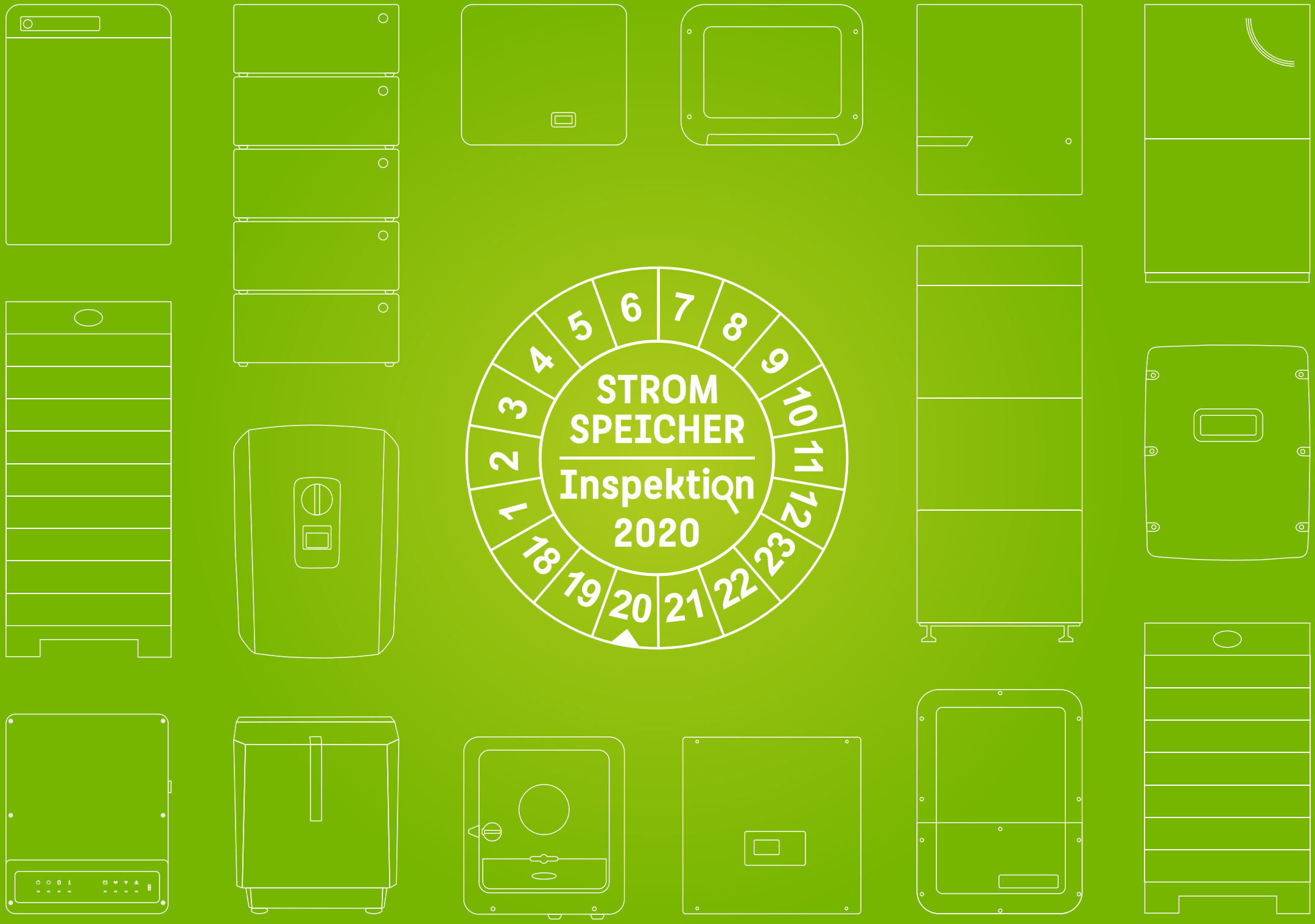

STROM
SPEICHER
Inspektion
2020
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
23
22
21
20
19
18

STROMSPEICHER Inspektion 2020

STUDIE

Stromspeicher-Inspektion 2020

AUTOREN

Johannes Weniger
Selina Maier
Nico Orth
Volker Quaschning

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

VERSION

Version 1.0 (März 2020)

WEBSEITE

www.stromspeicher-inspektion.de

gefördert durch
DBU
Deutsche Bundesstiftung Umwelt
www.dbu.de

FÖRDERUNG

Die Stromspeicher-Inspektion 2020 entstand im Projekt „EffiBat“, das durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt gefördert wird.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT 3
KURZFASSUNG 4
1 ANALYSE DES DEUTSCHEN SPEICHERMARKTS 5
2 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN 7
2.1 Nutzbare Speicherkapazität 9
2.2 Nominale Leistung 10
2.3 Umwandlungswirkungsgrade 10
2.4 Regelungsabweichungen 12
2.5 Standby-Leistungsaufnahme 13
3 SIMULATIONSBASIERTE SYSTEMBEWERTUNG 14
3.1 System Performance Index (SPI) 14
3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kWp) 15
3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kWp) 16
4 ANTWORTEN AUF FRAGEN ZUR SPEICHEREFFIZIENZ 18
LITERATURVERZEICHNIS 23
ANHANG 24

Vorwort

Nachdem der „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ im März 2017 erstmals veröffentlicht wurde [1], war die Hoffnung groß, dass sich die Vergleichbarkeit der am Markt erhältlichen Batteriesysteme für Privathaushalte rasch verbessern würde. Schließlich hatten gleich mehrere Unternehmen eine freiwillige Selbstverpflichtung abgegeben, ihre Geräte den im Effizienzleitfaden beschriebenen Labortests zu unterziehen und die Ergebnisse der Öffentlichkeit zugänglich zu machen [2].

Vergleichbare Angaben zur Effizienz der Speichersysteme und zum entnehmbaren Energieinhalt des Batteriespeichers, der meist als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet wird, findet man bislang nur in Einzelfällen. Häufig wird nur die nominale Speicherkapazität angegeben, die für Betreiberinnen und Betreiber von Speichersystemen nicht weiter relevant ist [3]. Auf die Tatsache, dass die nutzbare Speicherkapazität eines Batteriespeichers vom Wechselrichter abhängt, wird derzeit nur selten hingewiesen (vgl. [4], [5]). Die Angaben zur Umwandlungseffizienz beschränken sich in vielen Datenblättern weiterhin nur auf die Maximalwerte. Auf die weitaus relevanteren Teillastwirkungsgrade wird zu selten eingegangen. Ein aussagekräftiger Vergleich von unterschiedlichen Produkten anhand der Datenblätter bleibt daher weiterhin schwierig.

Die mit dem Effizienzleitfaden eingeführten Prüfverfahren für PV-Speichersysteme haben in den vergangenen Jahren aber auch positive Entwicklungen bewirkt. Viele Hersteller waren in der Lage, wichtige Stellschrauben zur Optimierung ihrer Systeme aus den Messergebnissen und darauf aufbauenden Verlustanalysen zu identifizieren. Software-Updates trugen zur Verbesserung der Einschwingzeiten und Standby-Verbräuche zahlreicher Systeme bei [6]. Zudem hat die Effizienz in der Produktentwicklung neuer Systeme heute einen höheren Stellenwert als noch vor wenigen Jahren. Dies zeigen auch die herausragenden Umwandlungswirkungsgrade von mehreren 10-kW-Wechselrichtern, die in dieser Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion erstmals vertreten sind. Demnach sind größer dimensionierte Wechselrichter im Vergleich zu kleineren Geräten nicht zwangsläufig mit höheren Umwandlungsverlusten im unteren Leistungsbereich verbunden. Weiterhin widerlegen die Ergebnisse des diesjährigen Speichervergleichs weitverbreitete Pauschalaussagen zur Systemeffizienz, die sich nach wie vor auf den Vergleich der Umwandlungseffizienz im Ladebetrieb oder die Anzahl der Energieumwandlungsstufen beschränken.

Über die Bewertung der Speichersysteme hinaus gibt die Stromspeicher-Inspektion 2020 Einblicke in den Markt für PV-Speichersysteme in Deutschland. Um der zunehmenden Bedeutung der Kombination von PV-Speichersystemen mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen gerecht zu werden (vgl. [7], [8]), wird mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 ein weiterer Referenzfall zur Bewertung von größer dimensionierten Systemen eingeführt. Darauf aufbauend werden erstmals Energieeffizienzklassen für PV-Speichersysteme definiert, die den Vergleich der unterschiedlichen Systeme erleichtern.

Ein besonderer Dank gilt den Unternehmen, die sich mit Labormessdaten an der Stromspeicher-Inspektion 2020 beteiligt haben und damit zu mehr Transparenz im Speichermarkt beitragen:

Kurzfassung

An der dritten Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion haben sich 14 Unternehmen mit Labormessdaten von insgesamt 21 Speichersystemen beteiligt. In mehreren Effizienz-Kategorien wurden neue Bestwerte erzielt, die in Bild 1 dargestellt sind. Das System VARTA pulse 6 überzeugt mit einem hohen Batteriewirkungsgrad von 98% und mit einem Standby-Verbrauch von gerade einmal 2 W. Die höchsten Umwandlungswirkungsgrade erreicht der Wechselrichter Fronius Symo GEN24 10.0 Plus. Die Systeme von RCT Power punkten nicht nur mit sehr geringen Einschwingzeiten der Systemregelung, sondern auch mit dem höchsten auf Basis des sogenannten 1. Referenzfalls ermittelten **System Performance Index SPI (5 kWp)**. Für größer dimensionierte PV-Speichersysteme, die für die Kopplung mit 10-kWp-PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroautos geeignet sind, wurde ein 2. Referenzfall eingeführt, aus dem der **System Performance Index SPI (10 kWp)** hervorgeht.

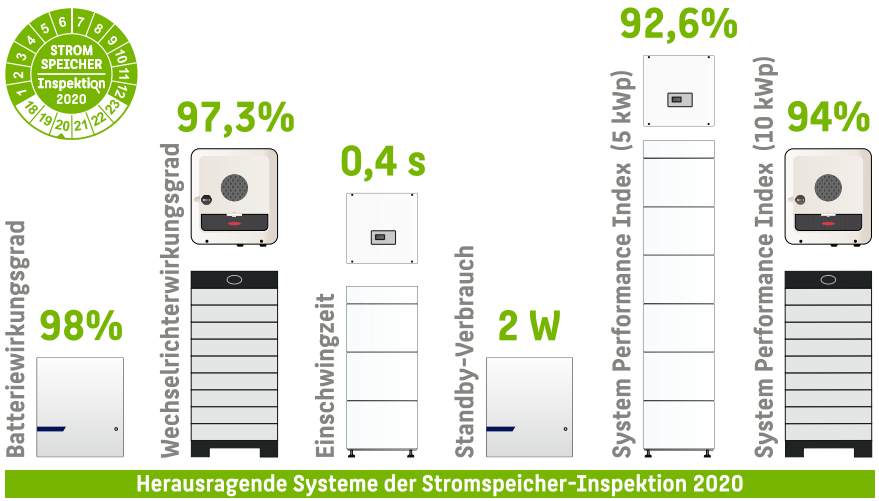


Bild 1 Gleich mehrere Geräte erzielen in verschiedenen Effizienz-Kategorien der Stromspeicher-Inspektion 2020 neue Bestwerte.

Der Fronius-Wechselrichter kann zusammen mit dem Batteriespeicher BYD Battery-Box H11.5 einen SPI (10 kWp) von 94% und damit die höchste Systemeffizienz vorweisen. Da SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen der beiden Referenzfälle nicht vergleichbar sind, wurde eine Energieeffizienzklassifizierung für PV-Speichersysteme erarbeitet. Bild 2 vergleicht die aus der SPI-Bewertung hervorgehenden **Effizienzklassen** der untersuchten Systeme. Die beiden Systeme, die mit einem herausragendem SPI (5 kWp) bzw. SPI (10 kWp) abschneiden, erreichen die beste Effizienzklasse A. 15 weitere Systeme schneiden ebenfalls sehr gut ab und können den Effizienzklassen B und C zugeordnet werden. In Effizienzklasse G fällt lediglich ein System, das vor allem aufgrund seiner hohen Umwandlungsverluste mit hohen Effizienzeinbußen verbunden ist.

Im Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen des Speichervergleichs wird deutlich, dass viele Hersteller die Effizienz ihrer Produkte verbessern konnten. Demnach sind immer mehr Speichersysteme erhältlich, die mit hohen Umwandlungswirkungsgraden und geringen Standby-Verbräuchen überzeugen.

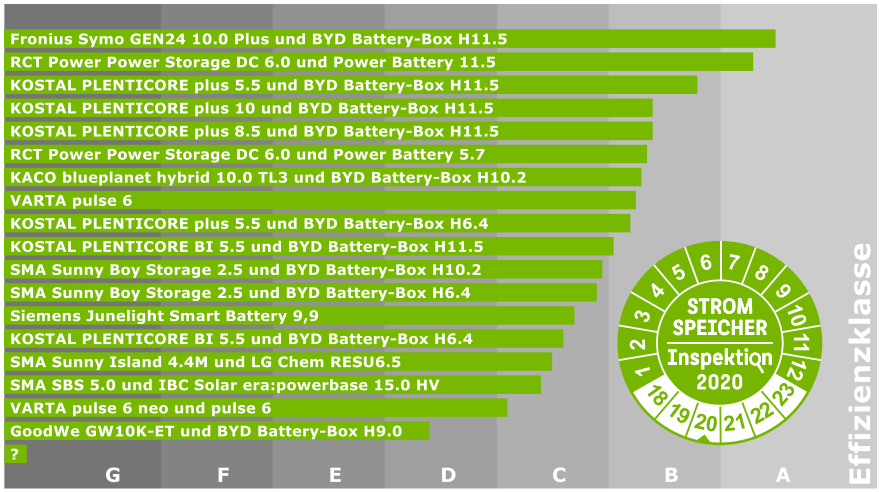


Bild 2 Der Großteil der bewerteten PV-Speichersysteme erreicht die Effizienzklassen A, B oder C und schneidet damit sehr gut ab.

1 Analyse des deutschen Speichermarkts

Dieses Kapitel gibt einen Einblick in den derzeitigen Markt für PV-Speichersysteme in Deutschland. PV-Anlagen und Speichersysteme, die im Jahr 2019 in Betrieb genommen und im **Marktstammdatenregister (MaStR)** der Bundesnetzagentur bis zum 31.01.2020 registriert wurden, bilden die Datenbasis der Analyse. Insgesamt sind **87.958 PV-Anlagen** mit einer Nennleistung (Bruttoleistung gemäß MaStR) kleiner 20 kWp im Register aufgeführt. Die Gesamtleistung aller analysierten PV-Systeme beträgt 691 MWp.

Die in Bild 3 dargestellte Häufigkeitsverteilung der PV-Nennleistung verdeutlicht den negativen Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen auf den PV-Zubau in Deutschland. Bei PV-Anlagen größer 10 kWp entfällt die EEG-Umlage anteilig auf den direkt verbrauchten Solarstrom und bringt so den Zubau von PV-Anlagen zwischen 10 kWp und 20 kWp fast zum Erliegen. Mehr als ein Drittel der untersuchten PV-Anlagen hat eine Nennleistung zwischen 9 kWp und 10 kWp. Der bereits in den vergangenen Jahren zu beobachtende Trend hin zu größeren PV-Anlagen (vgl. [3]) hat sich demnach in diesem Marktsegment nochmals verstärkt.

Im nächsten Schritt wurden die Eigenschaften der im MaStR registrierten Speichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität kleiner 20 kWh und einer Nettonennleistung kleiner 20 kW analysiert. Die Nettonennleistung eines Batteriesystems entspricht im MaStR dem kleineren Wert der Wechselrichterleistung und der Batterieleistung. Bild 4 zeigt die Leistungsverteilung der **36.400 registrierten Speichersysteme**, die 2019 in Deutschland in Betrieb genommen wurden. Mehr als die Hälfte der Speichersysteme hat eine Nettonennleistung zwischen 2 kW und 4 kW. Außerdem zeigt sich, dass die Anzahl der Systeme kontinuierlich sinkt, je größer die Systemleistung ist. Im Mittel beträgt das Verhältnis aus Nettonennleistung und nutzbarer Speicherkapazität 0,56 kW/kWh.

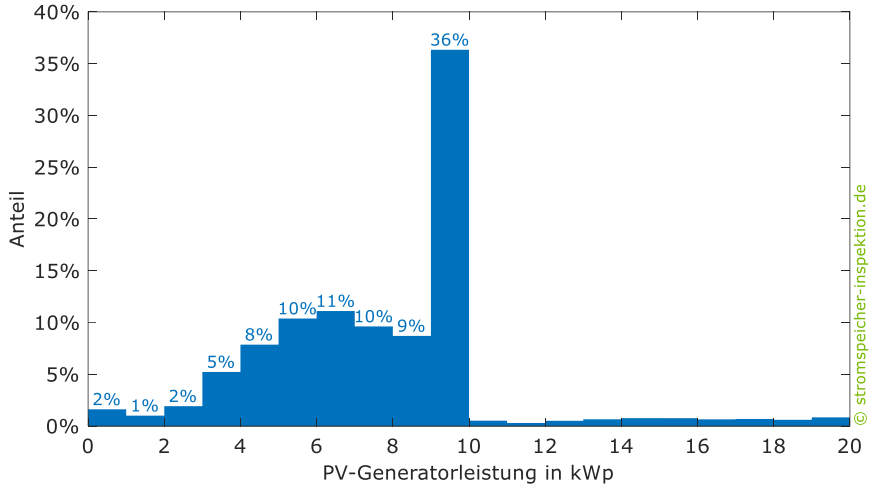


Bild 3 Häufigkeitsverteilung der Bruttoleistung der im Jahr 2019 installierten PV-Systeme mit einer Bruttoleistung kleiner 20 kWp (Anzahl der Systeme: 87.958, Daten: Marktstammdatenregister).

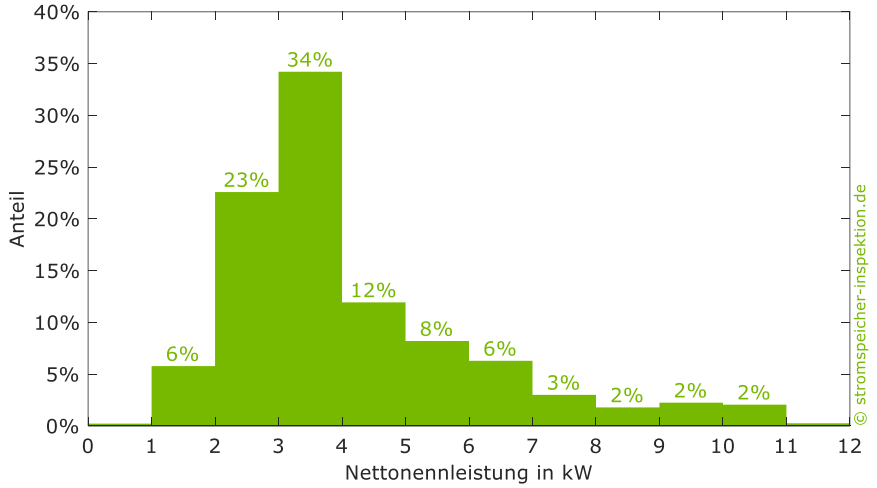


Bild 4 Häufigkeitsverteilung der Nettonennleistung der im Jahr 2019 installierten Speichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität kleiner 20 kWh und einer Nettonennleistung kleiner 20 kW (Anzahl der Systeme: 36.400, Daten: Marktstammdatenregister).

Für die Hälfte der Speichersysteme wurden **nutzbare Speicherkapazitäten** im Bereich von 5 kWh bis 8 kWh angegeben, wie Bild 5 veranschaulicht. Fast ein Drittel der Speichersysteme hat dagegen eine nutzbare Speicherkapazität zwischen 8 kWh und 12 kWh. Die mittlere Speicherkapazität der Batteriesysteme liegt in diesem Marktsegment folglich bei 8 kWh. Eine Änderung der Verteilung der Speicherkapazitäten im Vergleich zu den Vorjahren ist nicht erkennbar (vgl. [3], [7], [9]). Zu beachten ist, dass häufig die nominale Speicherkapazität anstatt der geforderten nutzbaren Speicherkapazität in das Register eingetragen wird.

In einem weiteren Schritt wurden die Speichersysteme anhand der sogenannten MaStR-Nummer des Anlagenbetreibers den jeweiligen PV-Anlagen zugeordnet. Anlagenbetreiberinnen und -betreiber, die mehrere im Jahr 2019 installierte PV-Anlagen oder Speichersysteme betreiben, bleiben unberücksichtigt. Von den 36.400 zuvor untersuchten Speichersystemen konnten **30.459 Systeme einer PV-Anlage zugeordnet** werden.

Der Zusammenhang zwischen der PV-Generatorleistung und der nutzbaren Speicherkapazität der PV-Speichersysteme ist in Bild 6 dargestellt. Analog zu Bild 3 geht auch aus Bild 6 hervor, dass die Nennleistung der registrierten PV-Anlagen häufig zwischen 9 kWp und 10 kWp liegt. In diesem PV-Leistungsbereich weisen 12% der PV-Speichersysteme eine nutzbare Speicherkapazität zwischen 6 kWh und 8 kWh auf. Der gleiche Anteil ergibt sich auch für Systeme mit einer nutzbaren Speicherkapazität innerhalb des Bereichs von 9 kWh bis 11 kWh. Zudem ist eine lokale Häufung bei PV-Nennleistungen zwischen 5 kWp und 7 kWp in Verbindung mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 5 kWh und 7 kWh zu erkennen. Tendenziell zeigt sich, dass die nutzbare Speicherkapazität mit zunehmender PV-Anlagengröße steigt. Im Jahr 2019 wurde im Mittel eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh je 1 kWp PV-Leistung installiert.

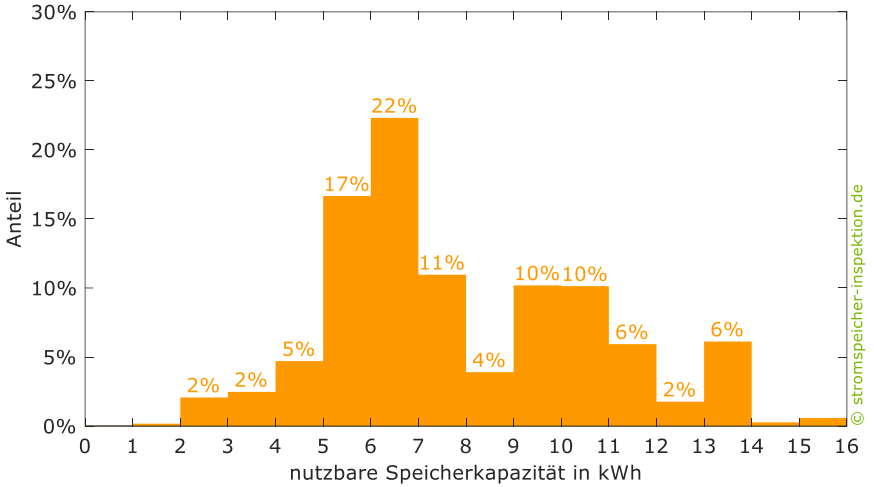


Bild 5 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der registrierten Speichersysteme (Anzahl der Systeme: 36.400, Daten: Marktstammdatenregister).

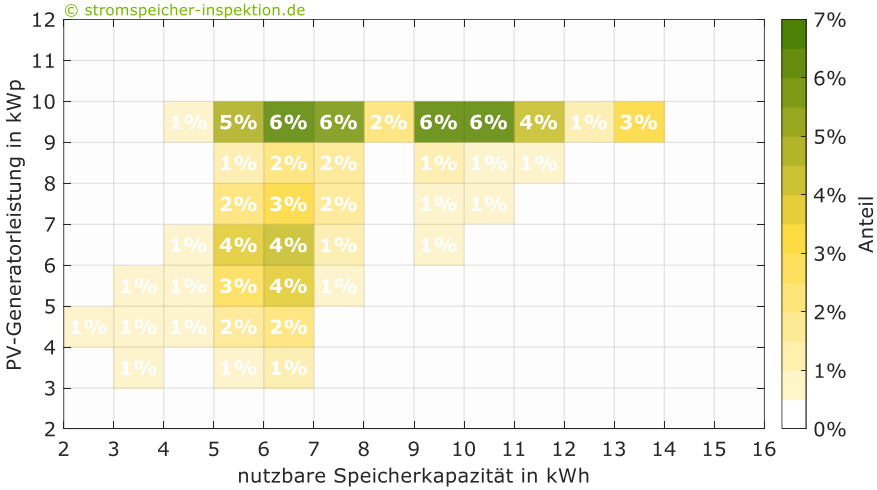


Bild 6 Häufigkeitsverteilung der PV-Generatorleistung in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität der zugeordneten PV-Speichersysteme (Anzahl der Systeme: 30.459, Daten: Marktstammdatenregister).

2 Vergleich der Systemeigenschaften

Dieses Kapitel vergleicht die Labormessdaten unterschiedlicher PV-Speichersysteme. Dazu wurden die in Deutschland aktiven Anbieter von Speichersystemen für Privathaushalte zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2020 eingeladen. Insgesamt haben sich 14 Unternehmen mit Labormessdaten von 21 Systemen beteiligt. Die Labortests wurden von unabhängigen Prüfinstituten wie z. B. dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und Austrian Institute of Technology (AIT) gemäß den Vorgaben des **Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme** durchgeführt (vgl. [1] und [10]). Weitergehende Details zur Methodik sind in der Stromspeicher-Inspektion 2018 beschrieben [11].

Zur Unterscheidung der einzelnen Produkte erhält jede Systemkonfiguration ein Kürzel (z. B. A1, A2, etc.). Der Buchstabe variiert je nach Wechselrichterhersteller oder Komplettsystemanbieter. Auf der folgenden Seite sind die Namen der untersuchten Geräte aufgeführt. Für System I1 ist keine Produktbezeichnung angegeben, da sich der Hersteller gegen die namentliche Erwähnung in der Studie entschieden hat. Während die Batteriespeicher der AC-gekoppelten Systeme A1 bis D3 über einen Batteriewechselrichter an das PV-System angeschlossen werden, sind die Batteriespeicher der DC-gekoppelten Systeme D4 bis I1 im DC-Zwischenkreis der Wechselrichter eingebunden (vgl. Bild 11).

Bild 7 vergleicht die auf den Datenblättern angegebene nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systeme. Zusätzlich sind die möglichen Batteriekonfigurationen der Systeme in der Grafik dargestellt. In der ersten Ausgabe des Effizienzleitfadens (Version 1.0) galt die Vorgabe, dass die Labortests mindestens mit der kleinstmöglichen Speicherkapazität durchzuführen sind [1]. In der im April 2019 veröffentlichten Version 2.0 wurde konkretisiert, dass die Systeme zukünftig mindestens bei mittlerer Batteriemodulanzahl getestet werden sollen [10]. Ergänzend empfiehlt der Effizienzleitfaden (Version 2.0) zusätzliche Tests bei minimaler und maximaler Batteriekonfiguration.

Die Systeme A3, B1 bis D3 sowie F1 bis I1 wurden gemäß Version 2.0 des Effizienzleitfadens vermessen. Von diesen Systemen wurden lediglich die Systeme B1, C2, D2, F1, H1 und I1 bei mittlerer Batteriekonfiguration getestet. System C1 ist mit nur zwei unterschiedlichen Speicherkapazitäten erhältlich, sodass die Tests bei diesem System nicht bei **mittlerer Batteriemodulanzahl** durchführbar sind. Die Systeme D1, D2 und D3 sind baugleich und wurden, wie im Effizienzleitfaden (Version 2.0) vorgesehen, bei minimaler, mittlerer und maximaler Batteriemodulanzahl vermessen. Entgegen den Vorgaben der Version 2.0 des Effizienzleitfadens wurden die Systeme A3, F2 und G1 lediglich bei maximaler Batteriemodulanzahl getestet. In diesen drei Systemen sind Hochvolt-Batterien integriert. Die hohe Batteriemodulanzahl hat eine erhöhte Batteriespannung zur Folge und wirkt sich damit positiv auf die Umwandlungswirkungsgrade aus (vgl. Kapitel 4). Dieser Aspekt ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten. Im Folgenden werden die aus den Labortests hervorgehenden Eigenschaften der 21 Systeme verglichen.

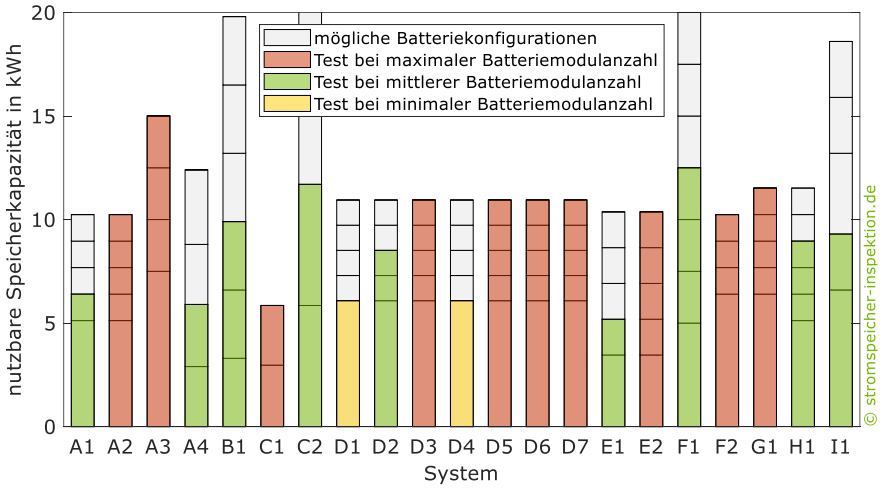


Bild 7 Erhältliche Batteriekonfigurationen und nutzbare Speicherkapazitäten der getesteten Speichersysteme gemäß Datenblattangaben (C1 und C2: Berechnung der nutzbaren Speicherkapazität anhand der auf dem Datenblatt angegebenen nominalen Speicherkapazität und Entladetiefe).

A1 SMA Sunny Boy Storage 2.5 und BYD Battery-Box H6.4

A2 SMA Sunny Boy Storage 2.5 und BYD Battery-Box H10.2

A3 SMA Sunny Boy Storage 5.0 und IBC Solar era:powerbase 15.0 HV

A4 SMA Sunny Island 4.4M und LG Chem RESU6.5

B1 Siemens Junelight Smart Battery 9,9

C1 VARTA pulse 6

C2 VARTA pulse 6 neo und VARTA pulse 6

D1 KOSTAL PLENTICORE BI 5.5 und BYD Battery-Box H6.4

D2 KOSTAL PLENTICORE BI 5.5 und BYD Battery-Box H9.0

D3 KOSTAL PLENTICORE BI 5.5 und BYD Battery-Box H11.5

D4 KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box H6.4

D5 KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box H11.5

D6 KOSTAL PLENTICORE plus 8.5 und BYD Battery-Box H11.5

D7 KOSTAL PLENTICORE plus 10 und BYD Battery-Box H11.5

E1 RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 5.7

E2 RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 11.5

F1 KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3 und Energy Depot DOMUS 2.5

F2 KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3 und BYD Battery-Box H10.2 (FENECON Pro Hybrid 10)

G1 Fronius Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box H11.5

H1 GoodWe GW10K-ET und BYD Battery-Box H9.0

2.1 Nutzbare Speicherkapazität

Um Lithium-Ionen-Batteriespeicher vor Tiefenentladung und beschleunigter Alterung zu schützen sowie eine Kapazitätsreserve für den Notstrombetrieb vorzuhalten, ist die nutzbare Speicherkapazität des Batteriesystems geringer als die Summe der nominalen Speicherkapazität aller Batteriemodule [3], [11]. Das Verhältnis der nutzbaren Speicherkapazität zur nominalen Speicherkapazität wird auch als Entladetiefe bezeichnet [12].

Die **nutzbare Speicherkapazität** entspricht der während des Entladevorgangs vom Batteriespeicher abgegebenen Energie und wird gemäß Effizienzleitfaden aus Tests bei 25%, 50% und 100% der nominalen Lade- und Entladeleistung ermittelt [10]. Bild 8 stellt die Ergebnisse der Labortests den auf den Datenblättern angegebenen Werten gegenüber. Die nutzbaren Speicherkapazitäten der Systeme B1, C1, C2, E1, E2 und I1, bei denen die leistungselektronischen Komponenten und die Batteriespeicher vom gleichen Anbieter vertrieben werden, wurden den jeweiligen Datenblättern entnommen. Die Angaben der Batterieanbieter dienen als Vergleichsbasis der modularen Systeme A1 bis A4 und F2 bis H1. Als einziger Wechselrichteranbieter gibt Hersteller D die nutzbare Speicherkapazität der modularen Systeme D1 bis D7 in den Datenblättern an und weist auf die **Einschränkung des Kapazitätsbereichs** hin.

Die im Labortest ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten der untersuchten Systeme liegen zwischen 5,1 kWh (E1) und 15,7 kWh (A3). Aus den Tests der Systeme A1, A3 und E2 gehen nutzbare Speicherkapazitäten hervor, die über den in den Datenblättern angegebenen Werten liegen. Im Mittel fallen die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Messwerte der nutzbaren Speicherkapazität im Vergleich zu den Datenblattangaben um 6,6% geringer aus.

Bei System H1 ist die Abweichung zwischen dem Datenblatt- und Messwert mit 1,9 kWh (-21%) am größten. Die modularen Systeme A2 und F2 sind mit baugleichen Batteriespeichern ausgestattet. Gleiches gilt auch für die Systeme D3, D5 bis D7 sowie G1. Dennoch wurden bei diesen Batteriespeichern unterschiedliche nutzbare Speicherkapazitäten ermittelt. Ein Grund hierfür ist, dass die zulässige Entladetiefe je nach Wechselrichter variieren kann. Weiterhin sind die Kapazitätsunterschiede der Systeme A2 und F2 durch die unterschiedlichen nominalen Entladeleistungen (vgl. Bild 9) zu erklären, die sich auf die aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie auswirken. Demnach sollte in Batteriedatenblättern darauf hingewiesen werden, dass die nutzbare Speicherkapazität vom **Wechselrichter** abhängt (vgl. [4]).

Es ist auch zu beachten, dass die Messergebnisse von der Qualität der Ladezustandsbestimmung der Systeme und den Prüfbedingungen der Labore beeinflusst sein können [13], [14]. Je nach Vorkonditionierung der Batteriespeicher kann u. U. der Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen zum Zeitpunkt der Labortests noch nicht abgeschlossen sein, was ebenfalls eine Ursache für die Kapazitätsunterschiede sein kann.

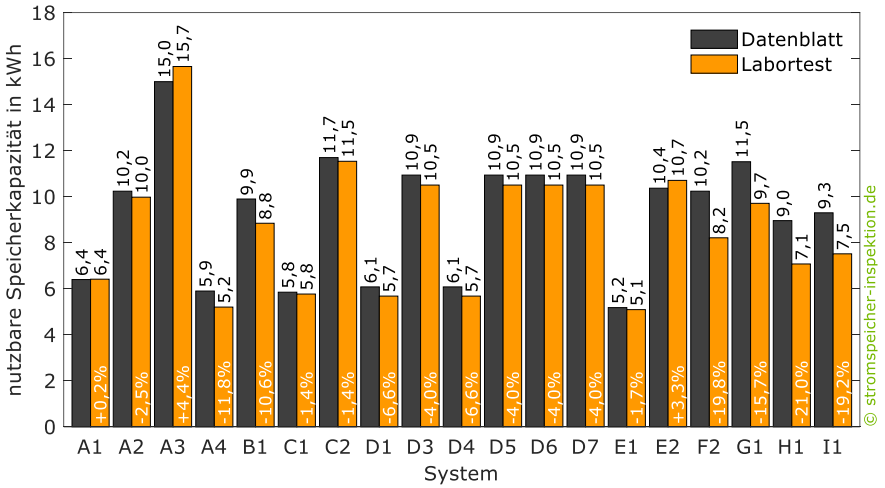


Bild 8 Vergleich der auf dem Datenblatt angegebenen und im Labortest ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten (C1 und C2: Berechnung der nutzbaren Speicherkapazität anhand der Datenblattangaben, D2: keine Messwerte vorhanden, F1: aufgrund eines zu geringen Balancing-Stroms konnten keine plausiblen Batteriemesswerte aus den Labortests gemäß Effizienzleitfaden ermittelt werden).

2.2 Nominale Leistung

Dimensionierungsverluste resultieren aus der Leistungsbeschränkung der einzelnen Systemkomponenten. Zum einen kann die Begrenzung der Leistungsabgabe des Wechselrichters den Nutzen eines PV-Speichersystems beeinträchtigen. Zum anderen kann sich eine sehr geringe nominale Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers nachteilig auswirken. In Bild 9 ist die **nominale Entladeleistung** der untersuchten Batteriespeicher über der nutzbaren Speicherkapazität dargestellt. Im Entladebetrieb variiert die maximale DC-Leistung zwischen 2,5 kW (C1) und 10,1 kW (G1). Bei Hochvoltsystemen, deren nominale Leistung durch die Stromlimitierung des Wechselrichters bedingt ist, steigt die Entladeleistung mit zunehmender Batteriespannung und folglich mit zunehmender Speicherkapazität (vgl. z. B. System D1 und D3). Die in der Abbildung gezeigten Geraden verdeutlichen zusätzlich den Zusammenhang zwischen der nominalen Entladeleistung und der nutzbaren Speicherkapazität.

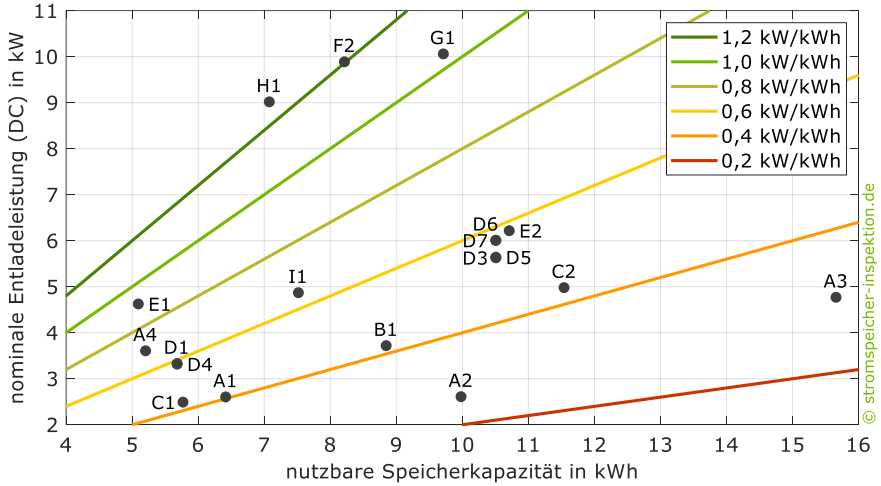


Bild 9 Nominale Entladeleistung bezogen auf die nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen, von denen Batteriemesswerte vorliegen.

Bei System A2 ist das Verhältnis der nominalen Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität mit 0,26 kW/kWh am geringsten und bei System H1 mit 1,27 kW/kWh am höchsten. Dieses Verhältnis beträgt bei den untersuchten Systemen im Mittel 0,63 kW/kWh. Je kleiner das Verhältnis von nominaler Entladeleistung zu nutzbarer Speicherkapazität ist, desto stärker wird der Energiedurchsatz des Batteriespeichers in der Regel durch die Leistungsbegrenzung beeinträchtigt.

2.3 Umwandlungswirkungsgrade

In PV-Speichersystemen fallen Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Systemkomponenten sowie im Batteriespeicher an. Bild 10 stellt die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten **Batteriewirkungsgrade** der untersuchten Batteriespeicher gegenüber, die zwischen 87,9% und 98,0% liegen. Der mittlere Wirkungsgrad der Lithium-Ionen-Batteriespeicher beträgt 95,1%.

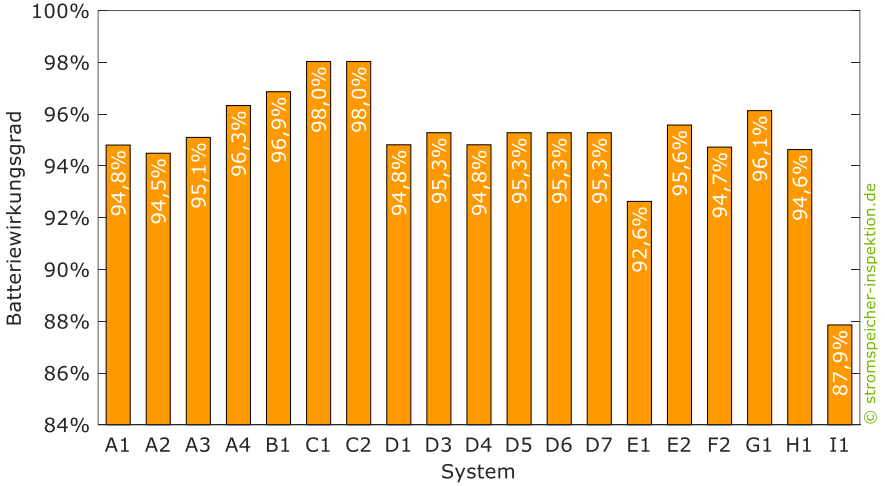


Bild 10 Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme, von denen Batteriemesswerte vorliegen.

Die Systeme C1 und C2 erzielen die geringsten Batteriespeicherverluste mit einem Batteriewirkungsgrad von 98,0%. Der Batteriewirkungsgrad wird u. a. von der Qualität der Batteriezellen, der Zellverbindungstechnik, der Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) und der ggf. im Batteriespeicher integrierten Leistungselektronik beeinflusst [6], [15].

Bild 11 stellt die Energieumwandlungspfade der leistungselektronischen Komponenten von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen gegenüber. Generell wird zwischen den Pfaden PV-Einspeisung (PV2AC), PV-Batterieladung (PV2BAT), AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) unterschieden. Die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sind im Anhang aufgeführt.

Um die Umwandlungseffizienz unterschiedlicher Speichersysteme einfacher vergleichen zu können, wurden die sogenannten **mittleren Pfadwirkungsgrade** mit dem Effizienzleitfaden (Version 2.0) eingeführt [10]. Die mittleren Pfadwirkungsgrade entsprechen dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade an 10 zwischen 5% und 95% der nominalen Ausgangsleistung gleichverteilten Stützstellen des jeweiligen Energieumwandlungspfads.

Bild 12 zeigt die mittleren Pfadwirkungsgrade der untersuchten PV-Speichersysteme. Die mittleren AC2BAT- und BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Speichersysteme unterscheiden sich meist nur wenig voneinander. Für die DC-gekoppelten Systeme liegen die mittleren Umwandlungswirkungsgrade der Pfade PV2AC, PV2BAT und BAT2AC vor. Die Batteriespeicher der DC-gekoppelten Systeme F1 bis G1 können auch AC-seitig Leistung aufnehmen, sodass zusätzlich der mittlere AC2BAT-Umwandlungswirkungsgrad dieser Systeme ermittelt wurde. System G1 erzielt bei allen Energieumwandlungspfaden die höchsten Wirkungsgrade. Im Entladebetrieb erreicht es einen mittleren Umwandlungswirkungsgrad von 97,3%. Dagegen kommt System I1 auf einen mittleren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad von nur 90,3%. Eine weiterführende Diskussion zur Aussagekraft der mittleren Pfadwirkungsgrade ist in Kapitel 4 zu finden.

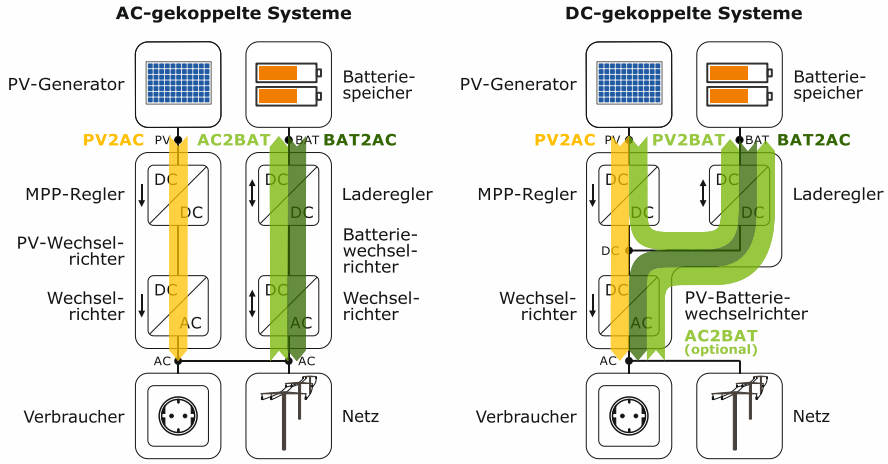


Bild 11 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen.

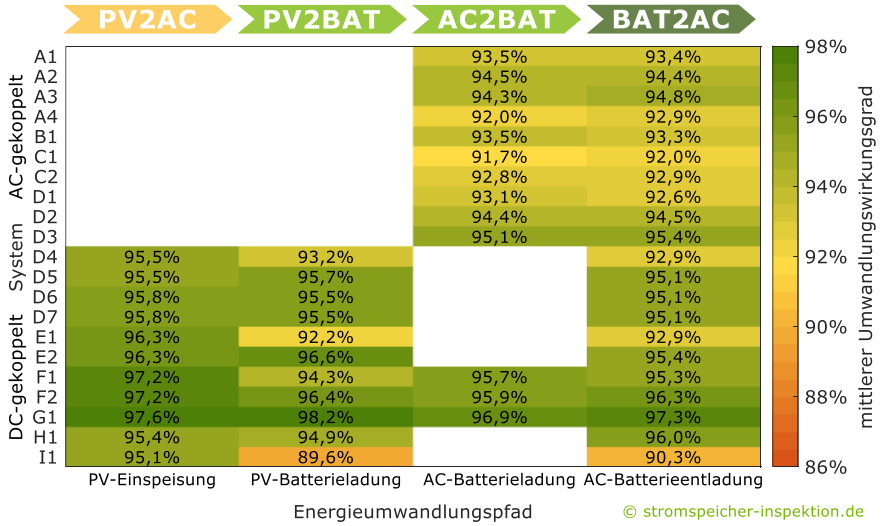


Bild 12 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der Energieumwandlungspfade PV2AC, PV2BAT, AC2BAT und BAT2AC der untersuchten AC-gekoppelten Systeme A1 bis D3 und DC-gekoppelten Systeme D4 bis I1.

2.4 Regelungsabweichungen

Regelungsverluste werden hauptsächlich durch zeitliche Verzögerungen und Ungenauigkeiten der Systemregelung hervorgerufen [16]. In der Praxis lassen sich Verzögerungen in der Messwerterfassung und -verarbeitung nicht vermeiden. Gemäß Effizienzleitfaden charakterisieren Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung die sogenannten **dynamischen Regelungsabweichungen** eines Speichersystems [10]. Bild 13 vergleicht die Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme. Nach einer Änderung der elektrischen Last vergehen je nach System bis zu 2,5 s, bis die Leistungsanpassung des Speichersystems beginnt. Die Systeme des Herstellers E weisen Einschwingzeiten von nur 0,4 s auf. Bei den Systemen G1 und I1 ist der Einschwingvorgang dagegen erst nach 14,2 s bzw. 11,9 s abgeschlossen. Im Mittel stellt sich der stationäre Endwert der Batterieleistung nach 4,3 s ein. Je länger Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung sind, desto höher ist der unerwünschte Energieaustausch zwischen Speichersystem und Stromnetz [47].

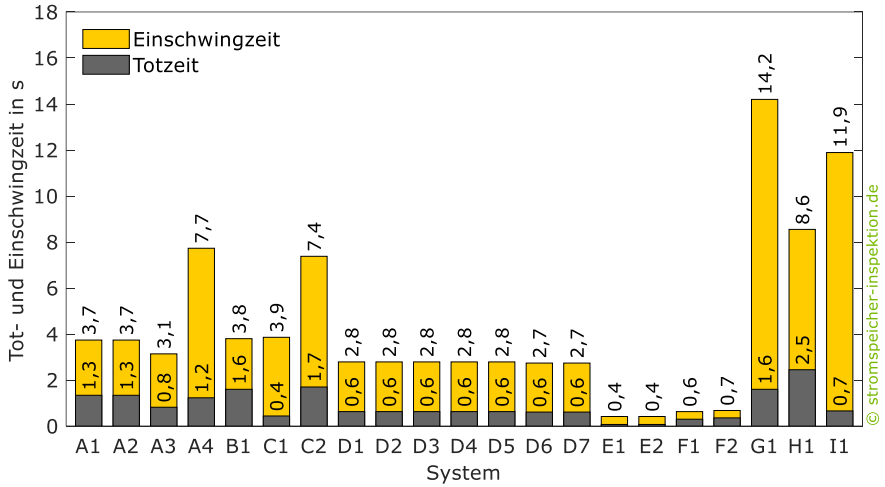


Bild 13 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

Darüber hinaus können Abweichungen zwischen dem Mess- und Sollwert der Batterieleistung selbst unter stationären Bedingungen auftreten. Je nach System ist dafür die unpräzise Messwerterfassung oder die in der Regelung implementierte Sollwertabweichung verantwortlich. Die damit verbundenen **stationären Regelungsabweichungen** werden für den Lade- sowie Entladefall separat ermittelt [10]. Über- bzw. unterschreitet die Batterieleistung den Sollwert, wird die Leistungsdifferenz durch das Netz ausgeglichen. Wie Bild 14 zeigt, erzielen viele Systeme geringe stationäre Regelungsabweichungen von unter 5 W. Im Ladebetrieb tritt bei den Systemen des Herstellers C sowie bei den Systemen D4 bis D7 und H1 eine kontinuierliche Einspeiseleistung zwischen 11 W und 28 W auf, da der Batteriespeicher zu wenig Leistung aufnimmt. Dagegen übersteigt die Ladeleistung des Systems I1 die zur Verfügung stehende überschüssige PV-Leistung. Dadurch tritt bei diesem System während des Ladevorgangs ein Leistungsbezug von 63 W am Netzanschlusspunkt auf. Der erhöhte Netzbezug im Entladebetrieb der Systeme C1, C2, H1 und I1 wird durch eine zu geringe Entladeleistung verursacht.

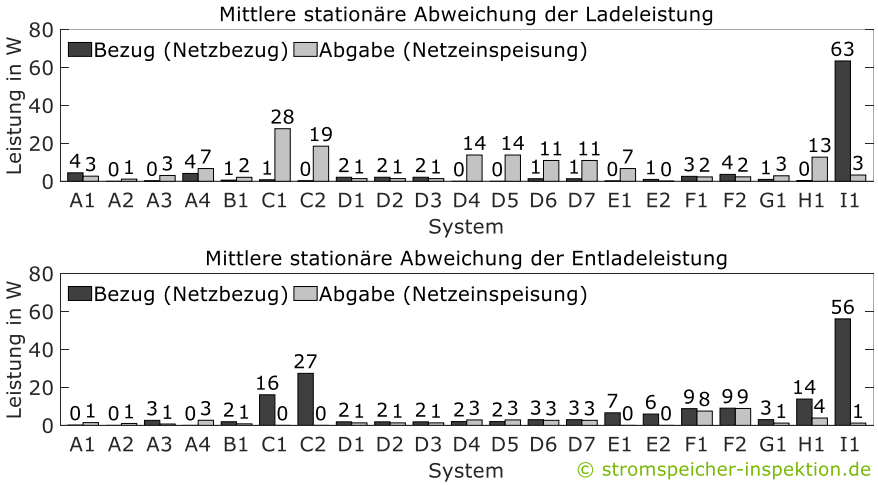


Bild 14 Stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten).

2.5 Standby-Leistungsaufnahme

Die Bereitschaftsverluste eines PV-Speichersystems resultieren aus der Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Standby-Betrieb. Je nach Systemdimensionierung befindet sich ein Batteriespeicher jährlich 2000 h bis 4000 h im entladenen Zustand [15]. Zum **Systemverbrauch im Standby-Modus** trägt zum einen die Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors am Netzanschlusspunkt bei, die bei den untersuchten Systemen bis zu 3 W beträgt. Der AC-Leistungssensor des Herstellers F wird DC-seitig durch den Wechselrichter versorgt.

Der Großteil der untersuchten AC- und DC-gekoppelten Systeme nimmt bei **entladenem Batteriespeicher** AC-seitig Leistung zur Versorgung der Steuerungselektronik, des Kommunikationsmoduls und weiterer Systemkomponenten auf. Hinzu kommt bei einigen Systemen die DC-seitige Versorgung der Wechselrichter durch den Batteriespeicher. Bild 15 verdeutlicht die großen Unterschiede der untersuchten Systeme in der Höhe des Standby-Verbrauchs.

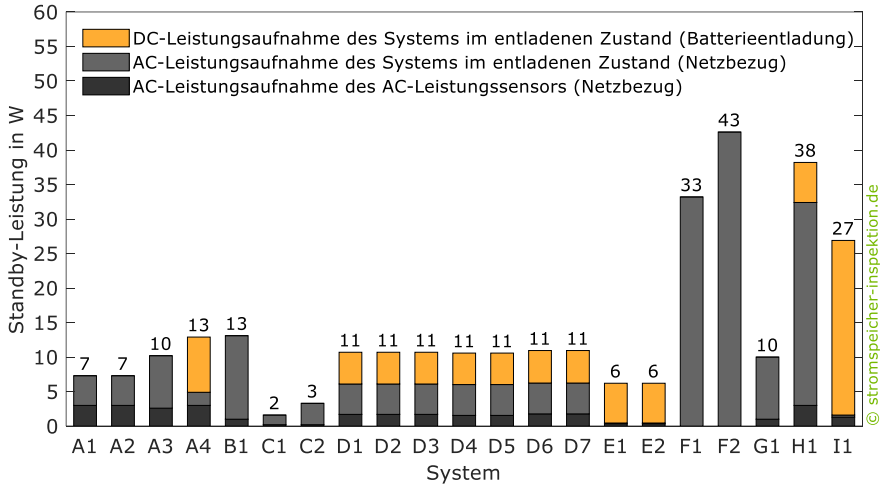


Bild 15 Standby-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

Die AC-seitig anfallende Standby-Leistung der Systeme F1 und F2 wird durch das Netz gedeckt. Bei diesen Systemen ist zu beachten, dass im Labortest ein Leistungsfluss vom Wechselrichter zum Batteriespeicher ermittelt wurde. Im Gegensatz dazu versorgt sich der Wechselrichter des Systems I1 im entladenen Zustand weitgehend DC-seitig aus dem Batteriespeicher. System C1 kann den geringsten Standby-Verbrauch von lediglich 2 W vorweisen.

Zusätzlich zum Standby-Verbrauch im entladenen Zustand ist auch die Leistungsaufnahme des Systems bei **vollgeladenem Batteriespeicher** entscheidend (vgl. Bild 16). Im Mittel befindet sich ein Batteriespeicher jährlich 1000 h bis 2000 h an der oberen Grenze des Ladezustandsbereichs. Die AC-Leistungsaufnahme der AC-gekoppelten Systeme wird in diesem Fall durch das PV-System gedeckt und verringert die in das Netz eingespeiste Energie. Der Batteriespeicher wird bei der Hälfte der Systeme zur Versorgung der Wechselrichter entladen. Zusammen mit der Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors resultiert daraus eine Standby-Leistungsaufnahme zwischen 1 W (F1 und I1) und 45 W (G1) im vollgeladenen Zustand.

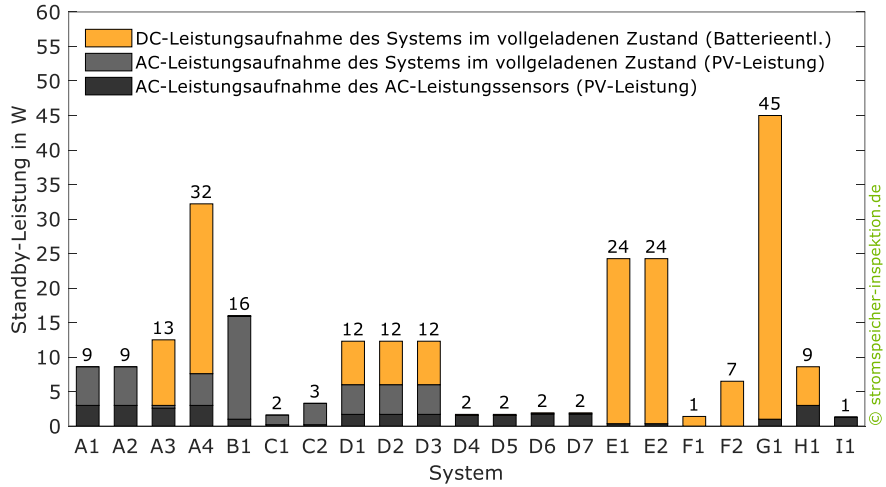


Bild 16 Standby-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

3 Simulationsbasierte Systembewertung

Im Mittelpunkt des dritten Schwerpunkts der Stromspeicher-Inspektion 2020 steht die simulationsbasierte Effizienzbewertung der PV-Speichersysteme, für die Labormessdaten gemäß Effizienzleitfaden vorliegen. Im Folgenden wird die entwickelte Bewertungsmethodik kurz vorgestellt. Eine ausführliche Beschreibung der Berechnungsgrundlagen ist in der Stromspeicher-Inspektion 2018 nachzulesen [11].

3.1 System Performance Index (SPI)

Der System Performance Index (SPI) dient der Bewertung der Energieeffizienz von PV-Speichersystemen [16]. Die Kennzahl fasst die Auswirkungen der Effizienzverluste auf die in das Netz eingespeiste und die aus dem Netz bezogene Energie zusammen. Die **Gesamteffizienz** unterschiedlicher PV-Speichersysteme kann somit anhand der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und verlustbedingten Verringerung der Netzeinspeisung verglichen werden. Der SPI setzt die Betriebsergebnisse eines realen PV-Speichersystems ins Verhältnis zu den theoretisch erzielbaren Betriebsergebnissen eines baugleichen aber verlustfreien PV-Speichersystems. Der SPI bewertet daher die Gesamtsystemeffizienz eines PV-Speichersystems analog zur Performance Ratio (PR) eines PV-Systems.

Um den SPI zu bestimmen, wird ein **modellbasierter Simulationstest** mithilfe der Labormessdaten gemäß Effizienzleitfaden durchgeführt. Hierzu wird das Betriebsverhalten der PV-Speichersysteme mit dem „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod)" in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr simuliert [17]. Die Systemsimulationen zur Bestimmung des SPI wurden bislang auf Basis eines Referenzgebäudes mit einem elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a und einer 5-kWp-PV-Anlage durchgeführt [11]. Um der zunehmenden Relevanz von PV-Speichersystemen in Wohngebäuden mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen gerecht zu werden (vgl. [7], [8]), wird ein **2. Referenzfall** ergänzend zum bereits etablierten 1. Referenzfall definiert. Bild 17 vergleicht die wesentlichen Eigenschaften der beiden Referenzfälle.

Die Nennleistung der PV-Anlage des 2. Referenzfalls wurde im Hinblick auf die Marktrelevanz von größer dimensionierten PV-Anlagen auf 10 kWp festgelegt (vgl. Bild 3 und [3]). Zahlreiche Messdatensätze wurden analysiert, um charakteristische Lastprofile von Wärmepumpen und Elektroautos zu identifizieren [18]. Die für den 2. Referenzfall ausgewählten und von der SMA Solar Technology AG bereitgestellten Lastprofile zeichnen sich durch einen durchschnittlichen saisonalen und tageszeitlichen Verlauf aus [19]. Die elektrische Leistungsaufnahme der beiden zusätzlichen Verbraucher ist in Bild 25 dargestellt. Die elektrische Energieaufnahme der Wärmepumpe beträgt 2664 kWh/a und die der Wandladestation des Elektroautos 1690 kWh/a. Folglich summiert sich der elektrische Energieverbrauch des 2. Referenzgebäudes auf 9363 kWh/a.

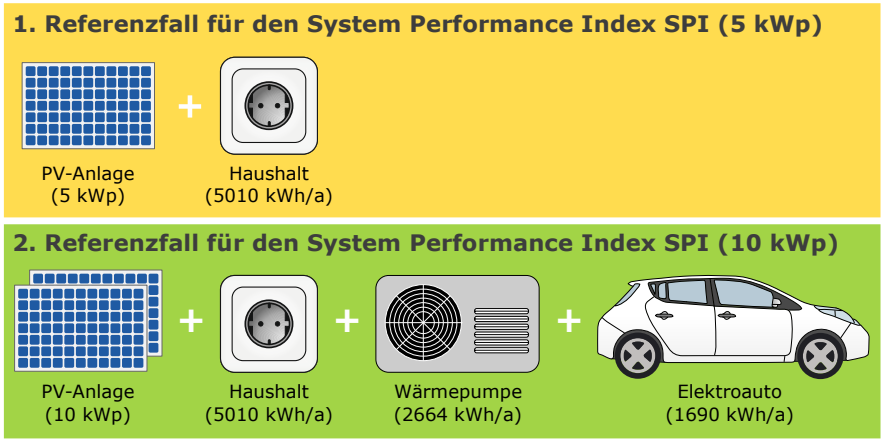


Bild 17 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

Je nach Dimensionierung der Leistungselektronik und des Batteriespeichers ist die Effizienzbewertung mit dem 1. oder 2. Referenzfall oder sogar mit beiden Referenzfällen sinnvoll. Da 5-kWp-PV-Anlagen nur selten in Verbindung mit Speichersystemen mit einer nutzbaren Speicherkapazität größer 10 kWh installiert werden (vgl. Bild 6), ist die simulationsbasierte Bewertung solch großer Systeme mit dem 1. Referenzfall fragwürdig. Zudem schränkt die Dimensionierung des Wechselrichters die Wahl des Referenzfalls bei DC-gekoppelten Systemen ein. Ist die PV-Bemessungseingangsleistung des Wechselrichters kleiner 7,5 kW, wird die Bewertung mit dem 1. Referenzfall empfohlen. Andernfalls sollte der 2. Referenzfall herangezogen werden.

Die an der Stromspeicher-Inspektion 2020 teilnehmenden Unternehmen konnten sich auf Basis dieser Empfehlungen für die simulationsbasierte Bewertung mit einem oder mit beiden Referenzfällen entscheiden. Die Systeme D2 und F1 wurden nicht mit dem SPI bewertet, da keine Messwerte des Batteriespeichers vorliegen oder keine plausiblen Werte aus dem Labortest gemäß Effizienzleitfaden hervorgehen. Um die Bewertungsergebnisse der beiden Referenzfälle eindeutig voneinander unterscheiden zu können, werden die daraus hervorgehenden Kennzahlen zukünftig als **SPI (5 kWp)** und **SPI (10 kWp)** bezeichnet. SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) sind aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht vergleichbar (vgl. Kapitel 4).

3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kWp)

Die Hersteller von 12 PV-Speichersystemen haben sich für die Bewertung mit dem SPI (5 kWp) entschieden. Die AC-gekoppelten Systeme A3 und C2 wurden aufgrund der hohen Speicherkapazität nicht mit dem SPI (5 kWp) bewertet (vgl. Bild 8). Auch die DC-gekoppelten Systeme D6, D7, F2, H1 und I1 mit PV-Bemessungseingangsleistungen zwischen 8,9 kW und 10,4 kW wurden nur der Bewertung mit dem SPI (10 kWp) unterzogen. Hersteller G hat sich für die Bewertung mit beiden Referenzfällen entschieden, obwohl System G1 eine PV-Bemessungseingangsleistung von 10,2 kW hat. Diese Entscheidung basiert darauf, dass der Wechselrichter in baugleicher Ausführung mit einer Nennleistung von 6 kW erhältlich ist und somit in Verbindung mit einem 5-kWp-PV-Generator eingesetzt werden kann.

Die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme erlaubt eine detaillierte Analyse der einzelnen Verlustfaktoren. Bild 18 zeigt die **Zusammensetzung der Effizienzverluste** der Systeme, die mit dem SPI (5 kWp) bewertet wurden. Die Systeme wurden hierzu nach der Höhe des resultierenden SPI (5 kWp) sortiert. Der SPI eines verlustfreien Systems beträgt unabhängig von Systemtopologie und Speicherkapazität 100%. Die Verluste aufgrund der Leistungslimitierung der Wechselrichter verringern den SPI (5 kWp) im Mittel um 0,5 Prozentpunkte. Mit einer mittleren Reduktion des SPI (5 kWp) in Höhe von 7 Prozentpunkten machen die Umwandlungsverluste des Batteriespeichers und der Leistungselektronik den Großteil der Systemverluste aus. Hinzu kommen Regelungs- und Energiemanagementverluste, die den SPI (5 kWp) im Durchschnitt um weitere 1,1 Prozentpunkte senken.

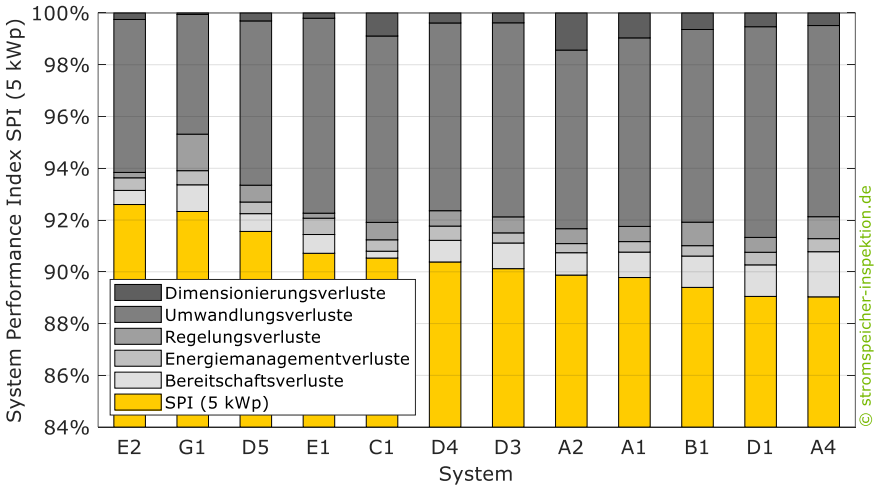


Bild 18 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (5 kWp) der untersuchten Systeme.

Die Bereitschaftsverluste, die im Wesentlichen auf die Leistungsaufnahme der Wechselrichter im Standby-Betrieb zurückzuführen sind, verursachen einen mittleren Verlust in Höhe von 0,9 Prozentpunkten. Da sich die effizienzbezogenen Systemeigenschaften voneinander unterscheiden (vgl. Kapitel 2), variiert die Relevanz der einzelnen Verluste je nach System.

Bild 19 vergleicht den SPI (5 kWp) der 12 untersuchten PV-Speichersysteme. Mit einem mittleren SPI (5 kWp) von 90,4% schneiden alle untersuchten Systeme sehr gut ab. Zur besseren Vergleichbarkeit der Systeme, die nur mit dem SPI (5 kWp) bzw. SPI (10 kWp) bewertet wurden, wurde ein Vorschlag zur Effizienzklassifizierung von PV-Speichersystemen erarbeitet [20]. Die Einteilung der **Effizienzklassen** basiert auf den Ergebnissen der Stromspeicher-Inspektionen 2018 und 2019 sowie weiteren Systemanalysen [21], [22]. Die Systeme E2 und G1 erreichten mit einem SPI (5 kWp) von über 92% die Effizienzklasse A. Den Effizienzklassen B und C werden jeweils 5 weitere PV-Speichersysteme zugeordnet. Im Gegensatz zu vorangegangenen Analysen gibt es in der Stromspeicher-Inspektion 2020 kein System, das anhand des ermittelten SPI (5 kWp) in die Effizienzklassen D, E, F oder G fällt.

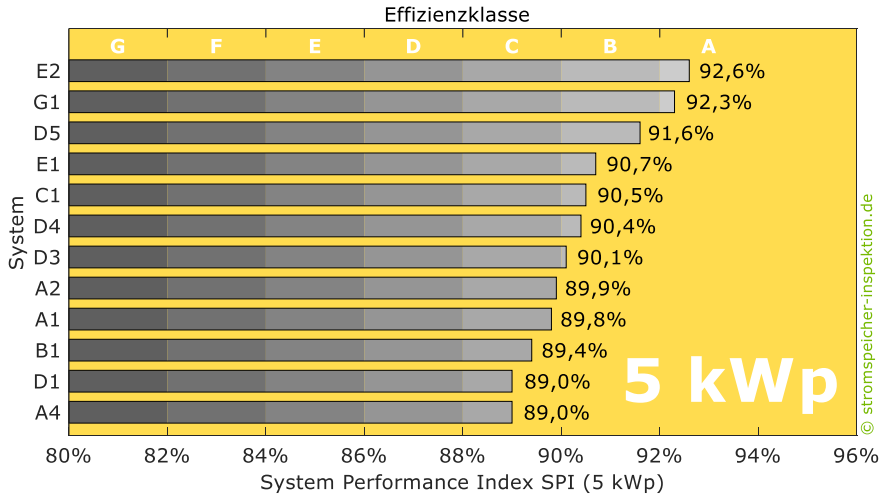


Bild 19 SPI (5 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme.

3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kWp)

Insgesamt 14 Systeme wurden mit dem 2. Referenzfall und dem SPI (10 kWp) bewertet. Bild 20 stellt die SPI-Ergebnisse aller bewerteten Systeme gegenüber. Beim Vergleich der mit beiden Referenzfällen bewerteten Systeme wird deutlich, dass der SPI (10 kWp) gegenüber dem SPI (5 kWp) im Mittel um 2,2 Prozentpunkte höher ausfällt. Im Wesentlichen ist dieser Unterschied auf die höhere PV-Nennleistung und die zusätzlichen elektrischen Verbraucher des 2. Referenzfalls zurückzuführen, die die Gesamtsystemeffizienz positiv beeinflussen (vgl. Kapitel 4).

Zudem sind die Unterschiede zwischen den Systemen beim SPI (10 kWp) oftmals geringer im Vergleich zum SPI (5 kWp). Bei System A1 und A2 trifft dies nicht zu, da die geringe nominale Entladeleistung (2,6 kW) den Energiedurchsatz durch das AC-gekoppelte Speichersystem A2 beim 2. Referenzfall stark beeinträchtigt. Einzelne Systemeigenschaften können also Unterschiede in der auf Basis der beiden Kennzahlen ermittelten Effizienzrangfolge hervorrufen. Wie bereits erwähnt, sind **SPI (5 kWp)** und **SPI (10 kWp) nicht vergleichbar**.

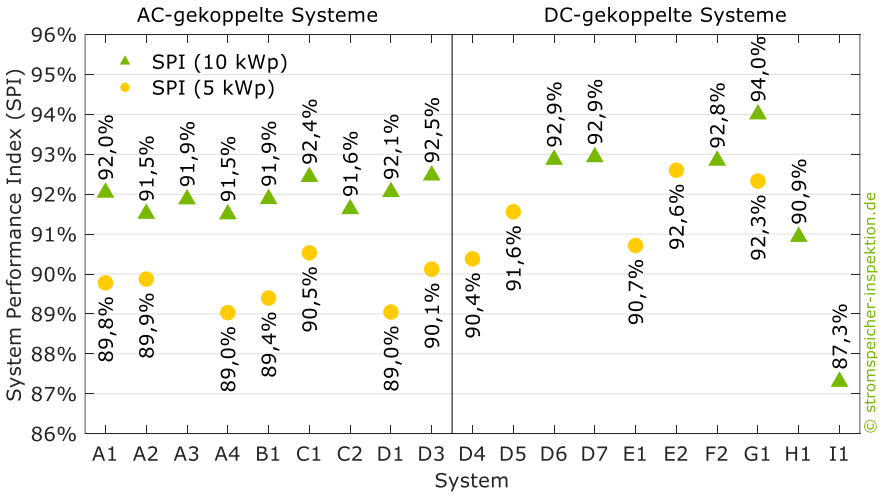


Bild 20 SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) der untersuchten PV-Speichersysteme.

Bild 21 veranschaulicht die Ergebnisse der **Verlustanalyse** für die mit dem SPI (10 kWp) bewerteten PV-Speichersysteme. Die mittleren Anteile der einzelnen Verlustmechanismen an den Gesamtsystemverlusten sind bei beiden Referenzfällen annähernd gleich. Der überdurchschnittlich hohe SPI (10 kWp) von System G1 ist vor allem auf sehr geringe Umwandlungsverluste zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.3). Die Systeme C1 und C2 erzielen mit einem Systemverbrauch im Standby-Modus von 2 W bzw. 3 W die geringsten Bereitschaftsverluste. Beim Vergleich der Ergebnisse von System A1 und A2 fallen die fast doppelt so hohen Dimensionierungsverluste des Systems A2 auf. Grund hierfür ist die verhältnismäßig kleine nominale Entladeleistung im Vergleich zur nutzbaren Speicherkapazität von System A2 (vgl. Kapitel 2.2). Obwohl System H1 geringe Dimensionierungs- und Umwandlungsverluste vorweist, liegt der SPI (10 kWp) dieses Systems aufgrund der hohen Bereitschaftsverluste nur bei 90,9%. Die auffallend hohen Effizienzeinbußen des Systems I1 sind vor allem den hohen Umwandlungs- und Regelungsverlusten geschuldet.

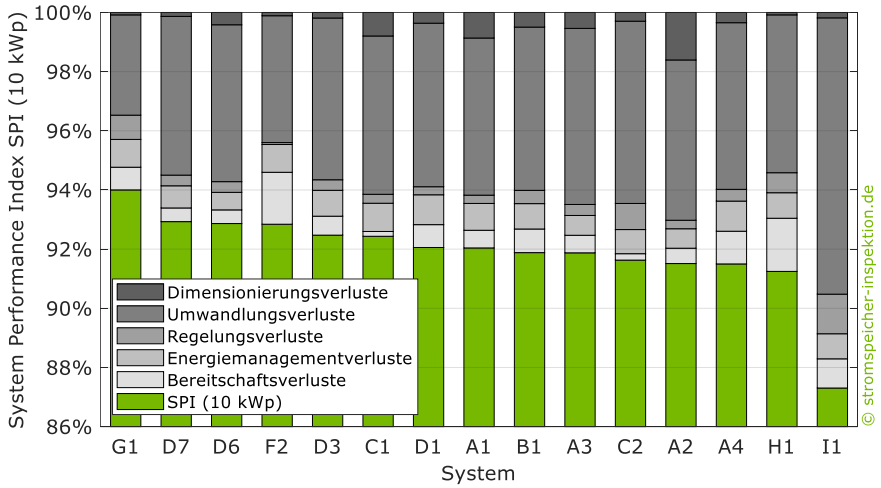


Bild 21 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (10 kWp) der untersuchten Systeme.

Ergänzend sind die Bewertungsergebnisse in Bild 22 der Höhe nach sortiert dargestellt. Die für den SPI (10 kWp) definierten Effizienzklassen sind ebenfalls aufgeführt. Die Klassenbreite beträgt aufgrund der geringeren Unterschiede zwischen den Systemen nur 1 Prozentpunkt [20]. 7 von 8 Systemen, die mit beiden Referenzfällen bewertet wurden, erreichen anhand des SPI (5 kWp) bzw. SPI (10 kWp) die **gleiche Effizienzklasse**.

Als einziges mit dem SPI (10 kWp) bewertetes System erreicht G1 die Effizienzklasse A. Die baugleichen Systeme D6 und D7, bei denen sich lediglich die nominale PV-Bemessungseingangsleistung unterscheidet, werden mit einem SPI (10 kWp) von 92,9% der Effizienzklasse B zugeordnet. Der Großteil der Systeme fällt in Effizienzklasse C. Die hohen Effizienzverluste von System I haben einen SPI (10 kWp) von 87,3% zur Folge. Somit erreicht dieses System nur Effizienzklasse G. Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Klasseneinteilung der mit SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) bewerteten Systeme anhand des besseren Wertes erfolgte (vgl. Bild 2).

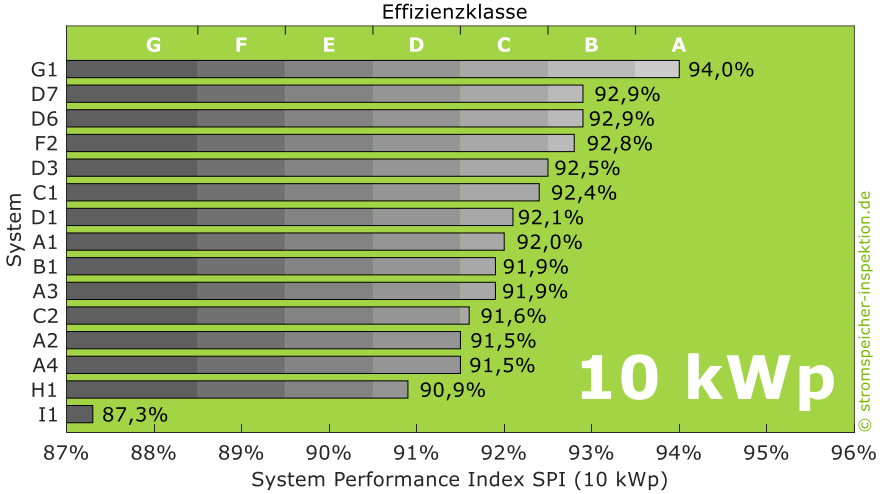


Bild 22 SPI (10 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme.

4 Antworten auf Fragen zur Speichereffizienz

Dieses Kapitel beleuchtet wichtige Einflussfaktoren auf die Systemeffizienz, Einschränkungen des Systemvergleichs sowie angrenzende Themengebiete.

Wieso sollten PV-Speichersysteme mit Hochvolt-Batterien mindestens bei mittlerer Batteriemodulanzahl vermessen werden?

Die Batteriespannung sogenannter Hochvolt-Batteriesysteme, die sich aus mehreren in Reihe geschalteten Batteriemodulen zusammensetzen, liegt meist zwischen 100 V und 500 V. Mit zunehmender Batteriemodulanzahl steigt sowohl die Speicherkapazität als auch die Nennspannung des Batteriespeichers, wie Bild 23 zeigt. Die Verdopplung der nutzbaren Speicherkapazität eines Hochvolt-Batteriesystems hat einen **Anstieg der Batteriespannung** ebenfalls um den Faktor 2 zur Folge.

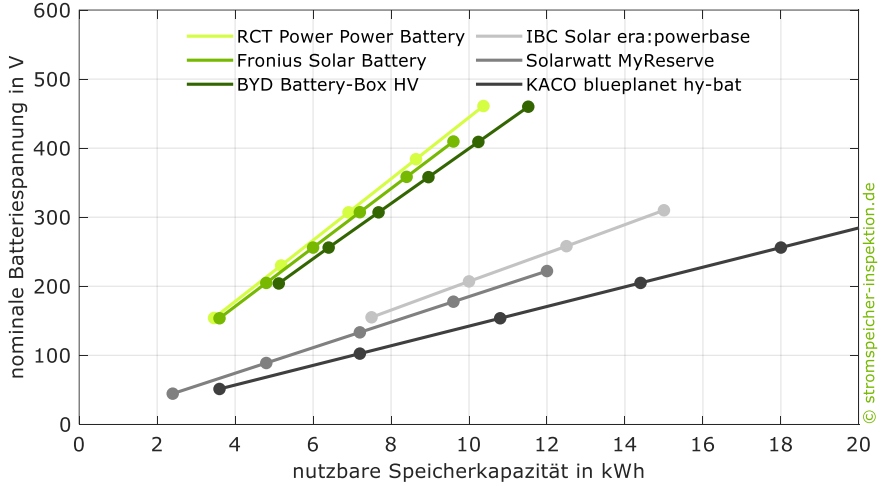
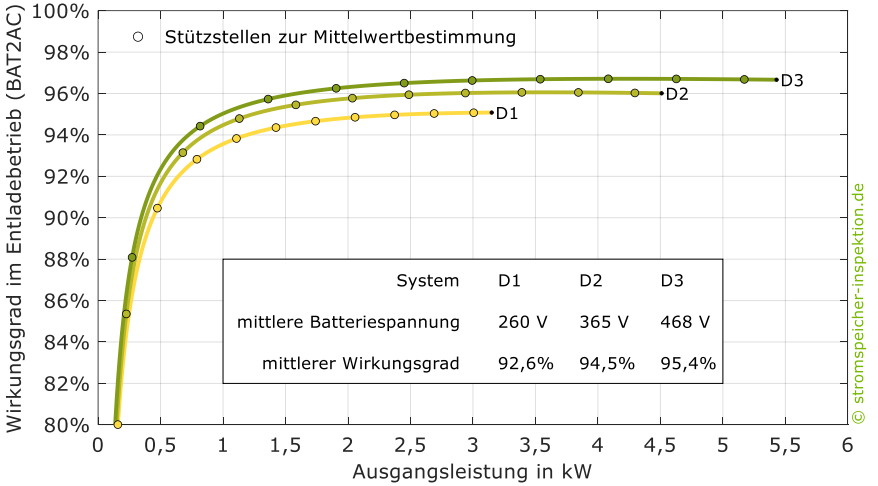


Bild 23 Zusammenhang zwischen der Nennspannung und der nutzbaren Speicherkapazität verschiedener Hochvolt-Batteriesysteme (Quelle: Datenblätter der Hersteller und pv magazine Produktdatenbank Batteriespeichersysteme).

Durch die höhere Batteriespannung fallen die Umwandlungsverluste im Wechselrichter geringer aus (vgl. Bild 24), was zu einem Anstieg der Systemeffizienz führt. Gemäß Effizienzleitfaden (Version 2.0) sind Hochvolt-Systeme daher mindestens bei mittlerer Batteriemodulanzahl zu vermessen [10].

Sind die mittleren Umwandlungswirkungsgrade von unterschiedlich dimensionierten PV-Speichersystemen vergleichbar?

Der mittlere Wirkungsgrad eines Energieumwandlungspfads entspricht dem Mittelwert der Wirkungsgrade an 10 gleichverteilten Stützstellen zwischen 5% und 95% der nominalen Ausgangsleistung [10]. Bild 24 veranschaulicht die Abhängigkeit der BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme D1 bis D3 von der Ausgangsleistung. Die drei Systeme unterscheiden sich lediglich in der **Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule**. Des Weiteren sind in der Abbildung die Stützstellen dargestellt, die zur Bestimmung des mittleren Pfadwirkungsgrads dienen.



System	D1	D2	D3
mittlere Batteriespannung	260 V	365 V	468 V
mittlerer Wirkungsgrad	92,6%	94,5%	95,4%

Bild 24 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien sowie Stützstellen zur Bestimmung des mittleren Umwandlungswirkungsgrads der AC-gekoppelten Systeme D1 bis D3.

Der DC-Entladestrom der betrachteten Systeme ist auf 13 A begrenzt. Das führt dazu, dass die nominale AC-Entladeleistung mit zunehmender Batteriespannung von 3,2 kW (D1) auf 4,5 kW (D2) steigt. Mit größerer nominaler Entladeleistung verschieben sich die 10 Stützstellen immer mehr hin zu höheren Leistungen. Daraus resultieren insbesondere deutlich **verbesserte Wirkungsgrade** an den Stützstellen im unteren Leistungsbereich. Im mittleren und oberen Leistungsbereich überwiegt der Einfluss der Batteriespannung auf die Wirkungsgrade. Obwohl der Wirkungsgradunterschied zwischen System D1 und D2 bei einer Entladeleistung von 3 kW nur bei 1 Prozentpunkt liegt, unterscheiden sich die mittleren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade der beiden Systeme um fast 2 Prozentpunkte. Die mittleren Umwandlungswirkungsgrade werden also nicht nur von der Batteriespannung, sondern auch von der nominalen Leistung des jeweiligen Systems beeinflusst. Das oben genannte Beispiel zeigt auch, dass die Umwandlungswirkungsgrade unterschiedlich dimensionierter Systeme nicht bei einer spezifischen Leistung, z. B. bei 25% der nominalen Leistung wie in [23] vorgeschlagen, verglichen werden sollten.

Welche Einschränkungen sind bei der Analyse der Mess- und Simulationsergebnisse von PV-Speichersystemen zu beachten?

Der Vergleich von PV-Speichersystemen auf Basis von Messwerten oder darauf aufbauenden Simulationsanalysen ist mit Einschränkungen verbunden. Beim Vergleich der **Labormessdaten** gilt es folgende Punkte zu beachten:

- Die Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC-Umwandlungspfad) DC-gekoppelter Systeme werden meist bei der vom Hersteller definierten nominalen PV-Eingangsspannung verglichen, die jedoch je nach Gerät variiert. Zudem liegt diese nominale Spannung in der Praxis oft deutlich über der tatsächlichen Eingangsspannung, insbesondere wenn der PV-Generator auf verschiedene Eingänge des Wechselrichters aufgeteilt wird. Dadurch können die Umwandlungsverluste im Betrieb höher ausfallen als im Labortest bei nominaler Eingangsspannung ermittelt.
- Gemäß Effizienzleitfaden wird die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade an 8 Stützstellen zwischen 5% und 100% der nominalen Leistung des jeweiligen Umwandlungspfads bestimmt. Ein unstetiger Verlauf der Wirkungsgradkennlinien, der aus der auslastungsabhängigen Zu- oder Abschaltung einzelner Komponenten resultiert, kann durch die 8 Wirkungsgradwerte nicht korrekt wiedergegeben werden.

Des Weiteren sind folgende Aspekte bei der Interpretation der Ergebnisse der **simulationsbasierten Systembewertung** zu berücksichtigen:

- Aufgrund der einsekündigen Zeitschrittweite der Simulationsrechnungen kann das Systemverhalten nur mit ganzzahligen Werten der Totzeit simuliert werden.
- Zur Abbildung der Bereitschaftsverluste wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die PV-Speichersysteme nach Erreichen des minimalen oder maximalen Ladezustands des Batteriespeichers umgehend in den Standby-Betriebsmodus wechseln. Der bei einigen Systemen zu beobachtende mehrminütige Leerlaufbetrieb mit höherer Leistungsaufnahme bleibt demnach unberücksichtigt.

Zudem sei darauf hingewiesen, dass der Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen (Balancing), regelmäßige Kalibrierungsladungen in den Wintermonaten oder kurzzeitige Unterbrechungen des Lade- und Entladevorgangs nicht im Simulationsmodell berücksichtigt werden [24].

Worin unterscheiden sich die Lastprofile, die der simulationsbasierten Systembewertung mit dem SPI zugrunde liegen?

Um verschiedene PV-Speichersysteme unter identischen Betriebsbedingungen vergleichen zu können, wurden 2 Referenzfälle definiert. Beim 1. Referenzfall handelt es sich um ein Wohngebäude mit einem elektrischen Energiebedarf von 5010 kWh/a. Beim 2. Referenzfall sind eine **Wärmepumpe** sowie ein **Elektroauto** zusätzlich zu den Haushaltsgeräten vorhanden (vgl. Bild 17). Der elektrische Energiebedarf des 2. Referenzfalls beträgt 9363 kWh/a.

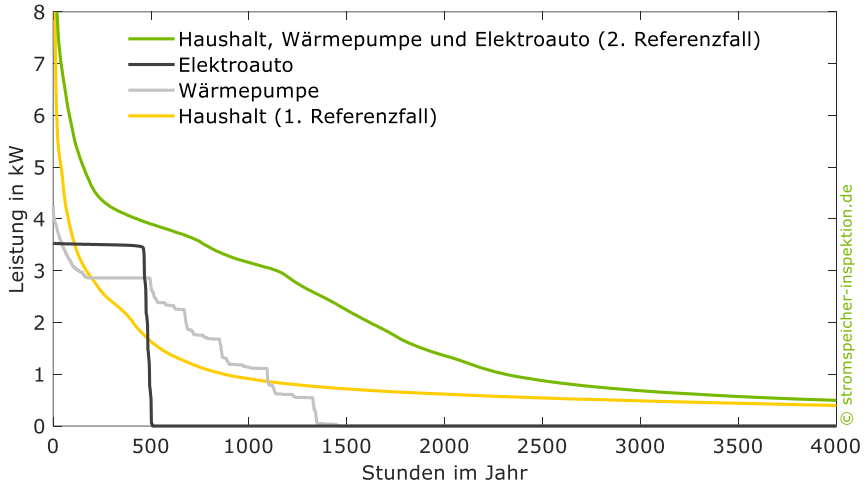


Bild 25 Leistungsaufnahme der unterschiedlichen Verbraucher und Lastprofile der beiden Referenzfälle der Höhe nach sortiert dargestellt als Jahresdauerlinie.

Bild 25 zeigt die Leistungsaufnahme der einzelnen Verbraucher der Höhe nach sortiert anhand einer sogenannten Jahresdauerlinie. Etwa die Hälfte des elektrischen Energiebedarfs des Haushalts entfällt auf Leistungen unterhalb von 0,6 kW. Die Wärmepumpe läuft insgesamt 1450 h/a, wohingegen die Wandladestation des Elektroautos knapp 500 h/a eine Leistung von 3,5 kW aufnimmt. Daher weist das Summenprofil des 2. Referenzfalls im Vergleich zum Lastprofil des 1. Referenzfalls eine höhere Leistungsaufnahme auf.

Welchen Einfluss haben die beiden Referenzfälle auf das Betriebsverhalten der Speichersysteme?

Bild 26 vergleicht die aus der Jahressimulation ermittelte leistungsabhängige Verteilung der Energieaufnahme und -abgabe des Systems D3 für den 1. und 2. Referenzfall. Über ein gesamtes Jahr betrachtet wird das Batteriesystem beim 2. Referenzfall deutlich häufiger mit Leistungen knapp unter der nominalen AC-Leistungsaufnahme (5,6 kW) geladen. Dies ist auf die doppelt so hohe Nennleistung des PV-Generators zurückzuführen.

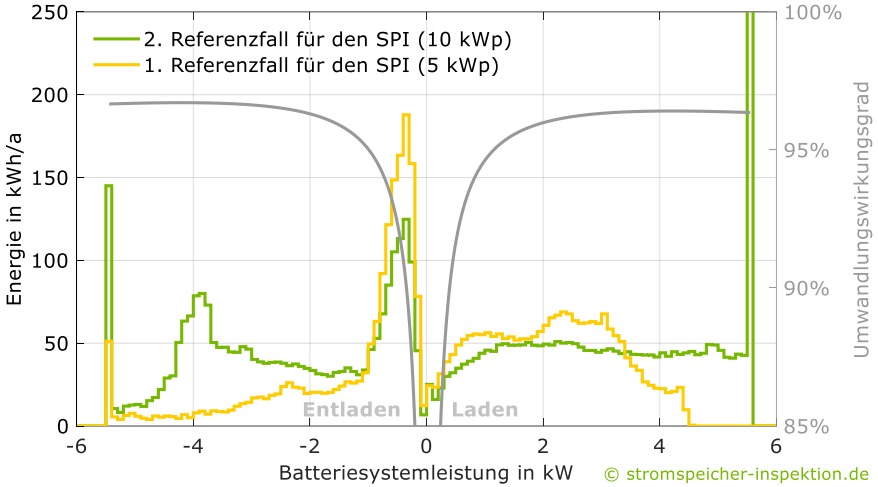


Bild 26 Einfluss der beiden Referenzfälle auf die Energieaufnahme und -abgabe des AC-gekoppelten Systems D3 sowie Verlauf der Wirkungsgradkennlinie des Batteriewechselrichters (Klassenbreite 0,1 kW, Energieaufnahme von 568 kWh/a zwischen 5,5 kW und 5,6 kW beim 2. Referenzfall).

Die Abweichungen in der **Verteilung der Energieabgabe** beim 1. und 2. Referenzfall sind durch die unterschiedlichen Lastprofile der beiden Referenzfälle zu erklären (vgl. Bild 25). Während beim 1. Referenzfall ca. 60% der jährlichen Energieabgabe auf AC-Leistungen bis 1 kW entfällt, ist dieser Anteil beim 2. Referenzfall nur noch halb so groß. Die Wärmepumpe und das Elektroauto steigern die Energieabgabe des Batteriesystems insbesondere im Leistungsbereich zwischen 2 kW und 5,5 kW (nominale AC-Entladeleistung). Anhand der dargestellten Wechselrichterkennlinien des Hochvolt-Systems D3 wird deutlich, dass beim 2. Referenzfall ein höherer Anteil des Energiedurchsatzes bei höheren Umwandlungswirkungsgraden des Wechselrichters erfolgt.
Bei Systemen mit Niedervolt-Batterien fallen die Umwandlungswirkungsgrade im oberen Leistungsbereich oftmals ab, da die stromabhängigen Wechselrichterverluste an Bedeutung gewinnen (vgl. AC2BAT- und BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der Systeme A4 bis C2 im Anhang). Niedervolt-Wechselrichter

werden daher beim 2. Referenzfall im Vergleich zum 1. Referenzfall häufiger in einem weniger effizienten Arbeitsbereich betrieben.

Wieso sind die Kennzahlen SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) nicht vergleichbar?

Die SPI-Werte von unterschiedlichen PV-Speichersystemen sind nur vergleichbar, wenn der Systembewertung **identische Rahmenbedingungen** zugrunde liegen. Beim SPI (5 kWp) beträgt die Nennleistung des PV-Generators gemäß Definition 5 kWp, wohingegen der PV-Generator beim SPI (10 kWp) doppelt so groß ist. Die höhere PV-Leistung sowie die zusätzlichen elektrischen Verbraucher (Wärmepumpe und Elektroauto) verringern beim 2. Referenzfall bei den meisten Systemen die umwandlungsbedingten SPI-Verluste. Dies ist bedingt durch den vermehrten Betrieb der Hochvolt-Systeme im oberen und effizienteren Leistungsbereich (vgl. Bild 26). Weiterhin sei zu erwähnen, dass die Bereitschaftsverluste beim SPI (10 kWp) geringer ausfallen, da die höhere PV-Leistung die Verweildauer im Standby-Modus bei entladenem Batteriespeicher verringert [15]. Dagegen steigen die Energiemanagementverluste beim SPI (10 kWp) an, da die elektrische Last und der Batteriespeicher in geringerem Maßstab zur Reduktion der PV-Abregelung beitragen. Im Mittel fällt der SPI (10 kWp) gegenüber dem SPI (5 kWp) daher höher aus. Die für die beiden Referenzfälle ermittelten SPI-Werte sind daher nicht vergleichbar.

Wieso ist eine hohe Umwandlungseffizienz der PV-Speichersysteme wichtig?

Die Höhe der jährlichen Umwandlungsverluste hängt entscheidend von den Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sowie vom Batteriewirkungsgrad eines PV-Speichersystems ab. Bild 27 vergleicht die aus der Simulation resultierenden **Umwandlungsverluste** der DC-gekoppelten Systeme G1 und I1.

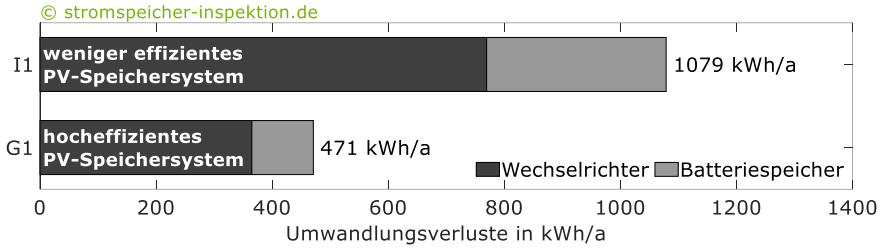


Bild 27 Vergleich der Umwandlungsverluste auf Basis der simulationsbasierten Analyse der DC-gekoppelten Systeme G1 und I1 mit dem 2. Referenzfall.

G1 ist ein sehr effizientes Gerät mit hohen Umwandlungswirkungsgraden (vgl. Bild 12), weshalb die jährlichen Umwandlungsverluste mit 471 kWh/a vergleichsweise gering sind. Im Gegensatz dazu fallen die Umwandlungsverluste von System I1 um 608 kWh/a höher aus. Diese Ergebnisse weisen auf den bedeutenden Einfluss der **Wechselrichter- und Batteriewirkungsgrade** hin. Je höher die Umwandlungsverluste eines PV-Speichersystems sind, desto weniger überschüssige PV-Energie kann in das Stromnetz eingespeist werden und desto mehr Energie muss aus dem Netz zur Versorgung der elektrischen Verbraucher bezogen werden.

Unterscheiden sich die AC-Systemnutzungsgrade von Speichersystemen mit unterschiedlichen Batterietechnologien?

Hierfür wurden die im Jahr 2018 erfassten Betriebsergebnisse von zwei PV-Speichersystemen mit **Lithium-Ionen- bzw. Redox-Flow-Batterien** in Mehrfamilienhäusern verglichen. Beide Batteriespeicher haben eine nutzbare Speicherkapazität zwischen 40 kWh und 50 kWh und sind jeweils über drei Wechselrichter der gleichen Baureihe (SMA Sunny Island) an das Netz angebunden. Aus dem Verhältnis der AC-Energieabgabe zur AC-Energieaufnahme ergibt sich der AC-Systemnutzungsgrad [16]. Der jahresmittlere AC-Systemnutzungsgrad der beiden Systeme ist in Bild 28 dargestellt.

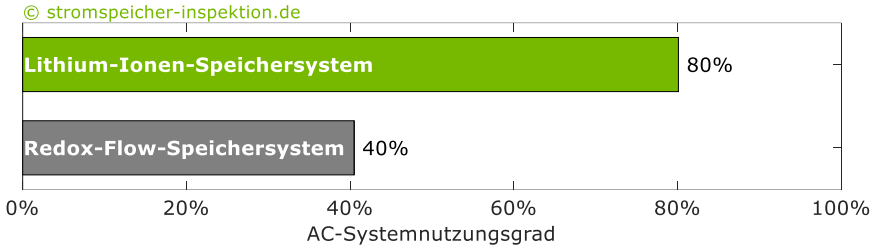


Bild 28 Vergleich der jahresmittleren AC-Systemnutzungsgrade von zwei Speichersystemen mit unterschiedlichen Batterietechnologien.

Das Speichersystem mit der Lithium-Ionen-Batterie (TESVOLT TS 48 V) konnte 80% der AC-seitig aufgenommenen Energie wieder abgeben. Dagegen erzielte das Redox-Flow-Speichersystem nur einen AC-Systemnutzungsgrad von 40%. Demnach gab das Redox-Flow-Speichersystem weniger als die Hälfte der aufgenommenen AC-Energie wieder AC-seitig ab. Der Hauptgrund für die geringe Effizienz dieses Systems liegt in den hohen Umwandlungs- und Bereitschaftsverlusten der Redox-Flow-Batterie.

Wie aussagekräftig sind die Ergebnisse von Online-Tools zur Abschätzung der Eigenversorgung durch PV-Speichersysteme?

Neben Herstellern bieten auch Branchenverbände, Hochschulen und Verbraucherzentralen Online-Tools zur Abschätzung der durch PV-Speichersysteme erzielbaren Eigenversorgung an. Nahezu alle verfügbaren Rechner sind auf die Bewertung von PV-Speichersystemen in Privathaushalten zugeschnitten [25]. Bild 29 vergleicht die mit unterschiedlichen Online-Tools ermittelten **Autarkiegrade** in Abhängigkeit von der Speicherkapazität des Batteriespeichers. Für diesen Vergleich wurden die Berechnungsergebnisse der Online-Tools bei einer Nennleistung des PV-Generators von 5 kWp und einem jährlichen Stromverbrauch von 5000 kWh/a ermittelt. Ohne Batteriespeicher ergeben sich Autarkiegrade zwischen 27% und 36%. Mit einem 6-kWh-Batteriespeicher resultieren bei der Mehrheit der betrachteten Online-Tools Autarkiegrade zwischen 58% und 65%. Auffällig ist, dass der PV.Rechner der EnergieAgentur.NRW sowie der Photovoltaik-Eigenverbrauchsrechner von Photovoltaic Austria überdurchschnittlich hohe Autarkiegrade ausgeben. Bei Letzterem ist dafür u. a. der mit 95% sehr optimistisch angenommene AC-Systemnutzungsgrad des Batteriesystems verantwortlich. Die Berechnungsansätze und die verwendeten Eingangsdaten werden leider in den wenigsten Fällen dokumentiert, sodass die zugrundeliegenden Annahmen oft schwer nachvollziehbar sind.

Die Ergebnisse des Tools Strom-Unabhängigkeits-Simulation (SUSI) weichen sehr stark von den Ergebnissen der anderen Rechner ab. Entgegen der Gesetzmäßigkeit des abnehmenden Grenznutzens suggerieren die Ergebnisse dieses Rechners, dass der Autarkiegrad unter den gegebenen Rahmenbedingungen mit Speicherkapazitäten über 10 kWh sogar noch deutlich zunimmt. Demnach gibt es offenkundige **Unterschiede in der Belastbarkeit** der mit verschiedenen Online-Tools berechneten Autarkiegrade.

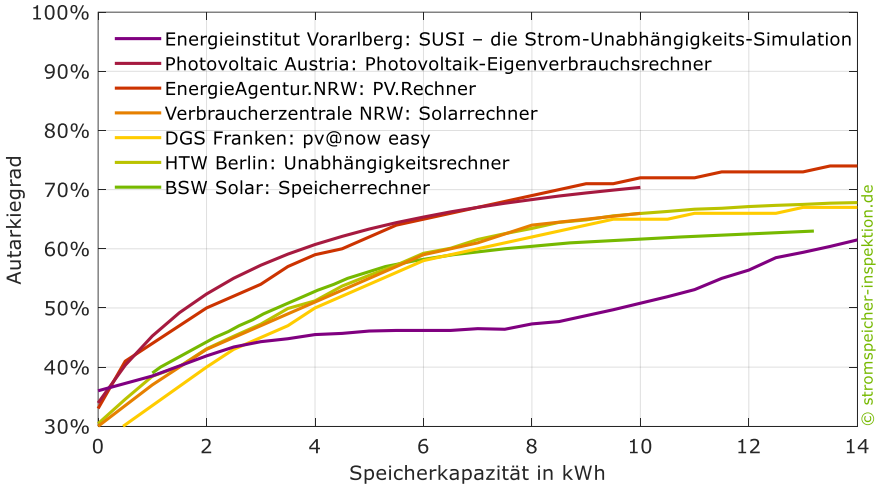


Bild 29 Vergleich der Ergebnisse verschiedener Online-Tools für PV-Speichersysteme anhand der berechneten Autarkiegrade (Rahmenbedingungen: 5000 kWh/a jährlicher Stromverbrauch und 5 kWp PV-Generatorleistung).

Literaturverzeichnis

[1] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. and BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 'Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme', Berlin, Mar. 2017.

[2] M. Fuhs, 'Der erste Speicher-Effizienzleitfaden liegt vor', *www.pv-magazine.de*, 14-Mar-2017.

[3] J. Figgener, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, and D. U. Sauer, 'Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018', Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, 2018.

[4] BYD, 'BYD BATTERY-BOX - Die Batterie für jede Anwendung'. Mar-2019.

[5] KOSTAL Solar Electric GmbH, 'Technische Spezifikation: PLENTICORE plus mit BYD Battery-Box HV'. Dec-2018.

[6] N. Munzke *et al.*, 'Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher', Abschlussbericht, Dec. 2019.

[7] J. Figgener, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, S. Zurmühlen, and D. U. Sauer, 'Speichermonitoring Baden-Württemberg Jahresbericht 2019', Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, 2019.

[8] A. Scherrer, U. Burghard, M. Wietschel, and E. Dütschke, 'Early Adopter von E-Fahrzeugen: Ladeleistungen, Eigenerzeugung und Einstellungen zum Lademanagement', *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, no. 11–2019, pp. 23–26, Nov. 2019.

[9] K.-P. Kairies, J. Figgener, D. Haberschusz, O. Wessels, B. Tepe, and D. U. Sauer, 'Market and technology development of PV home storage systems in Germany', *Journal of Energy Storage*, vol. 23, pp. 416–424, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.02.023.

[10] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. and BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 'Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0', Berlin, Apr. 2019.

[11] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, and V. Quaschning, 'Stromspeicher-Inspektion 2018', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.

[12] M. Sterner and I. Stadler, Eds., *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2nd ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.

[13] F. Büchle *et al.*, 'Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen', in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.

[14] C. Messner, J. Kathan, and J. Mayr, 'Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte', in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.

[15] J. Weniger, N. Orth, N. Böhme, and V. Quaschning, 'Stromspeicher-Inspektion 2019', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2019.

[16] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschning, 'Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen', in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.

[17] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, and S. Maier, 'Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod)', *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin*, 2019. [Online]. Available: http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod.

[18] J. Weniger, N. Orth, T. Tjaden, and V. Quaschning, 'Referenzfälle zur simulationsbasierten Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen', presented at the BVES Fachgruppe Effizienzleitfaden 1/2018, Kassel, 2018.

[19] SMA Solar Technology AG, 'Leistungsmessdaten von Wärmepumpen und Wandladestationen in Privathaushalten'. 2017.

[20] J. Weniger, N. Orth, N. Böhme, S. Maier, and V. Quaschning, 'Effizienzklassen für PV-Speichersysteme', presented at the Workshop Effizienzbewertung von Photovoltaik-Speichersystemen, Berlin, 25-Sep-2019.

[21] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, and M. Hiller, 'Latest Research Results on Home-Storage Performance', presented at the ees Europe, Munich, 2018.

[22] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, and J. Barry, 'Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand', in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.

[23] N. Dodd and N. Espinosa, 'Preparatory study for solar photovoltaic modules, inverters and systems – Task 8 Policy recommendations'. European Commission, Joint Research Centre, Dec-2019.

[24] S. Maier, J. Weniger, N. Böhme, and V. Quaschning, 'Simulationsbasierte Effizienzanalyse von PV-Speichersystemen', in *PV-Symposium 2019*, Bad Staffelstein, 2019.

[25] K. Graulich, D. Bauknecht, C. Heinemann, I. Hilbert, and M. Vogel, 'Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen', Öko-Institut e. V., Freiburg, Mar. 2018.

Anhang

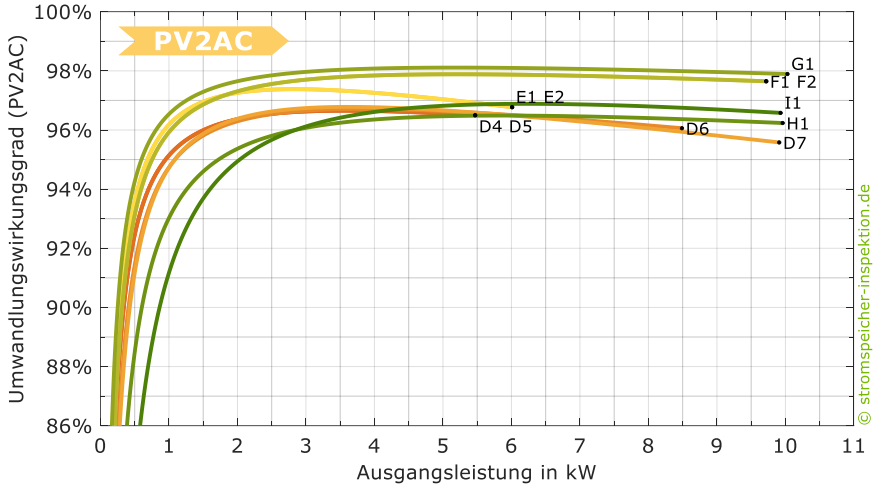


Bild 30 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme.

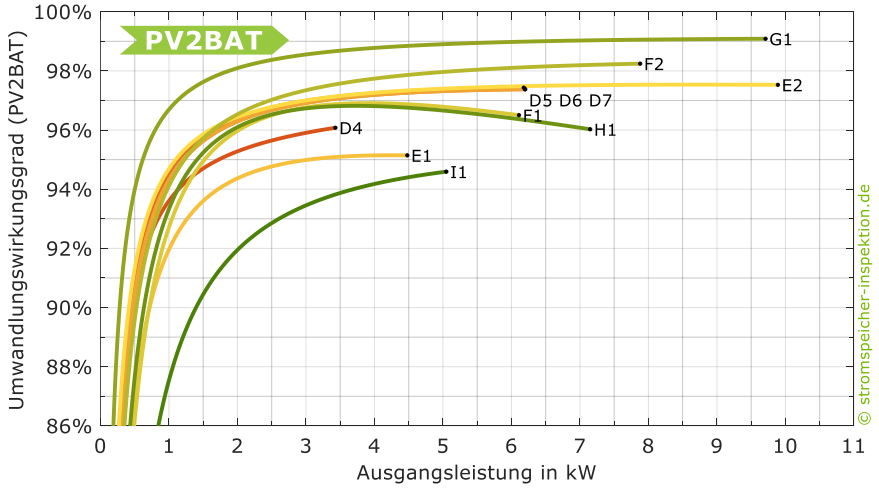


Bild 31 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

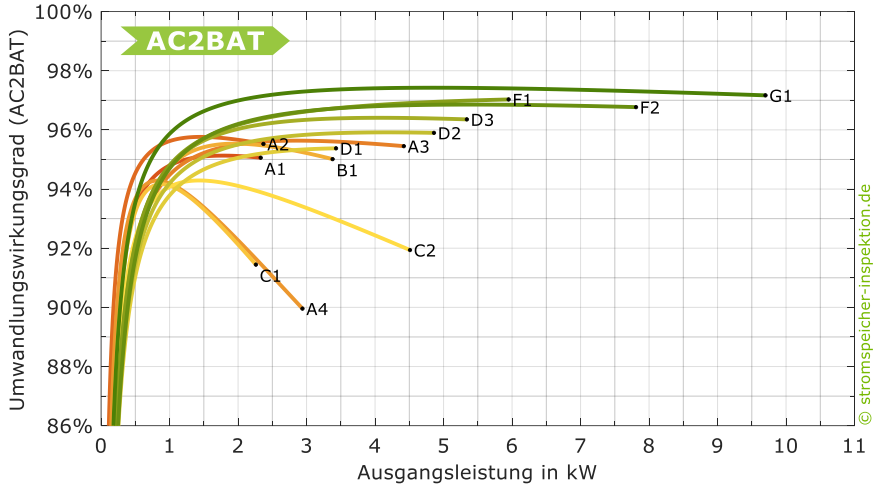


Bild 32 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme sowie der DC-gekoppelten Systeme F1 bis G1.

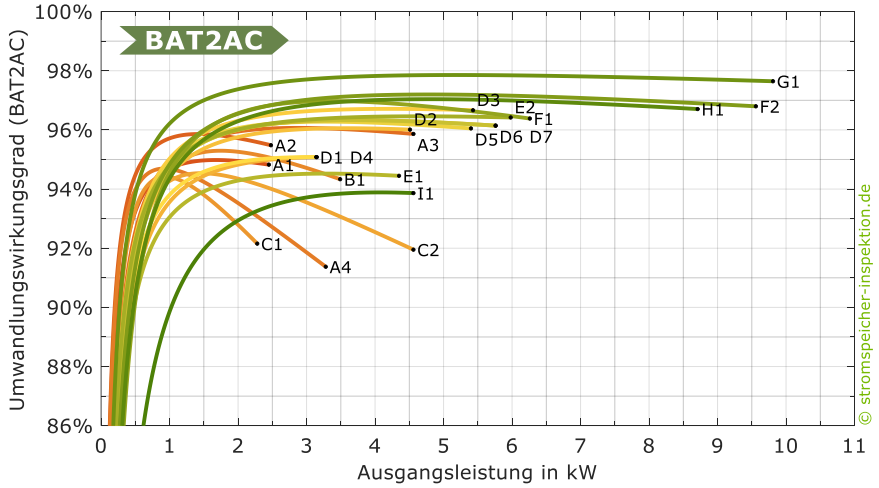


Bild 33 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.

Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

www.stromspeicher-inspektion.de

gefördert durch

DBU

Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

unterstützt durch

BYD · energy depot · fenecon · Fronius · GOODWE YOUR SOLAR ENGINE · IBC SOLAR · KACO new energy. · KOSTAL · LG Chem · RCT power · SIEMENS · SMA · VARTA