, die zur Reduktion des SPI (10 kW) der 10 mit dem 2. Referenzfall bewerteten PV-Speichersysteme beitragen. Da den Berechnungsansätzen des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) unterschiedliche Stromverbräuche und PV-Anlagengrößen zugrunde liegen, lassen sich die beiden Kenngrößen nicht miteinander vergleichen [14].

Hauptverantwortlich für die **Reduktion des SPI (10 kW)** sind mit durchschnittlich 4,2 Prozentpunkten analog zu den Ergebnissen aus Kapitel 3.2 die Umwandlungsverluste. Mit 6,3 Prozentpunkten sind sie bei System I2 am höchsten und übersteigen die sehr geringen Umwandlungsverluste des Geräts C2 um mehr als das Doppelte. Gleichzeitig sind allein die Umwandlungsverluste der Systeme E2 sowie B5 bis H1 höher als die Gesamtverluste von F2 (3,6 Prozentpunkte). Ähnlich wie bei den Geräten der kleineren Leistungsklasse derselben Hersteller verhindern die hohen dynamischen Regelungsverluste der Systeme C2 und D2 eine deutlich bessere Platzierung. Auch beim System H1

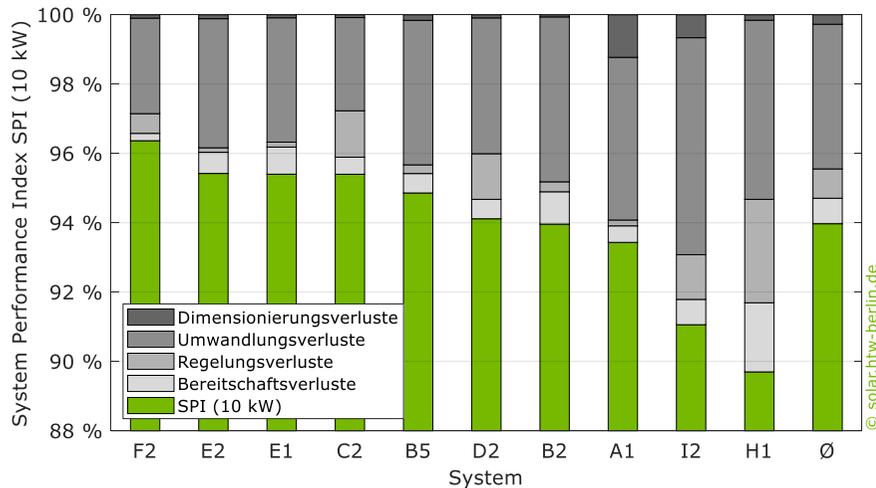


Bild 34 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (10 kW) der untersuchten Systeme. Ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt verursacht im Mittel einen finanziellen Verlust von 26 €/a.

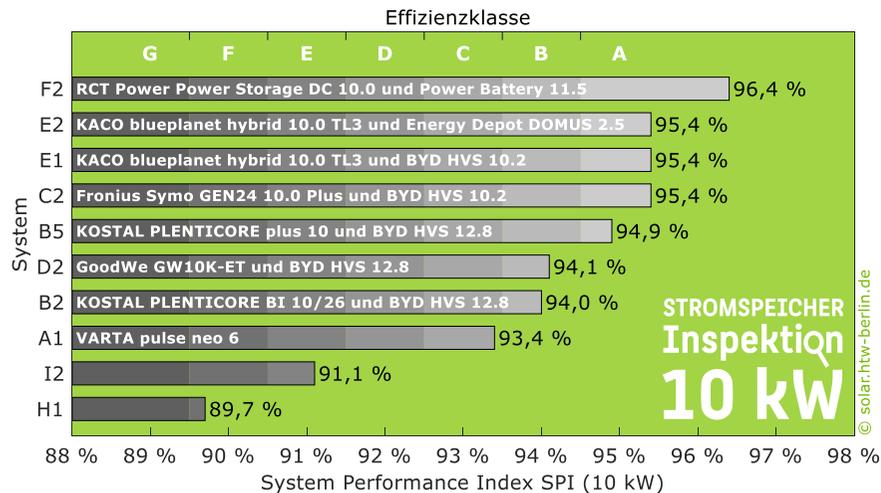


Bild 35 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme unter Berücksichtigung der seit 2023 geltenden Rahmenbedingungen (keine 70%-Einspeisegrenze, Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

treten mit 3 Prozentpunkten hohe SPI-Verluste durch die Systemregelung auf. Allerdings sind hier die großen Abweichungen unter stationären Bedingungen hauptverantwortlich für die Einbußen. In Kombination mit den Bereitschaftsverlusten sind die Regelungsverluste des Systems H1 mit 5 Prozentpunkten erstaunlicherweise genauso hoch wie die Umwandlungsverluste des Geräts. Der Hersteller des AC-gekoppelten Systems A1 hat sich ebenfalls für eine Bewertung mit dem SPI (10 kW) entschieden. Aufgrund der geringen Lade- und Entladeleistung des Systems fallen die Dimensionierungsverluste mit 1,2 Prozentpunkten allerdings sehr hoch aus. Beim System I2 ist hingegen vor allem die geringe PV-Bemessungsleistung von 7,8 kW, wie in Tabelle 1 aufgeführt, für die SPI-Verluste in Höhe von 0,7 Prozentpunkten verantwortlich. Im Mittel reduzieren die verschiedenen Verluste den SPI (10 kW) um insgesamt 6 Prozentpunkte.

Wie Bild 35 zeigt, gibt es große Unterschiede in der Höhe des resultierenden **SPI (10 kW)** zwischen den bewerteten Systemen. Mit 96,4 % erreicht das Gerät F2 den höchsten SPI der 10 betrachteten Systeme und einen um 1 Prozentpunkt höheren SPI (10 kW) als die Geräte E1, E2 und C2. Bei diesen 3 Systemen ist der auf eine Nachkommastelle gerundete SPI-Wert identisch, sodass erneut die zweite Nachkommastelle die Platzierung bestimmt. Während 5 der hier analysierten Geräte in die **Effizienzklasse A** fallen, erreichen 2 weitere Systeme die ebenfalls sehr gute Effizienzklasse B. Die Systeme I2 und H1 fallen hingegen mit einem SPI (10 kW) von 91,1 % und 89,7 % lediglich in die Effizienzklassen E und F.

Die SPI-Verluste des Systems F2 sind im Vergleich zu System H1 um den Faktor 3 geringer. Dies wirkt sich direkt auf die durch die beiden PV-Speichersysteme erzielten **jährlichen Kosteneinsparungen** aus. Bild 36 vergleicht die monetären Verluste der DC-gekoppelten Systeme F2 und H1, die aus dem Vergleich der bilanziellen Kosten des jeweiligen idealen, verlustfreien sowie rea-

len PV-Speichersystems resultieren. Effizienzverluste reduzieren den finanziellen Nutzen eines PV-Speichersystems, da sie zum einen die Netzbezugskosten erhöhen und zum anderen die Netzeinspeiserlöse verringern. Aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienzverluste fällt die erzielbare Kosteneinsparung bei System H1 um 261 €/a geringer aus als beim baugleichen, aber verlustfreien System. Beim hocheffizienten Gerät F2 weicht sie hingegen lediglich um 94 €/a von der theoretisch erzielbaren Kosteneinsparung ab. Aufgrund der höheren Systemeffizienz ergibt sich somit ein jährlicher Kostenvorteil des Systems F2 gegenüber H1 von fast 170 €. Hochgerechnet auf die ersten 10 Betriebsjahre summiert sich der durch die geringeren Effizienzverluste erzielte **Kostenvorteil eines hocheffizienten PV-Speichersystems** somit auf **1700 €**. Bei der Anschaffung eines PV-Speichersystems sollte die Systemeffizienz also ein entscheidender Faktor sein: Je höher die Gesamtsystemeffizienz eines PV-Speichersystems ist, desto höher ist auch die jährliche Kosteneinsparung.

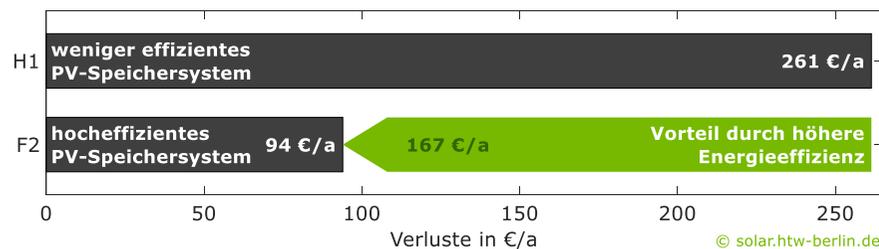


Bild 36 Monetäre Einbußen aufgrund der Effizienzverluste zweier unterschiedlich effizienter PV-Speichersysteme sowie Kostenvorteil eines hocheffizienten PV-Speichersystems gegenüber einem weniger effizienten Gerät.

Wissenswertes zur Auswahl eines PV-Speichersystems



Das Angebot an PV-Speichersystemen ist breit gefächert und zahlreiche Kombinationen von Batteriespeichern und Wechselrichtern sind möglich. Wie die Stromspeicher-Inspektion aufzeigt, sollte bei der Wahl eines passenden Heimspeichers ein besonderes Augenmerk auf die Systemeffizienz gelegt werden. Allerdings entscheidet diese nicht allein darüber, ob ein Produkt qualitativ hochwertig und empfehlenswert ist. Die folgenden Fragen können bei der Suche nach einem geeigneten PV-Speichersystem als Orientierungshilfe dienen:

- Wie wird sich mein elektrischer Stromverbrauch in den kommenden Jahren voraussichtlich entwickeln und ist die Anschaffung einer Wärmepumpe oder eines Elektrofahrzeugs geplant?
- Soll das PV-Speichersystem ersatzstromfähig sein und bei einem Netzausfall das Haus teilweise oder komplett weiterversorgen?
- Ist der Batteriespeicher entsprechend den Gegebenheiten vor Ort sinnvoll dimensioniert?
- Ist die nutzbare Speicherkapazität auf dem Datenblatt angegeben?
- Kann der Hersteller Referenzprojekte vorweisen?
- Welche Erfahrungen haben andere Personen mit den Serviceleistungen des Herstellers gemacht?
- Hinterlässt der Hersteller den Eindruck, dass er auch noch in 10 oder 15 Jahren im Service-Fall weiterhelfen kann?
- Welche Leistungen werden im Garantiefall übernommen?
- Auf welcher Basis hat der Hersteller die Aussagen zur Batterielebensdauer abgeleitet? Wurde die kalendarische Batteriealterung dabei berücksichtigt?

4 Analyse von alternativen Speichersystemen

Im Zuge der Energiewende und der damit verbundenen Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme steigt der Speicherbedarf, vor allem an Lithium-Ionen-Batterien und damit verbunden auch der Bedarf an dem Material Lithium weltweit an [25], [26]. Lithium wird bisher fast ausschließlich außerhalb Deutschlands und Europas gefördert [25]. Dadurch besteht bereits heute eine Abhängigkeit von einzelnen Förderländern, die unter Umständen das Erreichen der Klimaschutzziele gefährden kann. Darüber hinaus ist fraglich, ob für die weltweite Energiewende der gesamte Speicherbedarf nur mit Batteriesystemen auf Lithiumbasis gedeckt werden kann. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig nicht nur eine Batterietechnologie den Speichermarkt prägen wird. Je nach Anwendungsfall wird sich der Markt differenzierter darstellen [27].

Aus den genannten Gründen haben sich sowohl Forschungsinstitute als auch Industrieunternehmen in den letzten Jahren vermehrt auf die Suche nach alternativen Energiespeicherlösungen gemacht und neue Batterietechnologien entwickelt. Darauf aufbauend wurden im Heimspeichermarkt in den vergangenen Jahren zahlreiche Produkte neu eingeführt, darunter Natrium-Ionen-, Natrium-Nickelchlorid- und Redox-Flow-Speichersysteme. Diese nachfolgend als „**alternative Batterietechnologien**“ bezeichneten Geräte werden von den Herstellern häufig als umweltfreundlichere und nachhaltigere Systemlösungen beworben.

Dieses Kapitel gibt einen Einblick in unterschiedliche Batterietechnologien. Nach einem allgemeinen Überblick über die technischen Systemeigenschaften werden Effizienzmesswerte sowie Betriebsdaten eines Natrium-Ionen- und Natrium-Nickelchlorid-Speichers vorgestellt. Sie wurden im Rahmen von Labortests am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) erfasst. An einzelnen

Stellen werden die Messergebnisse der alternativen Systeme mit den Messwerten eines Speichersystems auf Lithium-Ionen-Basis der ersten Generation aus dem Jahr 2018 verglichen.

4.1 Überblick über die technischen Eigenschaften

Natrium-Ionen-Batterien werden häufig als vielversprechende Alternative zu Lithium-Ionen-Speichern bezeichnet [28], [29]. Das Funktionsprinzip der Natrium-Ionen-Zelle ist dem der Lithium-Ionen-Zelle sehr ähnlich. Natrium-Ionen wandern beim Entladen durch den Elektrolyten von der negativen zur positiven Elektrode und lagern sich dort ein [30]. Beim Laden dreht sich der Prozess um. Im Vergleich zu Lithium-Ionen sind Natrium-Ionen allerdings deutlich größer und schwerer, sodass die theoretisch maximal erreichbare Energiedichte geringer ist [26], [31]. Mit der Größe und dem Gewicht gehen auch Änderungen im Zellverhalten einher [32].

Die eingesetzten Elektrolyte werden hauptsächlich in organische und wässrige Elektrolyte sowie Polymer-Elektrolyte kategorisiert [33]. Natrium-Ionen-Batterien, bei denen der wässrige Elektrolyt aus einer konzentrierten Salzlösung besteht, werden als sogenannte **Salzwasserbatterien** vermarktet. Anbieter dieser Batterietechnologien waren zum Beispiel Aquion Energy und BlueSky Energy. Ein weiterer Hersteller von Natrium-Ionen-Batterien ist das Unternehmen Faradion, das an Nation Energy beteiligt ist. Letztere vertreiben den Heimspeicher Westnab. Faradion verbaut in ihren Systemen Batteriezellen, deren Fertigung auf bestehenden Lithium-Ionen-Produktionslinien erfolgen kann.

Zu den alternativen Batterietechnologien zählen darüber hinaus die **Natrium-Nickelchlorid-Speicher**. Da die Speicherkapazität im Wesentlichen vom Kochsalzgehalt definiert wird [34], [35], werden die Batterien häufig auch als Salz-batterien bezeichnet. Während des Ladevorgangs reagieren Kochsalz (NaCl) und Nickel (Ni) zu Natrium (Na) und Nickelchlorid (NiCl₂) [35]. Im Entladevorgang kehrt sich der Prozess um. Zentraler Bestandteil dieser Batterie sind zudem keramische Ionenleiter und Separatoren in Kombination mit einem geschmolzenen Aluminat (NaAlCl₄) [36]. Sie sind für eine hohe Natrium-Ionen-Leitfähigkeit zwischen der positiven und negativen Elektrode verantwortlich [37]. Um eine Erstarrung des Aluminats zu verhindern, bestimmt dessen Schmelzpunkt (157 °C) die Mindestbetriebstemperatur der Zelle. Da die Leitfähigkeit des Aluminats mit sinkender Temperatur stark abnimmt, ist eine Betriebstemperatur von mehr als 200 °C sinnvoll [34]. Als optimal gilt der Temperaturbereich zwischen 270 °C und 350 °C. Bei diesen Temperaturen trägt der keramische Ionenleiter nur geringfügig zum Zellwiderstand bei [38]. Im Gegensatz zu Natrium-Ionen-Batterien zählen Natrium-Nickelchlorid-Batterien daher zu den **Hochtemperaturbatterien** [37], [39]. Zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit muss die Batterie auf der hohen Betriebstemperatur gehalten werden. Beim Entladen steigt die Batterietemperatur kontinuierlich an, beim Laden sinkt sie. Der entgegengesetzte Temperaturtrend für die Lade- und Entladevorgänge kann durch die reversible Wärmezeugung beziehungsweise -absorption erklärt werden [37]. Um hohe Wärmeverluste zu verhindern, sind die Batterien thermisch isoliert [35]. Daher liegt die Temperatur der Batteriemodulaußenseite lediglich etwa 15 °C bis 25 °C über der Umgebungstemperatur. Um die Betriebstemperatur der Batterien innerhalb des zulässigen Temperaturbereichs zu halten, sind die Systeme zusätzlich mit einem Lüfter und einer internen elektrischen Heizung ausgestattet [35], [40].

Natrium-Nickelchlorid-Heimspeichersysteme werden aktuell von Universal Nature Energy (UNE) und innovenergy angeboten.

Ein weiteres Beispiel für alternative Batterietechnologien sind sogenannte **Redox-Flow-Batterien**, die häufig auch als Flussbatterien oder Nasszellen bezeichnet werden. Im Unterschied zu vielen anderen Technologien ist das Speichermedium hier flüssig. Die beiden Elektrolyte (redoxaktive Materialien) werden außerhalb der reaktiven Zelle in getrennten Tanks gelagert. Zur Be- und Entladung werden die Lösungen mithilfe von Pumpen durch die Batteriezellstapel (engl. stacks) gepumpt, in denen die elektrochemische Umwandlung stattfindet [41], [42]. Zu den weitverbreitetsten Redox-Flow-Batterietypen zählen Batterien auf **Vanadium- sowie auf Zink-Brom-Basis** [43]. Während erstere auf flüssigen Elektrolyten basieren, sind letztere sogenannte hybride Systeme. Sie enthalten eine flüssige und eine feste elektroaktive Komponente [44]. Durch die externe Energiespeicherung können bei rein flüssigen Redox-Flow-Batterien Leistung und Kapazität unabhängig voneinander skaliert werden. Während die Fläche und Anzahl der Stacks die Leistung definiert, bestimmt die Elektrolytmenge die Batteriekapazität [43]. Redox-Flow-Batterien mit flüssigem Elektrolyten weisen häufig eine niedrige Energiedichte auf [44]. Diese ist bei fest-hybride Redox-Flow-Batterien höher, was allerdings auf Kosten der Designflexibilität und Skalierbarkeit geht [44].

Im deutschsprachigen Raum gibt es aktuell keine Anbieter von Redox-Flow-Heimspeichersystemen. In der Vergangenheit gab es Produkte von SCHMID Energy Systems, Volterion und VoltStorage, welche jedoch nicht mehr erhältlich sind. Einer der wenigen aktiven Anbieter ist der Hersteller Redflow, der seine Zink-Brom-Batterie ZBM3 im australischen Markt vertreibt. Im Folgenden werden **unterschiedliche Systemeigenschaften** der verschiedenen Batterietechnologien verglichen.

Der zulässige Außentemperaturbereich eines Speichersystems wird von den Batterieherstellern vorgegeben. Die **minimal und maximal zulässige Außentemperatur** der Speichersysteme variiert je nach Hersteller und Batterietechnologie, wie Bild 37 zeigt. Die Temperaturwerte wurden den Datenblättern von Herstellern entnommen, die aktuell Produkte anbieten oder in der Vergangenheit als Anbieter aktiv waren. Einzelne Hersteller geben zudem einen optimalen Betriebstemperaturbereich an. Das Temperaturfenster variiert je nach System und Technologie, am stärksten allerdings zwischen den betrachteten Lithium-Ionen-Systemen.

Der Betrieb von **Lithium-Ionen-Batterien** hat gezeigt, dass bei **Temperaturen unterhalb von 0 °C** die Performance der Batterien deutlich sinkt [45]. Dies ist unter anderem auf eine höhere Viskosität und der damit resultierenden verringerten Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten zurückzuführen [45]. Gleichzeitig erhöht sich das Risiko für die Abscheidung von metallischen Lithium (engl. lithium plating), insbesondere bei hohen Ladeleistungen, was in der Regel eine Reduktion der Batteriekapazität zur Folge hat [46], [47]. Aus diesem Grund begrenzen einige Hersteller die minimal zulässige Umgebungstemperatur ihrer Lithium-Ionen-Batterien auf 5 °C. Bei anderen Herstellern sind geringere Temperaturen zulässig. Allerdings weisen diese in der Regel darauf hin, dass mit sinkender Umgebungstemperatur die Batterieleistung, insbesondere im Ladebetrieb, kontinuierlich abnimmt. Einzelne Batterieanbieter erlauben auch eine Systemmontage im Außenbereich, womit Tiefsttemperaturen von -20 °C zulässig sind. Die Batteriemodule werden in diesen Fällen allerdings meist durch integrierte Heizelemente temperiert, die während des Betriebs kontinuierlich Leistung aufnehmen.

Bei **hohen Temperaturen** beschleunigen sich bei Lithium-Ionen-Batterien die kalendarischen Alterungsprozesse. Dies wird zum einen durch die zunehmende Zersetzung der positiv geladenen Elektrode hervorgerufen. Zum ande-

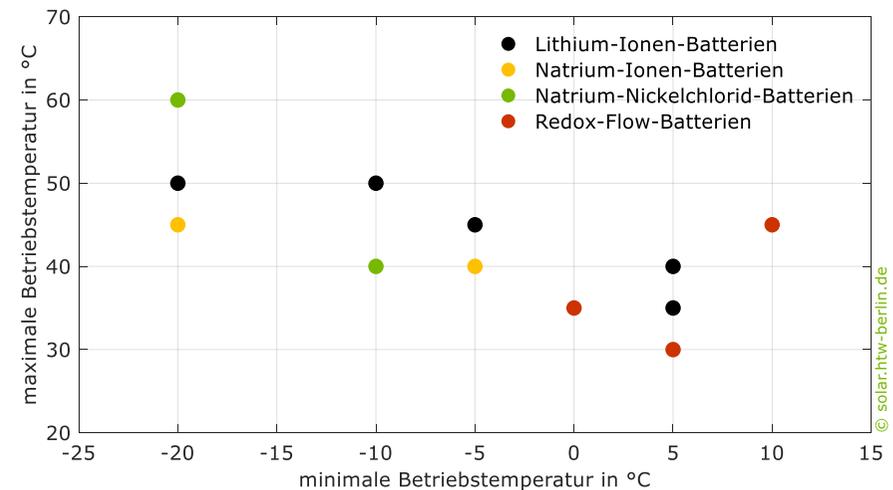


Bild 37 Minimal und maximal zulässige Außentemperaturen von ausgewählten Produkten auf Basis unterschiedlicher Batterietechnologien (Daten: Datenblattangaben).

ren wächst an der negativ geladenen Elektrode die sogenannte Passivierungsschicht (engl. solid electrolyte interphase) [48]. Die genannten Prozesse führen zu einem Kapazitätsabfall und einem Anstieg des Innenwiderstands. Um diese Prozesse einzuschränken, ist die zulässige Temperatur je nach System auf maximal 30 °C bis 50 °C begrenzt.

Natrium-Nickelchlorid-Batterien können je nach Anbieter zwischen -20 °C und 60 °C oder zwischen -10 °C und 40 °C betrieben werden. Aufgrund der thermischen Isolation der Batterie und der integrierten Heizung können die Systeme weitgehend flexibel bei unterschiedlichen Temperaturniveaus eingesetzt werden. Während das zulässige Betriebstemperaturfenster von Natrium-Ionen-Speichern und Natrium-Nickelchlorid-Systemen sehr ähnlich ist, ist der Temperaturbereich von **Redox-Flow-Batterien** auf positive Umgebungstemperaturen beschränkt. Die maximale Umgebungstemperatur von Vanadium-Redox-Flow-Batterien ist in der Regel auf 40 °C limitiert, da das Vana-

dium bei höheren Temperaturen irreversibel kondensieren kann [49], [50]. In den meisten kommerziellen Vanadium-Redox-Flow-Batterien werden daher Kühlsysteme eingesetzt, um die Batterietemperatur unter 40 °C zu halten [51]. Die sogenannte **gravimetrische Energiedichte** einer Batterie beschreibt, wie viel Energie pro Masse gespeichert werden kann. Die volumetrische Energiedichte setzt hingegen die gespeicherte Energie ins Verhältnis zum Volumen. Je höher die Energiedichte ist, desto leichter und kleiner ist die Batterie bei gleichem Energieinhalt.

Bild 38 stellt die gravimetrischen Energiedichten der betrachteten Batterietechnologien gegenüber. Die für die unterschiedlichen Batterietechnologien aufgeführten Werte wurden auf Basis mehrerer Datenblätter von verschiedenen alternativen Heimspeichersystemen ermittelt. Darauf aufbauend wurde das **Verhältnis aus der angegebenen nutzbaren Speicherkapazität** (3,5 kWh bis 13,4 kWh) **zu dem Gesamtgewicht des Systems** (54 kg bis 1000 kg) gebildet. Die berechnete Energiedichte bezieht sich, im Gegensatz zu vielen Literaturangaben [3], [28], [29], damit nicht nur auf die einzelnen Batteriezellen, sondern auf das installierte Gesamtsystem. Zu diesem gehören auch das Gehäuse, der Standfuß, der Wechselrichter und weitere erforderliche Systemkomponenten.

Je nach Batterietechnologie liegt die ermittelte durchschnittliche Energiedichte zwischen 22 Wh/kg und 60 Wh/kg. Die höchsten Energiedichten weisen Lithium-Ionen-Systeme mit 51 Wh/kg bis 64 Wh/kg auf. Ein 10-kWh-Speichersystem auf Lithium-Ionen-Basis wiegt damit durchschnittlich etwa 167 kg. Die Energiedichte von Natrium-Nickelchlorid-Systemen ist mit etwa 43 Wh/kg bis 49 Wh/kg in einer ähnlichen Größenordnung. Der gleiche Speicher würde somit etwa 50 kg schwerer sein. Aufgrund der verschiedenen Elektrolyte in den Natrium-Ionen- und Redox-Flow-Speichern variiert die resultierende gravimetrische Energiedichte bei diesen Batterietechnologien

stark. Während der untersuchte Natrium-Ionen-Speicher auf Basis von wässrigen Elektrolyten nur knapp 15 Wh/kg erreicht, liegt die Energiedichte bei dem System mit einem nicht-wässrigen Elektrolyten bei 50 Wh/kg.

Bei den Redox-Flow-Speichern ist die Bandbreite der gravimetrischen Energiedichte mit 32 Wh/kg ähnlich groß. 2 der 3 untersuchten Systeme sind Vanadium-Redox-Flow-Batteriesysteme. Deren Energiedichte ist mit 10 Wh/kg und 16 Wh/kg vergleichsweise gering. Die Energiedichte der Zink-Brom-Batteriesysteme, die einen festen und einen flüssigen Elektrolyten besitzen, liegt mit 42 Wh/kg um den Faktor 3 bis 4 höher. Ein 10-kWh-Redox-Flow-Speicher wiegt demnach je nach Technologie im Schnitt zwischen 238 kg und 1000 kg. Ob das Gewicht oder ob die Größe des Speichers bei der Produktauswahl von Relevanz ist, ist individuell unterschiedlich und hängt von verschiedenen Faktoren ab. Für Endkund:innen kann der Platzbedarf des Batteriespeichers Einfluss auf die Systemdimensionierung haben. Für viele Installateur:innen ist

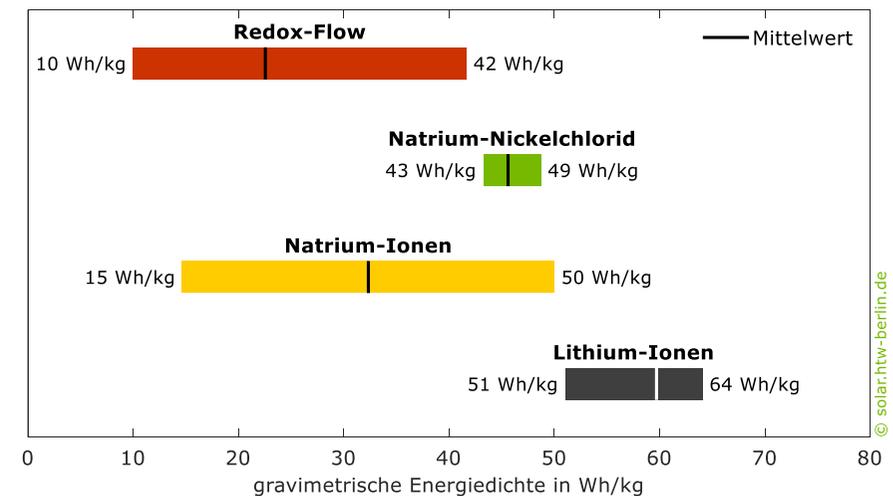


Bild 38 Bandbreite der auf das Gesamtsystem bezogenen Energiedichte mehrerer Speichersysteme mit unterschiedlichen Batterietechnologien (Daten: Datenblattangaben).

hingegen das Gewicht, die Einfachheit und die Zeitdauer, die für die Installation eines Batteriespeichers benötigt wird, entscheidend [52].

Natrium-Ionen- und Natrium-Nickelchlorid-Batterien haben den großen Vorteil, dass die verwendeten Hauptkomponenten weltweit sehr häufig vorkommen [32], [53]. Zudem ist das Rohmaterial Natriumkarbonat günstiger und weniger preisvolatil als Lithiumkarbonat [31]. Der Abbau von Natrium ist zudem nachhaltiger als der von Lithium und es besteht keine Abhängigkeit von einigen wenigen Ländern [30], [53].

Im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Batterien können Natrium-Ionen-Batterien komplett entladen und bei 0 V gelagert werden, ohne dass die Performance irreparabel darunter leidet [29]. Damit können die Batterien im entladenen Zustand frei von gesetzlichen Transportvorschriften transportiert werden [31]. Laut Herstellerangabe können Natrium-Nickelchlorid-Batterien ebenfalls vollständig tiefenentladen und auch in diesem Zustand gelagert werden, ohne Schaden zu nehmen [54].

4.2 Vergleich der Effizienzeigenschaften

In diesem Abschnitt werden die Labormessergebnisse einer Natrium-Ionen- und einer Natrium-Nickelchlorid-Batterie vorgestellt. Zur Übersichtlichkeit werden ausgewählte Eigenschaften, die besonders von dem bekannten Verhalten von Lithium-Ionen-Systemen abweichen, dargestellt. Die beiden Systeme wurden am **Karlsruher Institut für Technologie (KIT)** nach den Vorgaben des **Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme** [4] vermessen. Dabei wurde deutlich, dass zur vollständigen Charakterisierung der Systeme einzelne Messverfahren angepasst und erweitert werden müssen [55]. Sowohl der Natrium-Nickelchlorid-Speicher als auch die Natrium-Ionen-Batterie wurden im Neuzustand in Betrieb genommen. Bei beiden AC-gekoppelten Systemen ist der Batteriespeicher mit einem separaten Batteriewechselrichter verbunden.

Bild 39 zeigt die Wirkungsgradkennlinien des im Natrium-Nickelchlorid-Speichersystem verbauten Wechselrichters für die AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) in Abhängigkeit der umgesetzten Leistung. Da die Batteriespannung die Messergebnisse beeinflusst, werden die Energieumwandlungspfade bei einem mittleren Ladezustand des Batteriespeichers vermessen [4]. Bei der Analyse der **Wirkungsgradkennlinien** fällt zunächst das Wirkungsgradmaximum bei etwa einem Drittel der nominalen Lade- und Entladeleistung auf. Im unteren Leistungsbereich dominieren die Leerlaufverluste, die für die geringe Umwandlungseffizienz des Wechselrichters bei niedriger Auslastung verantwortlich sind. Gibt das Batteriesystem 200 W ab, liegt der Wechselrichterwirkungsgrad mit 85 % knapp 7 Prozentpunkte unter dem maximalen Wirkungsgrad. Im Ladebetrieb ist der Unterschied mit 3,7 Prozentpunkten deutlich geringer. Die ohmschen Verluste im integrierten Transformator sind im oberen Leistungsbereich für die Wirkungsgradabnahme verantwortlich. Der Transformator gleicht den Unterschied zwi-

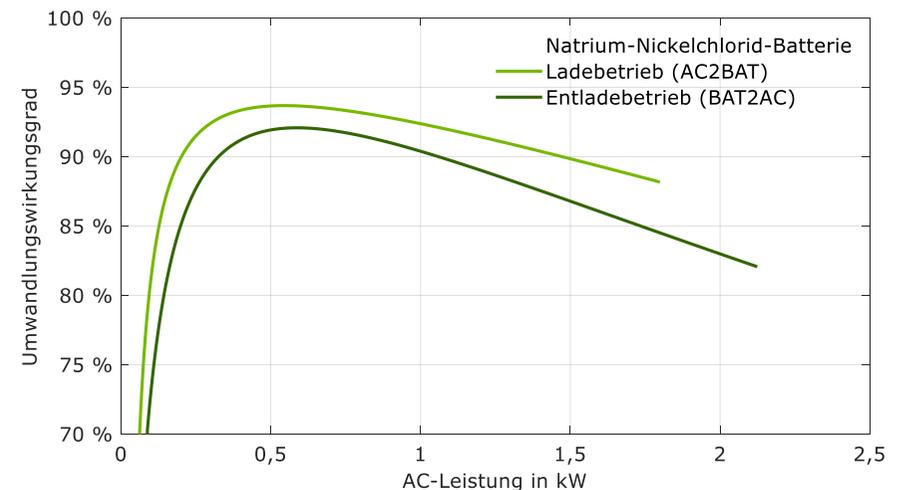


Bild 39 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung und AC-Batterieentladung der analysierten Natrium-Nickelchlorid-Batterie.

schen der Batterie- und der Zwischenkreisspannung des Batteriewechselrichters aus. Lädt das Batteriesystem mit 1,8 kW, beträgt der Umwandlungswirkungsgrad nur noch 88 %. Gibt das Batteriesystem seine nominale Entladeleistung (2,1 kW) ab, sinkt der Wirkungsgrad sogar auf lediglich 82 %.

Neben den Lade- und Entladewirkungsgraden beeinflusst die **maximale Leistungsabgabe** des Batteriespeichers das Betriebsverhalten des PV-Batteriesystems. Bild 40 stellt die Reaktion des Natrium-Ionen-Speichers auf eine konstante elektrische Last bei deaktiviertem PV-Simulator dar. Zur Deckung des Lastbedarfs in Höhe von 2,2 kW entlädt sich der Batteriespeicher. Die maximale Entladeleistung (DC) des analysierten Natrium-Ionen-Speichers beträgt 1,4 kW. Allerdings kann diese Leistung nur kurzfristig bei hohen Ladezuständen abgegeben werden. Der Speicher reduziert mit sinkendem Ladezustand kontinuierlich seine Entladeleistung. Dadurch ist das System erst nach einem Zeitraum von 20 h vollständig entladen. Laut Effizienzleitfaden muss ein Bat-

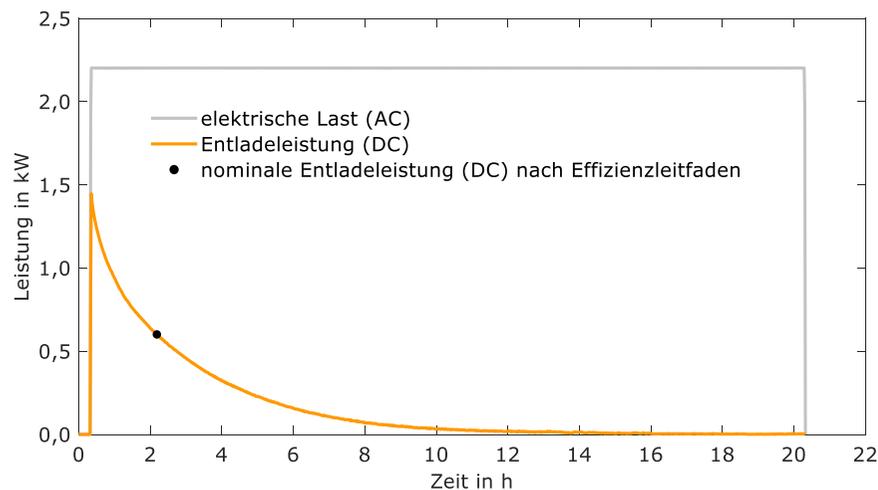


Bild 40 Verlauf der Entladeleistung des Natrium-Ionen-Speichers während eines vollständigen Entladevorgangs bei konstant anliegender elektrischer Last (zeitliche Auflösung der Darstellung: 1 min).

teriesystem in der Lage sein, seine nominale Entladeleistung über einen Zeitraum von mindestens 6 min im mittleren Ladezustandsbereich bereitzustellen [4]. Die für die folgenden Effizienzleitfadennmessungen ermittelte nominale DC-seitige Entladeleistung des Natrium-Ionen-Speichers beträgt daher lediglich 0,66 kW.

Im Rahmen der Batterietests zur Ermittlung der nutzbaren Speicherkapazität und des Batteriewirkungsgrads werden die Batteriesysteme auf dem Prüfstand mehrfach vollständig ent- und geladen. Dabei durchlaufen die Batteriespeicher hintereinander bei 3 unterschiedlichen Leistungsniveaus (100 %, 50 % und 25 % der nominalen Lade- und Entladeleistung) jeweils 3 sogenannte Vollzyklen.

Bild 41 stellt den Verlauf des letzten Vollzyklus bei **nominaler Lade- und Entladeleistung der analysierten Batterietechnologien** gegenüber. Die Rahmenbedingungen der Vollzyklentests lassen sich einer Veröffentlichung des KIT entnehmen [55]. Während sich der Natrium-Ionen-Speicher zunächst mit den zuvor bestimmten und vorgegebenen 0,66 kW entlädt, ist die nominale DC-Ladeleistung mit 1,3 kW etwa doppelt so hoch. In beiden Fällen reduziert sich jedoch die Leistung nach einem gewissen Zeitraum. Sobald das System seine maximale Batteriespannung von 58 V erreicht hat, sinkt der Ladestrom und damit bei konstanter Spannung die Ladeleistung. Nach etwa 2 h fällt sie auf knapp 500 W. Zu diesem Zeitpunkt hat das System allerdings erst 43 % der gesamten Energie aufgenommen. Der Natrium-Ionen-Speicher benötigt daher insgesamt 20 h, um vollständig geladen zu werden. Ausgehend vom vollgeladenen Zustand ist der Entladevorgang erst nach 17 h abgeschlossen. In den letzten Stunden des Lade- und Entladevorgangs ist die Energieaufnahme und -abgabe vergleichsweise gering.

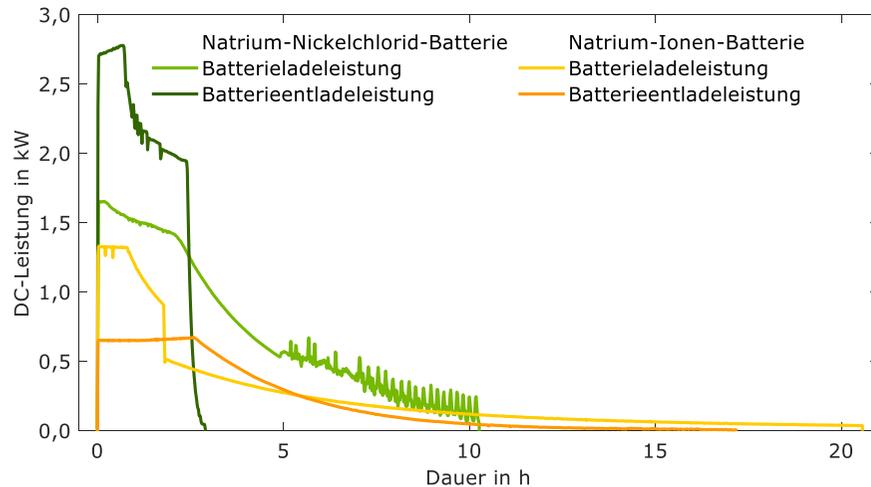


Bild 41 Verlauf der Lade- und Entladeleistung des Natrium-Nickelchlorid- und Natrium-Ionen-Systems beim Test mit nominaler Leistung (Darstellung der Messwerte des 3. Zyklus, zeitliche Auflösung der Darstellung: 1 min).

Die nominale DC-Ladeleistung des Natrium-Nickelchlorid-Speichers liegt mit 1,7 kW deutlich höher. Im Entladebetrieb beträgt dessen nominale Leistung sogar 2,7 kW. Allerdings ist auch bei dieser Batterie eine **Abnahme der Leistung während des Betriebs** zu beobachten. Während des Ladevorgangs fällt die Batterietemperatur annähernd linear ab und erreicht nach ca. 5 h die Solltemperatur von 265 °C. Um diese halten zu können, heizt das System eigenständig nach. Dadurch schwankt die Ladeleistung ab diesem Zeitpunkt stark. Nach knapp 10 h erreicht das System den vollgeladenen Zustand. Aufgrund der höheren Entladeleistung, die dauerhaft über 1,8 kW liegt, entlädt sich das System hingegen innerhalb von 3 h. Bei den meisten Lithium-Ionen-Systemen ist die nominale Lade- und Entladeleistung hingegen annähernd identisch. Für Lithium-Ionen-Systeme ist zudem typisch, dass sie in der Regel ihre maximale Leistung fast während des gesamten Lade- und Entladevorgangs bereitstellen können.

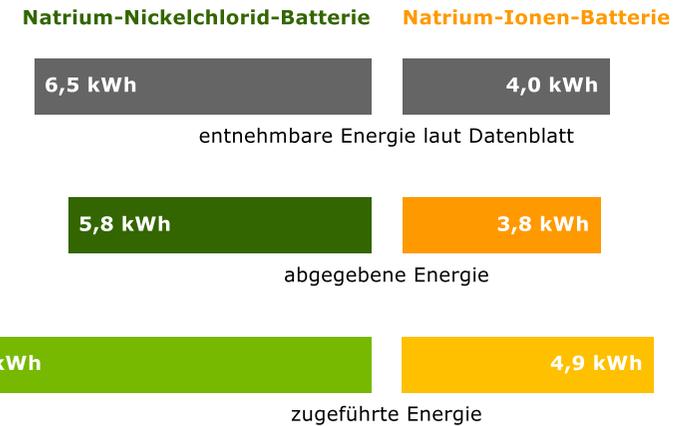


Bild 42 Vergleich der auf dem Datenblatt angegebenen und im Labortest ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten sowie zugeführten Energiemengen der alternativen Batteriesysteme (Daten: Herstellerangaben und Labormesswerte).

Bild 42 stellt die von den Herstellern angegebenen **nutzbaren Speicherkapazitäten** der untersuchten Natrium-Nickelchlorid- und Natrium-Ionen-Batterie dar. Sie entspricht der während des Entladevorgangs abgegebenen DC-Energiemenge. Für die Bestimmung dieser Kenngröße im Labor wurden die oben beschriebenen Zyklentests bei unterschiedlichen Leistungsniveaus durchlaufen. Die nutzbare Speicherkapazität ermittelt sich letztlich aus dem Mittelwert der DC-seitig abgegebenen Energie des 2. und 3. Vollzyklus [4]. Laut Datenblatt hat die Natrium-Nickelchlorid-Batterie eine nutzbare Speicherkapazität von 6,5 kWh. Im Labortest wurden allerdings durchschnittlich nur 5,8 kWh von der Batterie abgegeben, sodass die Labormesswerte knapp 11 % unter den Datenblattangaben liegen. Bei der Natrium-Ionen-Batterie ist der Unterschied mit 5 % geringer. Anstatt der aufgeführten 4 kWh hat die Natrium-Ionen-Batterie im Labor nur 3,8 kWh DC-seitig bereitgestellt. Darüber hinaus zeigt die Grafik die DC-Energiemenge, die die Batterien zur vollständigen Ladung auf-

nehmen. Während die Natrium-Nickelchlorid-Batterie 8,3 kWh benötigt, sind es bei der Natrium-Ionen-Batterie lediglich 4,9 kWh.

Der Batteriewirkungsgrad ist als Verhältnis der DC-seitig abgegebenen zur DC-seitig zugeführten Energiemenge definiert [4]. Bild 43 veranschaulicht die im Labor ermittelten **Batteriewirkungsgrade** des Natrium-Nickelchlorid- und Natrium-Ionen-Speichers. Im Vergleich zu einer Lithium-Ionen-Batterie sind die Umwandlungsverluste in den alternativen Batteriespeichern deutlich größer. Während der Speicherung gehen in der Natrium-Ionen-Batterie im Mittel 21 % verloren. Beim Natrium-Nickelchlorid-Batteriespeicher wird zusätzlich Energie für die integrierte Heizung und zur Einhaltung des zulässigen Batterietemperaturbereichs benötigt. Dadurch betragen die Verluste sogar 29 %, sodass ein mittlerer Batteriewirkungsgrad von 71 % resultiert. Dagegen liegt der Wirkungsgrad des untersuchten Lithium-Ionen-Batteriespeichers mit 96 % um 25 Prozentpunkte höher. Der mittlere Batteriewirkungsgrad der in

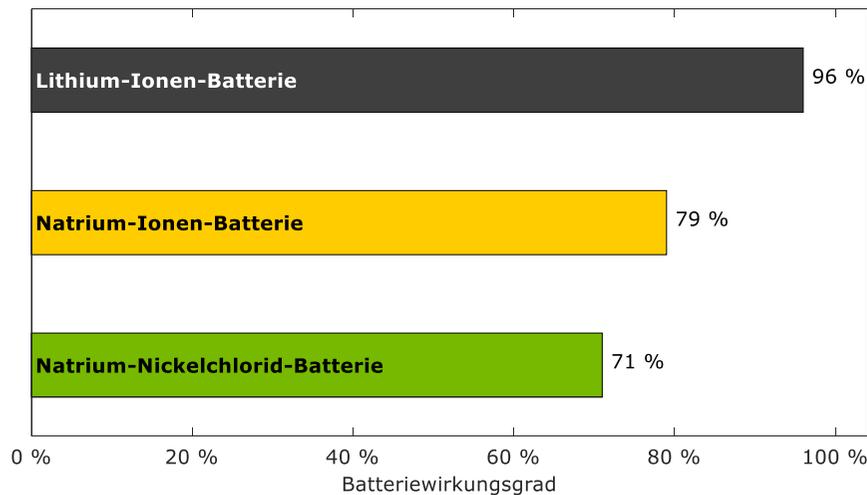


Bild 43 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten alternativen Speichersysteme im Vergleich zu einem Lithium-Ionen-Speichersystem der ersten Produktgeneration.

Kapitel 2.3 bewerteten Lithium-Ionen-Batteriespeicher beträgt ebenfalls 96 %.

Die **Leistungsaufnahme im Bereitschaftsbetrieb** führt zu weiteren Verlusten der Speichersysteme. Bild 44 stellt die Leistungsaufnahme und die Batterietemperatur des untersuchten Natrium-Nickelchlorid-Speichers bei entladener Batterie dar. Unmittelbar nach der vollständigen Entladung der Batterie geht das System in den Stand-by-Betrieb über. Die Betriebstemperatur liegt zu Beginn bei 285 °C, nimmt allerdings aufgrund von Wärmeverlusten an die Umgebung kontinuierlich ab. Nachdem die Batterietemperatur nach etwa 150 min auf die vorgegebene Minimaltemperatur von 265 °C gesunken ist, beginnt die Nachheizphase. Das integrierte Heizsystem sorgt dafür, dass im weiteren Verlauf die Batterietemperatur nicht unter diesen Schwellenwert sinkt. Während der Nachheizphase nimmt das Natrium-Nickelchlorid-System im Mittel AC-seitig 130 W auf. Je nach Betriebsmodus der integrierten Heizung schwankt

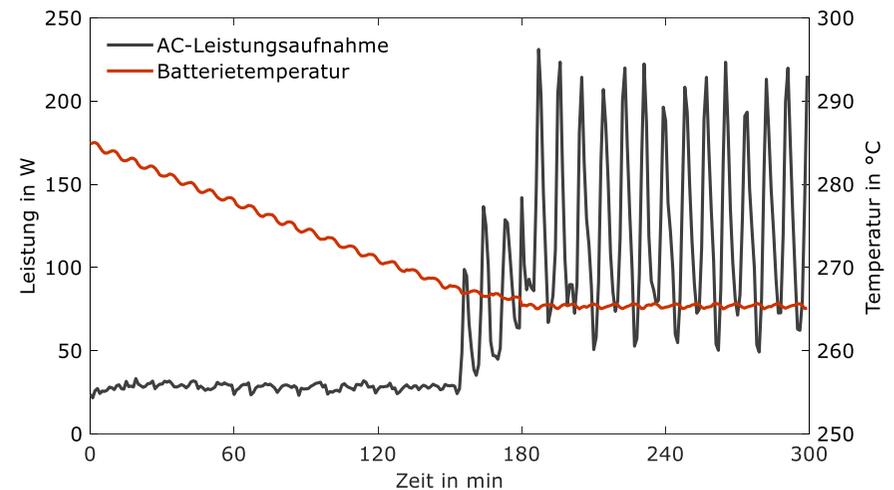


Bild 44 Leistungsaufnahme und Batterietemperatur des Natrium-Nickelchlorid-Speichers im Stand-by-Betrieb nach vollständiger Entladung des Systems (zeitliche Auflösung der Darstellung: 1 min).

die Leistungsaufnahme aus dem Netz zwischen 51 W und 231 W. Vor Beginn der Nachheizphase betrug die AC-Leistungsaufnahme zur Versorgung des Wechselrichters, des AC-Leistungssensors und der Steuerungselektronik bei entladenem Batteriespeicher 27 W. DC-seitig liegt keine Leistungsaufnahme vor. Im Gegensatz dazu beträgt der summierte AC- und DC-Leistungsbezug des Natrium-Ionen-Batteriespeichers im entladenen Zustand lediglich 22 W.

4.3 Vergleich von Betriebsdaten

Ergänzend zu den Effizienztests wurden die Systeme am KIT über mehrere Tage hinweg im Rahmen eines sogenannten Anwendungstests identischen Belastungsprofilen ausgesetzt. Dadurch wurde das reale Betriebsverhalten der Batteriesysteme über 6 Tage im Labor messtechnisch erfasst. Ziel solcher Anwendungstests ist es, in einem überschaubaren Messzeitraum belastbare Ergebnisse zum **jahresmittleren Betriebsverhalten der PV-Speichersysteme** zu erhalten [17], [56]. Gleichzeitig lassen sich dadurch weitere Besonderheiten der Systeme im realen Betrieb identifizieren, die bei den Effizienzleitfadentests nicht auftreten. Die Verwendung repräsentativer Belastungsprofile ist dabei eine entscheidende Voraussetzung. Datengrundlage sind die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Datensätze der PV-Leistungsabgabe und der elektrischen Last (1. Referenzfall). Zwischen Juli und Dezember wurde für jeden Monat zufällig ein Tagesprofil ausgewählt. Diese wurden im Anschluss zu dem sechstägigen Testprofil verkettet [57].

Bild 45 vergleicht die Differenzleistung (PV-Leistung abzüglich Last) des sechstägigen Belastungsprofils mit der resultierenden AC-Leistung der 3 unterschiedlichen Batteriesysteme. Wie zu erkennen ist, startet die Testprozedur an einem nahezu unbewölkten Sommertag. Darauf folgen 3 wechselnd bewölkte Spätsommer- und Herbsttage. Die letzten beiden Tage des **Anwendungstests** repräsentieren überwiegend bedeckte Wintertage. Bei allen Batte-

riesystemen erfolgt die Batterieladung im Tagesverlauf frühzeitig, sobald die Differenzleistung positive Werte annimmt und überschüssige PV-Leistung anfällt. Aufgrund der begrenzten verfügbaren Speicherkapazität lässt sich jedoch nur ein Teil der täglichen PV-Energieüberschüsse zwischenspeichern. Zudem beschränkt die Höhe der Ladeleistung die Geschwindigkeit der Batterieladung. Das Lithium-Ionen-System kann Leistungen bis 3 kW aufnehmen und ist an den sonnigen Tagen bereits nach wenigen Stunden vollständig geladen. Die alternativen Batteriesysteme drosseln hingegen mit zunehmendem Energieinhalt die Ladeleistung. Beide Systeme nehmen daher zwischen Sonnenaufgang und -untergang kontinuierlich Energie auf. Nimmt die Differenzleistung negative Werte an, beginnt die Entladung des Batteriespeichers. Im Laufe der Nachtstunden werden an allen Tagen das Lithium- sowie das Natrium-Ionen-System vollständig entladen. Die Natrium-Nickelchlorid-Batterie erreicht hingegen aufgrund der größeren Speicherkapazität in der 1. und

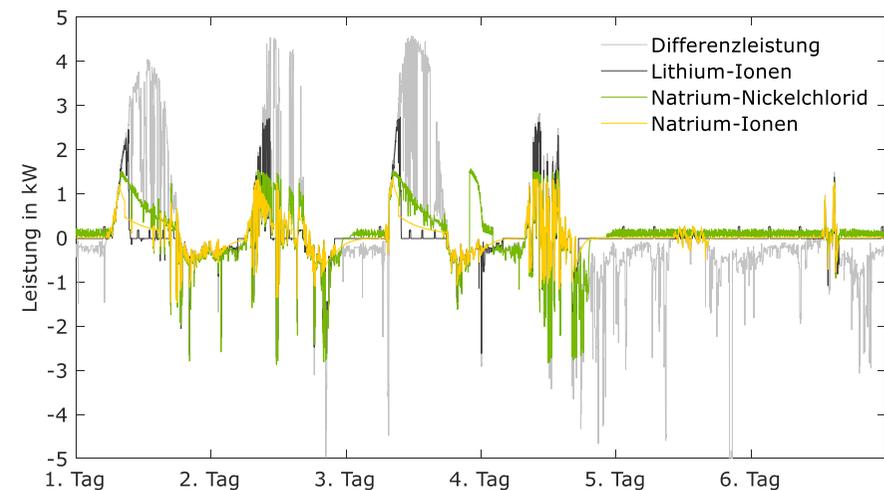


Bild 45 Zeitlicher Verlauf der Differenzleistung (PV-Leistung abzüglich der elektrischen Last) sowie der gemessenen AC-Leistung der 3 Speichersysteme (zeitliche Auflösung der Darstellung: 1 min).

3. Nacht nicht ihren minimalen Ladezustand. Zudem ist bei diesem System auffällig, dass es in der 3. Nacht mit bis zu 1,5 kW lädt. Dadurch nimmt das Natrium-Nickelchlorid-System insgesamt 3,5 kWh aus dem Netz auf. Diese einmal wöchentlich auftretenden Ladevorgänge dienen zur vollständigen Batterieladung und zur Kalibrierung der Algorithmen zur Ladezustandsbestimmung.

Um einen genaueren Eindruck von den Unterschieden zwischen den Systemen zu bekommen, sind in Bild 46 die Leistungsflüsse beispielhaft für den **Herbsttag** (Tag 4) des Anwendungstests dargestellt. Wie die Abbildung zeigt, geben das Natrium- und Lithium-Ionen-System ab 4:00 Uhr keine Leistung mehr ab. Im Anschluss sind sie, bis die PV-Leistung an dem betrachteten Tag die Last übersteigt, etwa 4 h im Stand-by-Modus. Der größere Natrium-Nickelchlorid-Speicher wechselt vom Entlade- direkt in den Ladebetrieb. Mit zunehmenden PV-Überschüssen steigt auch die Ladeleistung der Speichersysteme an. Während das Lithium-Ionen-System die zur Verfügung stehende Differenzleistung

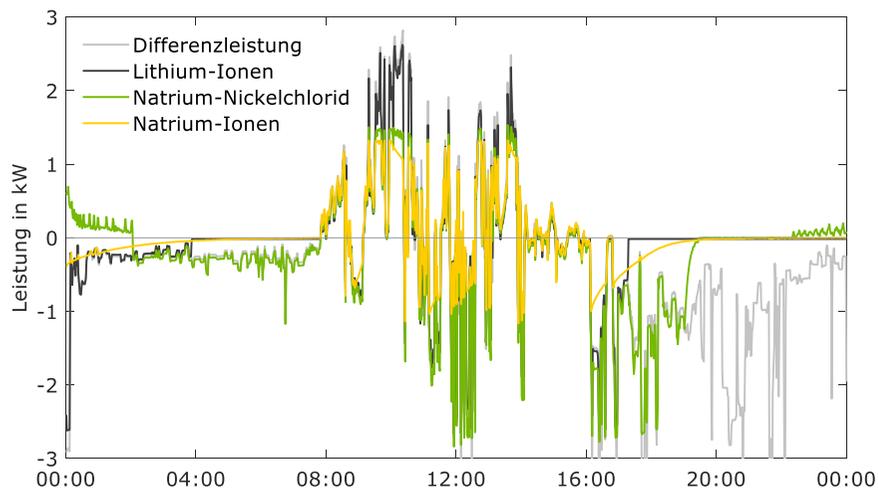


Bild 46 Zeitlicher Verlauf der Differenzleistung sowie der gemessenen AC-Leistung der 3 Speichersysteme am 4. Tag des Anwendungstests (zeitliche Auflösung der Darstellung: 1 min).

vollständig aufnehmen kann, begrenzt die Ladeleistung der alternativen Systeme die geladene Energiemenge. Im Gegensatz zu den anderen beiden Speichersystemen kann das Natrium-Ionen-System Lastspitzen über 1,2 kW generell nicht vollständig decken. Zudem lässt sich erkennen, wie bereits in Bild 40 dargestellt, dass die maximale Entladeleistung mit abnehmenden Ladezustand deutlich sinkt. Ab 16:30 Uhr kann das System nur noch maximal 650 W bereitstellen. Im weiteren Verlauf entlädt sich der Natrium-Ionen-Speicher noch für zusätzliche 3 h mit stark abfallender Leistung.

Der Natrium-Nickelchlorid-Speicher erreicht den entladenen Zustand ebenfalls gegen 19:30 Uhr. Die Batterietemperatur liegt aufgrund der vorherigen Entladephase zu diesem Zeitpunkt noch bei 288 °C, sinkt aber kontinuierlich. Ab 22:20 Uhr sorgt die im Natrium-Nickelchlorid-Speicher integrierte Heizung dafür, dass die minimal zulässige Betriebstemperatur von 265 °C nicht unterschritten wird. Der dafür benötigte Leistungsbezug aus dem Netz schwankt zwischen 27 W und 260 W. Dieser Systemzustand wird solange aufrechterhalten, bis wieder PV-Überschüsse anfallen.

Über die vorgestellten Analysen hinaus wurden die Messdaten des Anwendungstests dafür genutzt, um auf Basis der resultierenden Energiesummen die Verluste in den Batteriespeichern und Wechselrichtern zu ermitteln. Im Folgenden werden die Auswirkungen dieser Verluste auf den **vermiedenen Netzbezug der einzelnen Speichersysteme** verglichen.

Die AC-seitige Energieaufnahme der Speichersysteme variiert je nach System. Die Lithium-Ionen-Batterie hat während des sechstägigen Messzeitraums 20,7 kWh aufgenommen. Die Natrium-Ionen-Batterie liegt mit 20,8 kWh in einem ähnlichen Bereich. Im Vergleich dazu ist die AC-Energieaufnahme des Natrium-Nickelchlorid-Speichers mit 40,5 kWh fast doppelt so hoch. Ein Grund für den höheren Energiedurchsatz ist die höhere Speicherkapazität des Natrium-Nickelchlorid-Speichers. Um dennoch das Potenzial der Speicher-

systeme zur Reduktion des Netzbezugs vergleichen zu können, werden die einzelnen Verluste nachfolgend auf die AC-seitige Energieaufnahme der Speichersysteme bezogen.

Bild 47 stellt den ermittelten **prozentualen Anteil der Verluste an der AC-Energieaufnahme** des Natrium-Nickelchlorid-Speichersystems innerhalb des sechstägigen Anwendungstests dar. Lediglich 72 % der Energie, die das Natrium-Nickelchlorid-System AC-seitig aufnahm, kamen von der PV-Anlage. Folglich bezog dieses System fast ein Drittel der geladenen Energie aus dem Stromnetz. Hierfür ist vor allem der hohe Stand-by-Verbrauch im entladenen Zustand zur Aufrechterhaltung der minimal zulässigen Betriebstemperatur des Systems verantwortlich. Wie Bild 47 zu entnehmen ist, fallen ausgehend von der AC-Energieaufnahme zunächst Verluste im Batteriewechselrichter und im Batteriespeicher an. Da das Natrium-Nickelchlorid-Speichersystem knapp 23 kWh mehr aufnimmt, als es AC-seitig abgibt, fallen die Wechselrichter-

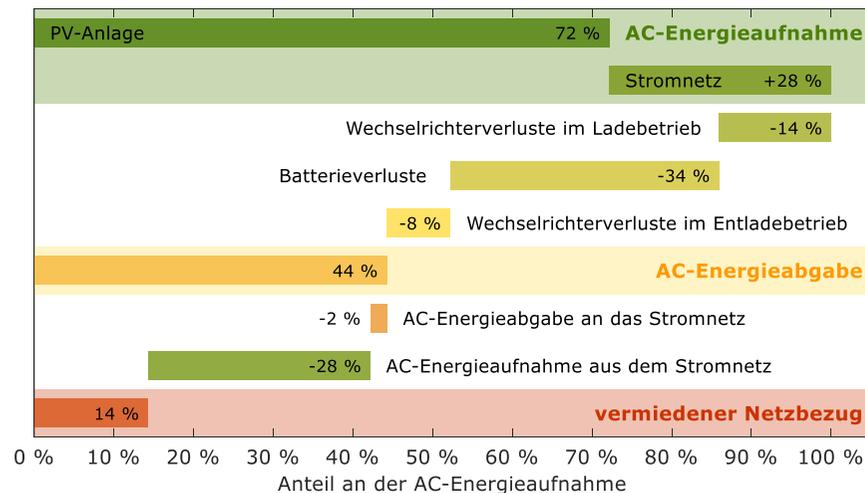


Bild 47 Prozentualer Anteil der Verluste und des resultierenden vermiedenen Netzbezugs an der AC-Energieaufnahme des Natrium-Nickelchlorid-Speichersystems innerhalb der Anwendungstestwoche.

luste im Ladebetrieb stärker ins Gewicht. Eine weitere Ursache liegt in den hohen Energiedurchsätzen bei geringer Auslastung der Wechselrichter während der Nachheizphase, die entsprechend hohe Umwandlungsverluste im Wechselrichter verursachen. Mit 34 % sind die Batterieverluste aufgrund der Umwandlungsverluste und der Batterieheizung sehr hoch.

Bezogen auf die AC-Energieaufnahme werden aufgrund der internen Verluste lediglich etwa 44 % der Energie AC-seitig wieder abgegeben. Allerdings trägt nicht die gesamte AC-Energieabgabe dazu bei, dass weniger Energie aus dem Netz bezogen wird. Zum einen gibt das Speichersystem aufgrund seiner langen Einschwingzeit von 23 s im Entladebetrieb Leistung an das Stromnetz ab. Zum anderen verringert die AC-Energieaufnahme des Speichersystems aus dem Netz den tatsächlich vermiedenen Netzbezug. Letztlich tragen während des gesamten Testzeitraums lediglich 14 % der geladenen Energiemenge dazu bei, den Energiebezug aus dem Stromnetz zu reduzieren. Energetisch betrachtet entspricht das 5,8 kWh der geladenen 40,5 kWh.

Bild 48 vergleicht den Anteil des **vermiedenen Netzbezugs** an der jeweiligen AC-Energieaufnahme während des sechstägigen Anwendungstests **für die 3 untersuchten Batteriespeichersysteme**. Im Gegensatz zur Natrium-Nickelchlorid-Batterie ist der Anteil bei der Natrium-Ionen-Batterie mit knapp 40 % fast dreimal so hoch. In der Summe sind die Verluste im Wechselrichter (22 %) und im Batteriespeicher (24 %) bei diesem System annähernd identisch. Im Vergleich zu dem zuvor betrachteten Natrium-Nickelchlorid-System nimmt das Natrium-Ionen-System mit 11 % deutlich weniger Energie aus dem Netz auf. Knapp 60 % der aufgenommenen Energiemenge kann das Lithium-Ionen-System dazu nutzen, den Netzbezug des Haushalts zu reduzieren. Ein Grund hierfür: Der Batteriewirkungsgrad des Lithium-Ionen-Systems ist im Vergleich zur Natrium-Nickelchlorid-Batterie um 25 Prozentpunkte höher, wie Bild 43 zeigt. Darüber hinaus ist die AC-Energieaufnahme aus dem Stromnetz

mit einem Anteil von 8 % beim Lithium-Ionen-System am geringsten. Mit einem AC-Systemnutzungsgrad (Verhältnis der AC-Energieabgabe des Batteriesystems zur AC-Energieaufnahme) von 71 % gehört es allerdings unter den Lithium-Ionen-Systemen nicht zu den hocheffizienten Systemen [1]. Letztere können einen Anteil des vermiedenen Netzbezugs an der AC-Energieaufnahme von deutlich mehr als 70 % erreichen.

Es bleibt festzuhalten: Je höher die Gesamtsystemeffizienz eines Speichersystems ist, umso stärker trägt es dazu bei, den Netzbezug eines Haushalts zu verringern. Dies wirkt sich direkt auf die Strombezugskosten aus.

Wie die dargestellten Messergebnisse verdeutlichen, sind die untersuchten Natrium-Nickelchlorid- und Natrium-Ionen-Batteriesysteme im Vergleich zu Lithium-Ionen-Systemen von deutlich höheren **Effizienzverluste** geprägt. Vor allem die hohe AC-Energieaufnahme aus dem Netz, hohe Batteriespeicherverluste und niedrige Lade- und Entladeleistungen beeinträchtigen die Perfor-

mance der alternativen Batteriesysteme. Darüber hinaus ist die Energiedichte der genannten Batterietechnologien im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien häufig deutlich geringer.

Bei der Analyse sollte allerdings auch berücksichtigt werden, dass die Lithium-Ionen-Technologie bereits seit mehreren Jahrzehnten intensiv erforscht, optimiert und auf dem Markt etabliert wurde. Natrium-Ionen-Zellen rückten erst in den vergangenen 10 Jahren vermehrt in den Fokus der Forschung und Industrie und befinden sich daher noch in einer **frühen Entwicklungsphase**. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit und der geringen Kosten des Rohmaterials bleiben Natrium-Ionen-Batterien im Fokus von Forschungsaktivitäten. Weitere Verbesserungen hinsichtlich der verwendeten Materialien, der erreichbaren Energiedichten, der Leistungsfähigkeit sowie der Langlebigkeit sind zu erwarten [26], [31]. Darüber hinaus lassen sich deutliche Effizienzsteigerungen erzielen, wenn die Batterien mit effizienteren Niedervolt-Batterieumrichter kombiniert werden.

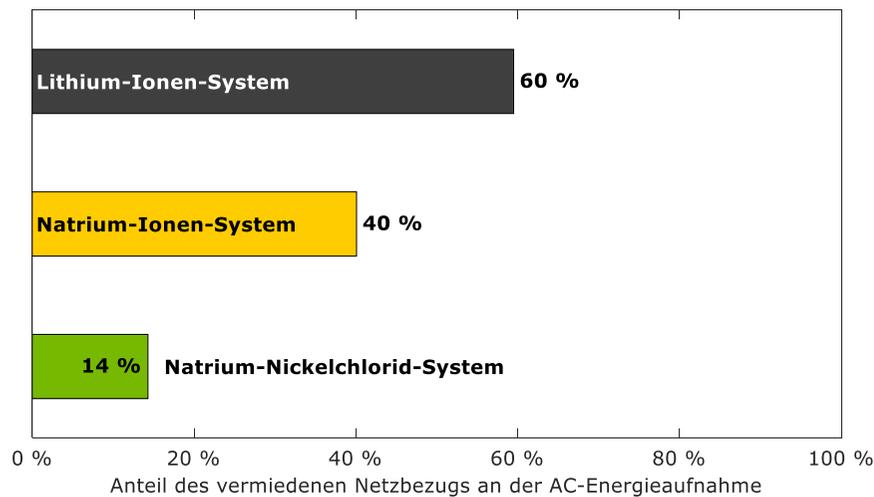


Bild 48 Prozentualer Anteil des vermiedenen Netzbezugs an der AC-Energieaufnahme der untersuchten alternativen Speichersysteme und eines Lithium-Ionen-Systems der ersten Produktgeneration innerhalb der Anwendungstestwoche.

Literaturverzeichnis

- [1] N. Orth, J. Weniger, L. Meissner, I. Lawaczeck, V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2022“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2022.
- [2] D. Römer, J. Steinbrecher, „KfW-Energiewendebarmeter 2022“, KfW Research, Frankfurt am Main, Studie, Sep. 2022.
- [3] J. Figgner *u. a.*, „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2022)“, 2022.
- [4] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V., BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0“, Berlin, Apr. 2019.
- [5] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczeck, L. Meissner, V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2021“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2021.
- [6] F. Büchle *u. a.*, „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [7] T. Gewalt, „Beschleunigte Alterungscharakterisierung von Lithium-Ionen-Zellen in der Fahrzeuganwendung“, Dissertation, Technische Universität München, Berlin, 2021.
- [8] K.-P. Kairies *u. a.*, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher (WMEP PV-Speicher)“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA) RWTH Aachen, Aachen, Schlussbericht, 2017.
- [9] ITP Renewables, „Lithium Ion Battery Testing - Public Report 12 (Final Report)“, ITP Renewables, Canberra, Australien, 12, März 2022.
- [10] C. Bucher, *Photovoltaikanlagen: Planung, Installation, Betrieb*, 1. Auflage. Zürich: faktor, 2021.
- [11] N. Munzke *u. a.*, „Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher“, Abschlussbericht, Dez. 2019.
- [12] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, J. Barry, „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [13] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.
- [14] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2020“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2020.
- [15] F. Kever, „Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen“, *pv magazine*, Nr. 2/2013, S. 109–112, 2013.
- [16] S. S. Kulkarni, F. Büchle, N. Munzke, W. Heckmann, N. Giesen, C. Messner, „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme - Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern“, Juli 2022.
- [17] J. Weniger, „Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten Photovoltaik-Batteriesystemen in Wohngebäuden“, Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019.
- [18] C. Messner, J. Kathan, J. Mayr, „Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte“, in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.

- [19] A. Jossen, W. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 2. überarbeitete Auflage, Unverändert zur 2. Auflage vom Februar 2019. Göttingen: MatrixMedia Verlag, 2021.
- [20] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, M. Hiller, „Evaluation of the efficiency and resulting electrical and economic losses of photovoltaic home storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 33, S. 101724, Jan. 2021.
- [21] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig, „Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [22] J. Weniger, N. Orth, „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.2)“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/permod/>.
- [23] D. Peper, S. Längle, M. Muhr, T. Reuther, C. Kost, „Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Aug. 2022.
- [24] „BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2022. Haushalte und Industrie“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, Dez. 2022.
- [25] R. B. Kaunda, „Potential environmental impacts of lithium mining“, *Journal of Energy & Natural Resources Law*, S. 9.
- [26] J. F. Peters, A. P. Cruz, M. Weil, „Exploring the Economic Potential of Sodium-Ion Batteries“, *mdpi journal batteries*, S. 15, Jan. 2019.
- [27] A. B. Gallo, J. R. Simões-Moreira, H. K. M. Costa, M. M. Santos, E. Moutinhos Santos, „Energy storage in the energy transition context: A technology review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 65, S. 800–822, Nov. 2016.
- [28] J. Deng, W.-B. Luo, S.-L. Chou, H.-K. Liu, S.-X. Dou, „Sodium-Ion Batteries: From Academic Research to Practical Commercialization“, *Adv. Energy Mater.*, Bd. 8, Nr. 4, S. 1701428, Feb. 2018.
- [29] N. Tapia-Ruiz *u. a.*, „2021 roadmap for sodium-ion batteries“, *J. Phys. Energy*, Bd. 3, Nr. 3, S. 031503, Juli 2021.
- [30] D. Kundu, E. Talaie, V. Duffort, L. F. Nazar, „Natriumionenbatterien für die elektrochemische Energiespeicherung“, *Angew. Chem.*, Bd. 127, Nr. 11, S. 3495–3513, März 2015.
- [31] J.-M. Tarascon, „Na-ion versus Li-ion Batteries: Complementarity Rather than Competitiveness“, *Joule*, Bd. 4, Nr. 8, S. 1616–1620, Aug. 2020.
- [32] P. K. Nayak, L. Yang, W. Brehm, P. Adelhelm, „From lithium-ion to sodium-ion batteries: A materials perspective“, *Angewandte Chemie*, S. 31, 2017.
- [33] V. Palomares, P. Serras, I. Villaluenga, K. B. Hueso, J. Carretero-González, T. Rojo, „Na-ion batteries, recent advances and present challenges to become low cost energy storage systems“, *Energy Environ. Sci.*, 2011.
- [34] M. H. Meyer, „Elektrische Energie speichern mit Kochsalz“, *Bulletin*, Nr. 02/2022, S. 86–89, Feb-2022.
- [35] U. Koehler, „General Overview of Non-Lithium Battery Systems and their Safety Issues“, in *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*, Elsevier, 2019, S. 21–46.
- [36] D. Landmann, E. Svaluto-Ferro, M. V. F. Heinz, P. Schmutz, C. Battaglia, „Elucidating the Rate-Limiting Processes in High-Temperature Sodium-Metal Chloride Batteries“, *Advanced Science*, Bd. 9, Nr. 17, S. 2201019, Juni 2022.
- [37] N. Shamim, E. C. Thomsen, „Evaluating ZEBRA Battery Module under the Peak-Shaving Duty Cycles“, *Materials 2021*, 2021.

- [38] J. Sudworth, „The sodium/nickel chloride (ZEBRA) battery“, *Journal of Power Sources*, Bd. 100, Nr. 1–2, S. 149–163, Nov. 2001.
- [39] J. L. Sudworth, „Zebra batteries“, *Journal of Power Sources*, Nr. 51, S. 105–114, 1994.
- [40] O. Veneri, C. Capasso, S. Patalano, „Experimental study on the performance of a ZEBRA battery based propulsion system for urban commercial vehicles“, *Applied Energy*, 2016.
- [41] A. Z. Weber, M. M. Mench, J. P. Meyers, P. N. Ross, J. T. Gostick, Q. Liu, „Redox flow batteries: a review“, *Journal of Applied Electrochemicals*, Bd. 41, S. 1137–1164, Sep. 2011.
- [42] J. Asenjo-Pascual, I. Salmeron-Sanchez, J. R. Avilés-Moreno, P. Mauleón, P. Mazur, P. Ocón, „Understanding Aqueous Organic Redox Flow Batteries: A Guided Experimental Tour from Components Characterization to Final Assembly“, *Batteries*, Bd. 8, Nr. 10, S. 193, Okt. 2022.
- [43] E. Sánchez-Díez u. a., „Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage“, *Journal of Power Sources*, Bd. 481, S. 228804, Jan. 2021.
- [44] Y. Yao, J. Lei, Y. Shi, F. Ai, Y.-C. Lu, „Assessment methods and performance metrics for redox flow batteries“, *Nat Energy*, Bd. 6, Nr. 6, S. 582–588, Feb. 2021.
- [45] S. Ma u. a., „Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review“, *Progress in Natural Science: Materials International*, Bd. 28, Nr. 6, S. 653–666, Dez. 2018.
- [46] M. Petzl, M. A. Danzer, „Nondestructive detection, characterization, and quantification of lithium plating in commercial lithium-ion batteries“, *Journal of Power Sources*, Bd. 254, S. 80–87, Mai 2014.
- [47] M. Petzl, M. Kasper, M. A. Danzer, „Lithium plating in a commercial lithium-ion battery – A low-temperature aging study“, *Journal of Power Sources*, Bd. 275, S. 799–807, Feb. 2015.
- [48] T. Waldmann, M. Wilka, M. Kasper, M. Fleischhammer, M. Wohlfahrt-Mehrens, „Temperature dependent ageing mechanisms in Lithium-ion batteries – A Post-Mortem study“, *Journal of Power Sources*, Bd. 262, S. 129–135, Sep. 2014.
- [49] Fraunhofer-Institut für chemische Technologie ICT, „Redox-Flow-Batterie“, Fraunhofer ICT, Pfinztal.
- [50] Y. Yan, Y. Li, M. Skyllas-Kazacos, J. Bao, „Modelling and simulation of thermal behaviour of vanadium redox flow battery“, *Journal of Power Sources*, Bd. 322, S. 116–128, Aug. 2016.
- [51] N. Kausar, A. Mousa, M. Skyllas-Kazacos, „The Effect of Additives on the High-Temperature Stability of the Vanadium Redox Flow Battery Positive Electrolytes“, *ChemElectroChem*, Bd. 3, Nr. 2, S. 276–282, Feb. 2016.
- [52] C. Lichner, „Erfahrung mit 27.500 Systemen“, *pv magazine*, S. 38–41, Juni-2021.
- [53] N. Tapia-Ruiz, „2021 roadmap for sodium-ion batteries“, *Journal of Physics: Energy*, Bd. 3, 2021.
- [54] FZSoNick, „Technical Overview: Sodium Metal Chloride Battery System“, Aug-2021.
- [55] R. Schreier, N. Munzke, M. Hiller, „Performancemessungen an alternativen PV-Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2023*, Bad Staffelstein, 2023.
- [56] F. Niedermeyer, „Performance assessment of residential PV battery systems: development and application of test procedures and key performance indicators“, Universität Kassel, Kassel, 2021.
- [57] N. Orth u. a., „Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.

Anhang

A.1 Ergänzende Informationen zur Stromspeicher-Inspektion 2023

Tabelle 4 Zeitpunkt der Teilnahme verschiedener Hersteller an der Stromspeicher-Inspektion und Anzahl der getesteten Systemkonfigurationen. In jeder Ausgabe der Studie beteiligten sich ein oder mehrere Hersteller anonym.

Hersteller	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Anzahl
BYD	●	●	●	●	●	●	28
E3/DC				●			2
Energy Depot			●	●	●	●	3
Fenecon			●		●		2
FRONIUS			●	●	●	●	3
GoodWe			●	●	●	●	3
GROWATT				●			1
IBC Solar			●	●			1
KACO			●	●	●	●	6
KOSTAL	●	●	●	●	●	●	17
LG Chem		●	●				2
RCT Power	●	●	●	●	●	●	6
Siemens		●	●				1
SMA	●	●	●				8
sonnen	●	●		●	●		2
VARTA			●	●	●	●	3
VIESSMANN				●	●	●	1
Anonym	●	●	●	●	●	●	17

Tabelle 5 Produktbezeichnungen der in der Stromspeicher-Inspektion 2023 untersuchten PV-Speichersysteme, für die die Hersteller eine Freigabe zur namentlichen Erwähnung erteilten.

System	Produktbezeichnung
A1	VARTA pulse neo 6
B1	KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (AC) und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
B2	KOSTAL PLENTICORE BI 10/26 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
B3	KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (DC) und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
B4	KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
B5	KOSTAL PLENTICORE plus 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
C1	FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
C2	FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2
D1	GoodWe GW5000-EH und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
D2	GoodWe GW10K-ET und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
E1	KACO blueplanet 10.0 TL3 und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2
E2	KACO blueplanet 10.0 TL3 und Energy Depot Domus 2.5
F1	RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6
F2	RCT Power Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5
G1	VIESSMANN Vitocharge VX3 Typ 4.6A8

A.2 Wirkungsgradkennlinien

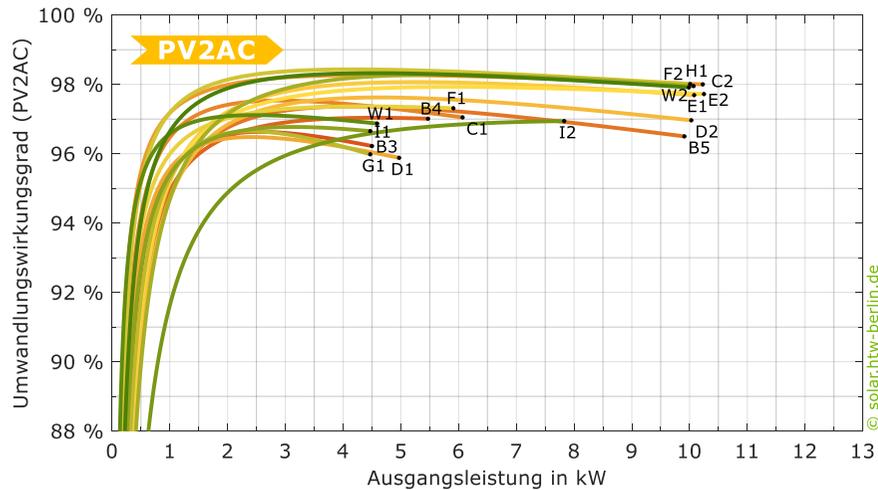


Bild 49 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme sowie der PV-Wechselrichter W1 und W2.

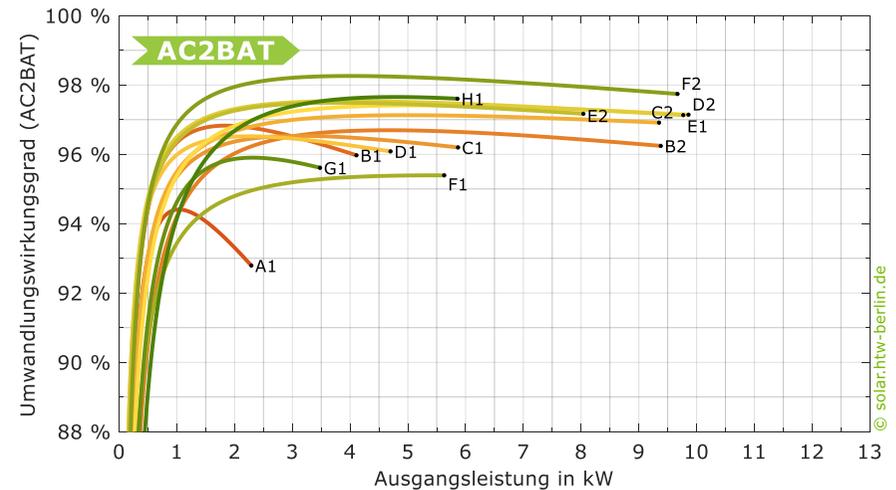


Bild 51 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme A1 bis B1 sowie der DC-gekoppelten Systeme C1 bis H1.

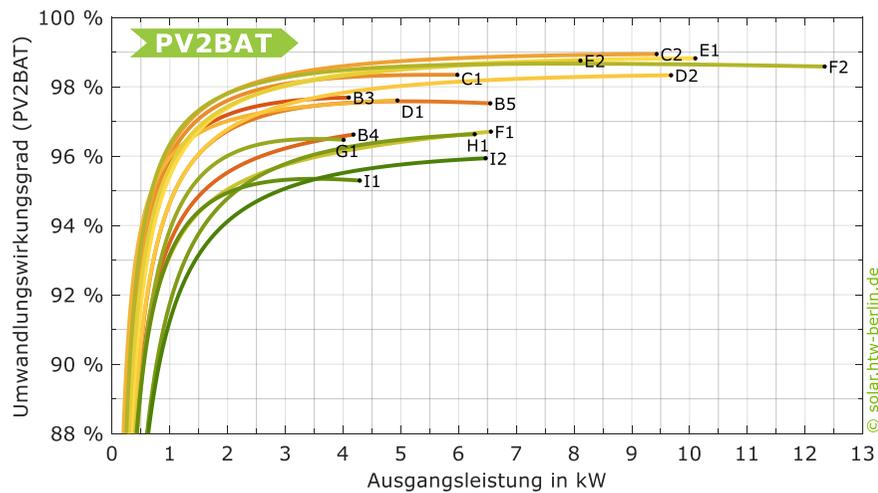


Bild 50 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

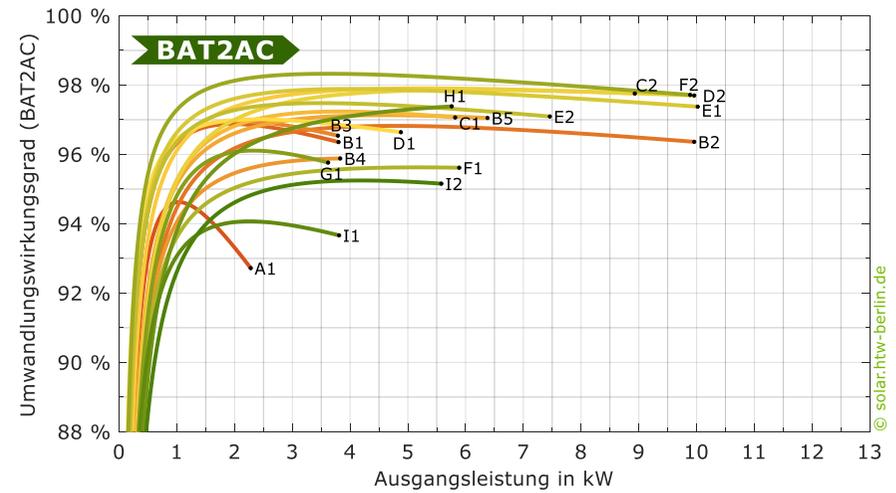


Bild 52 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



solar.htw-berlin.de/inspektion