

STROMSPEICHER Inspektion



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

STUDIE
Stromspeicher-Inspektion 2021

AUTOR:INNEN

Johannes Weniger

Nico Orth

Isabel Lawaczeck

Lucas Meissner

Volker Quaschnig

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

VERSION

Version 1.0 (Juni 2021)

WEBSEITE

www.stromspeicher-inspektion.de

FÖRDERUNG

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

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
KURZFASSUNG	3
1 ANALYSE DES MARKTS FÜR PV-SPEICHERSYSTEME	5
2 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	8
2.1 Nutzbare Speicherkapazität	8
2.2 Nominale Leistung	10
2.3 Umwandlungswirkungsgrade	11
2.4 Regelungsabweichungen	13
2.5 Stand-by-Leistungsaufnahme	14
2.6 Bandbreite der Systemeigenschaften	15
3 SIMULATIONSBASIERTE SYSTEMBEWERTUNG	16
3.1 System Performance Index (SPI)	16
3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kWp)	17
3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kWp)	18
4 ANTWORTEN AUF FRAGEN ZUR SPEICHERAUSLEGUNG	19
LITERATURVERZEICHNIS	26
ANHANG	28

Vorwort

Die Stromepeicher-Inspektion vergleicht seit 2018 Photovoltaik (PV)-Speichersysteme für Privathaushalte und hilft bei der Suche nach energieeffizienten Speicherlösungen. Zur Teilnahme an der diesjährigen Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion wurden alle Hersteller von Systemen zur Speicherung von Solarstrom in Wohngebäuden eingeladen. **15 Unternehmen** beteiligten sich mit Labormesswerten von insgesamt **20 Systemen**. Die teilnehmenden Hersteller haben 2020 mehr als 60 % der in Deutschland installierten Speichersysteme ausgeliefert [1].

Alle in der Studie untersuchten Speichersysteme wurden von unabhängigen Prüfinstituten gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme vermessen [2]. Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin dankt allen beteiligten Prüfinstituten für die Durchführung der Labortests. Ein besonderer Dank gilt zudem den 13 Herstellern, die der Veröffentlichung ihrer Ergebnisse unter Angabe der Produktnamen zugestimmt haben (vgl. Bild 1).

Die Stromepeicher-Inspektion wird in den kommenden 3 Jahren in dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekt „Perform“ fortgeführt. Bis Ende 2021 können sich Speicherhersteller an der nächsten Ausgabe des Speichervergleichs beteiligen.



Bild 1 13 Unternehmen haben ihre Ergebnisse in der Stromepeicher-Inspektion 2021 unter Angabe der Produktnamen veröffentlichen lassen.

Kurzfassung

Allein im Jahr 2020 wurden in Deutschland mehr als 160.000 PV-Anlagen mit einer Nennleistung kleiner als 20 kWp installiert. Etwa die Hälfte der PV-Anlagen wurde mit einem Batteriesystem kombiniert, wie die **Marktanalyse** dieser Studie zeigt. Was vor wenigen Jahren noch eine Nischentechnologie war, hat sich demnach insbesondere in Ein- und Zweifamilienhäusern zur Standardlösung entwickelt.

Die rege Nachfrage nach Speichersystemen geht mit verschiedenen **technologischen Entwicklungen** im Speichermarkt einher. So ist bereits seit mehreren Jahren der Trend hin zu Batterien mit höheren Speicherkapazitäten zu erkennen. Des Weiteren sind zunehmend leistungsfähigere Wechselrichter und flexiblere Systemkonzepte erhältlich. Insgesamt wurden 6 Technikrends im Markt für stationäre Batteriesysteme identifiziert.

Der **Vergleich der Effizienzeigenschaften** der 20 untersuchten Stromspeichersysteme bildet den Schwerpunkt dieser Studie. Mit einem mittleren Umwandlungswirkungsgrad im Entladebetrieb von 97,6 % stellt der Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 von RCT Power einen neuen Bestwert auf. Der KACO blueplanet hybrid 10 punktet dagegen mit einer exzellenten Einschwingzeit von lediglich 0,3 s. Das AC-gekoppelte System VARTA pulse 6 benötigt bei entladendem Batteriespeicher nur 2 W und kann somit den geringsten Stand-by-Verbrauch vorweisen.

Viele Hersteller haben ihre Systeme in den vergangenen Jahren verbessert. Die häufig gestiegenen Umwandlungswirkungsgrade der Wechselrichter sind u. a. darauf zurückzuführen, dass vermehrt Siliziumkarbid-Leistungshalbleiter eingesetzt werden. Die effizientesten Systeme erreichen dadurch über einen weiten Leistungsbereich Wirkungsgrade oberhalb von 97 %. Allerdings gibt es auch Systeme mit mittleren Umwandlungswirkungsgraden im Entladebetrieb von lediglich 90 %, bei denen somit noch Verbesserungspotenzial besteht.

Die Effizienzbewertung der Stromspeichersysteme mit dem **System Performance Index (SPI)** baut auf den Labormessdaten auf. Hierzu wurden die Systeme in 2 Leistungsklassen eingeteilt. Sowohl aus der Bewertung mit dem SPI (5 kWp) als auch aus der Bewertung mit dem SPI (10 kWp) gehen neue Spitzenreiter hervor, die in Bild 2 aufgeführt sind. Der Hybridwechselrichter Fronius Primo GEN24 6.0 Plus erreicht gemeinsam mit der BYD Battery-Box Premium HVS 7.7 mit 92,2 % den höchsten **SPI (5 kWp)**. Platz 2 und 3 in dieser Kategorie gehen an GoodWe und KOSTAL, deren Hybridwechselrichter ebenfalls in Verbindung mit der BYD-Batterie angetreten sind.

Insgesamt sind die Effizienzunterschiede zwischen den mit dem SPI (5 kWp) bewerteten Systemen deutlich kleiner als zwischen den Systemen, die mit dem SPI (10 kWp) bewertet wurden. In der größeren Leistungsklasse setzt sich das System Power Storage 10.0 mit der Power Battery 11.5 von RCT Power mit einem **SPI (10 kWp)** von 95,1 % durch. Dieser Wert liegt 1,1 Prozentpunkte über dem bisherigen Spitzenwert. Fronius und Kaco schneiden ebenfalls mit einem herausragenden SPI (10 kWp) von 94,6 % bzw. 93,8 % ab.

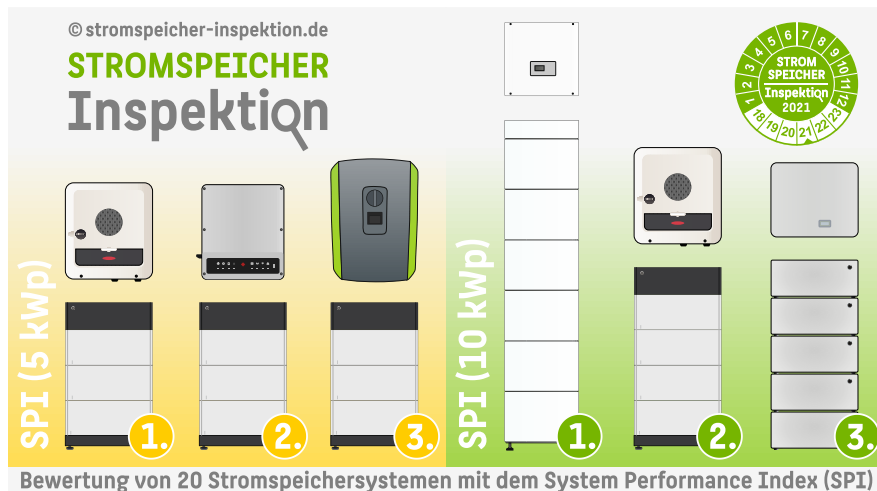


Bild 2 Die effizientesten Solarstromspeicher 2021, die als Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2021 hervorgehen.

Zur Vergleichbarkeit der mit dem SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) bewerteten PV-Speichersysteme wurden **Effizienzklassen** eingeführt [3]. Bild 3 zeigt die aus der Stromspeicher-Inspektion 2021 hervorgehende Rangliste. Während im Jahr 2020 lediglich 2 Systeme die Effizienzklasse A erreichten, fallen in diesem Jahr bereits 5 Systeme in die höchste Kategorie. Insgesamt können 13 Stromspeichersysteme die Effizienzklasse A oder B und damit eine sehr gute Systemeffizienz vorweisen. 6 weitere Systeme haben gut abgeschnitten (Klasse C und D). Das System in der Effizienzklasse E hat doppelt so hohe Effizienzverluste wie der Spitzenreiter von RCT Power.

Ein weiterer Schwerpunkt der Studie befasst sich mit Fragen zur **Auslegung von PV-Speichersystemen**. Die Simulationsanalysen zeigen, dass insbesondere in Wohngebäuden mit Wärmepumpe oder Elektroauto eine möglichst große Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von mind. 10 kWp installiert werden sollte. Die vermiedenen CO₂-Emissionen sind umso höher, je größer die PV-Anlage ist. Vor diesem Hintergrund sollten alle geeigneten Dachflächen zur Produktion von Solarstrom genutzt werden.

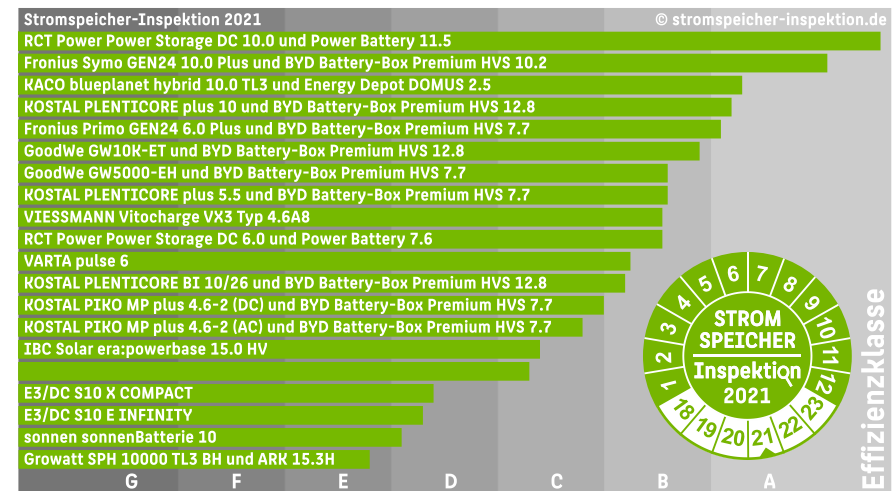


Bild 3 Rangliste und Effizienzklassen der 20 mit dem System Performance Index (SPI) bewerteten Stromspeichersysteme.

1 Analyse des Markts für PV-Speichersysteme

In diesem Kapitel wird zunächst der Markt für PV-Speichersysteme in Deutschland anhand der Meldedaten des Marktstammdatenregisters (MaStR) der Bundesnetzagentur analysiert (Stand 18.05.2021). Anschließend werden verschiedene technologische Entwicklungen im Speichermarkt vorgestellt.

Im Jahr 2020 wurden 162.493 PV-Anlagen mit einer Nennleistung kleiner als 20 kWp in Betrieb genommen und im MaStR registriert. Damit hat sich in diesem Segment im Vergleich zum Vorjahr neben der Anzahl auch die Gesamtleistung der installierten **PV-Systeme** auf **1285 MWp** fast verdoppelt (vgl. [3]). Etwa 44 % der im Jahr 2020 errichteten PV-Anlagen wurden in Kombination mit einem Batteriespeicher installiert. Der Trend, dass ungefähr jede zweite neu errichtete PV-Anlage im Wohngebäudebereich derzeit mit einem Batteriespeicher kombiniert wird, setzt sich demnach fort (vgl. [4]). Insgesamt **82.479** der im Jahr 2020 installierten und im MaStR registrierten **Speichersysteme** haben eine nutzbare Speicherkapazität kleiner als 20 kWh und eine Nettonennleistung kleiner als 20 kW. Wie Bild 4 veranschaulicht, weisen drei Viertel der Systeme eine **nutzbare Speicherkapazität** zwischen 5 kWh und 11 kWh auf. Im Vergleich zur Auswertung der im Jahr 2019 installierten Systeme wurden vermehrt Batteriespeicher mit 5 kWh bis 6 kWh, 7 kWh bis 8 kWh sowie 10 kWh bis 11 kWh installiert. Die mittlere nutzbare Speicherkapazität in diesem Marktsegment ist von 8,0 kWh auf 8,3 kWh gestiegen.

Bild 5 zeigt die auf die nutzbare Speicherkapazität bezogene **Nettonennleistung** der im Jahr 2020 in Betrieb genommenen Speichersysteme. Bei mehr als zwei Drittel der Systeme liegt das Verhältnis aus Nettonennleistung und nutzbarer Speicherkapazität unter 0,6 kW/kWh. Im Mittel beträgt es 0,59 kW/kWh. Lediglich 12 % der Systeme haben eine spezifische Nettonennleistung größer als 1 kW/kWh, sodass der Batteriespeicher innerhalb einer Stunde vollständig entladen werden kann.

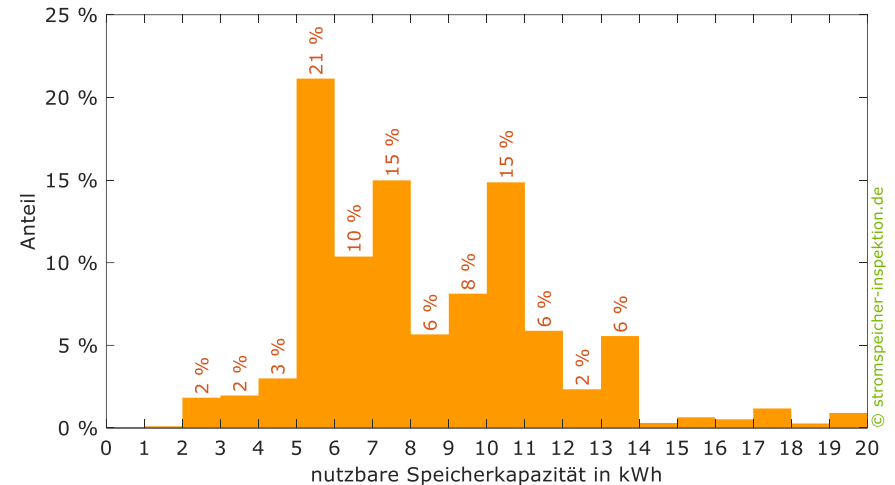


Bild 4 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der im Jahr 2020 installierten Speichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität kleiner als 20 kWh und einer Nettonennleistung kleiner als 20 kW (Anzahl der Systeme: 82.479, Daten: Marktstammdatenregister).

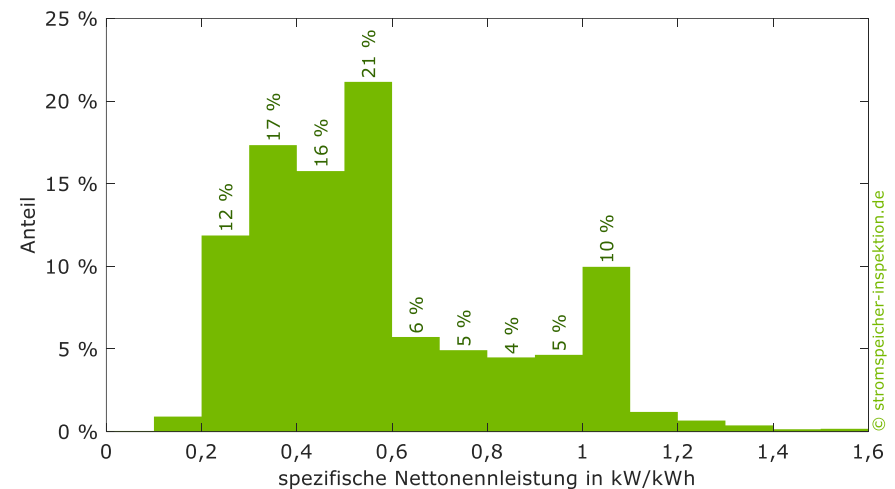


Bild 5 Häufigkeitsverteilung der Nennleistung im Verhältnis zur nutzbaren Speicherkapazität der im Jahr 2020 installierten Speichersysteme kleiner als 20 kWh und 20 kW (Anzahl der Systeme: 82.479, Daten: Marktstammdatenregister).

Neben der Analyse der Daten des Marktstammdatenregisters wurden auf Basis von mehreren hundert Datenblättern von Batteriespeichern, Wechselrichtern und Speichersystemen verschiedene Trends und **technische Entwicklungen im Speichermarkt** identifiziert. Bild 6 listet zu jedem Techniktrend mehrere Produktbeispiele auf, die unabhängig von der Teilnahme der jeweiligen Hersteller an der Stromspeicher-Inspektion ausgewählt wurden.

Bereits seit mehreren Jahren ist die Entwicklung hin zu Batterien mit **höheren Speicherkapazitäten** zu erkennen (vgl. [5]). Dies ist zum einen durch die Verwendung von größeren Batteriemodulen zu erklären. Bspw. hat die neue Produktreihe Battery-Box Premium HVS von BYD im Vergleich zur Vorgängerreihe eine doppelt so große Speicherkapazität pro Batteriemodul. Zum anderen werden in einigen Produkten, wie z. B. der HVM-Serie von BYD, zunehmend größere Batteriezellen verbaut, die geringere Batteriespannungen je kWh Speicherkapazität zur Folge haben. Um die von den Wechselrichtern vorgegebene min. Eingangsspannung zu erreichen, sind Batteriespeicher mit höheren Speicherkapazitäten erforderlich. Einige der mit der HVM-Serie von BYD kompatiblen Wechselrichter benötigen daher mind. 4 in Reihe geschaltete Batteriemodule, sodass die nutzbare Speicherkapazität mind. 11 kWh beträgt. Auch die Geräte sonnenBatterie 10 performance und LG Energy Solutions RESU10H Prime sind erst ab Speicherkapazitäten von rund 10 kWh erhältlich. Bei der Tesla Powerwall liegt die min. Speicherkapazität sogar bei 13,5 kWh. Dies erschwert ggf. eine bedarfsgerechte Auslegung der Batteriespeicher.

Der Einsatz von größeren Batteriezellen geht mit erhöhten Anforderungen an die Strombelastbarkeit der Batterieeingänge der Wechselrichter einher [6]. Daher sind auch mehr **leistungsfähigere Wechselrichter** mit hohen max. Lade- und Entladeströmen erhältlich. Die Wechselrichter Sungrow SH10RT und KOSTAL PLENTICORE BI 10/26 können mit max. Batterieströmen von 30 A bzw. 26 A betrieben werden. Zudem kommen mehr DC-gekoppelte Systemlösungen für größere PV-Anlagen auf den Markt. E3/DC und Hanwha Q CELLS bieten Geräte mit max. AC-Leistungen von 12 kW bzw. 15 kW an.

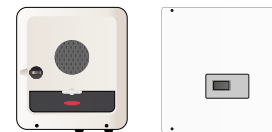
#1 Größere Batteriespeicher



#2 Leistungsfähigere Wechselrichter



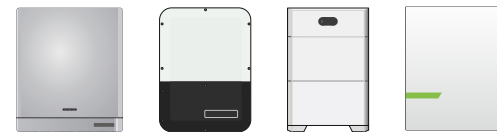
#3 Effizientere Wechselrichter



#4 Mehr Hybridwechselrichter



#5 Flexiblere Systemkonzepte



#6 Unterschiedliche Batterietechnologien



Bild 6 Techniktrends und technologische Entwicklungen im Speichermarkt.

Die zunehmende Verbreitung von **hocheffizienten Wechselrichtern** ist u. a. auf den Einsatz von Leistungshalbleitern auf Siliziumkarbid-Basis zurückzuführen. Siliziumkarbid-Leistungshalbleiter sind z. B. im Symo GEN24 10.0 Plus von Fronius und im Power Storage DC 10.0 von RCT Power verbaut. Beide Geräte beweisen, dass selbst 10-kW-Hybridwechselrichter sehr hohe Umwandlungswirkungsgrade bei kleiner Auslastung von wenigen hundert Watt erzielen können.

Bei den leistungselektronischen Komponenten der PV-Speichersysteme zeichnet sich mit der zunehmenden Anzahl von kombinierten PV-Batterie-wechselrichtern ein weiterer Trend ab. Einige Wechselrichterhersteller bieten bereits standardmäßig jeden PV-Wechselrichter mit integriertem Batterieanschluss an. Solche **Hybridwechselrichter** vereinen alle leistungselektronischen Systemkomponenten in einem Gerät. Einige AC-gekoppelte Systeme können wiederum durch optional erhältliche DC/DC-Steller zu DC-gekoppelten Systemlösungen umgerüstet werden. Um geringe Umwandlungsverluste durch kleine Spannungsunterschiede im System zu erzielen [7], sind Hybridwechselrichter insbesondere in Kombination mit sogenannten Hochvolt-Batterien vorteilhaft. Zahlreiche Hybridwechselrichter, wie z. B. der KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3, der KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 oder der GoodWe GW10K-ET, können zudem AC-seitig Leistung zur Batterieladung aufnehmen. In Anbetracht dessen könnten Hybridwechselrichter im Vergleich zu reinen AC-gekoppelten Systemlösungen zukünftig weiter an Marktrelevanz gewinnen.

Die Analyse der am Markt erhältlichen PV-Speichersysteme macht darüber hinaus deutlich, dass zunehmend **flexiblere Systemkonzepte** in Bezug auf die PV- und Batterieeinbindung gefragt sind. Das DC-gekoppelte System LG ESS HOME 10 ist mit 3 MPP-Trackern ausgestattet, sodass sich bis zu 3 unterschiedlich ausgerichtete oder unterschiedlich verschattete PV-Generatoren einbinden lassen. Dieses von PV-Wechselrichtern bekannte Multistring-Konzept hat SMA auf die Batteriewechselrichter Sunny Boy Storage 3.7 bis 6.0

übertragen. Durch DC-seitig entkoppelte Batterieeingänge können auf diese Weise bis zu 3 unterschiedliche Batteriespeicher eingebunden werden. Huawei geht mit dem Batteriespeicher LUNA2000 einen anderen Weg und integriert in jedem Batteriemodul ein Batteriemanagementsystem (BMS), das die flexible Nachrüstung von weiteren Batteriemodulen ermöglichen soll. Zusätzliche Batteriespeicher können auch über separate Batteriewechselrichter in bestehende Batteriesysteme integriert werden. Diesen Ansatz verfolgt das AC-gekoppelte System VARTA pulse 6 neo durch die Kaskadierung von bis zu 6 Geräten. Somit bestehen unterschiedliche Systemkonzepte, um die Speichersysteme nachträglich zu erweitern.

Neben den Trends im Bereich der Speichersystemtechnik kommen zusätzlich zu den etablierten Lithium-Ionen-Batterien auch vermehrt **alternative Batterietechnologien** auf den Markt. Diese werden häufig als umweltfreundlichere und nachhaltigere Systemlösungen beworben. BlueSky Energy bietet mit dem Produkt GREENROCK Home ein Natrium-Ionen-Batteriesystem an. Da der Ladungstransport im Elektrolyt durch Natrium-Ionen erfolgt, wird diese Technologie umgangssprachlich auch als Salzwasserbatterie bezeichnet. Die energiespeichernden Elektrolyte des Redox-Flow-Speichersystems VoltStorage SMART werden in unterschiedlichen Tanks gelagert und beim Be- und Entladen mithilfe von Pumpen umgewälzt. Die Natrium-Nickelchlorid-Batterie von Innovenergy basiert im Wesentlichen auf Kochsalz. Aufgrund der Betriebstemperatur von 300 °C handelt es sich hierbei um eine Hochtemperaturbatterie. Eine weitere Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien sind Nickel-Metallhydrid-Batterien, welche auch im Batteriespeicher Nilar EC Home Box integriert sind. Bei der spezifischen Energiedichte, den Batteriewirkungsgraden sowie bei dem Verhältnis von max. Lade- und Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität müssen bei den genannten Batterietechnologien häufig Abstriche gemacht werden. Alle alternativen Batterietechnologien haben aktuell im Vergleich zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie noch eine relativ geringe Marktrelevanz (vgl. [4], [8]).

2 Vergleich der Systemeigenschaften

In diesem Schwerpunkt der Stromspeicher-Inspektion 2021 werden die Labormessdaten von 20 Speichersystemen verglichen. Bild 7 veranschaulicht die Vorgehensweise des Speichervergleichs. Der Einladung zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2021 sind 15 Unternehmen gefolgt, die **unabhängige Prüfinstitute** mit dem Test ihrer Speichersysteme gemäß den Vorgaben des Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme beauftragt haben (vgl. [2]). Die Labortests wurden vom Austrian Institute of Technology (AIT), vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT), vom TÜV Süd, von der Universität Kassel und von der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) durchgeführt. Die erfassten Messwerte wurden in Prüfberichten dokumentiert, welche die Grundlage für den Vergleich der Speichersysteme bilden. Nach der Sichtung der Ergebnisse entschieden sich 13 teilnehmende Hersteller für die namentliche Erwähnung in der Studie. Wie bereits in den bisherigen Stromspeicher-Inspektionen erhält jede untersuchte Systemkonfiguration ein Kürzel, welches sich aus einem Buchstaben und einer Zahl zusammensetzt (z. B. A1, B1, C1). Der Buchstabe variiert je nach Hersteller oder Anbieter der leistungselektronischen Systemkomponenten. Aus der Zahl geht hervor, wie viele Systemkonfigurationen je Hersteller analysiert wurden.

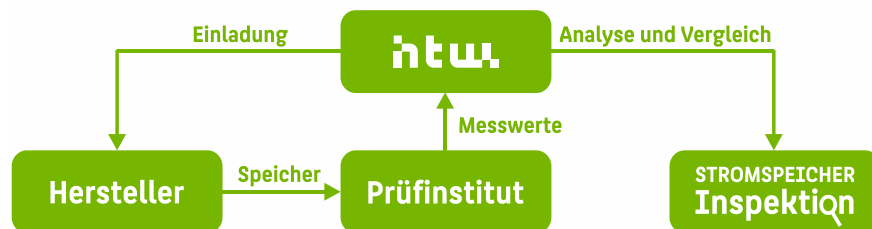


Bild 7 Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion.

Die Kürzel und Produktbezeichnungen der 20 Speichersysteme sind auf der folgenden Seite angegeben. Der Großteil der untersuchten Systeme ist modular aufgebaut. Batteriespeicher und Wechselrichter werden meist von unterschiedlichen Unternehmen produziert. Die Batteriespeicher der **AC-gekoppelten Systeme** A1 bis D2 sind mit Batteriewechselrichtern verbunden (vgl. Bild 12). Dagegen verfügen die **DC-gekoppelten Systeme** D3 bis L1 über sogenannte Hybridwechselrichter, die DC-seitig sowohl den PV-Generator als auch den Batteriespeicher einbinden. In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte Eigenschaften der 20 Speichersysteme analysiert.

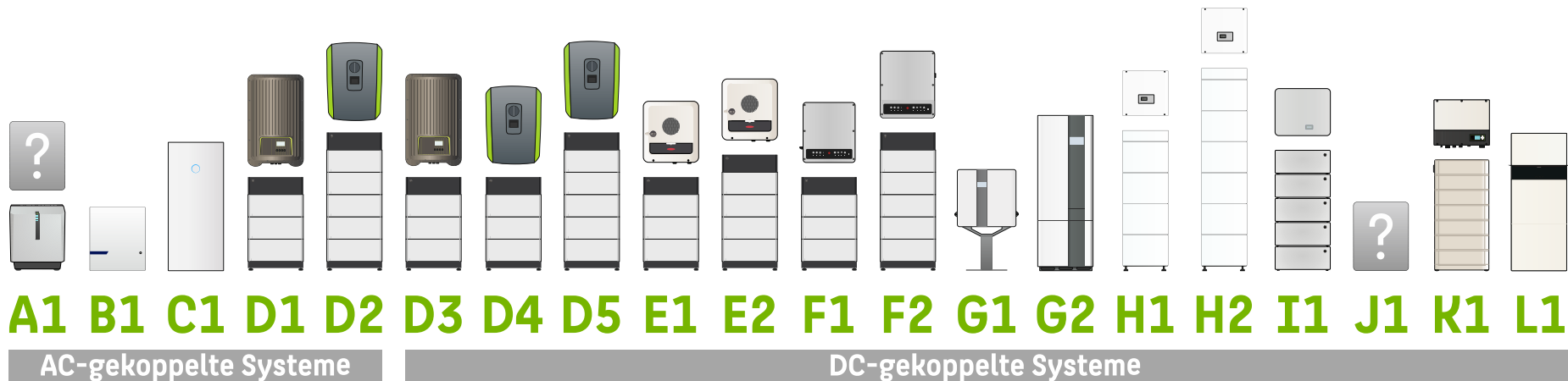
2.1 Nutzbare Speicherkapazität

Zu den wichtigsten Eigenschaften eines Batteriespeichers zählt dessen **entnehmbare Energieinhalt**, der auch als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet wird. Diese wird gemäß Effizienzleitfaden aus sogenannten Zyklentests bei 100 %, 50 % und 25 % der nominalen Lade- und Entladeleistung ermittelt [2]. Der Batteriespeicher wird hierzu komplett entladen und anschließend wieder vollständig beladen und durchläuft damit einen sogenannten Vollzyklus [9]. Die Prüfvorschriften des Effizienzleitfadens geben vor, dass der Batteriespeicher für jede der 3 Leistungsstufen insgesamt 3 Vollzyklen durchlaufen muss. Die nutzbare Speicherkapazität entspricht dem Mittelwert der DC-seitig abgegebenen Energie. Für die Mittelwertbildung werden jedoch nur die Messergebnisse des 2. und 3. Vollzyklus je Leistungsstufe herangezogen. Der 1. Zyklus dient lediglich der Vorkonditionierung.

In Bild 8 sind die aus den Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten dargestellt. Die Batteriespeicher der untersuchten Systeme haben eine **nutzbare Speicherkapazität** zwischen 5,8 kWh (B1) und 16,7 kWh (J1). Bei 16 der 20 Geräte liegt diese im Bereich zwischen 7,0 kWh und 12,3 kWh.

- A1** IBC Solar era:powerbase 15.0 HV mit einem Batteriewechselrichter
- B1** VARTA pulse 6
- C1** sonnen sonnenBatterie 10
- D1** KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (AC) und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- D2** KOSTAL PLENTICORE BI 10/26 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
- D3** KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (DC) und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- D4** KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- D5** KOSTAL PLENTICORE plus 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
- E1** Fronius Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- E2** Fronius Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2

- F1** GoodWe GW5000-EH und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- F2** GoodWe GW10K-ET und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
- G1** E3/DC S10 E INFINITY
- G2** E3/DC S10 X COMPACT
- H1** RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6
- H2** RCT Power Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5
- I1** KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3 und Energy Depot DOMUS 2.5
- J1** DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers
- K1** Growatt SPH 10000 TL3 BH und ARK 15.3H
- L1** VIESSMANN Vitocharge VX3 Typ 4.6A8



A1 B1 C1 D1 D2 D3 D4 D5 E1 E2 F1 F2 G1 G2 H1 H2 I1 J1 K1 L1

AC-gekoppelte Systeme

DC-gekoppelte Systeme

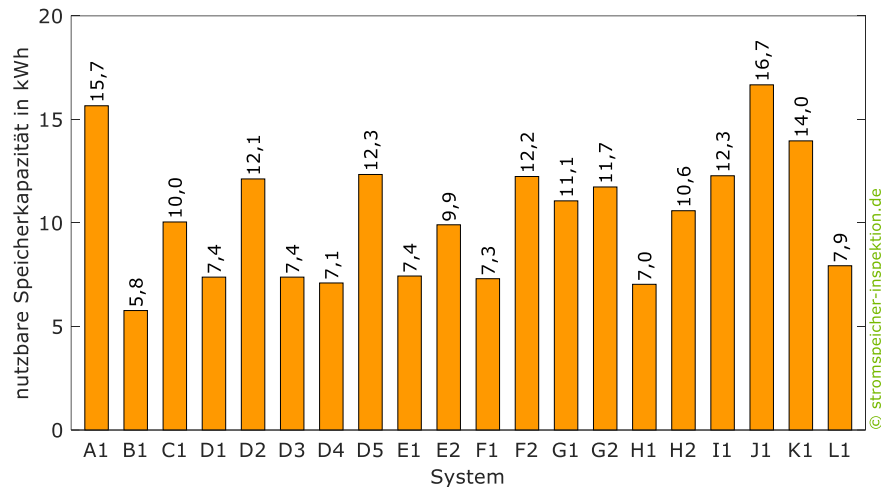


Bild 8 Vergleich der in den Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten.

Mehrere Systeme wurden nicht nur mit dem gleichen Batterietyp, sondern auch mit der identischen Batteriemodulanzahl vermessen. Dies trifft z. B. auf die Systeme D1, D3, D4, E1 und F1 zu. Für 4 der 5 Systeme wurden nutzbare Speicherkapazitäten von 7,3 kWh bzw. 7,4 kWh und somit geringe **Kapazitätsunterschiede** ermittelt. Lediglich die nutzbare Speicherkapazität des Systems D4 weicht mit 7,1 kWh davon ab. In diesem Fall wurde vom KIT festgestellt, dass die Entladevorgänge bei unterschiedlichen Batteriespannungen beendet wurden. Dies hatte wiederum bei 2 Vollzyklen eine um etwa 10 % geringere DC-Energieabgabe des Batteriespeichers zur Folge.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie von der nominalen Lade- und Entladeleistung abhängt [10]. Darauf sind z. T. die Unterschiede in der nutzbaren Speicherkapazität der Systeme D2, D5 und F2 zurückzuführen (vgl. Bild 10). Bei den Systemen H1 und H2 wurden die Zyklentests lediglich mit 25 % und 50 % der nominalen Lade- und Entladeleistung durchgeführt. Das vollständige Laden und Entladen der Batteriespeicher mit nominaler Leistung war im Prüflabor des AIT aufgrund einer temperaturbedingten Abregelung nicht möglich.

In einem weiteren Schritt wurden die Labormessergebnisse mit den **Datenblattangaben** der Hersteller verglichen. Mit Ausnahme der Systeme D1 bis D5 wurden bei den modularen Systemen hierzu die Datenblätter der Batterieanbieter herangezogen. Der Wechselrichterhersteller D weist in separaten Datenblättern darauf hin, dass nur 95 % der auf dem Batteriedatenblatt angegebenen Speicherkapazität entnommen werden können. Diese **vorgegebene Entladetiefe** zum Schutz vor Tiefenentladung ist auch ein wesentlicher Grund dafür, weshalb die nutzbare Speicherkapazität der Systeme E1 bis F2 3 % bis 5 % unter den Datenblattwerten liegt. Bei System K1 weichen die Messwerte von den Datenblattangaben sogar um 9 % ab, wie Bild 9 zu entnehmen ist. Für die Hälfte der untersuchten Systeme wurden im Labortest höhere nutzbare Speicherkapazitäten ermittelt. Im Vergleich zur Stromspeicher-Inspektion 2020 fallen die Kapazitätsunterschiede zwischen den Mess- und Datenblattwerten deutlich geringer aus (vgl. [3]).

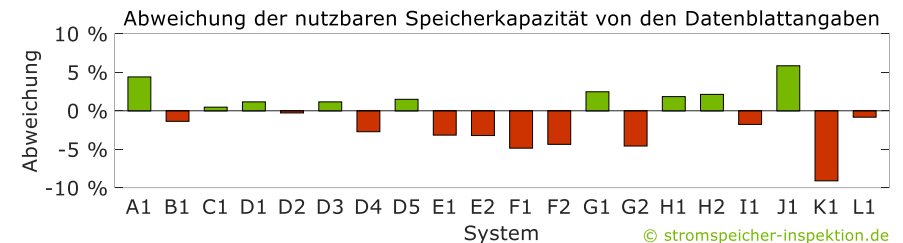


Bild 9 Differenz zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben der nutzbaren Speicherkapazität (positive Abweichung: Messwert größer als Datenblattwert, negative Abweichung: Messwert kleiner als Datenblattwert).

2.2 Nominale Leistung

Das Lade- und Entladeverhalten eines Batteriespeichers wird maßgeblich von dessen max. Leistungsaufnahme und -abgabe beeinflusst. Zur Bestimmung der nominalen DC-Ladeleistung wird die PV-Eingangleistung im Labortest so lang erhöht, bis die Batterieleistung stagniert. Die untersuchten Batteriespeicher können mit max. 2,3 kW (B1) bis 12,4 kW (H2) geladen werden.

Die **nominale DC-Entladeleistung** der Batterien variiert hingegen zwischen 2,5 kW (B1) und 10,4 kW (H2). Bild 10 stellt den Zusammenhang zwischen der Entladeleistung und der Speicherkapazität der untersuchten Systeme dar. Bei 12 der 20 Systeme liegt das Verhältnis der nominalen Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität zwischen 0,4 kW/kWh (orangefarbene Linie) und 0,6 kW/kWh (gelbe Linie). Mit 0,98 kW/kWh ist es bei System H2 am größten. Bei den Systemen H1 und H2 ist zu beachten, dass ein längerer Betrieb mit nominaler Lade- und Entladeleistung aufgrund der temperaturbedingten Leistungsabregelung nicht möglich ist (vgl. Kapitel 2.1).

Die nominalen Entladeleistungen werden gemäß den Vorgaben des Effizienzleitfadens bei mittleren Ladezuständen der Batteriespeicher bestimmt [2]. Da die Batteriespannung während des Entladevorgangs sinkt und die **Stromlimitierung des Wechselrichters** häufig für die Bemessungsleistung ausschlaggebend ist, variiert auch die max. Entladeleistung je nach Ladezustand des Batteriespeichers. System E2 kann dadurch bei vollgeladener Batterie max. 9,4 kW und zum Ende des Entladevorgangs nur noch 8,9 kW bereitstellen.

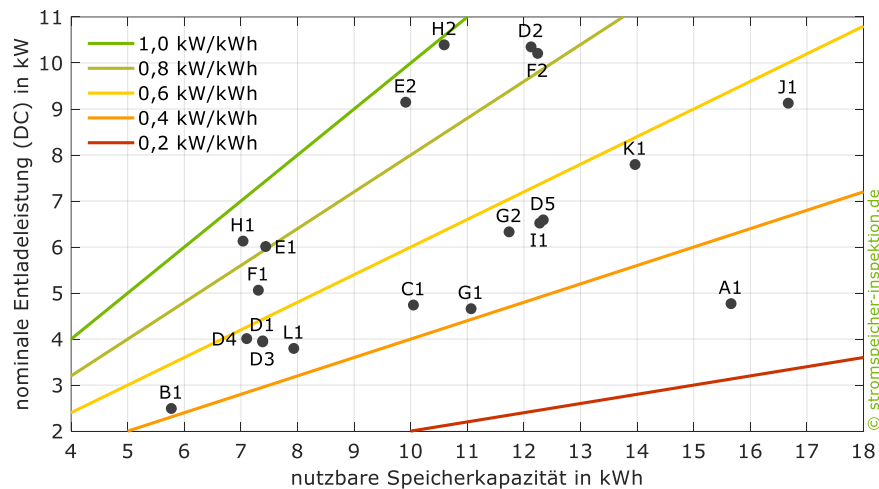


Bild 10 Nominale Entladeleistung und nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen.

2.3 Umwandlungswirkungsgrade

Die Umwandlungseffizienz von Wechselrichtern wird maßgeblich von der Eingangsleistung und der DC-Eingangsspannung beeinflusst. Bild 11 veranschaulicht zum einen den **Batteriespannungsbereich**, der durch die min. und max. Batteriespannung vorgegeben wird. In den Systemen B1 und G1 sind sogenannte Niedervolt-Batterien mit einer nominalen Spannung von unter 60 V integriert. Je mehr Batteriezellen oder -module in Reihe verschaltet sind, desto höher ist auch die Spannung des Batteriespeichers. Die 18 untersuchten Hochvolt-Systeme kommen dadurch auf nominale Batteriespannungen zwischen 205 V und 512 V. Mit zunehmender nominaler Batteriespannung steigt auch die Differenz zwischen der min. und max. Batteriespannung.

Zum anderen sind in Bild 11 die **nominalen PV-Eingangsspannungen** der DC-gekoppelten Systeme D3 bis L1 dargestellt. Laut Herstellerangaben liegen diese bei den einphasigen Wechselrichtern D3, E1, F1 und L1 zwischen 367 V und 400 V. Die nominalen PV-Eingangsspannungen der dreiphasigen Hybrid-

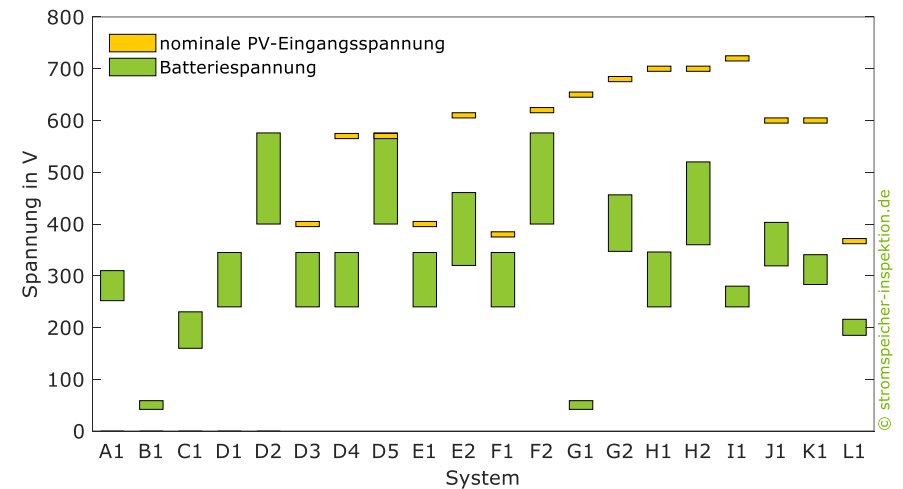


Bild 11 Batteriespannungsbereich der 20 Systemkonfigurationen sowie nominale PV-Eingangsspannung der DC-gekoppelten Systeme.

wechselrichter sind mit 570 V bis 720 V deutlich höher. Die Spannungsunterschiede im System wirken sich direkt auf die Umwandlungseffizienz aus [7]. Bild 12 veranschaulicht die wesentlichen Komponenten von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen. Zusätzlich sind die **Energieumwandlungspfade** der PV-Einspeisung (PV2AC), PV-Batterieladung (PV2BAT), AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) dargestellt. In Labortests nach dem Effizienzleitfaden werden die Umwandlungswirkungsgrade für die einzelnen Pfade über den gesamten Leistungsbereich an 8 Stützstellen erfasst. Die daraus resultierenden Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sind für die 20 Systeme im Anhang aufgeführt.

Mit den sogenannten mittleren Pfadwirkungsgraden wird der Ansatz verfolgt, die Wirkungsgrade für jeden Energieumwandlungspfad in einem Wert zusammenzufassen [2]. Hierzu wird zunächst die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung für jeden Pfad durch eine quadratische Gleichung abgebildet. Aus dieser Gleichung wird im Anschluss an 10 über den gesamten Leistungsbereich verteilten Stützstellen der Umwandlungswirkungsgrad berechnet. Aus dem arithmetischen Mittel dieser 10 Werte resultiert der mittlere Umwandlungswirkungsgrad. Bei der Interpretation der Pfadwirkungsgrade ist zu berücksichtigen, dass ein unstetiger Verlauf der Wirkungsgradkennlinie durch diesen Bewertungsansatz nicht exakt abgebildet wird [11].

In Bild 13 sind die **mittleren Umwandlungswirkungsgrade** der 20 Speichersysteme dargestellt. Die PV2AC- und PV2BAT-Wirkungsgrade der DC-gekoppelten Systeme D3 bis L1 wurden bei den jeweiligen nominalen PV-Eingangsspannungen ermittelt (vgl. Bild 11). Der Vergleich der AC2BAT- und BAT2AC-Wirkungsgrade sowie der Batteriespannungen macht deutlich, dass eine hohe Batteriespannung in der Regel hohe Umwandlungswirkungsgrade ermöglicht. System H2 kann bei allen Pfaden die höchste Umwandlungseffizienz vorweisen. Im Entladebetrieb erreicht es einen mittleren Umwandlungswirkungsgrad von 97,6 %. Die hohen Wirkungsgrade der Systeme H2 und E2 sind u. a. auf den Einsatz von Siliziumkarbid-Leistungshalbleitern zurückzuführen.

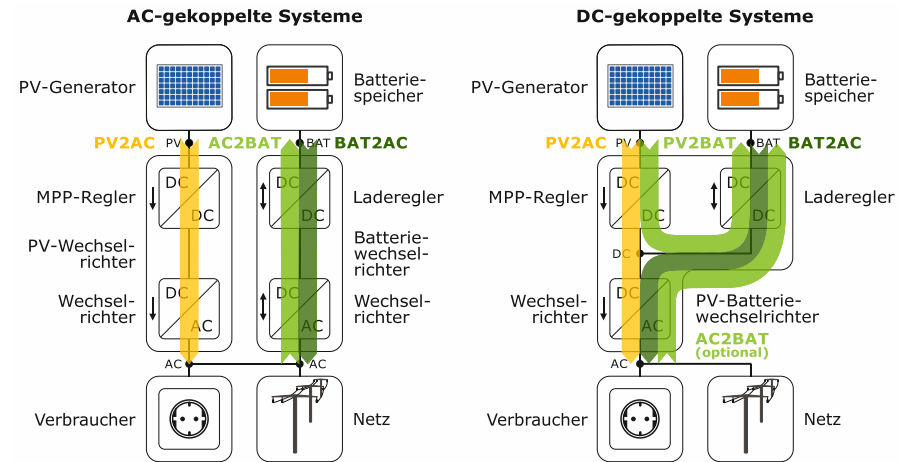


Bild 12 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC-gekoppelten (links) und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen (rechts).

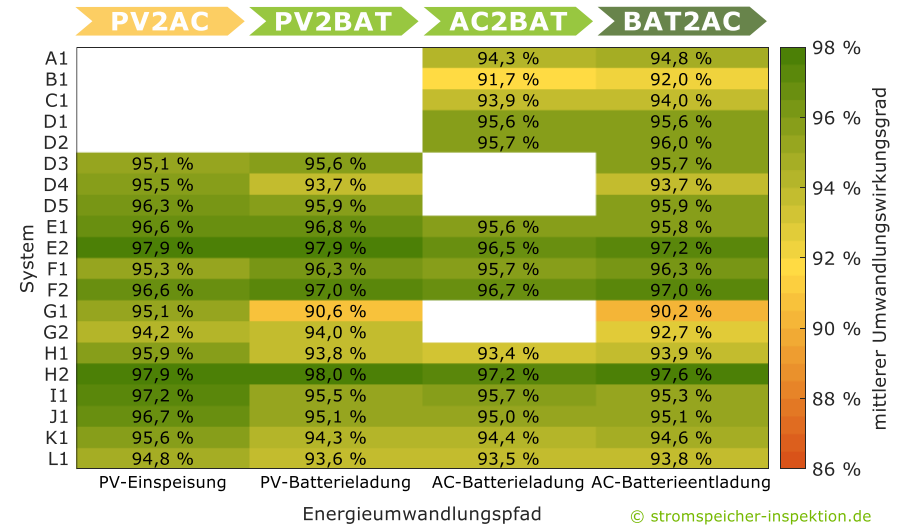


Bild 13 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 bis D2 sowie der DC-gekoppelten Systeme D3 bis L1 (Mittelwerte: 96,0 % (PV2AC), 95,2 % (PV2BAT und AC2BAT), 94,9 % (BAT2AC)).

Neben den Umwandlungsverlusten in den leistungselektronischen Systemkomponenten sind auch die im Batteriespeicher anfallenden Umwandlungsverluste von Bedeutung. Der **Batteriewirkungsgrad** wird gemäß Effizienzleitfaden aus den Messergebnissen der Labortests zur Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität ermittelt (vgl. Kapitel 2.1). In Bild 14 sind die aus den Labortests resultierenden Batteriewirkungsgrade für die 20 Speichersysteme gegenübergestellt. Während im Batteriespeicher des Systems B1 nur 2 % der zugeführten DC-Energie durch die elektrochemische Energiespeicherung verloren gehen, sind es im Batteriespeicher des Systems K1 5,1 %.

Durch die Batterietests mit 100 %, 50 % und 25 % der nominalen Lade- und Entladeleistung lässt sich darüber hinaus die Leistungsabhängigkeit der Batteriewirkungsgrade näher analysieren. Bei den meisten Systemen fällt der Batteriewirkungsgrad bei hohen Lade- und Entladeleistungen niedriger aus. Die Batterieverluste hängen allerdings auch davon ab, ob das Batteriemanagementsystem (BMS) aus der Batterie versorgt wird [12]. Je nach Leistungsaufnahme des BMS kann der Batteriewirkungsgrad dadurch auch bei kleinen Leistungen und somit langen Lade- und Entladezeiten abfallen.

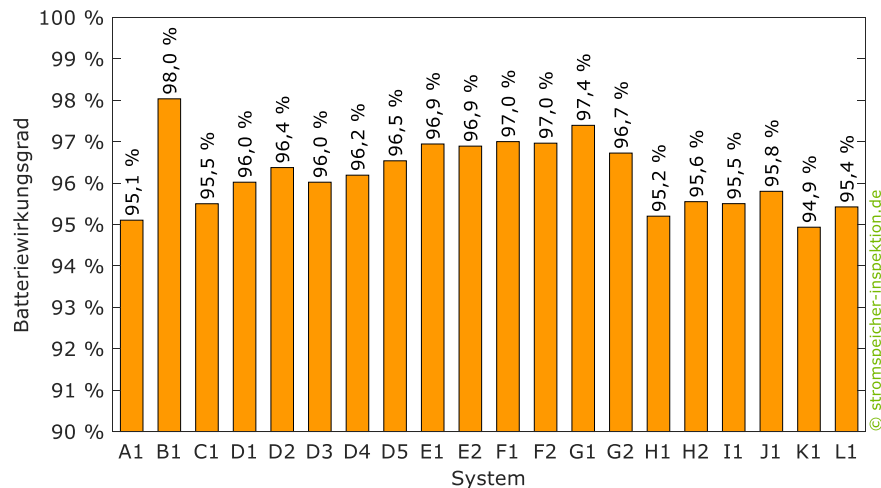


Bild 14 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme.

2.4 Regelungsabweichungen

Die Trägheit der Regelung wird mit der **Tot- und Einschwingzeit** beschrieben. Die Totzeit gibt an, wann der Batteriespeicher nach einem Leistungssprung damit beginnt, seine Leistung anzupassen [13]. Das darauffolgende Einschwingverhalten kann je nach System sehr unterschiedlich ausfallen und ähnelt häufig dem eines PT1- oder PT2-Glieds (vgl. [14]). Der Einschwingvorgang gilt als abgeschlossen, sobald die Batterieleistung einen definierten Toleranzbereich um den Sollwert erreicht hat und diesen nicht mehr verlässt.

In den Prüflaboren wurden für die untersuchten Speichersysteme Totzeiten von unter 0,1 s (H1 und H2) bis zu 2,8 s (E1) ermittelt, wie Bild 15 zeigt. Bei den meisten Systemen ist der Einschwingvorgang spätestens nach 3 s abgeschlossen. Die hohe Einschwingzeit von System J1 ist u. a. darauf zurückzuführen, dass sich bei diesem System nach dem erstmaligen Eintritt in den Toleranzbereich um den Sollwert ein oszillierendes Verhalten der Batterieleistung beobachten lässt. System I1 kann hingegen mit einer sehr schnellen Systemregelung und einer Einschwingzeit von 0,3 s aufwarten.

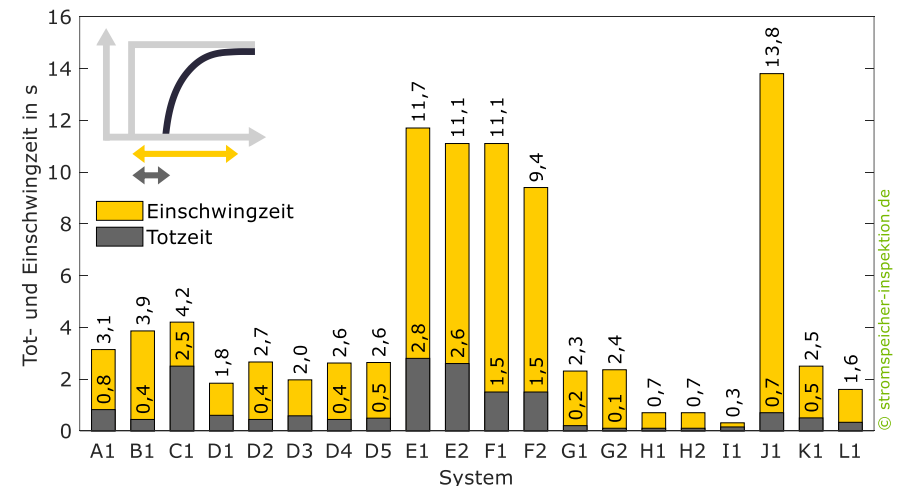


Bild 15 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

Differenzen zwischen den Soll- und Istwerten der Batterieleistung können auch unter stationären Bedingungen auftreten. Diese sogenannten stationären Regelungsabweichungen werden für unterschiedliche Betriebszustände im Lade- und Entladebetrieb ermittelt [2]. Nimmt der Batteriespeicher beim Laden die zur Verfügung stehende Leistung nicht vollständig auf, kommt es zur Netzeinspeisung. Übersteigt die Batterieladeleistung hingegen den Sollwert, erhöht dies den Energiebezug aus dem Netz. Schwankt die Batterieleistung um den Sollwert, treten beide Energieflüsse auf. Beim Entladen erhöhen Regelungsabweichungen ebenfalls die Netzeinspeisung und den Netzbezug. Bild 16 macht deutlich, dass mehr als die Hälfte der untersuchten Systeme geringe Regelungsabweichungen von unter 5 W vorweisen können. Im Ladebetrieb treten die größten Abweichungen bei den Systemen B1, C1 und K1 auf. Beim Entladen ist die Regelungsabweichung von System C1 mit einer mittleren Netzbezugsleistung von 76 W mit Abstand am größten. Stationäre Regelungsabweichungen sind meist auf Messfehler der Sensoren und auf in der Regelung implementierte Sollwertabweichungen zurückzuführen.

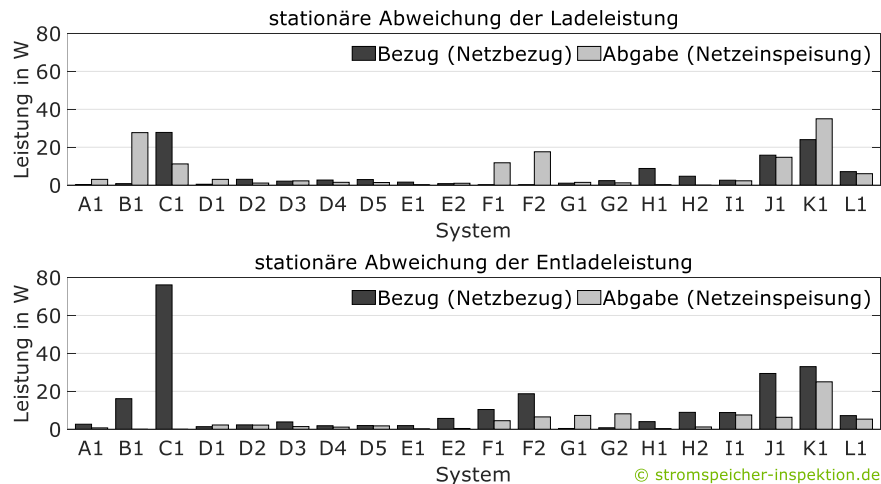


Bild 16 Mittlere stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten).

2.5 Stand-by-Leistungsaufnahme

Der Stand-by-Verbrauch der Speichersysteme kann AC-seitig durch das Netz oder durch die PV-Anlage sowie DC-seitig durch den Batteriespeicher gedeckt werden. Bild 17 vergleicht die **Stand-by-Leistungsaufnahme** der untersuchten Systeme **bei entladem Batteriespeicher**. Zusätzlich ist der AC-Leistungsbedarf des Leistungssensors und der weiteren Systemkomponenten aufgeführt. System B1 kann einen exzellenten Stand-by-Verbrauch von lediglich 2 W vorweisen. Mit einem Systemverbrauch im Stand-by-Modus von 48 W hat System K1 die höchsten Bereitschaftsverluste. Bei diesem System sowie bei den Systemen H1, H2 und I1 ist der AC-Sensorverbrauch in der Leistungsaufnahme des Systems enthalten. Im Gegensatz dazu versorgt sich System G1 über ein separates Netzteil, dessen Leistungsaufnahme systembedingt dem AC-Sensorverbrauch zugeordnet wird. Im Vergleich zur Stromspeicher-Inspektion 2020 konnte der Hersteller des Systems I1 den Stand-by-Verbrauch von 33 W auf 18 W reduzieren. System F2 verbesserte sich sogar von 38 W auf 14 W.

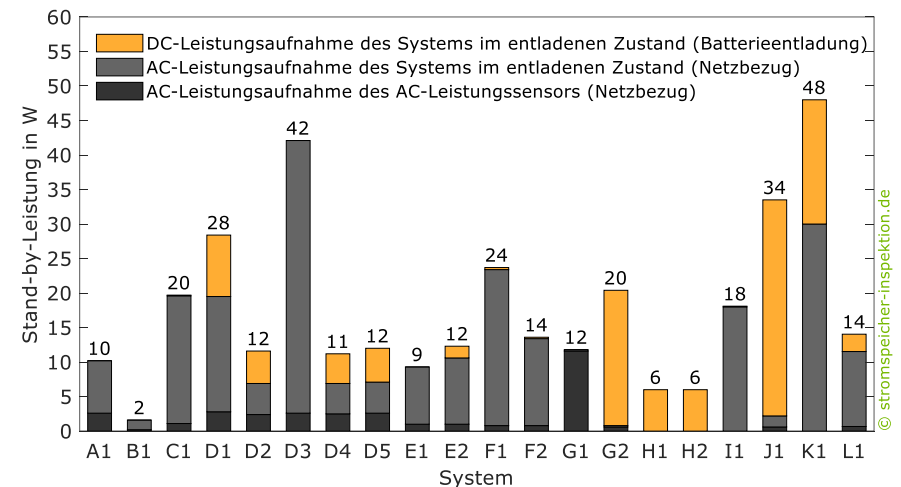


Bild 17 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladem Batteriespeicher.

Die Labormessergebnisse zeigen auch, dass einige Hersteller **mehrere Stand-by-Modi** implementiert haben. Der Stand-by-Verbrauch des Systems E2 sinkt daher erst nach 10 min von 33 W auf 12 W. Das System G1 wechselt nach ca. 7 min in einen Modus mit reduziertem Stand-by-Verbrauch. Da die Speichersysteme in der Regel am längsten im Modus mit reduziertem Stand-by-Verbrauch verweilen, werden die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Stand-by-Verbräuche für diesen Betriebsmodus angegeben.

Bild 18 vergleicht den **Systemverbrauch im Stand-by-Modus bei vollgeladenem Batteriespeicher**. Nach dem Abschluss des Ladevorgangs entlädt System G1 den Batteriespeicher mit 33 W. Zusammen mit der AC-Leistungsaufnahme des separaten Netzteils resultiert daraus ein Stand-by-Verbrauch bei vollgeladenem Batteriespeicher in Höhe von 45 W. Bei den DC-gekoppelten Systemen D4 bis F2 sowie J1 fällt in diesem Betriebszustand lediglich der Verbrauch des AC-Leistungssensors an. Die AC-gekoppelten Systeme A1 bis D2 werden bei vollgeladenem Batteriespeicher zusätzlich AC-seitig durch die PV-Anlage mit 0,4 W bis 19,4 W versorgt.

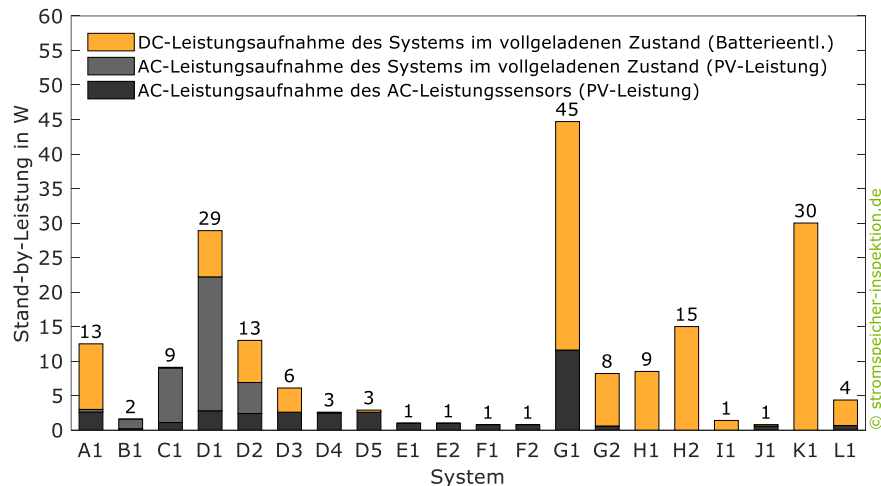


Bild 18 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

2.6 Bandbreite der Systemeigenschaften

Zum Abschluss dieses Kapitels werden die Minimal- und Maximalwerte der wichtigsten Systemeigenschaften in Bild 19 gegenübergestellt. Dabei handelt es sich um die im Effizienzleitfaden definierten **anwendungsunabhängigen Kennwerte** [2]. Die angegebene Wechselrichtereffizienz bezieht sich auf den mittleren Umwandlungswirkungsgrad beim Entladen (BAT2AC-Umwandlungspfad). Der Stand-by-Verbrauch entspricht dem Systemverbrauch bei entladenem Batteriespeicher. In den beiden letztgenannten Kategorien wurden in der Stromspeicher-Inspektion 2021 neue Bestwerte aufgestellt. Das DC-gekoppelte System H2 von RCT Power überzeugt mit einer mittleren Wechselrichtereffizienz im Entladebetrieb von 97,6 %. Der Hybridwechselrichter I1 von KACO kann die kürzeste Einschwingzeit in Höhe von 0,3 s vorweisen. Das AC-gekoppelte System B1 von VARTA erzielt sowohl den höchsten Batteriewirkungsgrad als auch den geringsten Stand-by-Verbrauch bei entladenem Batteriespeicher. In den meisten Kategorien sind im Vergleich zu den Vorjahren Verbesserungen erzielt worden.

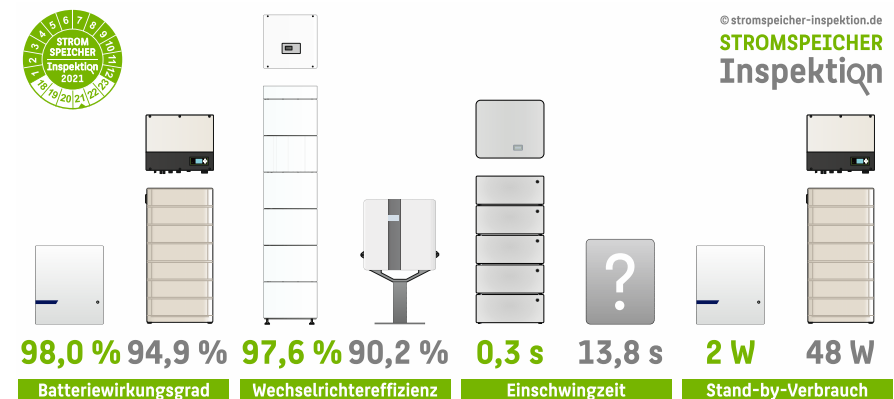


Bild 19 Bandbreite der wichtigsten Effizienzeigenschaften (Wechselrichtereffizienz: mittlerer Umwandlungswirkungsgrad im Entladebetrieb, Stand-by-Verbrauch: Stand-by-Leistungsaufnahme bei entladenem Batteriespeicher).

3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kWp)

Bild 21 zeigt die Ergebnisse der 8 mit dem SPI (5 kWp) bewerteten Speichersysteme. Des Weiteren ist die **Effizienzklassifizierung** dargestellt (vgl. [3]). Mit einem SPI (5 kWp) von 92,2 % erreicht System E1 als einziges System die Effizienzklasse A. Weitere 6 Systeme können ebenfalls einen sehr guten SPI (5 kWp) oberhalb von 90 % vorweisen und fallen damit in Effizienzklasse B. In der ersten, im Jahr 2018 erschienen Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion lag der SPI (5 kWp) von zwei Drittel der Systeme unter 89 %. Alle in diesem Jahr untersuchten Geräte schneiden mit einem SPI (5 kWp) oberhalb von 89 % ab. Da lediglich Systeme kleiner als 8 kWh mit dem SPI (5 kWp) bewertet wurden, wurden die Systeme D4 und H1 im Vergleich zum Vorjahr mit einer kleineren Batteriespannung vermessen. Dies resultiert in einem um 0,4 Prozentpunkte bzw. 1,5 Prozentpunkte geringeren SPI (5 kWp).

Durch die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme kann zusätzlich die Relevanz der **einzelnen Verlustfaktoren** analysiert werden. Bild 22 veranschaulicht, wie sich die Effizienzverluste der mit dem SPI (5 kWp) bewerteten Systeme zusammensetzen. Die Dimensionierungsverluste resultieren aus der begrenzten Wechselrichterleistung und schlagen mit max. 0,9 Prozentpunkte (B1) zu Buche. Die Gesamtsystemverluste werden bei allen Systemen von den Umwandlungsverlusten im Wechselrichter und Batteriespeicher dominiert. Obwohl die Regelungsverluste mit 1,4 Prozentpunkten bei System E1 am größten ausfallen, erzielt dieses Gerät dennoch den höchsten SPI (5 kWp). Die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der PV-Nennleistung hat Energiemanagementverluste zwischen 0,4 Prozentpunkten und 0,6 Prozentpunkten zur Folge. Die Ursache für die hohen Bereitschaftsverluste der Systeme D1 und D3 liegt in den hohen Stand-by-Verbräuchen dieser beiden Geräte (vgl. Bild 17 und Bild 18). Obwohl sich die SPI-Werte der Systeme F1, D4, H1 und L1 kaum voneinander unterscheiden, sind bei diesen Systemen deutliche Unterschiede in den einzelnen Verlustkategorien zu erkennen.

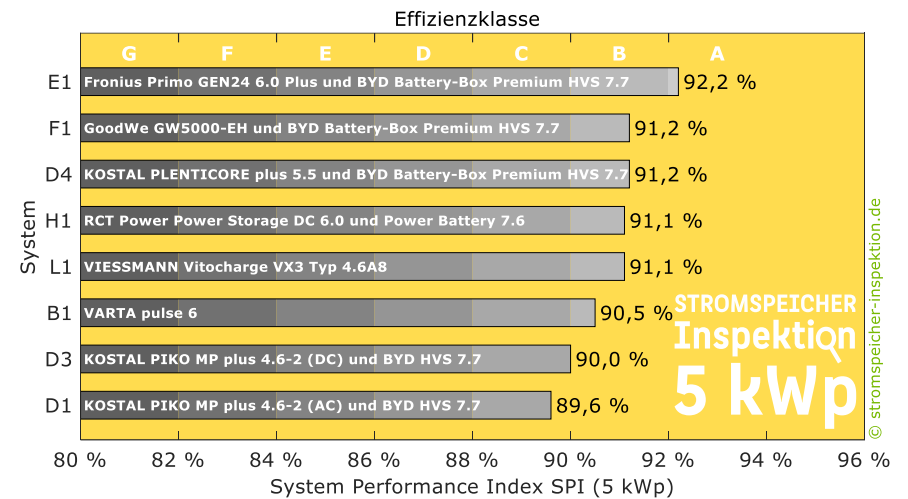


Bild 21 SPI (5 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme.

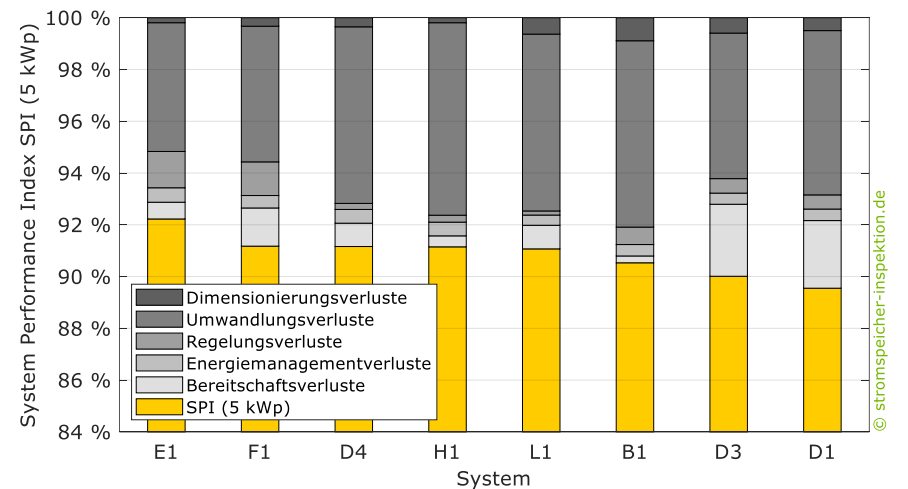


Bild 22 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (5 kWp) der untersuchten Systeme.

3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kWp)

Grundsätzlich gilt: SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) sind aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen des 1. und 2. Referenzfalls nicht vergleichbar (vgl. Kapitel 3.1). Deshalb unterscheidet sich auch die Einteilung der **Effizienzklassen** zwischen beiden Referenzfällen (vgl. [3]). Bild 23 zeigt den SPI (10 kWp) der Höhe nach sortiert für die 13 mit dem 2. Referenzfall bewerteten PV-Speichersysteme. Das System H2 stellt mit einem SPI (10 kWp) von 95,1 % einen neuen Rekord auf, der um 1,1 Prozentpunkte über den bisherigen Spitzenwert liegt. Die Systeme E2, I1 und D5 erreichen ebenfalls einen SPI (10 kWp) oberhalb von 93,5 % und damit die Effizienzklasse A. In die Effizienzklassen B, C und D fallen 8 bewertete Systeme mit einem SPI (10 kWp) zwischen 90,6 % und 93,5 %. System K1 erreicht einem SPI (10 kWp) von 90,3 % und fällt in Klasse E.

Die Ursachen für die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen können anhand der in Bild 24 dargestellten Ergebnisse der **Verlustanalyse** erklärt werden. Die Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Komponenten sowie im Batteriespeicher reduzieren den SPI (10 kWp) um min. 3,0 Prozentpunkte (E2) und max. 7,4 Prozentpunkte (G2). Die großen Unterschiede in den dynamischen und stationären Regelungsabweichungen (vgl. Bild 15 und Bild 16) haben zur Folge, dass die Relevanz der Regelungsverluste je nach System stark variiert. Bei den Systemen I1 und C1 sind 0,1 Prozentpunkte bzw. 1,4 Prozentpunkte den Regelungsverlusten zuzuschreiben. Der hohe Standby-Verbrauch des Systems K1 (vgl. Bild 17) ruft die größten Bereitschaftsverluste in Höhe von 1,7 Prozentpunkten hervor. Die Gesamtverluste von System K1 (9,7 Prozentpunkte) sind doppelt so hoch wie die des hocheffizienten Systems H2 (4,9 Prozentpunkte). Damit sind die Effizienzunterschiede zwischen den mit dem SPI (10 kWp) bewerteten Systemen deutlich größer als bei den Systemen, die mit dem SPI (5 kWp) bewertet wurden. Dies macht deutlich, dass in einigen Speichersystemen noch Verbesserungspotenziale stecken.

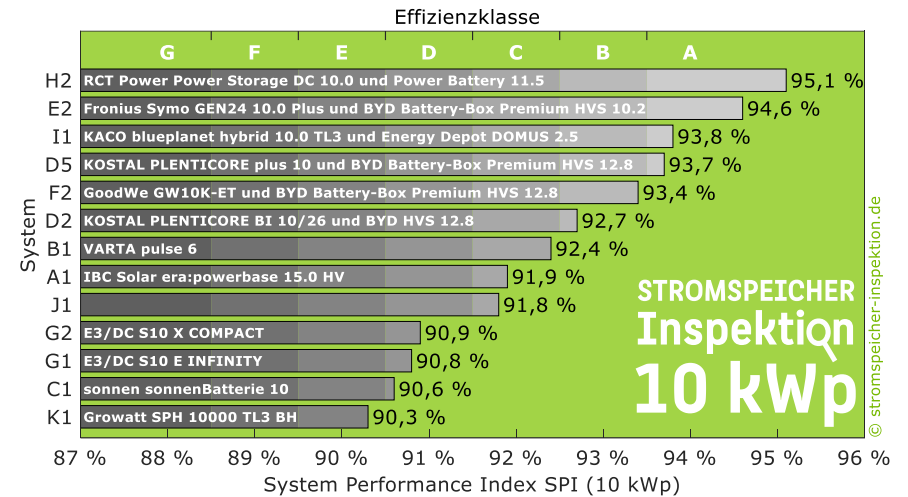


Bild 23 SPI (10 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme (System A1: inkl. Batteriewechselrichter, System K1: inkl. Growatt ARK 15.3H).

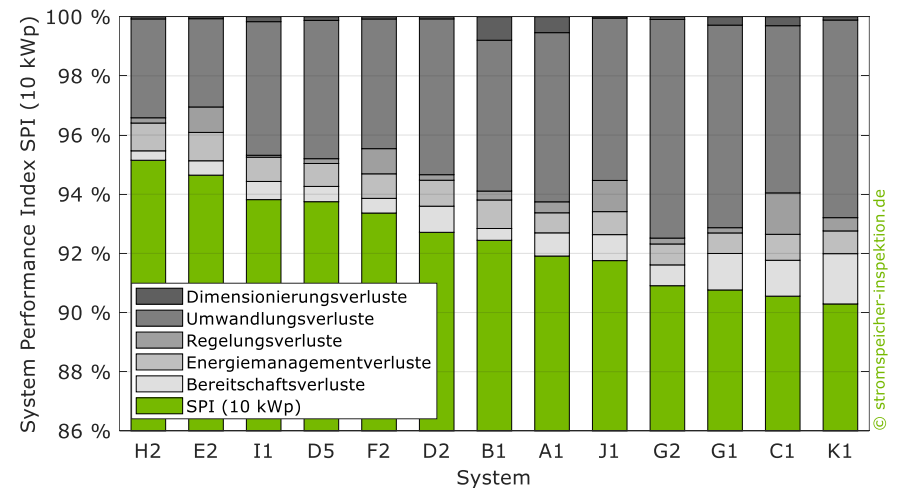


Bild 24 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (10 kWp) der untersuchten Systeme.

4 Antworten auf Fragen zur Speicherauslegung

Bei der Speicherauswahl ist nicht nur auf eine hohe Systemeffizienz, sondern auch auf eine sinnvolle Systemauslegung zu achten. Im Folgenden werden daher häufig gestellte Fragen zur Auslegung von PV-Batteriesystemen beantwortet. Die Annahmen der Simulationsanalysen sind im Anhang erläutert.

Weshalb beeinträchtigt eine zu klein dimensionierte PV-Anlage den Nutzen eines Speichersystems?

Um dieser Frage nachzugehen, wurden die Energieflüsse eines Haushalts mit einem Stromverbrauch von 5010 kWh/a und unterschiedlich dimensionierten PV-Speichersystemen analysiert. Bild 25 stellt den Einfluss der Größe der PV-Anlage auf die solarelektrische Deckung des Stromverbrauchs dar. Zur Eigenversorgung trägt sowohl die zeitgleiche Nutzung des Solarstroms durch

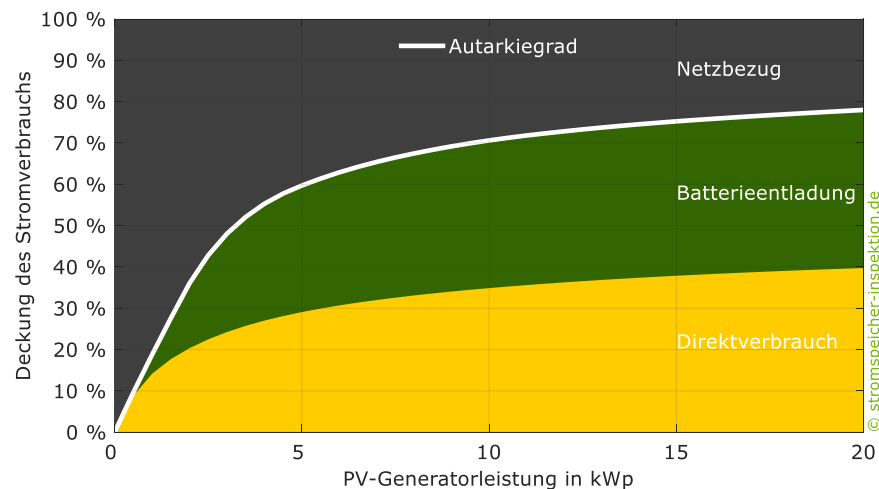


Bild 25 Einfluss der Größe der PV-Anlage auf die solarelektrische Deckung des Stromverbrauchs (nutzbare Speicherkapazität 7,5 kWh).

die elektrischen Verbraucher als auch die Entladung des Batteriespeichers bei. Je höher der daraus resultierende Autarkiegrad ist, desto weniger Energie muss aus dem Stromnetz bezogen werden. Bei einer PV-Generatorleistung von 10 kWp kann der Autarkiegrad durch einen 7,5-kWh-Batteriespeicher von 35 % auf 71 % und damit um 36 Prozentpunkte gesteigert werden. Diese Systemkonfiguration dient nachfolgend als Referenzsystem. Hat die PV-Anlage nur eine Nennleistung von 4 kWp, kann der identische Batteriespeicher den Autarkiegrad nur noch um 28 Prozentpunkte steigern. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dem Batteriespeicher bei vergleichsweise klein ausgelegten PV-Anlagen nur **wenig Solarstromüberschüsse** zur Speicherung zur Verfügung stehen. Wird die PV-Anlage zu klein dimensioniert, sinkt der Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher und damit dessen Beitrag zur Eigenversorgung.

Warum steigt die Eigenversorgung mit zunehmender Speicherkapazität nur noch wenig an?

Neben der Größe der PV-Anlage beeinflusst auch die nutzbare Speicherkapazität den resultierenden Autarkiegrad (vgl. Bild 26). Der betrachtete Referenzhaushalt kann durch eine 10-kWp-PV-Anlage in Kombination mit einem 5-kWh-Batteriespeicher einen Autarkiegrad von 63 % erreichen. Ist der Batteriespeicher doppelt so groß, steigt der Autarkiegrad auf 74 %. Eine zusätzliche Vergrößerung des Batteriespeichers auf 15 kWh würde den Autarkiegrad lediglich um weitere 4 Prozentpunkte erhöhen. Mit jeder zusätzlichen kWh Speicherkapazität nimmt der Autarkiegrad nur noch geringfügig zu. Dies lässt sich auf die Tatsache zurückführen, dass Batteriespeicher in Privathaushalten vorrangig die tageszeitlichen Unterschiede zwischen der Solarstromerzeugung und dem Stromverbrauch ausgleichen. In Wohngebäuden fällt im Mittel etwa die Hälfte des Stromverbrauchs in den Abend- und Nachtstunden an [17]. Das sind rund **1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch**. Übersteigt die nutzbare Speicherkapazität diesen Wert, steigt auch der Autarkiegrad nur noch vergleichsweise wenig. In dem dargestellten Beispiel tritt dies ab ca. 7,5 kWh ein.

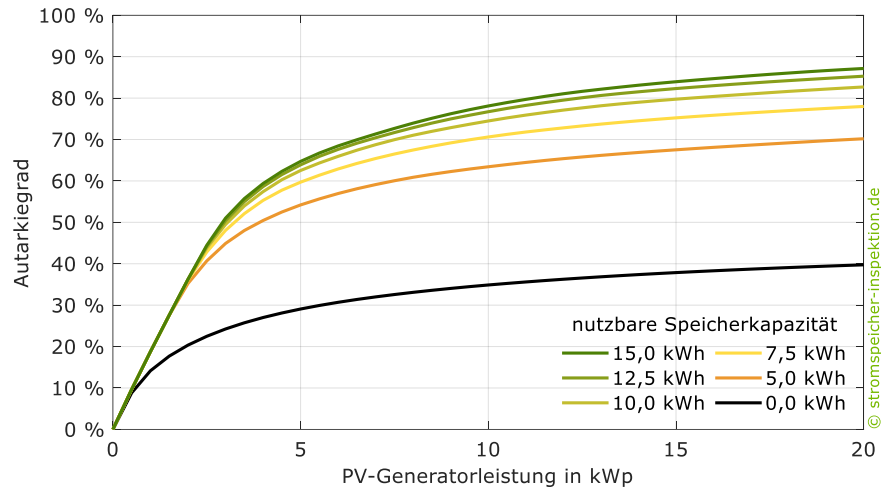


Bild 26 Einfluss der PV-Generatorleistung und der nutzbaren Speicherkapazität auf die solarelektrische Eigenversorgung eines Haushalts mit einem Stromverbrauch von 5010 kWh/a.

Wie groß sollte die nominale Leistung des Batteriespeichers sein?

Bild 27 stellt den für verschiedene spezifische Speicherleistungen ermittelten Autarkiegrad dar. Kann bspw. ein 5-kWh-Batteriespeicher mit max. 3 kW be- und entladen werden, beträgt das Verhältnis der Speicherleistung zur nutzbaren Speicherkapazität 0,6 kW/kWh. Mit dieser spezifischen Speicherleistung resultiert je nach Speicherkapazität ein Autarkiegrad von 63,4 % (5 kWh) bzw. 70,6 % (7,5 kWh). Ist die Lade- und Entladeleistung des Batteriesystems auf

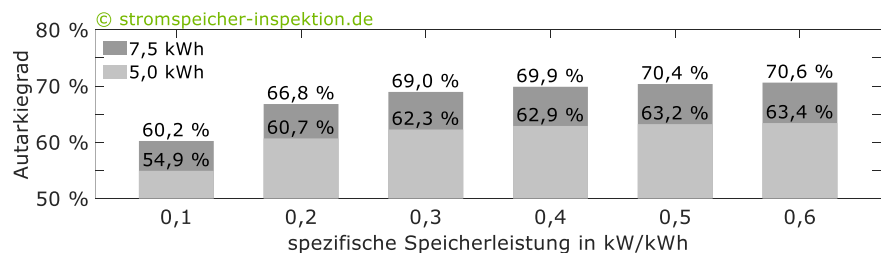


Bild 27 Autarkiegrad in Abhängigkeit vom Verhältnis der nominalen Speicherleistung zur nutzbaren Speicherkapazität (PV-Leistung 10 kWp).

0,4 kW/kWh beschränkt, sinkt der Autarkiegrad um weniger als 1 Prozentpunkt. Erst ab Speicherleistungen kleiner als 0,3 kW/kWh wird die Ladung und Entladung des Batteriespeichers stärker beeinträchtigt. In Wohngebäuden ist daher in den meisten Fällen eine **Speicherleistung von etwa 0,5 kW je kWh** Speicherkapazität ausreichend.

Beeinflusst der Standort der PV-Anlage die Eigenversorgung?

Die zuvor dargestellten Berechnungsergebnisse wurden auf Basis von Wetterdaten am Standort Lindenberg (Brandenburg) aus dem Jahr 2017 ermittelt. Um die Standortabhängigkeit des Autarkiegrads zu analysieren, wurden Simulationen mit minütlich aufgelösten Messwerten der Global- und Diffusstrahlung sowie der Lufttemperatur von 25 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) durchgeführt. Dabei wurde angenommen, dass der PV-Generator um 35° geneigt und nach Süden ausgerichtet ist. Für das Jahr 2012 resultiert je nach Standort ein auf die installierte PV-Modulleistung bezogener Ertrag von 900 kWh/kWp bis 1191 kWh/kWp. Bild 28 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen dem PV-Jahresertrag und dem Autarkiegrad für die 25 Standorte. Der durch das Referenzsystem erzielte Autarkiegrad variiert zwischen 67,9 % und 76,3 % und steigt tendenziell an ertragsreichen Standorten an. Die Werte weichen um ca. **±4 Prozentpunkte vom mittleren Autarkiegrad (71,8 %)** ab. Der je nach Standort variierende PV-Ertrag hat somit einen nennenswerten Einfluss auf den Autarkiegrad.

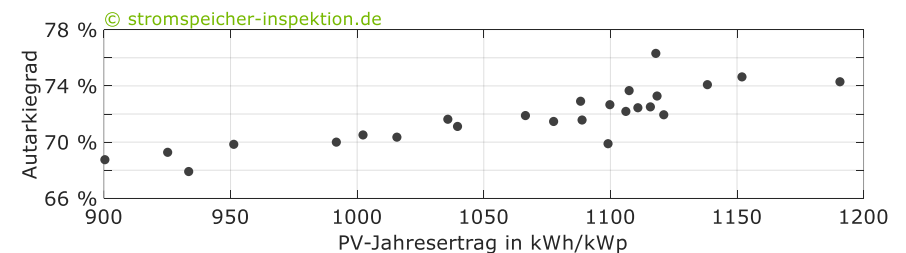


Bild 28 Variation des Autarkiegrads in Abhängigkeit vom PV-Jahresertrag für 25 Standorte in Deutschland (Wetterdaten: DWD 2012).

Wie groß sind die jährlichen Unterschiede in der Eigenversorgung aufgrund der schwankenden solaren Einstrahlung?

Die in Bild 29 dargestellten Simulationsergebnisse basieren auf Wetterdaten, die vom DWD am Standort Lindenberg zwischen 2008 bis 2017 in minütlicher Auflösung erfasst wurden [18]. Der simulierte PV-Ertrag variiert zwischen 984 kWh/kWp (2017) und 1155 kWh/kWp (2011). Das 10-jährige Mittel des PV-Ertrags liegt bei 1045 kWh/kWp. Das Referenzsystem ermöglicht je nach Jahr einen Autarkiegrad zwischen 69,6 % und 73,3 %. Dabei ist eine **Korrelation mit dem PV-Jahresertrag** erkennbar. Je höher der jährliche PV-Ertrag ausfällt, desto höher ist in der Regel auch der erreichbare Autarkiegrad. Letzterer wird allerdings auch vom saisonalen Verlauf des Strahlungsangebots und des Verbrauchs beeinflusst. Dies ist der Grund dafür, weshalb sich die Autarkiegrade z. B. in den Jahren 2008 und 2017, trotz des gleichen PV-Ertrags, unterscheiden. Die Varianz des Autarkiegrads fällt somit zwischen verschiedenen Jahren geringer aus als zwischen verschiedenen Standorten innerhalb Deutschlands.

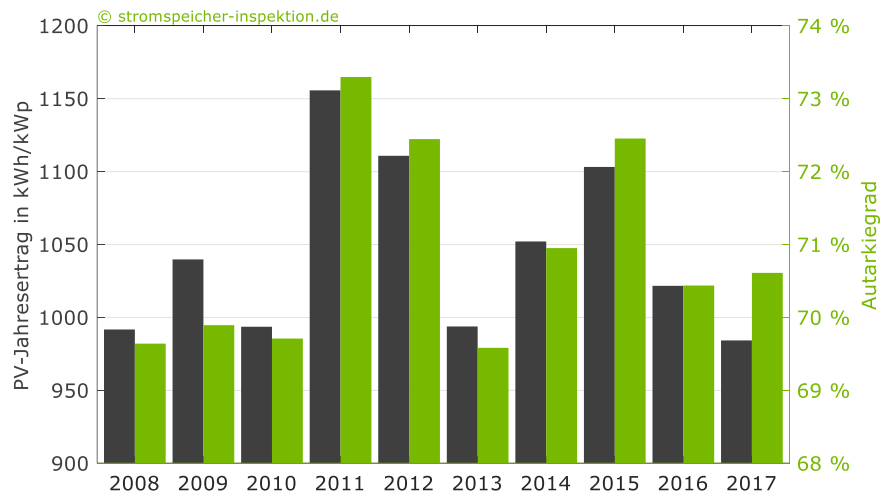


Bild 29 Variation des PV-Jahresertrags und des Autarkiegrads für das am Standort Lindenberg (Brandenburg) simulierte Referenzsystem (Wetterdaten: DWD).

Welchen Einfluss haben die Ausrichtung und die Neigung der PV-Anlage auf die Eigenversorgung?

Ist die PV-Anlage nicht nach Süden ausgerichtet, verlagert sich das Maximum der PV-Leistungsabgabe bei östlicher Ausrichtung in die Vormittags- und bei westlicher **Ausrichtung** in die Nachmittagsstunden. Wie Bild 30 (links) zu entnehmen ist, wirkt sich dies je nach PV-Anlagengröße unterschiedlich stark auf den Autarkiegrad aus. Ist eine 10-kWp-PV-Anlage nach Osten (-90°) bzw. Westen (90°) ausgerichtet, sinkt der Autarkiegrad gegenüber der Südausrichtung um -3,6 Prozentpunkte bzw. -3,1 Prozentpunkte. Dieser Nachteil im Autarkiegrad wird jedoch umso kleiner, je größer die PV-Anlage ist. Bei einer PV-Leistung von 20 kWp unterscheiden sich die Autarkiegrade bei Ausrichtungen zwischen Ost und West nur noch um max. 1,1 Prozentpunkte. Bei großen PV-Anlagen hat die Dachausrichtung somit einen geringen Einfluss auf den Autarkiegrad.

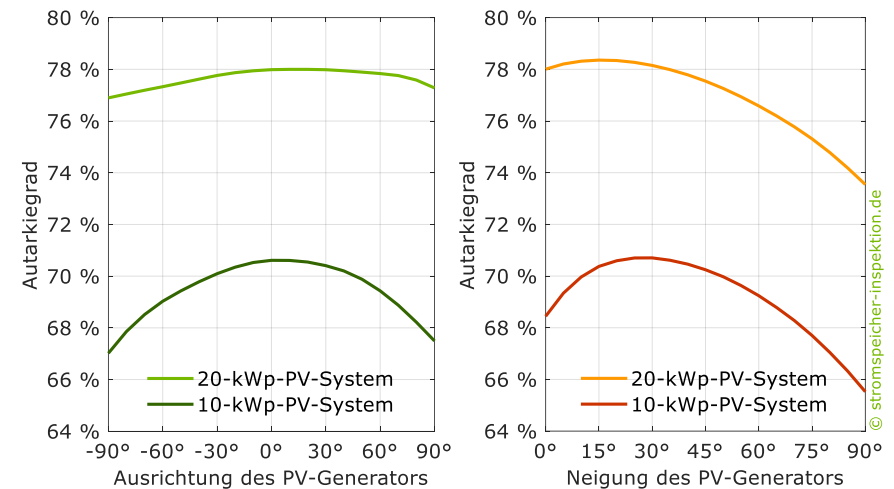


Bild 30 Einfluss der Ausrichtung zwischen Ost (-90°) und West (90°) (links) und der Neigung (rechts) der PV-Anlage auf den Autarkiegrad bei unterschiedlichen PV-Generatorleistungen (nutzbare Speicherkapazität 7,5 kWh, links: Neigung 35°, rechts: Süd-Ausrichtung (0°)).

Der Einfluss der **PV-Generatorneigung** auf den Autarkiegrad geht aus Bild 30 (rechts) hervor. Bei Neigungswinkeln zwischen 10° und 50° sind bei südlicher Ausrichtung der 10-kWp-PV-Anlage Autarkiegrade von knapp über 70 % möglich. Mit zunehmender PV-Leistung lässt sich beobachten, dass flach geneigte PV-Anlagen für einen hohen Autarkiegrad vorteilhaft sind. Dieser Zusammenhang konnte auch für andere Haushalte nachgewiesen werden [19].

Ist die Belegung von Dächern mit Ost-West-Ausrichtung vorteilhaft?

Wird die PV-Anlage bei Ost-West-Dächern auf beide Dachhälften montiert, resultiert daraus im Vergleich zur Südausrichtung ein kontinuierlicherer Tagesverlauf der PV-Erzeugung. Bild 31 zeigt die daraus resultierenden Unterschiede im jahresmittleren Autarkiegrad. Gegenüber der Ost- oder West-Ausrichtung der 10-kWp-PV-Anlage hat die gleich verteilte Belegung beider Dachflächen nur einen Anstieg des Autarkiegrads um max. 0,5 Prozentpunkte zur Folge (vgl. Bild 30). Ein Vorteil der Ost-West-Belegung gegenüber der Süd-Belegung ergibt sich für keine der beiden betrachteten PV-Anlagengrößen. Dies lässt sich mit dem vorteilhafteren Erzeugungsverlauf der Süd-Ausrichtung im Winterhalbjahr und den allgemein höheren PV-Erträgen begründen [20]. Ermöglicht die **Ost-West-Belegung** von Schräg- oder Flachdächern die Installation einer größeren PV-Anlage, ist diese Lösung jedoch gegenüber der Süd-Belegung zu bevorzugen.

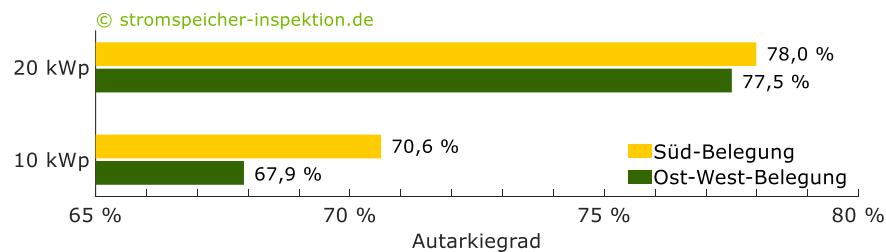


Bild 31 Unterschiede im Autarkiegrad bei Süd- und Ost-West-Belegung der Dachfläche mit einer PV-Generatorleistung von 10 kWp und 20 kWp (nutzbare Speicherkapazität 7,5 kWh, Neigung 35°).

Welchen Einfluss haben das Verbrauchsverhalten und die technische Ausstattung des Haushalts auf die Eigenversorgung?

Die Nutzung der elektrischen Haushaltsgeräte hat einen direkten Einfluss auf den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs. In der Regel fällt der Stromverbrauch in den Wintermonaten geringfügig höher aus als in den Sommermonaten. Sind die Haushalte mit Klimaanlage oder Wärmepumpen ausgestattet, steigt der Stromverbrauch im Sommer bzw. im Winter an. Das individuelle Verhalten der Nutzer:innen beeinflusst hingegen eher den tageszeitlichen Verlauf des Lastgangs eines Haushalts [21]. Dieser ist maßgeblich von den Anwesenheitszeiten und Aktivitäten der Bewohner:innen geprägt [22]. Um den **Einfluss des Verbrauchsverhaltens** auf den Autarkiegrad aufzuzeigen, wurden Simulationsanalysen mit 91 elektrischen Haushaltslastprofilen durchgeführt. Diese wurden einem Datensatz der TU Berlin [23] entnommen, wobei lediglich Profile mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 2500 kWh/a berücksichtigt wurden. Der mittlere Stromverbrauch der 91 Haushalte beträgt 3884 kWh/a.

Zusätzlich wurden die Simulationsanalysen für den Referenzhaushalt durchgeführt. Hierzu wurde dessen Lastgang auf jährliche Stromverbräuche zwischen 2500 kWh/a und 8500 kWh/a skaliert. Jeder Haushalt wurde mit einer 10-kWp-PV-Anlage und einem Batteriespeicher ausgestattet. Die nutzbare Speicherkapazität ist mit 1,5 kWh je 1000 kWh/a an den Stromverbrauch gekoppelt. Bei einem jährlichen Stromverbrauch von z. B. 3000 kWh/a wurde der Batteriespeicher demnach auf 4,5 kWh dimensioniert. Bei 7000 kWh/a beträgt die nutzbare Speicherkapazität 10,5 kWh. Bild 32 zeigt die Simulationsergebnisse der 92 Haushalte. Die solarelektrische Eigenversorgung der Haushalte variiert zwischen 50 % und 86 %. Je geringer der Stromverbrauch ausfällt, desto höher ist in der Regel auch der erreichbare Autarkiegrad. Allerdings sind selbst bei annähernd identischen Stromverbräuchen deutliche Unterschiede erkennbar.

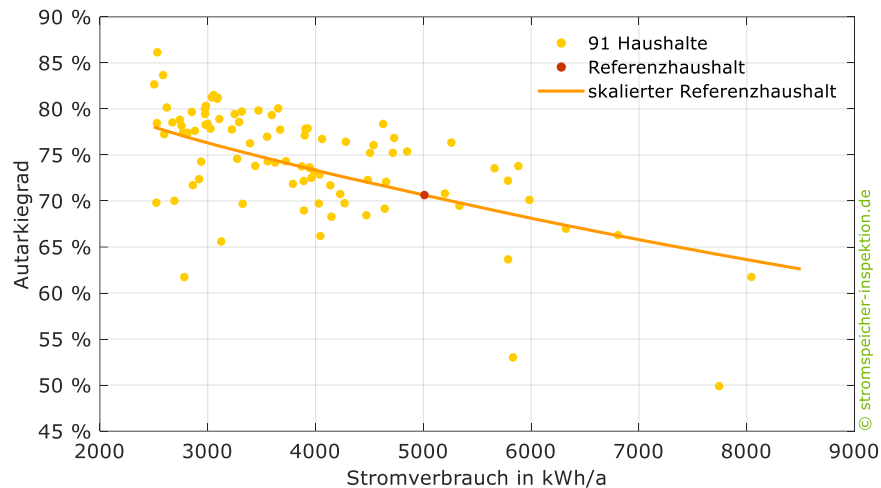


Bild 32 Einfluss des Stromverbrauchs auf die solarelektrische Eigenversorgung von 92 Haushalten (PV-Leistung 10 kWp, nutzbare Speicherkapazität 1,5 kWh je 1000 kWh/a, Lastprofil: TU Berlin).

So erzielt ein Haushalt mit einem Stromverbrauch von 2783 kWh/a einen um ca. 25 Prozentpunkte niedrigeren Autarkiegrad (62 %) als ein vergleichbarer Haushalt mit einem Stromverbrauch von 2532 kWh/a. Dies lässt sich insbesondere auf die kurzen und hohen Lastspitzen des vorhandenen Durchlauferhitzers in den Morgenstunden zurückführen, die etwa ein Viertel des Jahresstromverbrauchs ausmachen. Ähnliche Unterschiede im Autarkiegrad treten auch bei 2 weiteren Haushalten mit einem Verbrauch von ca. 5850 kWh/a auf. Die Haushalte erreichen Autarkiegrade von 53 % und 74 %. In dem einen Haushalt verursacht eine Wärmepumpe einen erhöhten Stromverbrauch im Winter und folglich den geringen Autarkiegrad. Bei dem anderen Haushalt fällt dagegen der Stromverbrauch in den Sommermonaten deutlich höher aus, was sich positiv auf den Autarkiegrad auswirkt. Darüber hinaus verdeutlicht die Grafik, dass mit der Skalierung des Referenzprofils der mittlere Autarkiegrad von unterschiedlichen Haushalten gut abgebildet werden kann.

Wie ändert sich die Eigenversorgung, wenn ein Elektroauto hinzukommt?

Zur Beantwortung dieser Frage wurden Simulationsanalysen mit vier Ladeprofilen unterschiedlicher Elektroautos durchgeführt. Die jährliche Energieaufnahme variiert zwischen 1690 kWh/a und 3552 kWh/a. Wird der Verbrauch der Fahrzeuge näherungsweise mit 20 kWh pro 100 km angesetzt, entspricht dies einer Fahrleistung von etwa 8500 km/a bis 18.000 km/a. Der Beitrag eines PV-Systems zur Deckung des zusätzlichen elektrischen Energiebedarfs des Fahrzeugs ist in der Regel sehr stark vom **individuellen Fahrverhalten** und von der Standzeit des Elektrofahrzeugs abhängig [24]. Während das Elektroauto Nr. 1 vornehmlich zwischen 18:00 Uhr und 24:00 Uhr mit einer Leistungsaufnahme von 3,7 kW geladen wird, lädt Nr. 3 mit einer Ladeleistung von 11 kW in den frühen Abendstunden. Die Elektroautos Nr. 2 und Nr. 4 werden hingegen teilweise solargeführt geladen. Ersteres nimmt knapp 83 % der über das Jahr geladenen Energie zwischen 06:00 Uhr und 18:00 Uhr auf.

Bild 33 (links) zeigt den Einfluss der Größe der PV-Anlage auf den Autarkiegrad des Haushalts in Verbindung mit den verschiedenen Elektroautos. Die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers beträgt 1,5 kWh je 1000 kWh/a. Mit einer 10-kWp-PV-Anlage kann der Haushalt mit dem Elektroauto Nr. 2 einen Autarkiegrad von 69 % erzielen. Aufgrund der späten Ladezeit des Elektroautos Nr. 1 fällt der Autarkiegrad, trotz des geringeren Energiebedarfs, knapp 3 Prozentpunkte geringer aus. Der Vorteil der **solargeführten Ladung** des Autos zeigt sich auch bei der doppelten PV-Leistung. Der Haushalt mit dem Elektroauto Nr. 2 kann dadurch einen Autarkiegrad von knapp 80 % erzielen. Dagegen steigt der Autarkiegrad des Haushalts mit dem Elektroauto Nr. 3 nur auf 67 %. Darüber hinaus gilt es zu beachten, dass Elektroautos aus technischen Gründen einphasig mit mind. 1,4 kW geladen werden. Lädt das Elektroauto dreiphasig, beträgt die min. Leistungsaufnahme 4,2 kW. Je größer die PV-Anlage ist, desto häufiger steht ausreichend Leistung zur solarelektrischen Versorgung des Elektroautos und des Haushalts zur Verfügung.

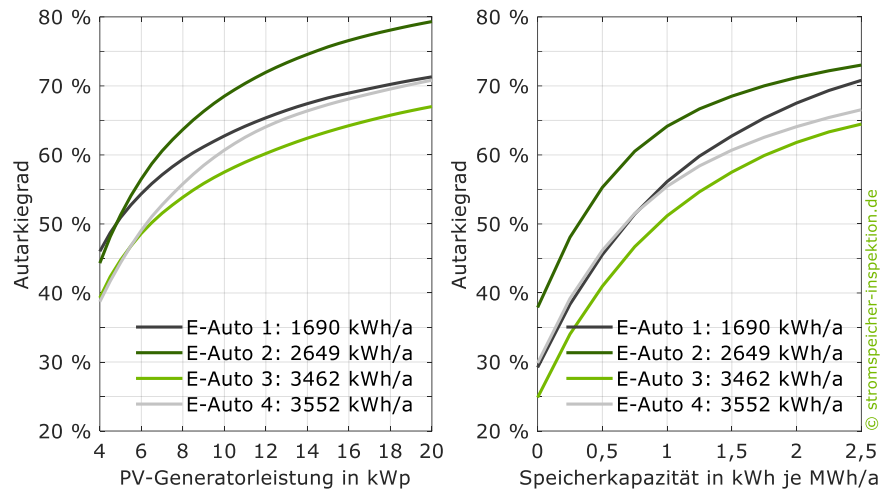


Bild 33 Autarkiegrad des Referenzhaushalts in Verbindung mit 4 Elektroautos (E-Autos) in Abhängigkeit von der PV-Generatorleistung bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,5 kWh je 1000 kWh/a (1 MWh/a) (links) sowie in Abhängigkeit von der nutzbaren Speicherkapazität bei einer PV-Generatorleistung von 10 kWp (rechts).

Bild 33 (rechts) zeigt die Berechnungsergebnisse, die aus der Variation der Speicherkapazität resultieren. Letztere ist im Verhältnis zum summierten Stromverbrauch des Haushalts und des Elektroautos angegeben. Bis zu einer Speicherkapazität von ca. 1 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch (1 MWh/a) steigt der Autarkiegrad annähernd linear an. Während er sich bei der Kombination mit dem Elektroauto Nr. 3 von 25 % auf 51 % mehr als verdoppelt, erhöht sich der Autarkiegrad bei dem Elektroauto Nr. 2 um ca. 27 Prozentpunkte auf 64 %. Bei den Elektroautos mit der solargeführten Ladung tritt spätestens ab einer Speicherkapazität von 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch ein zunehmender Sättigungseffekt ein. Der Energiedurchsatz des Batteriesystems lässt sich mit größeren Speicherkapazitäten bei unveränderter PV-Generatorleistung kaum erhöhen. Wird das Elektroauto hingegen vornehmlich in den Abendstunden geladen, ist ein größerer Batteriespeicher durchaus berechtigt.

Wie ändert sich die Eigenversorgung, wenn eine Wärmepumpe hinzukommt?

In Kombination mit Wärmepumpen können PV-Batteriesysteme auch zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung beitragen. Die für die Simulationsanalysen verwendeten Messdaten der Wärmepumpen (WP) wurden von der SMA Solar Technology AG [25] sowie vom Fraunhofer ISE erfasst [26]. Der Datensatz des Fraunhofer ISE beinhaltet Messwerte von Erdsonden-, Außenluft- und Brunnen-Wärmepumpen aus dem Jahr 2012. Die elektrische Energieaufnahme der 4 **Wärmepumpen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung** variiert zwischen 2664 kWh/a und 4011 kWh/a.

Bild 34 zeigt den Einfluss der Dimensionierung der PV-Anlage (links) und des Batteriespeichers (rechts) auf den Autarkiegrad auf. Da die Wärmepumpen den Stromverbrauch insbesondere im Winterhalbjahr erhöhen, fällt der Autarkiegrad in Haushalten mit Wärmepumpen tendenziell geringer aus als in Haushalten ohne Wärmepumpe. Hat die PV-Anlage eine Leistung von 10 kWp und ist kein Batteriespeicher vorhanden, resultieren Autarkiegrade zwischen 25 % und 30 %. Kommt zusätzlich ein Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch hinzu, steigt der Autarkiegrad auf 53 % bis 60 %. Mit einer 20-kWp-PV-Anlage sind sogar Autarkiegrade oberhalb von 60 % realisierbar. Die Simulationsergebnisse zeigen zudem, dass nutzbare Speicherkapazitäten oberhalb von 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch in Haushalten mit Wärmepumpen den Autarkiegrad nur noch wenig steigern. Tendenzuell sinkt der Autarkiegrad mit steigendem Stromverbrauch der Wärmepumpe.

Generell gilt: Für eine hohe solare Deckung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe sollte diese möglichst in Zeiten mit überschüssiger PV-Energie betrieben werden [27]. **Drehzahlgeregelte Inverter-Wärmepumpen** können hierzu ihre elektrische Leistungsaufnahme an die zur Verfügung stehende überschüssige PV-Leistung anpassen [28].

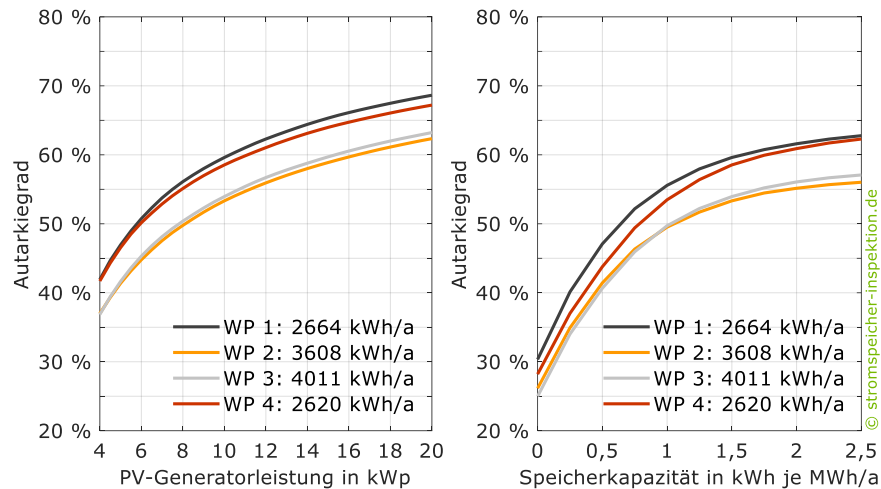


Bild 34 Autarkiegrad des Referenzhaushalts in Verbindung mit 4 Wärmepumpen (WP) in Abhängigkeit von der PV-Generatorleistung bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,5 kWh je 1000 kWh/a (1 MWh/a) (links) sowie in Abhängigkeit der spezifischen nutzbaren Speicherkapazität bei einer PV-Generatorleistung von 10 kWp (rechts).

Welche Faustformeln helfen bei der Speicherauslegung?

Da sowohl die Strompreisentwicklung als auch die Nutzungsdauer des Batteriespeichers nicht exakt vorhergesagt werden können, sind Auslegungsempfehlungen zur kostenoptimalen Speicherauslegung mit großen Unsicherheiten verbunden. Folgende **Faustformeln** können dennoch dabei helfen, eine technisch sinnvolle Speicherauslegung vorzunehmen und die Überdimensionierung des Batteriespeichers zu vermeiden:

- Ein Batteriespeicher sollte nur installiert werden, wenn ausreichend Solarstromüberschüsse anfallen. Die PV-Leistung sollte daher **mind. 0,5 kWp je 1000 kWh/a** Stromverbrauch betragen.
- Der Batteriespeicher sollte im Verhältnis zur PV-Anlage nicht zu groß sein. Hierzu ist die nutzbare Speicherkapazität auf **max. 1,5 kWh je 1 kWp** PV-Leistung zu begrenzen.

- Die Größe des Batteriespeichers ist zudem an den Stromverbrauch anzupassen, indem die nutzbare Speicherkapazität **max. 1,5 kWh je 1000 kWh/a** Stromverbrauch beträgt.

Dabei ist zu beachten, dass der jeweils kleinere Wert, der aus den Faustformeln resultiert, als **Obergrenze für die nutzbare Speicherkapazität** angesetzt wird. In Haushalten mit einem Stromverbrauch kleiner als 5000 kWh/a und einer PV-Leistung größer als 5 kWp ist daher die nutzbare Speicherkapazität lediglich auf 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch zu beschränken. Dies entspricht in etwa dem durchschnittlichen Stromverbrauch von Ein- und Zweifamilienhäusern in den Abend- und Nachtstunden. In einem Haushalt mit einer 12-kWp-PV-Anlage und einem Stromverbrauch von 4000 kWh/a sollte die nutzbare Speicherkapazität daher max. 6 kWh betragen. Hier eine nutzbare Speicherkapazität - wie häufig empfohlen - mit 1 kWh je 1 kWp oder größer zu wählen, ist nicht ratsam und würde zu einer deutlichen Überdimensionierung des Batteriespeichers führen. Vielmehr sollte die zukünftige Änderung des Stromverbrauchs, z. B. aufgrund der Anschaffung von größeren elektrischen Verbrauchern, bei der Speicherauslegung berücksichtigt werden.

Wie beeinflusst die Systemauslegung die CO₂-Einsparungen?

Der Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsanteil zählen zu den technischen Kennzahlen, die am häufigsten bei der Auslegung von Speichersystemen zur Eigenversorgung herangezogen werden [29]. Die ausschließliche Fokussierung auf diese beiden Kennzahlen ist bei der Dimensionierung von PV-Speichersystemen jedoch wenig sinnvoll, wie Bild 35 veranschaulicht. Dass mit zunehmender Größe der PV-Anlage der Autarkiegrad nur noch wenig ansteigt, hat bereits Bild 26 gezeigt. Im Gegensatz dazu sinkt der Eigenverbrauchsanteil mit zunehmender PV-Generatorleistung, da mehr überschüssige PV-Energie anfällt. Einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil durch die Installation einer kleinen PV-Anlage zu erzielen ist grundsätzlich nicht zu empfehlen [30]. Sinnvoller ist es, den Beitrag des PV-Speichersystems zur Vermeidung von

CO₂-Emissionen in den Mittelpunkt zu rücken. Um die vermiedenen CO₂-Emissionen zu ermitteln, können die durch den Strombezug aus dem Netz verursachten CO₂-Emissionen mit den durch die Netzeinspeisung der PV-Anlage vermiedenen CO₂-Emissionen bilanziert werden. Die mit der Herstellung des PV-Speichersystems verbundenen CO₂-Emissionen bleiben unberücksichtigt. Die in Bild 35 aufgeführten Ergebnisse wurden aus den sogenannten marginalen CO₂-Emissionsfaktoren für Deutschland für das Jahr 2017 ermittelt [31]. Eine PV-Anlage kann die CO₂-Emissionen in Deutschland um rund **0,4 t/a bis 0,5 t/a je 1 kWp** installierter Leistung reduzieren. In dem betrachteten Beispiel mit einer PV-Generatorleistung von 10 kWp summieren sich die vermiedenen CO₂-Emissionen auf 4,3 t/a. Bei einer PV-Leistung von 20 kWp verdoppeln sie sich sogar auf fast 9 t/a. Je größer die PV-Anlage ist, desto mehr Energie wird in das Netz eingespeist, die wiederum zur Reduktion der CO₂-Emissionen im deutschen Kraftwerkspark beiträgt. Folglich ist im Hinblick auf die persönliche CO₂-Bilanz die **Errichtung einer möglichst großen PV-Anlage** vorteilhaft.

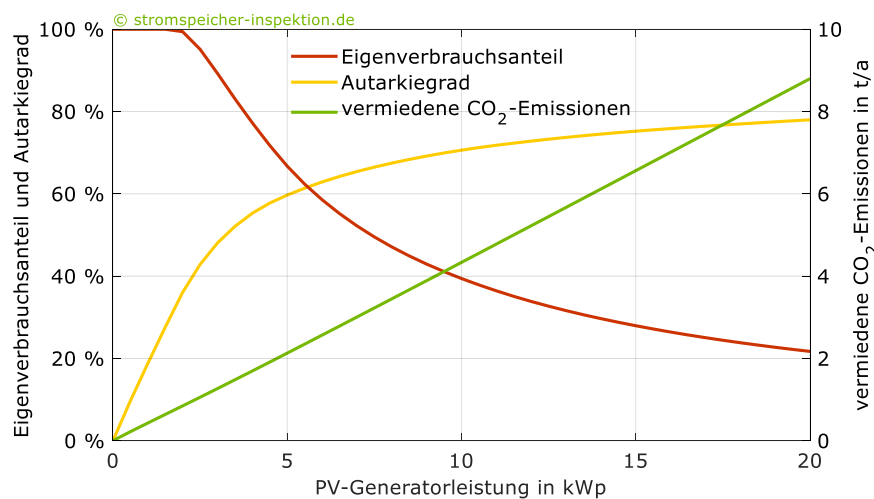


Bild 35 Einfluss der Größe der PV-Anlage auf den Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil sowie auf die vermiedenen CO₂-Emissionen (Stromverbrauch 5010 kWh/a, nutzbare Speicherkapazität 7,5 kWh).

Literaturverzeichnis

- [1] EUPD Research, 'Marktanteile für Heimspeicher in Deutschland 2020', Bonn, Apr. 2021.
- [2] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. and BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 'Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0', Berlin, Apr. 2019.
- [3] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, and V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion 2020', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2020.
- [4] J. Figgenger, 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.
- [5] K.-P. Kairies, J. Figgenger, 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.
- [6] T. Vogel and A. Forck, 'DC-gekoppeltes PV-Speichersystem mit hoher Effizienz', presented at the PV-Symposium 2020, Online, Sep. 2020.
- [7] F. Kever, 'Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen', *pv magazine*, no. 2/2013, pp. 109–112, 2013.
- [8] J. Figgenger et al., 'The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020', *Journal of Energy Storage*, vol. 33, p. 101982, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101982.
- [9] F. Reil et al., 'SPEISI - Sicherheit und Zuverlässigkeit von PV-Anlagen mit Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Brandrisiken und Löschstrategien', TÜV Rheinland Energy GmbH, Köln, Abschlussbericht, Nov. 2019.
- [10] F. Büchle et al., 'Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen', presented at the PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, Apr. 2018.
- [11] M. Graff, O. Wollersheim, and J. May, 'Towards reproducible performance of grid connected photovoltaic battery storage', presented at the 15th International Conference on Renewable Energy Storage (IRES), Online, Mar. 2021.

- [12] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, and M. Hiller, 'Evaluation of the efficiency and resulting electrical and economic losses of photovoltaic home storage systems', *Journal of Energy Storage*, vol. 33, p. 101724, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101724.
- [13] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, and V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion 2018', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.
- [14] F. Niedermeyer and M. Braun, 'Comparison of Performance-Assessment Methods for Residential PV Battery Systems', *Energies*, vol. 13, no. 21, p. 5529, Oct. 2020, doi: 10.3390/en13215529.
- [15] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, 'Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen', presented at the 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mar. 2017.
- [16] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, and S. Maier, 'Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.1)', *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin*, Apr. 2020. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/permod>
- [17] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschnig, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [18] K. Behrens, 'Basic measurements of radiation at station Lindenberg'. 2017. [Online]. Available: <https://doi.pangaea.de/10.1594/PANGAEA.883232>
- [19] G. B. M. A. Litjens, E. Worrell, and W. G. J. H. M. van Sark, 'Influence of demand patterns on the optimal orientation of photovoltaic systems', *Solar Energy*, vol. 155, pp. 1002–1014, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.07.006.
- [20] A. Lahnaoui, P. Stenzel, and J. Linssen, 'Techno-economic analysis of photovoltaic battery system configuration and location', *Applied Energy*, vol. 227, pp. 497–505, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.09.093.
- [21] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, and V. Quaschnig, 'Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen', presented at the 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- [22] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, 'Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis', *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2015. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/>
- [23] A. Beyertt, P. Verwiebe, S. Seim, F. Milojkovic, and J. Müller-Kirchenbauer, 'Felduntersuchung zu Behavioral Energy Efficiency Potentialen von privaten Haushalten', May 2020, doi: 10.5281/ZENODO.3855575.
- [24] F. Samweber, P. Nobis, and M. Gallet, 'Simulation von Photovoltaik-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen (Teil 1)', *BWK*, vol. 66, no. 1/2, pp. 66–69, 2014.
- [25] SMA Solar Technology AG, 'Leistungsmessdaten von Wärmepumpen und Wandladestationen in Privathaushalten'. 2017.
- [26] D. Günther, M. Miara, R. Langner, S. Helmling, and J. Wapler, "'WP Monitor" Feldmessung von Wärmepumpenanlagen', Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Jul. 2014. [Online]. Available: <https://wp-monitor.ise.fraunhofer.de/german/index/ergebnisse.html>
- [27] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner, and V. Quaschnig, 'Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten', presented at the 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mar. 2015.
- [28] A. von Oehsen, J. Fehr, L.-A. Brischke, M. Pehnt, and P. Mellwig, 'PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden', Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Heidelberg, Endbericht 0325358A, Dec. 2014.
- [29] T. Tjaden *et al.*, 'Auslegungspraxis von Stromspeichern in Gebäudeenergiesystemen'. Zenodo, Feb. 07, 2021. doi: 10.5281/ZENODO.4515660.
- [30] DE[NK]ZENTRALE ENERGIE, 'Kurzstudie: Eigenverbrauchsoptimierung ja, aber nicht über die Anlagengröße!', Kurzstudie im Auftrag der Photovoltaikforum GmbH, 2017.
- [31] electricityMap, 'Historical carbon intensity and power production data (marginal and average) for Germany 2017'. 2018.
- [32] T. M. Klucher, 'Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces', *Solar Energy*, vol. 23, pp. 111–114, Jan. 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90110-5.
- [33] H. G. Beyer, G. Heilscher, and S. Bofinger, 'Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems', in *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004, pp. 3073–3076.
- [34] M. Förstl, D. Azuatalam, A. Chapman, G. Verbič, A. Jossen, and H. Hesse, 'Assessment of residential battery storage systems and operation strategies considering battery aging', *Int J Energy Res*, vol. 44, no. 2, pp. 718–731, Feb. 2020, doi: 10.1002/er.4770.

Anhang

A.1 Berechnungsgrundlagen zu Kapitel 4

Die Simulationsanalysen wurden für einen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 5010 kWh/a durchgeführt. Das elektrische Haushaltslastprofil wurde einem frei verfügbaren Datensatz (Nr. 31 aus [22]) entnommen. Neben einer 10-kWp-PV-Anlage gehört ein Batteriesystem mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 7,5 kWh zum simulierten Referenzsystem. Zur Simulation der Leistungsabgabe des PV-Systems wurde auf frei verfügbare Messdaten des meteorologischen Observatoriums Lindenberg (Brandenburg) zurückgegriffen [18]. Der verwendete Datensatz enthält Messwerte der Global- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur für das Jahr 2017 in einer zeitlichen Auflösung von 1 min. Es wurde eine Globalbestrahlung von 1062 kWh/m² und eine Diffusbestrahlung von 556 kWh/m² erfasst. Die mittlere Lufttemperatur lag bei 10 °C.

Über geometrische Zusammenhänge sowie mit dem Modell von Klucher [32] wurde die Bestrahlungsstärke für den Referenzfall auf einem nach Süden ausgerichteten und um 35° geneigten PV-Generator berechnet. Zusätzlich wurde die Lufttemperatur bei der Berechnung der Leistungsabgabe des PV-Generators nach Beyer et al. [33] berücksichtigt. Hierzu wurden Messdaten des Solarmoduls LG NeON R verwendet. Die auftretenden Umwandlungsverluste im Wechselrichter wurden mithilfe der resultierenden Verlustleistung abgebildet. Die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungsverluste wurde auf Basis von Wirkungsgradkennlinien des PV-Wechselrichters SMA Sunny Tripower 10.0 modelliert. Der resultierende AC-Jahresertrag des PV-Systems beträgt 984 kWh/kWp.

Zur Abbildung des Batteriesystems wurde auf ein vereinfachtes Modell des „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod)“ [16] zurückgegriffen. Die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers beträgt

7,5 kWh. Die nominale AC-Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriesystems ist mit 0,6 kW/kWh an die nutzbare Speicherkapazität gekoppelt. Die Umwandlungsverluste im Batteriewechselrichter wurden durch mittlere Umwandlungswirkungsgrade im Lade- und Entladebetrieb von jeweils 94 % abgebildet. Der Batteriewirkungsgrad wurde mit 95 % angesetzt. Der AC-Systemnutzungsgrad des simulierten Batteriesystems beträgt 83,9 %. Diese Systemeigenschaften sowie die resultierende Differenzleistung (PV-Leistung abzüglich der elektrischen Last) sind die Grundlage für die Simulation des Batteriesystemverhaltens.

Mit dem verwendeten Simulationsmodell sind mehrere Einschränkungen verbunden, die im Folgenden erläutert werden. Da Verschattungsverluste des PV-Generators vernachlässigt wurden, ist deren negativer Einfluss auf die Leistungsabgabe des PV-Generators nicht berücksichtigt. Aufgrund der Begrenzung der max. Einspeiseleistung des PV-Systems kann es auch bei vorhandenem Batteriespeicher zudem zu Abregelungsverlusten kommen [17].

Da keine Bereitschaft- und Regelungsverluste berücksichtigt wurden, wird die Systemeffizienz des Batteriesystems überschätzt. Des Weiteren ist zu beachten, dass die verfügbare Speicherkapazität des Batteriespeichers während der Nutzungsdauer abnimmt [34]. Die Vernachlässigung dieser Aspekte führt dazu, dass die Autarkiegrade in der Praxis geringer ausfallen können. Wie bereits gezeigt, wird der erzielbare Autarkiegrad auch vom individuellen Verbrauchsverhalten der Haushalte beeinflusst. Mit der Simulation eines PV-Batteriesystems anhand eines Referenzhaushalts lassen sich die realen Betriebsergebnisse daher lediglich abschätzen.

A.2 Wirkungsgradkennlinien

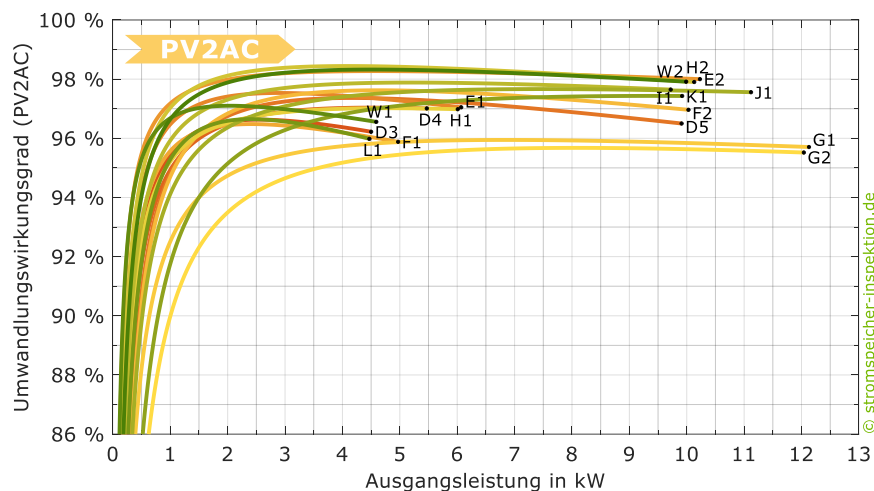


Bild 36 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme sowie der PV-Wechselrichter W1 und W2.

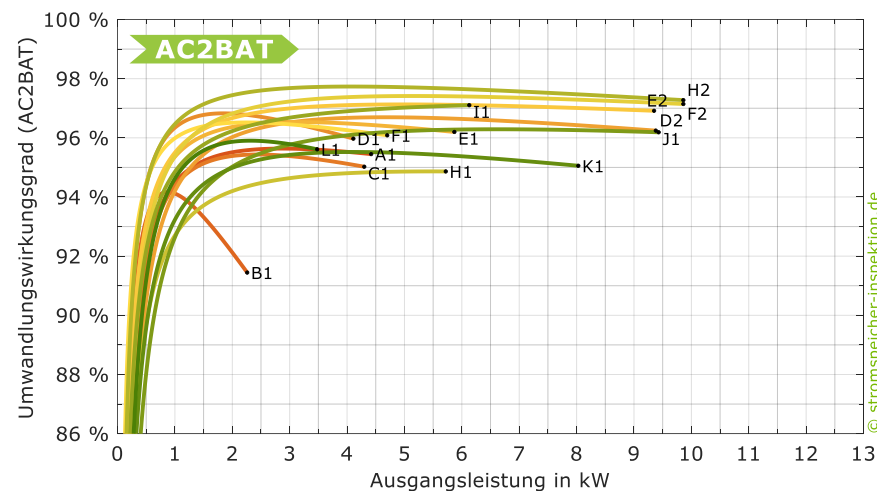


Bild 38 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme sowie der DC-gekoppelten Systeme E1 bis F2 und H1 bis L1.

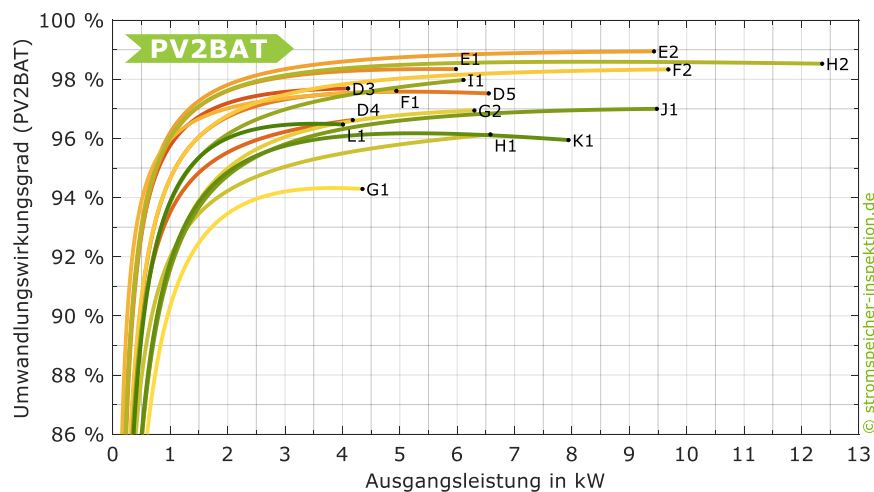


Bild 37 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

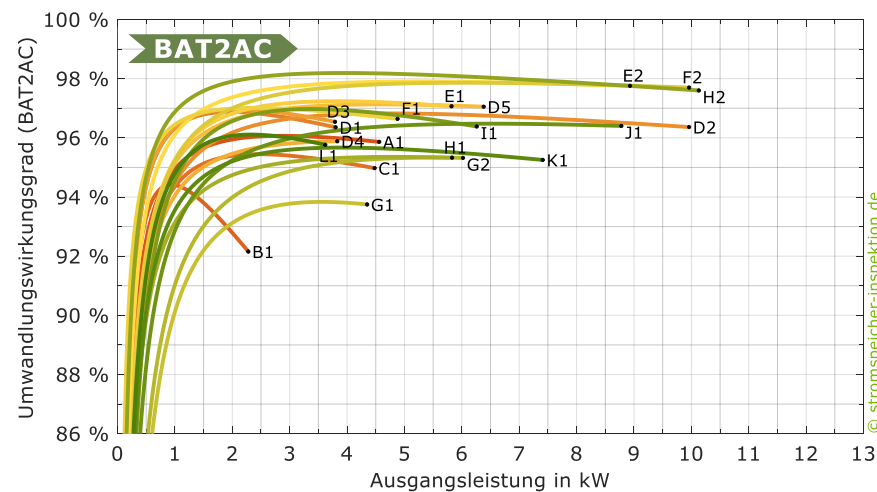


Bild 39 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

www.stromspeicher-inspektion.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Unterstützt mit Labormessdaten durch:

