



STUDIE

Stromspeicher-Inspektion 2026

AUTOREN

Nico Orth, Lucas Meissner

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Web: solar.htw-berlin.de

Dr.-Ing. Johannes Weniger

aquu

Web: aquu.com

VERSION

Version 1.0 (März 2026)

FÖRDERUNG

Die Ergebnisse der HTW Berlin sind im Projekt „PV-Speicher“ entstanden. Das Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EE1226A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

STROMSPEICHER Inspektion

htw Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

aquu⁺

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Vorwort

Aktuell bringen zahlreiche Heimspeicher- und Energiemanagement-Anbieter vermehrt KI-gestützte Software auf den Markt. Sie ermöglicht es, **Stromspeicher mit Netzstrom in Niedrigpreisphasen** insbesondere im Winterhalbjahr zu **laden**. Haushalte, die einen dynamischen Stromtarif abgeschlossen haben, können so von Preisschwankungen an der Strombörse profitieren. Das Ziel: Mit günstigem Netzstrom die Batterie laden und in Hochpreisphasen die elektrischen Verbraucher mit dem zwischengespeicherten Strom versorgen. Ob sich jedoch die Batterieladung mit Netzstrom überhaupt lohnt, hängt maßgeblich von der Höhe der Umwandlungsverluste ab. Denn: Die Preisdifferenz zwischen dem Lade- und Entladezeitraum reicht häufig nicht aus, um die bei der Stromspeicherung anfallenden Wechselrichter- und Batterieverluste zu kompensieren. Wie hoch die Umwandlungsverluste je nach Höhe des dynamischen Strompreises maximal sein dürfen, beschreiben wir in dieser Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion ausführlich.

Wie viele Kilowattstunden stecken in einem Batteriespeicher? Bislang wurden in der Stromspeicherbranche sehr viele unterschiedliche Begriffe verwendet, um den Energieinhalt eines Batteriespeichers anzugeben. Abhilfe schafft nun die seit November 2025 geltende **DIN VDE V 0510-200 Kennwerte stationärer Batteriespeichersysteme**. Laut der Norm ist zukünftig der „nutzbare Energieinhalt der Batterie (DC)“ auf dem Datenblatt anzugeben, was die Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Batteriespeichern verbessert. Obendrein beschreibt die Norm, wie die Batteriespeicher unter einheitlichen Prüfbedingungen im Labor zu testen sind. Die VDE-Norm baut auf dem etablierten Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme auf, der die Basis für die Labortests im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion bildet.

Das neue „**Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten**“ (kurz: MiSpeL) soll es zukünftig erleichtern, mit Stromspeichersystemen am Strommarkt zu agieren. Der Knackpunkt: Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Abgrenzungsoption kann jedoch nur bei AC-gekoppelten Speichersystemen genutzt werden. Auf diese entfielen jedoch nur 10 % der im letzten Jahr in Deutschland neu installierten Heimspeicher. Dagegen haben 90 % der 2025 verbauten Heimspeicher einen Hybridwechselrichter, für die die Abgrenzungsoption nicht in Frage kommt. Die alternative Pauschaloption soll für DC-gekoppelte Stromspeicher nur zur Verfügung stehen, wenn die installierte Leistung der PV-Anlage kleiner als 30 kW ist. Je Kalenderjahr und je 1 kW PV-Leistung sollen lediglich 500 kWh die Marktpremie erhalten, was für PV-Speichersysteme mit Hybridwechselrichter und geringem Eigenverbrauch nachteilig ist. Wir hoffen, dass die Bundesnetzagentur ihre Vorschläge überarbeitet und somit nicht die weitere Verbreitung von Hybridwechselrichtern ausbremst. Aufgrund dieser Entwicklungen unterscheiden wir zwischen den Testsiegern mit **Hybridwechselrichter** und den Testsiegern mit **Batteriewechselrichter**.



Dr.-Ing. Johannes Weniger

Initiator und Leiter der Stromspeicher-Inspektion
Gründer und Geschäftsführer von **aquu**



Nico Orth

Leiter der Stromspeicher-Inspektion
Wissenschaftler an der **HTW Berlin**

Kurzfassung

In der Stromspeicher-Inspektion 2026 wurden 12 Stromspeichersysteme mit Batterien und Wechselrichtern von 10 verschiedenen Herstellern verglichen. Neue Testergebnisse gibt es für Produkte von BYD, Fox ESS, Fronius, Kostal, SAX Power und SMA.

In diesem Jahr bewertete die Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin Photovoltaik-Speichersysteme erstmals in Kooperation mit aquu - einer HTW-Ausgründung. Die Energieeffizienz der Geräte wurde mit dem **System Performance Index (SPI)** in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW bewertet. Unter den 5-kW-Geräten setzte sich das AC-gekoppelte Batteriesystem SAX Power Home Plus, das auf der sogenannten Multi-Level-Technologie beruht, als Spitzenreiter durch. Bei

den Speichersystemen mit Hybridwechselrichter konnte SMA mit dem Sunny Boy Smart Energy 5.0 und der Batterie Home Storage 6.5 den höchsten **SPI (5 kW)** erreichen.

In der 10-kW-Klasse überzeugt der PLENTICORE MP G3 M 10 von Kostal in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 als Testsieger der AC-gekoppelten Geräte. Der PLENTICORE-Wechselrichter zeichnet sich dabei durch seine hohe Flexibilität aus, da er sowohl als Hybrid- als auch als Batteriewechselrichter betrieben werden kann. Als effizientester Solarstromspeicher unter den 10-kW-Geräten geht der Hybridwechselrichter PQ-H3-Ultra-10.0 in Kombination mit der EQ3300-5 von Fox ESS hervor. Mit einem **SPI (10 kW)** von 97 % stellt Fox ESS damit



Bild 1 In der Stromspeicher-Inspektion 2026 bewerteten die HTW Berlin und aquu zwölf Solarstromspeicher in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW. Acht Hersteller beteiligten sich namentlich am diesjährigen Stromspeicher-Vergleich.



Bild 2 Solarstromspeicher mit Hybridwechselrichter (DC-gekoppelt) und mit Batteriewechselrichter (AC-gekoppelt), die als Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2026 hervorgehen.

einen neuen Effizienzrekord auf. Auf dem 2. und 3. Platz des **10-kW-Rankings** reihen sich die Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 von RCT Power und Centurio 10 von Energy Depot in Kombination mit Hochvoltbatterien derselben Hersteller ein. Ebenfalls die Effizienzklasse A und einen SPI (10 kW) von über 95 % erreichten Speichersysteme von Fronius sowie Kostal in Kombination mit BYD.

Das Schlusslicht des Speichervergleichs kann lediglich einen SPI (10 kW) von 89,3 % vorweisen und landete in der Effizienzklasse G. Damit fallen die SPI-Verluste bei diesem Gerät um den Faktor 3,5 höher aus als bei dem Testsieger von Fox ESS. Da sich die Gesamtsystemeffizienz direkt auf die jährliche Kosteneinsparung der PV-Speichersysteme auswirkt, ist der Vorteil von effizienten Heimspeichern ökonomisch spürbar. Der jährliche Kostenvorteil des Testsiegers gegenüber dem Heimspeicher mit der geringsten Effizienz beträgt 200 €.

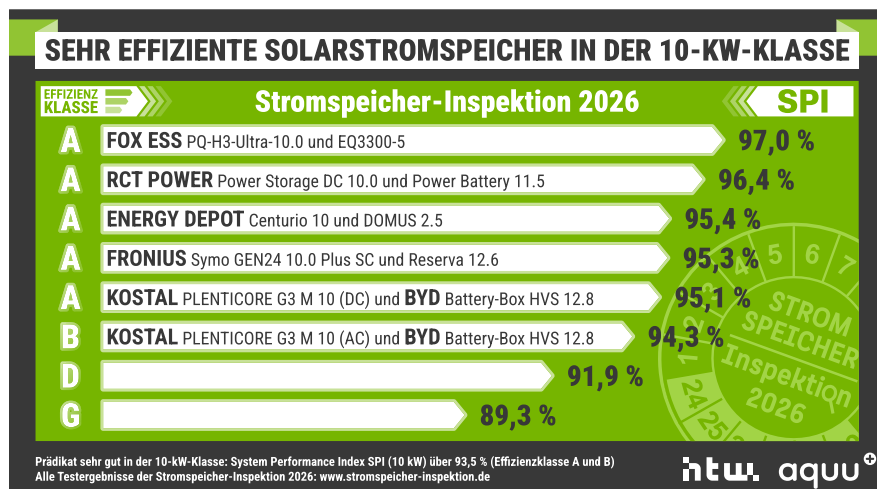


Bild 3 Der Testsieger in der 10-kW-Leistungsklasse von Fox ESS erzielt mit einem SPI von 97 % einen neuen Rekord. Der Spitzenreiter ist um das 3,5-Fache effizienter als das Schlusslicht der Stromspeicher-Inspektion 2026.

Die Topplatzierungen von Fox ESS, RCT Power, Energy Depot und SAX Power sind auch auf die hervorragenden **Effizienzeigenschaften** der Systeme zurückzuführen. Bild 4 stellt die Tiefst- und Bestwerte der in unabhängigen Prüflaboren erfassten Messergebnisse gegenüber. Mit einem Batteriewirkungsgrad von 97,1 % liegt der Batteriespeicher EQ3300-5 von Fox ESS mehr als 9 Prozentpunkte vor dem Schlusslicht. Der geringe SPI des anonymen Teilnehmers ist auch auf den hohen Stand-by-Verbrauch von 64 W zurückzuführen. Zum Vergleich: Die hocheffizienten Systeme von SAX Power und Fox ESS beziehen lediglich 4 W im Bereitschaftsbetrieb. Die Unterschiede in der Einschwingzeit der analysierten Speichersysteme sind mit mehr als 13 s enorm. Die Speichersysteme von Energy Depot und RCT Power sind in der Lage, Schwankungen des Stromverbrauchs innerhalb von nur 0,2 s auszugleichen.

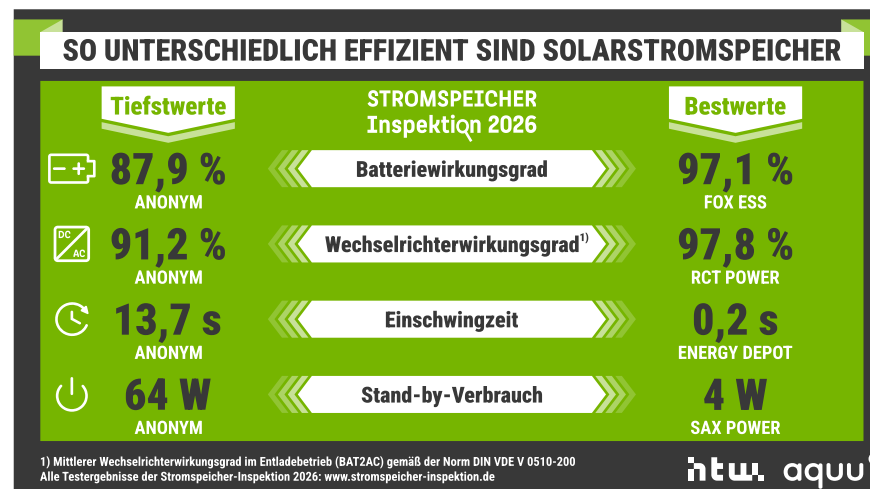


Bild 4 Die in der Stromspeicher-Inspektion 2026 veröffentlichten Labortestergebnisse bringen große Unterschiede zwischen den vermessenen Solarspeichersystemen zum Vorschein.

Die Energieeffizienz eines Speichersystems ist wichtig, sollte aber nicht das alleinige Auswahlkriterium beim Speicherkauf sein. Deshalb haben die HTW Berlin und aquu in diesem Jahr erstmals die **Garantiebedingungen** von 20 namhaften Herstellern unter die Lupe genommen. Basierend darauf haben die Berliner Wissenschaftler Empfehlungen entwickelt, die das Sichten der Garantiebedingungen erleichtern. Mit welchen Fragen sich Stromspeicher-Interessierte vor der finalen Kaufentscheidung befassen sollten, ist Bild 5 zu entnehmen. Die Hersteller garantieren, dass die Batteriekapazität innerhalb des Garantiezeitraums nicht unter 60 % bis 85 % des Anfangswerts sinken wird. Je höher dieser Wert ist, desto vorteilhafter ist es für die Privatpersonen. Ein Blick in die Garantiebedingungen vor dem Speicherkauf kann zudem unangenehme Überraschungen im Schadensfall vermeiden. Vorteilhafte Garantiebedingungen lassen sich unter anderem daran erkennen, dass der

GARANTIE DER SOLARSTROMSPEICHER: 6 WICHTIGE FRAGEN

-  Wie viele Jahre deckt die Garantie des Wechselrichters und Batteriespeichers ab?
-  Ist für eine kostenfreie Garantieverlängerung eine Registrierung notwendig?
-  Wie viel Prozent der Anfangskapazität werden bis zum Ende der Garantie zugesichert?
-  Sind Nachweispflichten in den Garantiebedingungen aufgeführt?
-  Innerhalb von wie vielen Tagen ist im Schadensfall der Garantiegeber zu informieren?
-  Übernimmt der Hersteller im Garantiefall auch die Kosten für den Austausch?

Empfehlungen auf Basis der Analyse der Garantiebedingungen von mehr als 20 Herstellern
Alle Testergebnisse der Stromspeicher-Inspektion 2026: www.stromspeicher-inspektion.de

htw aquu^o

Bild 5 Checkliste: Unter anderem auf diese 6 Punkte sollten Sie bei der Sichtung der Garantiebedingungen eines PV-Speichersystems achten.

Hersteller keine umfassenden Nachweispflichten fordert und im Schadensfall die Kosten für den Austausch übernimmt. Worauf alle, die einen Stromspeicher kaufen möchten, bei der Analyse der Garantiebedingungen noch achten sollten, ist Kapitel 4 der Studie zu entnehmen. Wer einen passenden Stromspeicher sucht, sollte die wichtigsten **Eigenschaften und Funktionalitäten** der Geräte vergleichen. Hierzu zählt neben der Art der Batterieanbindung auch die Nennleistung. Haushalte, die einen dynamischen Stromtarif abgeschlossen haben, können ihren Speicher so einsetzen, dass sie von Preisschwankungen an der Strombörse profitieren. Alle analysierten Speichersysteme haben ein internes oder externes Energiemanagement, das dynamische Strompreissignale berücksichtigt. Die preisoptimierte Batterieladung mit Netzstrom unter Berücksichtigung von dynamischen Strompreisen und zeitvariablen Netzentgelten ist jedoch derzeit noch nicht mit allen Geräten möglich.

EIGENSCHAFTEN DER GETESTETEN SOLARSTROMSPEICHER

STROMSPEICHER Inspektion 2026	GAH	KOSTAL + BYD	SMA	Fronius	FOX	RCT	energy depot
Batterieanbindung	AC	AC/DC	AC/DC	DC	DC	DC	DC
AC-Nennleistung in kW	4,6	4,6	10,0	4,6	10,0	10,0	9,9
Anzahl der MPP-Tracker		2	2	3	2	3	2
nutzbarer Energieinhalt in kWh	7,6	7,3	12,2	6,6	12,6	14,4	10,4
ersatzstromfähig	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte: preis- optimierte Ladung mit Netzstrom ¹⁾		✓ ²⁾	✓ ²⁾		✓ ²⁾	✓	✓

Vergleich der Eigenschaften der aktiv teilnehmenden Hersteller, 1) Stand Februar 2026, 2) mit dem EMS externer Anbieter
Alle Testergebnisse der Stromspeicher-Inspektion 2026: www.stromspeicher-inspektion.de

htw aquu^o

Bild 6 Die Eigenschaften und Funktionalitäten der Solarstromspeicher in der Stromspeicher-Inspektion 2026 unterscheiden sich in zahlreichen Punkten.

Wann und mit welcher Leistung der Batteriespeicher aus dem Stromnetz beladen wird, sollte ein intelligentes Energiemanagementsystem auf Basis von Energie- und Preisprognosen entscheiden. Das Ziel: Mit günstigem Netzstrom die Batterie laden und in Hochpreisphasen die elektrischen Verbraucher mit dem zwischengespeicherten Strom versorgen. Ob sich für Haushalte mit dynamischen Stromtarifen die Batterieladung mit Netzstrom überhaupt lohnt, hängt unter anderem von der Höhe der mittleren Strompreise beim Laden und Entladen sowie von der Höhe der Umwandlungsverluste ab. Wie effizient Batteriesysteme den Netzstrom speichern, lässt sich durch die **Multiplikation der mittleren Wirkungsgrade des Wechselrichters und Batteriespeichers** während des Lade- und Entladebetriebs abschätzen, wie Bild 7 zeigt. Da die Speichersysteme in der Regel bei geringen Leistungen entladen werden, hängt der Systemwirkungsgrad der Netzstromspeicherung sehr stark

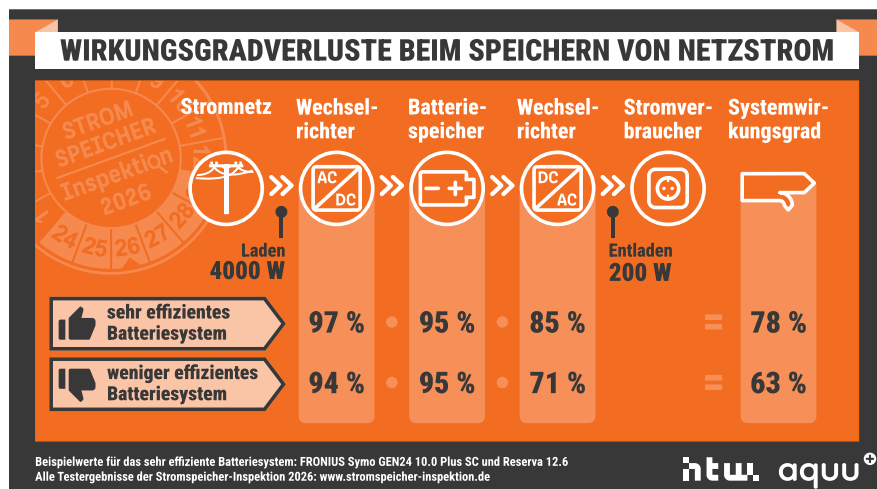


Bild 7 Wirkungsgrade eines sehr effizienten und eines weniger effizienten Batteriesystems, wenn diese mit 4000 W beladen und mit 200 W entladen werden.

vom Wechselrichterwirkungsgrad während der Batterieentladung ab. Damit sich die Batterieladung mit Netzstrom finanziell lohnt, muss die **Preisdifferenz zwischen dem Lade- und Entladezeitraum** hoch genug sein, um mindestens die Wechselrichter- und Batterieverluste zu kompensieren. Wie hoch genau, lässt sich Bild 8 entnehmen. Ein Beispiel: Ein Speichersystem nimmt in einer Niedrigpreisphase Strom aus dem Netz für 25 ct/kWh auf und gibt den Strom zu einem späteren Zeitraum, wenn der dynamische Strompreis auf 35 ct/kWh gestiegen ist, wieder ab. Damit sich die Netzstromspeicherung in der Niedrigpreisphase überhaupt rechnet, muss der Systemwirkungsgrad der Stromspeicherung mindestens 71 % betragen. Nicht alle getesteten Speichersysteme erreichen diesen Wert. Wer die geringen Teillastwirkungsgrade der Wechselrichter vernachlässigt, überschätzt die in der Praxis realisierbaren Einsparungen der preisoptimierten Ladung mit Netzstrom.

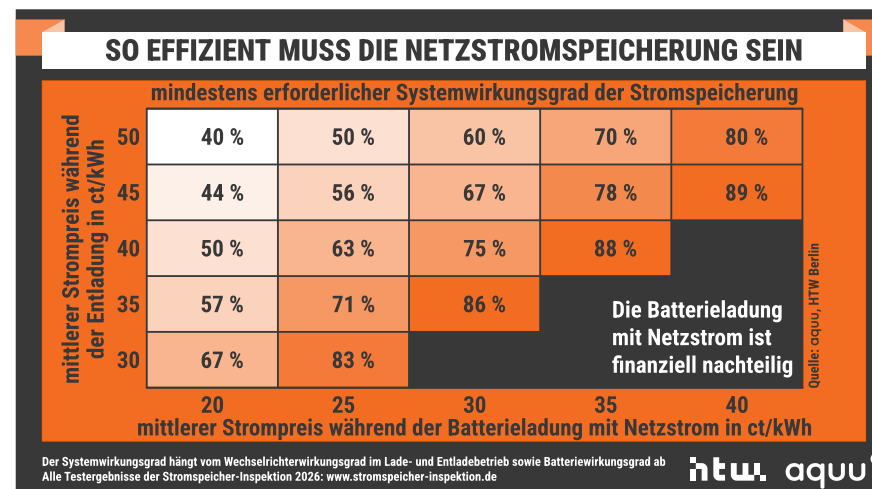


Bild 8 Batterieladen mit Netzstrom: So hoch muss der Systemwirkungsgrad mindestens sein, damit sich die Netzstromspeicherung in Niedrigpreisphasen lohnt.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
KURZFASSUNG	4
1 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	9
2 SYSTEMBEWERTUNG MIT DEM SPI	28
3 PREISOPTIMIERTE BATTERIELADUNG MIT NETZSTROM BEI NUTZUNG DYNAMISCHER STROMPREISE	36
4 ANALYSE DER GARANTIEBEDINGUNGEN	46
5 ANALYSE DES MARKTES FÜR PV-SPEICHERSYSTEME	54
LITERATURVERZEICHNIS	60
ANHANG	62

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
AC2BAT	Energieumwandlungspfad der AC-Batterieladung
BAT	Batteriespeicher
BAT2AC	Energieumwandlungspfad der AC-Batterieentladung
BMS	Batteriemanagementsystem
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
DOD	Entladetiefe (engl. Depth of Discharge)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EMS	Energiemanagementsystem
G	Netz (engl. grid)
iMSys	Intelligenten Messsystem
IP	Eindringenschutz (engl. Ingress Protection)
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
PerMod	Performance Simulation Model for PV-Battery Systems
PV	Photovoltaik
PV2AC	Energieumwandlungspfad der PV-Einspeisung
PV2BAT	Energieumwandlungspfad der PV-Batterieladung
SPI	System Performance Index

1 Vergleich der Systemeigenschaften

Im Folgenden wird die Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme kurz beschrieben und zentrale Systemeigenschaften der teilnehmenden Solarstromspeicher vorgestellt.

Wie läuft der Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion ab?

Im 1. Quartal jeden Jahres werden alle Anbieter von Systemen oder Komponenten zur Speicherung von Solarstrom zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion eingeladen. Der weitere Ablauf nach der Einladung ist im Folgenden aufgeführt und in Bild 9 dargestellt:

- 1) Die **Hersteller entscheiden** eigenständig, ob und mit welchen Produkten sie sich an dem Systemvergleich beteiligen. Die Autoren dieser Studie haben somit keinen Einfluss darauf, welche Solarstromspeicher bewertet und verglichen werden.
- 2) Die Systemanbieter beauftragen ein **unabhängiges Prüfinstitut** mit den Labortests ihrer Geräte. Die Labortests werden nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme durchgeführt [1].
- 3) Die Prüfprotokolle stellen die Hersteller nun der **HTW Berlin und aquu research** zur Teilnahme am Systemvergleich zur Verfügung.
- 4) Die HTW Berlin und aquu research **prüfen die Messwerte auf Plausibilität**. Unter Umständen werden Nachmessungen eingefordert.
- 5) Im weiteren Verlauf werden die Labormessergebnisse aller Solarstromspeicher analysiert und verglichen sowie die **Performance der Systeme bewertet**.

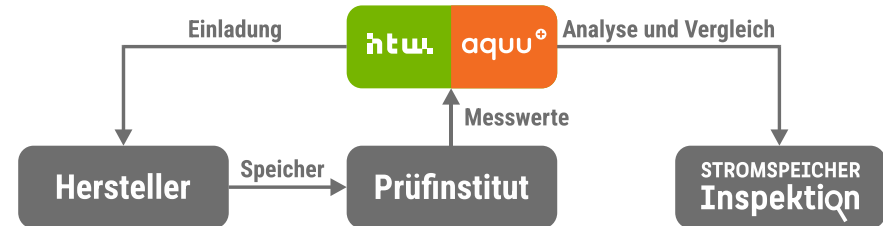


Bild 9 Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion.

- 6) Nach Abschluss der Analysen durch die HTW Berlin und aquu research erhalten die teilnehmenden Unternehmen sowohl eine **individuelle Effizienzanalyse** als auch die anonymisierten Ergebnisse des Speichervergleichs. Im Anschluss entscheiden die Hersteller, ob ihre Ergebnisse mit oder ohne Angabe der Produktbezeichnung veröffentlicht werden.

Welche Solarstromspeicher werden in der Stromspeicher-Inspektion 2026 verglichen?

8 Hersteller von Speichersystemen für Privathaushalte beteiligten sich an der 2026er-Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion und tragen mit der Veröffentlichung ihrer Ergebnisse zu mehr Transparenz im Heimspeichermarkt bei: **BYD, Energy Depot, Fox ESS, Fronius, KOSTAL, RCT Power, SAX Power und SMA**.

Zusätzlich zu den 10 PV-Speichersystemen dieser Systemanbieter wurden im Jahr 2023 zwei häufig installierte Heimspeichersysteme erworben und vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) vermessen. Diese

beiden Systeme, die unabhängig von der Bereitschaft der Hersteller zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion eingekauft wurden, sind weiterhin auf dem Markt verfügbar. Sie werden anonym in dieser Studie aufgeführt.

Jedem System wird ein **Kürzel** zugeordnet, das aus einem Buchstaben und einer Ziffer besteht (zum Beispiel A1, B1, C1). Der Buchstabe variiert je nach Wechselrichterhersteller oder Anbieter der Komplettsystemlösung. Aus den Ziffern geht hervor, wie viele Systemkonfigurationen des jeweiligen Herstellers analysiert wurden.

Drei **unterschiedliche Systemkonzepte** sind in der Stromspeicher-Inspektion 2026 vertreten. SAX Power setzt mit dem AC-gekoppelten System Home Plus (A1) auf die sogenannte **Multi-Level-Technologie**. Die Batteriewechselrichter der **AC-gekoppelten Systeme** B1 und B2 von

KOSTAL sind hingegen über das Stromnetz mit den Batteriespeichern von BYD verbunden. Bei den **DC-gekoppelten Solarspeichersystemen** B3 bis I1 verknüpft der Hybridwechselrichter die PV-Anlage über die Gleichstromseite mit der Batterie.

Die Kürzel, Produktbezeichnungen und wichtigsten Eigenschaften der analysierten Speichersysteme sind nachfolgend aufgeführt. Neben der nutzbaren Speicherkapazität und der nominalen Entladeleistung ist für die DC-gekoppelten Systeme zusätzlich auch die PV-Bemessungsausgangsleistung angegeben. Diese entspricht der AC-Leistung, die der Hybridwechselrichter unter Nennbedingungen maximal abgegeben kann. Die Effizienzklassen wurden auf Basis der simulationsbasierten Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) in Kapitel 3 ermittelt.

A1 STROMSPEICHER
Inspektion 2026



SAX Power Home Plus

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	7,6 kWh
Entladeleistung	4,5 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzkategorie	A

B1 STROMSPEICHER
Inspektion 2026



KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (AC) und
BYD Battery-Box HVS+ 7.7

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	7,4 kWh
Entladeleistung	4,6 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzkategorie	B

B2 STROMSPEICHER
Inspektion 2026



KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 (AC) und
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	11,9 kWh
Entladeleistung	10,1 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzkategorie	B

B3 STROMSPEICHER
Inspektion 2026



KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (DC) und
BYD Battery-Box HVS+ 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,4 kWh
Entladeleistung	4,6 kW
PV-Ausgangsleistung	4,6 kW
Effizienzkategorie	A

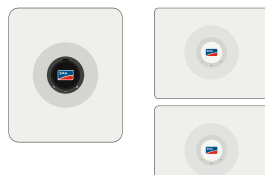
B4 STROMSPEICHER Inspektion 2026



KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 (DC) und
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	11,9 kWh
Entladeleistung	10,1 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	A

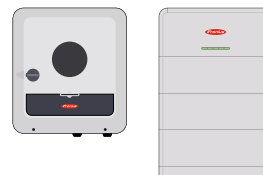
C1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



SMA Sunny Boy Smart Energy 5.0 und
Home Storage 6.5

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

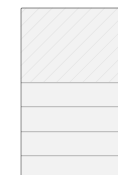
D1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus SC und
Reserva 12.6

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	13,2 kWh
Entladeleistung	8,8 kW
PV-Ausgangsleistung	10,2 kW
Effizienzklasse	A

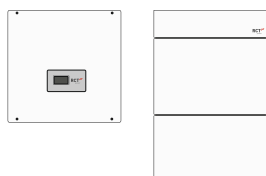
E1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



FOX ESS PQ-H3-Ultra-10.0 und
EQ3300-5

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	14,7 kWh
Entladeleistung	10,3 kW
PV-Ausgangsleistung	10,5 kW
Effizienzklasse	A

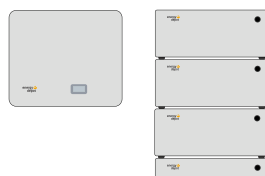
F1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



RCT POWER Power Storage DC 10.0 und
Power Battery 11.5

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

G1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



ENERGY DEPOT Centurio 10 und
DOMUS 2.5

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

H1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



DC-gekoppeltes System, das unabhängig
eingekauft wurde

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	8,9 kWh
Entladeleistung	4,3 kW
PV-Ausgangsleistung	9,8 kW
Effizienzklasse	D

I1 STROMSPEICHER Inspektion 2026



DC-gekoppeltes System, das unabhängig
eingekauft wurde

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,8 kWh
Entladeleistung	4,8 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	G

Worin unterscheiden sich die bewerteten Produkte?

Bei der Auswahl eines Stromspeichers sollten die unterschiedlichen **Eigenschaften und Funktionalitäten** der Speichersysteme berücksichtigt werden. Die Tabellen 1 und 2 zeigen einige Systemunterschiede auf. Soll das Speichersystem beispielsweise im **Außenbereich** installiert werden, müssen der Wechselrichter und der Batteriespeicher durch eine entsprechende Schutzart dafür geeignet sein. Das Gehäuse soll die elektrischen Betriebsmittel vor dem Eindringen von Schmutz, Wasser sowie Gegenständen oder auch Körperteilen schützen. Hier zeigen sich große Unterschiede zwischen den Systemen. Während der Hybridwechselrichter von Energy Depot mit der IP-Schutzart IP 20 beispielsweise nicht vor Wasser geschützt ist, bietet der Symo GEN24 10.0 Plus SC von Fronius mit IP 66 einen Schutz gegen starkes Strahlwasser. Klar ist auch: Speichersysteme für den Außenbereich sind einem größeren **Betriebstemperaturbereich** ausgesetzt.

Je nach System kann die **maximale PV-Eingangleistung** begrenzt sein. Um signifikante Abregelungsverluste zu vermeiden, sollte die maximale PV-Eingangleistung des Wechselrichters zur Solaranlagengröße passen. Ist die Solaranlage auf unterschiedlichen Dachflächen

installiert oder teilweise verschattet, kann eine höhere Anzahl von **Maximum-Power-Point-(MPP)-Trackern** vorteilhaft sein.

Die Wechselrichter von KOSTAL, SMA und Fronius sind im Gegensatz zu den anderen Systemen mit Batteriespeichern weiterer Hersteller kompatibel. Mit 18 zugelassenen Batteriespeichern bietet der PLENTICORE MP G3 M 4.6 die höchste **Kompatibilität**.

Die **nutzbare Speicherkapazität** des Batteriespeichers sollte auf den individuellen Stromverbrauch ausgelegt sein. Eine Überdimensionierung ist weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll. Bei vielen Systemen müssen mindestens 2 Batteriemodule in Reihe geschaltet werden. Die minimale Kapazität liegt zum Beispiel bei der Fronius Reserva bei 6,3 kWh. Klar ist: Kleinere Batteriemodule bieten eine bedarfsgerechtere Dimensionierung, benötigen jedoch mehr Platz.

Die meisten Batteriehersteller ermöglichen eine **Nachrüstung von Batteriemodulen** zu einem späteren Zeitpunkt. Bei der Fronius Reserva muss diese jedoch spätestens 2 Jahre nach der Erstinbetriebnahme erfolgen. Der Systemaufbau von SAX Power erfordert bei einem Nachrüstungswunsch den Erwerb eines neuen Systems, da die Leistungselektronik und die Batterie in einem Gerät vereint sind.

Alle untersuchten PV-Speichersysteme können bei einem Netzausfall das Haus teilweise oder komplett weiterversorgen. Die **Ersatzstromfähigkeit** erfordert jedoch weitere Komponenten. Die einphasigen Geräte von SAX Power, KOSTAL und SMA können im Ersatzstrombetrieb nur Leistungen zwischen 4,6 kW und 7,3 kW zur Verfügung stellen. Der dreiphasige PLENTICORE G3 M 10 ermöglicht hingegen eine Leistungsabgabe von 12,5 kW. Dies kann bei leistungsstärkeren Haushaltsverbrauchern oder Geräten mit hohen Anlaufleistungen vorteilhaft sein.

Tipp: Prognosebasierte Batterieladung aktivieren



Seit Februar 2025 neu installierte PV-Anlagen müssen ihre Einspeiseleistung auf 60 % der Nennleistung der PV-Module begrenzen, solange noch kein intelligentes Messsystem verbaut ist. Ein prognosebasiertes Energiemanagement kann Abregelungsverluste minimieren und gleichzeitig die Batterielebensdauer um mehrere Jahre erhöhen [2]. Unter anderem Fronius, KOSTAL, RCT Power und SMA bieten hier Lösungen an.

Tabelle 1 Vergleich der Eigenschaften der getesteten Wechselrichter und Batteriespeicher, die namentlich in der Stromspeicher-Inspektion 2026 aufgeführt sind. Die Tabelle wurde auf Basis von öffentlich zugänglichen Dokumenten und Informationen der Hersteller erstellt. Vereinzelt beruhen die Angaben auch auf Rückmeldungen der Hersteller.

		KOSTAL + 						
WECHSELRICHTER	SAX Power ¹⁾	Kostal ²⁾	Kostal ³⁾	SMA	Fronius	Fox ESS	RCT Power	Energy Depot
Batterieanbindung	AC	AC/DC	AC/DC	DC	DC	DC	DC	DC
Anzahl der Phasen	1	1	3	1	3	3	3	3
AC-Nennleistung	4,6 kW	4,6 kW	10 kW	4,6 kW	10,0 kW	10,0 kW	9,9 kW	9,9 kW
MPP-Spannungsbereich	-	75 - 900 V	75 – 900 V	60 – 480 V	80 – 800 V	120 – 950 V	380 – 950 V	420 – 850 V
Anzahl der Maximum-Power-Point-Tracker (MPP-Tracker)	-	2	2	3	2	3	2	2
IP-Schutzart	IP 30	IP 65	IP 65	IP 65	IP 66	IP 65	IP 42	IP 20
zulässiger Temperaturbereich ⁴⁾	5 bis 35 °C	-20 bis 60 °C	-20 bis 60 °C	-25 bis 60 °C	-25 bis 60 °C	-25 bis 60 °C	-25 bis 50 °C	5 bis 40 °C
Kühlung mit Lüfter		•	•		•			
Wechselrichter mit Batterien weiterer Hersteller kombinierbar (Anzahl der kompatiblen Batterien)		• (18)	• (13)	• (4)	• (6)			
BATTERIESPEICHER	SAX Power ¹⁾	BYD ²⁾	BYD ³⁾	SMA	Fronius	Fox ESS	RCT Power	Energy Depot
nutzbarer Energieinhalt der Batterie (DC)	7,0 kWh	7,3 kWh ⁵⁾	12,2 kWh ⁵⁾	6,6 kWh	12,6 kWh	14,4 kWh	10,4 kWh	15,0 kWh
nominale Batteriespannung	384 V	307 V	512 V	192 V	410 V	320 V	461 V	307 V
IP-Schutzart	IP 30	IP 55	IP 55	IP 65	IP 65	IP 65	IP 42	IP 21
zulässiger Betriebstemperaturbereich	5 bis 35 °C	-10 bis 50 °C	-10 bis 50 °C	-10 bis 50 °C ⁶⁾	-20 bis 55 °C	-25 bis 60 °C	5 bis 40 °C	5 bis 40 °C
nutzbarer Energieinhalt der in Reihe verschalteten Batteriemodule	7)	4,9 bis 12,2 kWh	4,9 bis 12,2 kWh	3,3 bis 16,4 kWh	6,3 bis 15,8 kWh	5,8 bis 17,3 kWh	3,5 bis 10,4 kWh	2,5 bis 20,0 kWh
nutzbarer Energieinhalt der Batteriemodule (DC)	7,0 kWh	2,4 kWh	2,4 kWh	3,3 kWh	3,2 kWh	2,9 kWh	1,7 kWh	2,5 kWh
weitere Batteriemodule nachrüstbar (Zeitraum)	7)	•	•	• ⁸⁾	• (< 2 Jahre)	• ⁹⁾	• (> 5 Jahre)	•

1) Beim SAX Power Home Plus handelt es sich um ein System auf Basis der Multi-Level-Technologie. Die Leistungselektronik und die Batteriezellen sind in einem Gerät vereint.

2) PLENTICORE MP G3 M 4.6 und BYD Battery-Box HVS+ 7.7

3) KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

4) Einige Hersteller weisen in ihren Datenblättern darauf hin, dass bei sehr hohen oder niedrigen Temperaturen die Lade- oder Entladeleistung reduziert werden kann.

5) Datenblattwert in Kombination mit den Kostal-Wechselrichter. BYD gibt 7,7 kWh und 12,8 kWh auf dem Datenblatt an.

6) Im Ladebetrieb ist der zulässige Temperaturbereich auf 0 °C bis 50 °C beschränkt.

7) Weitere Home Plus Geräte können parallel zu dem bestehenden Gerät zeitlich flexibel nachgerüstet werden.

8) Ein neues Firmware-Update ermöglicht laut SMA eine unbegrenzte Erweiterung der Batteriekapazität.

9) Laut Fox ESS unbegrenzt möglich, allerdings wird die Erweiterung innerhalb des ersten Betriebsjahres empfohlen.

Tabelle 2 Vergleich der Ersatzstromfähigkeit, der Energiemanagementfunktionen sowie Garantiebedingungen der getesteten PV-Speichersysteme. Die Tabelle wurde auf Basis von öffentlich zugänglichen Dokumenten und Informationen der Hersteller erstellt. Vereinzelt beruhen die Angaben auch auf Rückmeldungen der Hersteller.

		KOSTAL + 						
ERSATZSTROMFÄHIGKEIT	SAX Power ¹⁾	Kostal ²⁾	Kostal ³⁾	SMA	Fronius	Fox ESS	RCT Power	Energy Depot
ersatzstromfähig	•	•	•	•	•	•	•	•
maximale AC-Leistung im Ersatzstrombetrieb	4,6 kW	7,0 kW	12,5 kW	7,3 kW	10,0 kW	10,0 kW	10,0 kW	10,0 kW
PV-Nachladung möglich	•	•	•	•	•	•	•	•
Notstromsteckdose für ausgewählte Verbraucher	•			•	•			
weitere Komponenten für die Ersatzstromfähigkeit nötig	Netztrennschalter	BackUp-Switch	BackUp-Switch	Backup 1 P oder Backup 3 P	Backup Controller oder Backup Switch		Power Switch	Vectis
ENERGIEMANAGEMENT	SAX Power ¹⁾	Kostal ²⁾	Kostal ³⁾	SMA	Fronius	Fox ESS	RCT Power	Energy Depot
Name des Energiemanagementsystems (EMS)	Home Manager	integriertes oder diverse externe EMS	integriertes oder diverse externe EMS	Sunny Home Manager 2.0	Energiekosten- Assistent	integriertes oder externes EMS Consolinno Leaflet	Power Manager Pro	PRIMUS
prognosebasierte Batterieladung zur Vermeidung von Abregelungsverlusten aufgrund der 60%-Einspeisegrenze		•	•	•	•	• ¹¹⁾	•	•
preisoptimierte Batterieladung mit Netzstrom bei Nutzung dynamischer Stromtarife	•	• ¹⁰⁾	• ¹⁰⁾	•	•	• ¹¹⁾	•	•
preisoptimierte Batterieladung mit Netzstrom bei Nutzung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte		• ¹⁰⁾	• ¹⁰⁾			• ¹¹⁾	•	•
GARANTIEBEDINGUNGEN DER BATTERIESPEICHER	SAX Power ¹⁾	BYD ²⁾	BYD ³⁾	SMA	Fronius	Fox ESS	RCT Power	Energy Depot
Produktgarantie	5 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	5 Jahre
Leistungsgarantie	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	12 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre
maximale Energiedurchsatzmenge am Ende der Garantie	-	2,4 MWh/kWh	2,4 MWh/kWh	7,2 MWh/kWh	3,1 MWh/kWh	2,9 MWh/kWh	3,5 MWh/kWh	-
maximale Vollzyklenanzahl am Ende der Garantie	10 000 ¹²⁾	-	-	-	3120	-	3500	6000
Restkapazität am Ende der Garantie	80 %	80 %	80 %	60 %	80 %	80 %	80 %	80 %
Restkapazität am Ende der Lebensdauer				60 %	60 % ¹³⁾	60 %	65 %	

10) Mit mehreren externen Energiemanagementsystemen möglich (zum Beispiel: Kiwigrid, Solar Manager, GridX).

11) Optional über das separate Energiemanagementsystem Consolinno Leaflet Fox ESS Edition verfügbar.

12) Inkl. Teilzyklen

13) Nach 6000 Vollzyklen und einer Entladerate von 0,5 C.

Wie wird die Speicherkapazität im Labor ermittelt?

Die nutzbare Speicherkapazität und der Batteriewirkungsgrad hängen unter anderem von der Höhe der Lade- und Entladeleistung ab [1], [3]. Im Rahmen des Labortests wird der Batteriespeicher nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens daher **bei 3 unterschiedlichen Leistungsstufen vermessen**: 100 %, 50 % und 25 % der Nennleistung.

Ausgehend von einer vollständig geladenen Batterie wird das System D1 von Fronius zunächst mit Nennleistung (9,1 kW) entladen und anschließend mit nominaler Ladeleistung (9,5 kW) wieder geladen, wie Bild 10 zeigt. Dieser Lade- und Entladevorgang wird drei Mal wiederholt. Das System durchläuft somit 3 Vollzyklen. Im Anschluss wird der gleiche Testdurchlauf mit 50 % und 25 % der nominalen Lade- und Entladeleistung durchgeführt. Aufgrund der geringeren Leistungsabgabe und -aufnahme verdoppelt sich jeweils in etwa die Testdauer der einzelnen Lade- und Entladezyklen. In Summe dauert der Test dieses Systems mehr als 2,5 Tage und ist somit hauptverantwortlich für die Dauer des gesamten Labortests nach dem Effizienzleitfaden.

Für die Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität und des Batteriewirkungsgrades werden lediglich die **Messergebnisse des 2. und 3. Vollzyklus** je Leistungsstufe berücksichtigt. Der 1. Zyklus dient lediglich der Vorkonditionierung der Batterie. Die nutzbare Speicherkapazität

Batterien anhand der nutzbaren Kapazität vergleichen



Die nutzbare Speicherkapazität beschreibt den Energieinhalt eines Batteriespeichers, der während des Entladevorgangs entnommen werden kann. Alterungs- und Sicherheitsreserven sowie ein häufig vorhandener Tiefenentladungsschutz reduzieren die nutzbare Energiemenge im Vergleich zur nominalen Kapazität der Batterie.

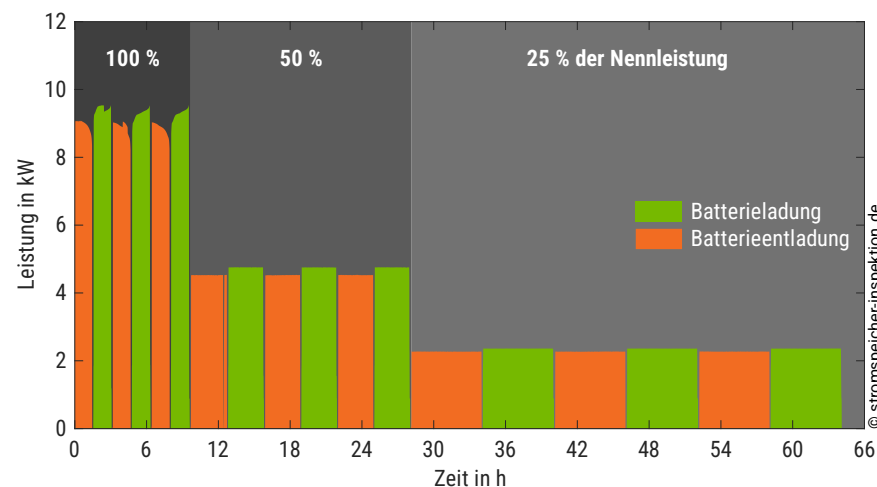


Bild 10 Verlauf der Lade- und Entladeleistung eines Batteriespeichers bei unterschiedlichen Leistungsstufen während des Labortests (System D1, Daten: AIT).

ergibt sich somit aus dem Mittelwert der während der 6 Vollzyklen vom Batteriespeicher abgegebenen DC-Energie. Bei System D1 beträgt sie 13,2 kWh, wobei die bei den 3 Leistungsstufen ermittelten Kapazitätswerte sich um maximal 0,1 kWh voneinander unterscheiden.

Die nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Heimspeicher A1, B1, B3 und C1 variiert zwischen 6,4 kWh und 7,6 kWh. 5 Batteriespeicher konnten mehr als 11,9 kWh bereitstellen.

Wie sehr unterscheidet sich die gemessene von der auf dem Datenblatt angegebenen nutzbaren Kapazität?

Bei 11 der 12 Batteriespeicher ist die nutzbare Speicherkapazität auf dem Datenblatt des Batterieherstellers angegeben. Fox ESS gibt hingegen nur die Nennkapazität und die Entladetiefe (engl. Depth of Discharge, DOD) an. Ersteres hat für die Nutzer und Nutzerinnen nur

Was sagt die Entladetiefe eines Batteriespeichers aus?



Die Entladetiefe (engl. Depth of Discharge, DOD) beschreibt das Verhältnis der nutzbaren Kapazität zur nominalen Gesamtkapazität. Eine Batterie, die im Ladezustandsbereich zwischen 5 % und 95 % betrieben wird, hat somit eine Entladetiefe von 90 %.

eine begrenzte Aussagekraft, da der Ladezustandsbereich in der Praxis eingeschränkt wird. Die auf dem Datenblatt angegebenen 16 kWh reduzieren sich mit der Entladetiefe von 90 % auf 14,4 kWh. Ähnlich ist es bei BYD: Der Batteriehersteller gibt beispielsweise für seine HVS+ 7.7 die bei einem DOD von 100 % ermittelte nutzbare Kapazität mit 7,7 kWh an. In der Praxis reduzieren die Wechselrichterhersteller wie KOSTAL auf Vorgabe von BYD allerdings die Entladetiefe auf 95 %. Somit sind bei den Systemen B1 und B3 laut Datenblatt von KOSTAL nur 7,3 kWh nutzbar. Im Labortest wurde für den Batteriespeicher eine nutzbare Speicherkapazität von 7,4 kWh ermittelt. Damit liegt letztere +2 Prozentpunkte über dem von KOSTAL angegebenen Wert, wie Bild 11 zeigt. Die **im Labor gemessene nutzbare Speicherkapazität** weicht um -7 Prozentpunkte (H1) bis +8 Prozentpunkte (A1) von den Herstellerangaben

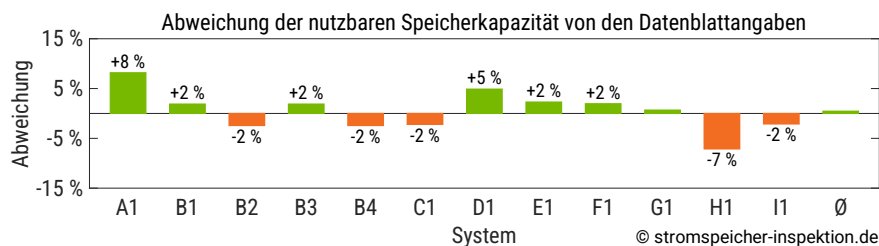


Bild 11 Bandbreite der Abweichungen zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben der nutzbaren Speicherkapazität.

auf dem **Datenblatt** ab. Bei 7 der 12 Systemanbieter liegt die messtechnisch erfasste nutzbare Speicherkapazität über der Datenblattangabe.

Welche Faktoren beeinflussen die Höhe des Batteriewirkungsgrads?

Vorweg: **Umwandlungsverluste** lassen sich beim Betrieb eines PV-Speichersystems nicht vermeiden. Sie treten sowohl im Batteriespeicher als auch in den Leistungselektronischen Systemkomponenten auf. Die Umwandlungsverluste ergeben sich aus der Differenz zwischen der zugeführten und abgegebenen Energie jedes Umwandlungspfads. Je höher die Verluste sind, desto mehr Abwärme entsteht.

Hauptverantwortlich für die Umwandlungsverluste im Batteriespeicher ist der Innenwiderstand der Batterie, der sich aus dem ohmschen und elektrochemischen Widerstand sowie Diffusionswiderstand zusammensetzt [4].

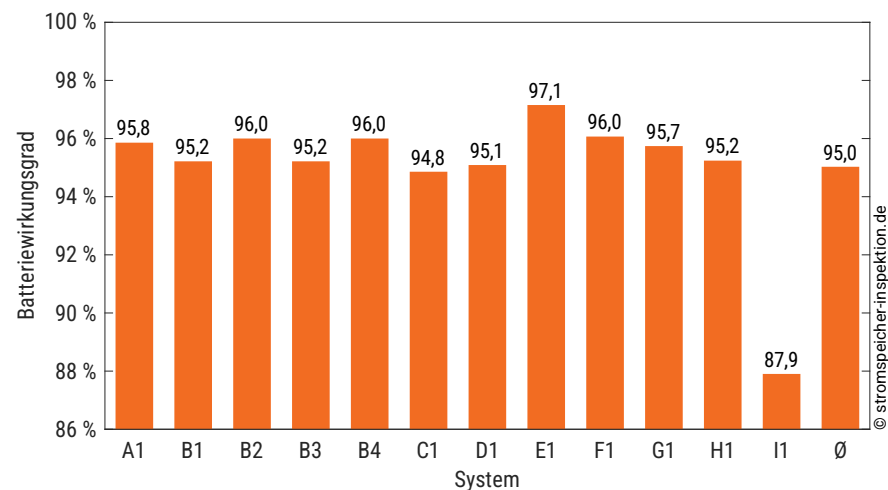


Bild 12 Mittlere Wirkungsgrade der untersuchten Batteriespeicher, in denen die Verluste während der Batterieladung und -entladung enthalten sind.

Die **Unterschiede zwischen den mittleren Batteriewirkungsgraden** der vermessenen Batteriespeicher in Bild 12 sind unter anderem auf die folgenden Effekte zurückzuführen [5]–[7]:

- Batteriezelltechnologie und -zellqualität
- elektrische Verschaltung der Batteriezellen und -module
- Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS)
- Produktionstoleranzen
- Umgebungstemperatur während des Labortests

Die mittleren Batteriewirkungsgrade der analysierten Systeme variieren zwischen 87,9 % (I1) und 97,1 % (E1), wie Bild 12 zeigt. Bei 6 der 12 Systemen liegt der Wirkungsgrad über 95,7 %. Der Batteriewirkungsgrad des Systems I1 unterscheidet sich stark von den Werten der anderen 11 Batteriespeicher. Dies ist auch auf die im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückzuführen.

Exkurs: Gleichspannungswandler im Batteriespeicher



Bereits seit mehreren Jahren ist die Entwicklung hin zu Batteriespeichern mit größeren Batteriezellen zu erkennen. Um zum Beispiel eine Speicherkapazität von 10 kWh zu erreichen, müssen dadurch weniger Batteriezellen in Reihe geschaltet werden. Dies resultiert in einer geringeren Batteriespannung je kWh Speicherkapazität. Mit einem im Batteriespeicher verbauten Gleichspannungswandler (DC/DC-Wandler) kann die an den Anschlussklemmen anliegende Spannung sehr flexibel angepasst werden. Hohe Batteriespannungen wirken sich positiv auf den Wechselrichterwirkungsgrad aus. Mit der Spannungsanpassung sind jedoch zusätzliche Umwandlungsverluste im Batteriespeicher verbunden, die den Wirkungsgrad des Batteriespeichers reduzieren.

Wo treten im Wechselrichter Umwandlungsverluste auf?

Die Verluste treten vor allem in den leistungselektronischen Systemkomponenten auf. Der Aufbau der **Leistungselektronik** unterscheidet sich je nach der Systemtopologie, wie Bild 13 veranschaulicht. Während die AC-gekoppelten Systeme mit einem PV-Wechselrichter und separaten Batteriewechselrichter ausgestattet sind, vereint der Hybridwechselrichter bei den DC-gekoppelten Systemen beide Funktionalitäten in einem Gerät. Je nach Systemkonzept gibt es unterschiedliche **Energieumwandlungspfade**, die in Bild 13 dargestellt sind.

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

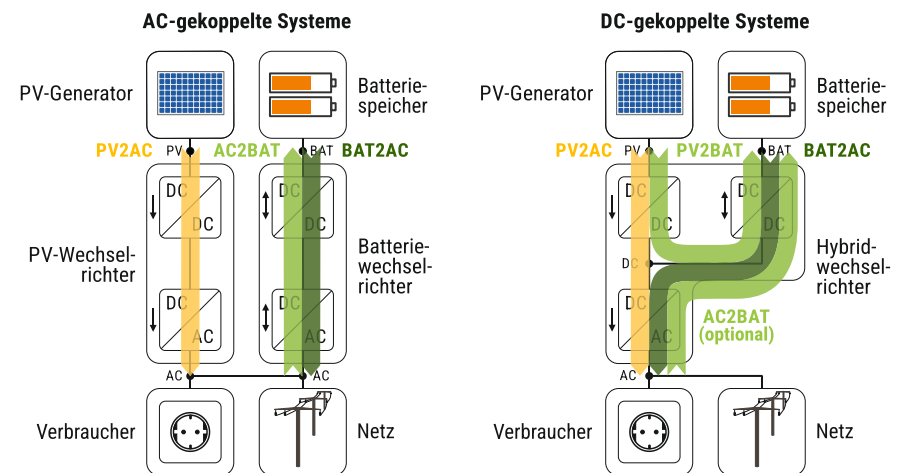


Bild 13 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC-gekoppelten (links) und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen (rechts).

Die Kurzbezeichnungen (zum Beispiel PV2AC) der Pfade ergeben sich aus den Messpunkten und den Energieflussrichtungen.

Warum sinkt der Wirkungsgrad bei kleinen Leistungen?

Der Umwandlungswirkungsgrad hängt insbesondere im unteren Leistungsbereich stark von der aktuellen Auslastung des Wechselrichters ab, wie Bild 14 zeigt. Um eine AC-Batterieentladeleistung von 100 W bereitstellen zu können, müssen DC-seitig 150 W zur Verfügung gestellt werden. 50 W gehen also als Verlustleistung verloren. Der resultierende Umwandlungswirkungsgrad η_{UM} lässt sich somit aus der DC-Eingangsleistung P_{DC} und der Verlustleistung P_V oder der AC-Ausgangsleistung P_{AC} über folgenden Zusammenhang bestimmen:

$$\eta_{UM} = \frac{P_{DC} - P_V}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (1)$$

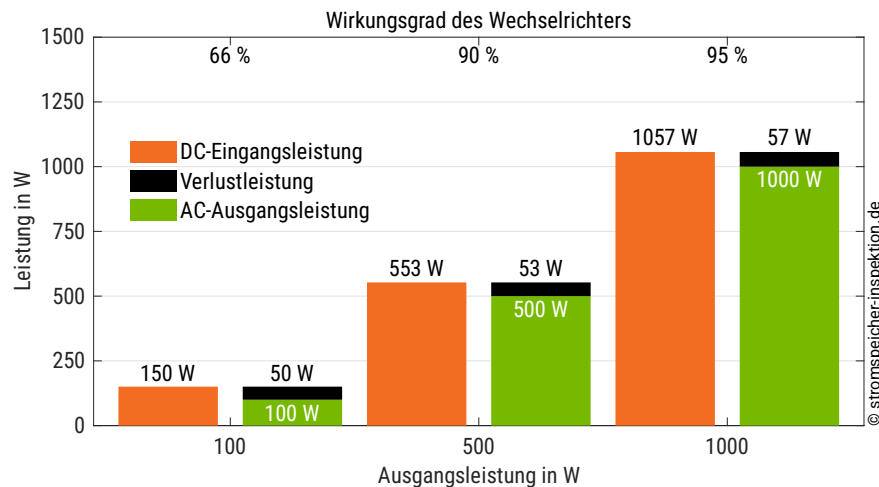


Bild 14 Zusammenhang zwischen der Eingangs- und Ausgangsleistung und sowie dem Wirkungsgrad des Wechselrichters im Entladebetrieb (System B4).

Tipp: Nicht die maximalen Wirkungsgrade vergleichen



Auf vielen Datenblättern von Wechselrichtern sind lediglich die maximalen Wirkungsgrade zu finden. Dabei bleibt jedoch unter anderem außer Acht, dass

- die Umwandlungseffizienz von der Auslastung des Wechselrichters abhängig ist,
- die höchste Umwandlungseffizienz in unterschiedlichen Betriebspunkten erzielt wird und
- der Verlauf unterschiedlicher Wirkungsgradkennlinie deutlich voneinander abweichen kann.

Ein verlässlicher Vergleich der Wirkungsgrade von PV-Speichersystemen ist derzeit auf Basis der Datenblätter nicht möglich.

Bei einer Ausgangsleistung von 100 W erreicht das System B4 einen Wechselrichterwirkungsgrad von 66 %. Mit zunehmender Ausgangsleistung steigt die Verlustleistung nur unwesentlich an, wodurch das Verhältnis von der Verlustleistung zur Eingangsleistung sinkt. Bei 500 W liegt der Wirkungsgrad daher bereits bei 90 %.

Die Umwandlungsverluste lassen sich vereinfacht in **leistungsabhängige und leistungsunabhängige Verluste** unterteilen, wie Bild 15 veranschaulicht. Die Steuerungselektronik, Kommunikationsmodule und anderen nicht an der Leistungsübertragung beteiligten Komponenten haben auslastungsunabhängige Leerlaufverluste zur Folge [8]. Diese Leistungsaufnahme liegt bei System B4 bei 50 W. Die Schaltverluste der Leistungshalbleiter sind proportional zu der Gesamtleistung und fallen somit in die Kategorie der leistungsabhängigen Verluste. Dazu gehören

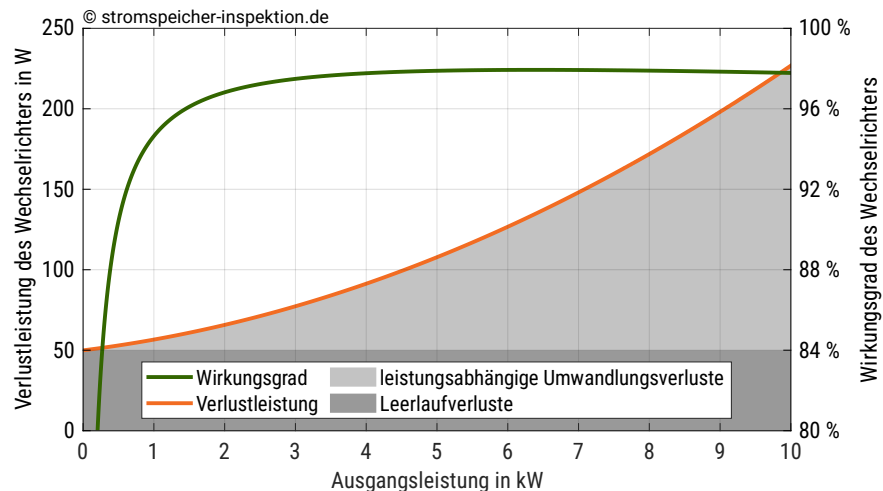


Bild 15 Verlustleistung und Verlauf der Wirkungsgradkennlinie eines 10-kW-Wechselrichters im Entladebetrieb (System B4, Daten: KIT).

auch die ohmschen Verluste durch Spulen, Leitungen und Verbinder sowie die Durchlassverluste in den Leistungshalbleitern. Sie steigen quadratisch mit dem Strom an [9].

Für den starken Abfall der Wirkungsgradkennlinie im unteren Leistungsbereich sind somit die konstanten **Leerlaufverluste** hauptverantwortlich. Mit zunehmender Leistung gewinnen die leistungsproportionalen Schaltverluste sowie die ohmschen Verluste an Bedeutung. Bei der Nennleistung von 10 kW liegt die Verlustleistung des Systems B4 bei 228 W und der Wirkungsgrad somit bei 97,8 %.

Wie sehr unterscheiden sich die Wirkungsgrade?

Die Wirkungsgradverläufe der untersuchten PV-Speichersysteme sind für alle Umwandlungspfade im Anhang zu finden. Um die Umwand-

lungseffizienz der unterschiedlichen Speichersysteme einfacher vergleichen zu können, wurden die **mittleren Pfadwirkungsgrade** eingeführt [1]. Sie entsprechen dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade, die an 10 Stützstellen zwischen 5 % und 95 % der nominalen Ausgangsleistung in einem Abstand von 10 % resultieren.

Bild 16 stellt die mittleren Umwandlungswirkungsgrade der 12 untersuchten Solarstromspeicher für die verschiedenen Energieumwandlungspfade gegenüber. Bei den AC-gekoppelten Systemen A1 bis B2 ist der PV2AC-Wirkungsgrad von dem individuell verwendeten PV-Wechselrichter abhängig und deshalb nicht aufgeführt. Die Batterieladung erfolgt zudem über die AC-Seite (AC2BAT). Bei den DC-gekoppelten Systemen wird die Batterie hingegen standardmäßig über den DC-Zwischenkreis (PV2BAT) geladen. Soll der Batteriespeicher über die Nut-

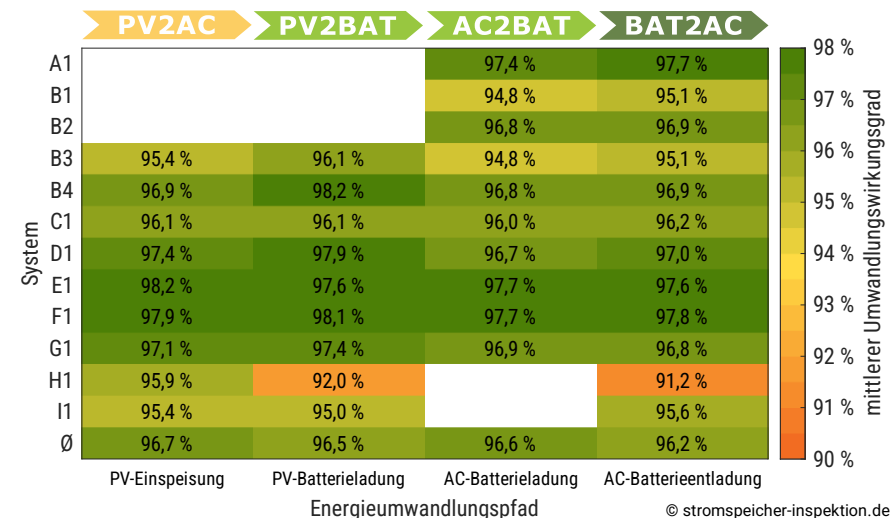


Bild 16 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 bis B2 sowie der DC-gekoppelten Systeme B3 bis I1.

zung von dynamischen Stromtarifen aus dem Stromnetz geladen werden, spielt auch hier die Höhe des AC2BAT-Wirkungsgrads eine entscheidende Rolle, wie in Kapitel 5 erläutert wird.

5 der 9 Hybridwechselrichter können exzellente mittlere **PV2AC-Wirkungsgrade** von mehr als 96,9 % vorweisen. Der Wechselrichter Fox ESS PQ-H3-Ultra-10.0 (E1) wandelt am effizientesten den Solar- in Wechselstrom und erreicht dabei einen Wirkungsgrad von 98,2 %.

Bei der PV-Batterieladung sticht der PLENTICORE G3 M 10 (B4) von KOSTAL mit einem mittleren **PV2BAT-Wirkungsgrad** von 98,2 % hervor. Der Hersteller setzt bei diesem System auf die sogenannte IMS-Leiterplattentechnologie, um die Abwärme der Siliziumkarbid-Leistungshalbleiter besser abführen zu können. Die Ladeeffizienz des anonymen Teilnehmers H1 fällt mit 92 % deutlich niedriger aus.

Die geringsten mittleren Verluste bei der **Ladung aus dem Stromnetz (AC2BAT)** erzielen die Systeme von SAX Power (A1), Fox ESS (E1) und

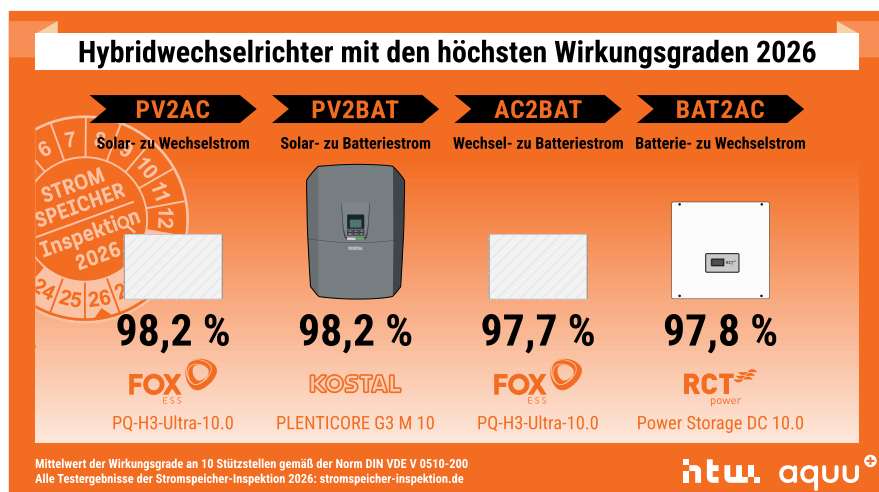


Bild 17 Hybridwechselrichter mit den höchsten mittleren Wirkungsgraden, die im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2026 bewertet wurden.

Tipp: Wirkungsgradangaben richtig interpretieren



In einzelnen Datenblättern finden sich Wirkungsgradverläufe in Abhängigkeit von der Auslastung der Wechselrichter. In der Regel wird jedoch nicht darauf hingewiesen, für welchen Umwandlungspfad der Wirkungsgrad angegeben ist. In den meisten Fällen beziehen sich diese Angaben auf den tendenziell effizientesten Umwandlungspfad der PV-Einspeisung (PV2AC). Wie hoch die Verluste zum Beispiel im Entladefall sind, bleibt häufig unerwähnt.

RCT Power (F1) mit Wirkungsgraden von über 97,4 %. Der AC2BAT-Wirkungsgrad des kleiner dimensionierten Wechselrichters PLENTICORE MP G3 M 4.6 von KOSTAL liegt dagegen bei 94,8 %.

Die größten Unterschiede bei der Umwandlungseffizienz lassen sich allerdings bei der **Batterieentladung (BAT2AC)** mit 6,6 Prozentpunkten identifizieren. Mit einem mittleren Entladewirkungsgrad von nur 91,2 % fallen die Verluste erneut bei dem System H1 am höchsten aus. 7 der 12 Heimspeicher können hier mit exzellenten mittleren BAT2AC-Wirkungsgraden von über 96,8 % punkten. Den Spitzenwirkungsgrad von 97,8 % erzielt hier das System Power Storage DC 10.0 mit der Power Battery 11.5 von RCT Power.

Bild 17 stellt die Systeme mit den besten mittleren Umwandlungswirkungsgraden bei der PV-Einspeisung (PV2AC), DC-Batterieladung (PV2BAT), AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) gegenüber.

Warum sind hohe Wirkungsgrade bei wenigen hundert Watt entscheidend?

Wann und mit welchen Leistungen das Heimspeichersystem be- und entladen wird, hängt vor allem

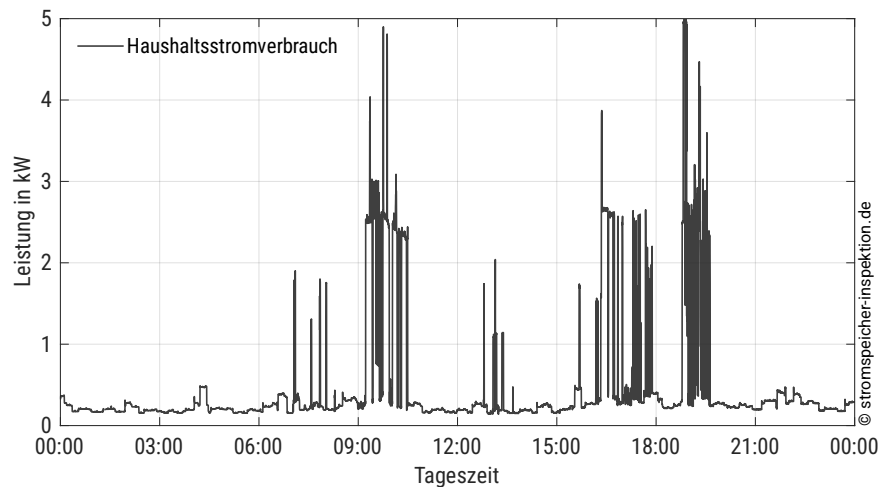


Bild 18 Beispielhafter Tagesverlauf der Haushaltslast eines Einfamilienhauses in Berlin (Daten: HTW Berlin).

Notstrom-Multitalent Fronius Symo GEN24 Plus



„Der Hybridwechselrichter GEN24 Plus von Fronius kann über den sogenannten PV Point auch ohne einen Batteriespeicher während eines Netzausfalls ausgewählte elektrische Verbraucher versorgen, und das mit einer Leistung von bis zu 3 kW. Die Voraussetzung: Es muss genügend Solarleistung zur Verfügung stehen. Wenn ein Batteriespeicher mit dem GEN24 Plus verbunden ist, ist eine vollständige Ersatzstromversorgung des gesamten Hauses möglich. Dadurch können sogar Drehstromverbraucher im Falle eines Netzausfalls mit Energie versorgt werden. Die Umschaltung in den Ersatzstrombetrieb erfolgt dabei wahlweise automatisch mit dem Backup Controller oder manuell über den Backup Switch.“

– **Nico Orth**, Leiter der Stromspeicher-Inspektion an der HTW Berlin

- von der Nennleistung der PV-Anlage,
- von dem Verbrauchsverhalten der Nutzer:innen und
- von der technischen Ausstattung der Haushalte ab [10].

Bild 18 zeigt den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs eines Einfamilienhauses an einem beispielhaften Tag. Der Großteil des Stromverbrauchs des Haushalts fällt an dem Wochentag vor allem im Zeitraum zwischen 07:00 Uhr und 20:00 Uhr an. In den späten Abend-, Nacht- und frühen Morgenstunden ist der Verbrauch deutlich geringer und variiert zwischen 160 W und 500 W. Genau in diesem Zeitraum, sobald die Solarleistung zur Deckung des Verbrauchs nicht mehr ausreicht, soll der Heimspeicher jedoch den Haushalt mit Energie versorgen. [10]

Die Analyse von 28 Einfamilienhaushalten in der Stromspeicher-Inspektion 2024 hat gezeigt, dass im Durchschnitt 72 % der **Leistungsflüsse in der Nacht** unterhalb von 300 W liegen [11]. Aus diesem Grund sind hohe Wechselrichterwirkungsgrade im Entladebetrieb bei wenigen hundert Watt entscheidend.

Wie effizient sind die Wechselrichter beim Entladen unterhalb von 500 W?

Für 11 der 12 Heimspeicher liegen Messungen der Umwandlungswirkungsgrade im Entladebetrieb bei Leistungen unterhalb von 500 W vor. Der **Teillastwirkungsgrad-Test** wurde zusätzlich zu den Messvorgaben nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme von den Prüfinstituten AIT, KIT und ZHAW durchgeführt. Dazu wurden die Entladewirkungsgrade zwischen der minimal möglichen Entladeleistung und 10 % der nominalen Entladeleistung an mindestens 8 Stützstellen erfasst. Bild 20 zeigt die Umwandlungseffizienz im Teillastbetrieb bei der Entladung der 3 PV-Speichersysteme von SAX Power, KOSTAL und SMA mit

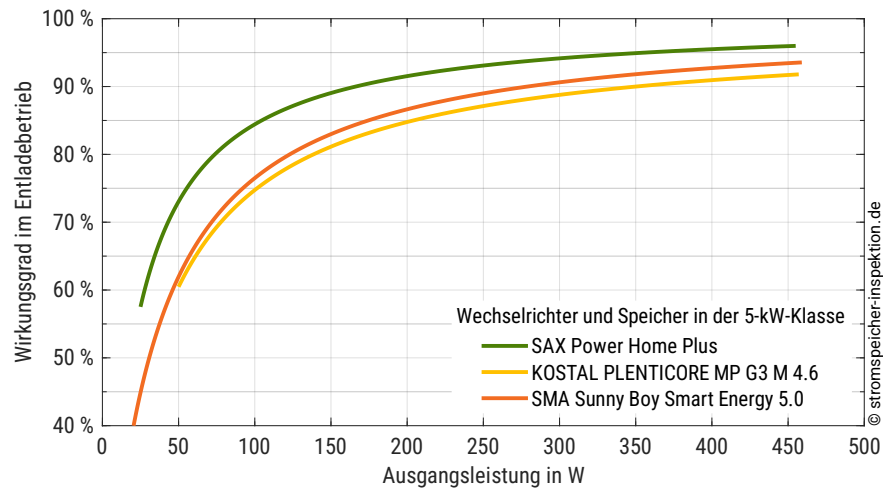


Bild 20 Umwandlungswirkungsgrade verschiedener Systeme mit einer Nennleistung unter 5 kW bei Ausgangsleistungen unterhalb von 500 W (Daten: KIT).

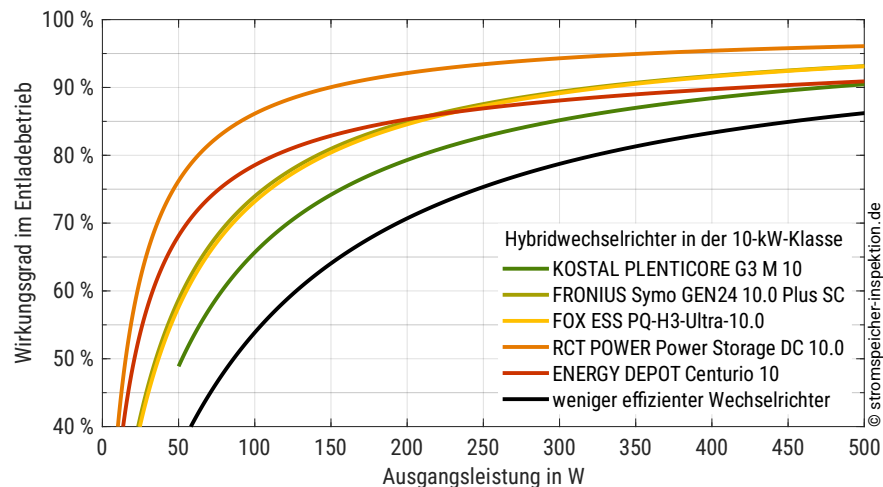


Bild 19 Umwandlungswirkungsgrade verschiedener Hybridwechselrichter mit einer Nennleistung von 10 kW bei Ausgangsleistungen unterhalb von 500 W (Daten: AIT, KIT, ZHAW).

Tipp: Warum sich hohe Teillastwirkungsgrade lohnen



Heimspeicher werden vorwiegend in der Nacht mit Leistungen zwischen 100 W und 300 W entladen. Je effizienter der Wechselrichter im Entladebetrieb bei diesen geringen Leistungen im sogenannten Teillastbetrieb ist, desto ...

- später ist der Batteriespeicher nachts entladen.
- geringer fällt der Strombezug aus dem Netz aus.
- kleiner kann der Batteriespeicher dimensioniert werden, da weniger Umwandlungsverluste auftreten.

Vor allem Haushalte mit einem geringen nächtlichen Stromverbrauch sollten daher bei der Wahl des Wechselrichters auf hohe Teillastwirkungsgrade achten.

einer Nennleistung von 4,5 kW und 4,6 kW. Die Wirkungsgradkennlinien von SAX Power und KOSTAL beginnen erst ab 25 W und 50 W. Der Grund: Dieser Wert entspricht der **minimale AC-Leistungsabgabe** der Wechselrichter im Entladebetrieb. Der Sunny Boy Smart Energy 5.0 von SMA kann laut Herstellerangabe bereits Leistungen ab 1 W bedienen. Das effizienteste Gerät im unteren Leistungsbereich der **4,6-kW-Systeme** ist der Home Plus von SAX Power. Bei einer Ausgangsleistung von 100 W können 84 % der von der Batterie abgegebene Leistung AC-seitig zur Verfügung gestellt werden.

Bei den Systemen von SMA und KOSTAL liegt der Wirkungsgrad bei dieser Ausgangsleistung mit 76 % und 75 % etwas niedriger. Einen Wirkungsgrad von mehr als 90 % erzielen die Systeme bei einer Leistungsabgabe von 167 W (SAX Power), 280 W (SMA) und 351 W (KOSTAL).

Die Entladewirkungsgrade der leistungstärkeren und namentlich genannten **10-kW-Wechselrichter** liegen auch bei den geringen Leistungen in einem ähnlichen Bereich. Sie variieren bei der Entladeleistung von 100 W zwischen 66 % (KOSTAL PLENTICORE G3 M 10) und 86 % (RCT POWER Power Storage DC 10.0). Die neuen Hybridwechselrichter SYMO GEN24 10.0 Plus SC von Fronius und PQ-H3-Ultra-10.0 von Fox ESS erreichen hier Wirkungsgrade von 74 % und 73 %. Die Entladeeffizienz des anonymen Hybridwechselrichters H1 liegt bei einer Ausgangsleistung von 100 W um mehr als 32 Prozentpunkte deutlich unter dem Spitzenreiter von RCT Power.

Mit zunehmender Leistungsabgabe steigen die Wirkungsgrade an und die Unterschiede zwischen den Systemen nehmen ab. Bei einer AC-Ausgangsleistung von 300 W gehen nur noch 6 % bis 21 % der Leistungsabgabe der Batterie verloren.

Weshalb ist es wichtig, dass das Speichersystem schnell auf Leistungsänderungen reagiert?

Der Leistungsbedarf eines Elektroherds, der Spülmaschine oder anderen Haushaltsverbraucher unterliegt zum Teil starken und hochfrequenten Schwankungen, wie Bild 18 zeigt. Klar ist: Das Speichersystem soll im Entladebetrieb auch auf kurze, sprunghafte Änderungen der Haushaltslast reagieren und den teuren Strombezug aus dem Netz minimieren. In der Praxis können jedoch einige Sekunden vergehen, bevor ein Speichersystem seine Leistungsabgabe auf eine Leistungsänderung im Haushalt anpasst. Diese Verzögerungszeit wird als **Totzeit** bezeichnet. Erst nachdem der neue Sollwert erreicht wurde, ist der Einschwingvorgang abgeschlossen. Diese Zeitspanne wird wiederum als **Einschwingzeit** bezeichnet.

Aus welcher Quelle die Leistung zur Deckung des Strombedarfs innerhalb dieses Zeitraums kommt, lässt sich Bild 21 entnehmen. Auf einen sprunghaften Anstieg des Strombedarfs von 300 W auf 600 W reagiert das Speichersystem I1 erst nach 1,4 s. Im Anschluss wird die Leistungsabgabe kontinuierlich erhöht, bis die neue Leistungsvorgabe erreicht ist. Bei dem System I1 beträgt die Einschwingzeit im Durchschnitt 11 s. Um den Bedarf versorgen zu können, muss die Differenz zwischen der Last und der Leistungsabgabe des Batteriesystems aus dem Stromnetz bezogen werden (dunkelgrau). Sinkt der Strombedarf, ist ein ähnliches Einschwingverhalten zu beobachten. Durch die verzögerte Reaktion entlädt sich der Batteriespeicher in das Stromnetz (rot). Die ursprünglich gespeicherte Energie kann somit nicht mehr zu einem späteren Zeit-

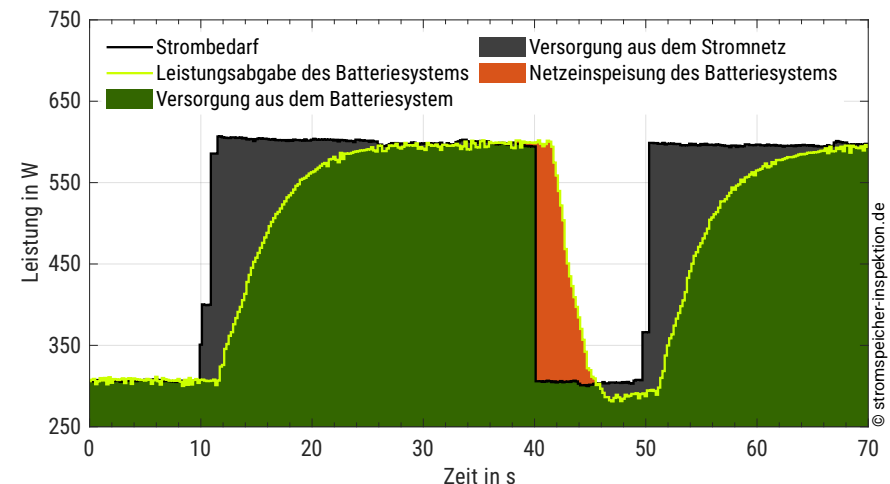


Bild 21 Reaktionsverhalten und resultierende Leistungsflüsse im Entladebetrieb eines langsam regelnden Speichersystems (Beispiel: System I1, Daten: KIT).

Exkurs: Ursachen für dynamische Regelungsverluste



Hauptverantwortlich für die Abweichung zwischen der elektrischen Last und der bereitgestellten Leistung des Batteriesystems sind zeitliche Verzögerungen in der Messwerterfassung und Signalverarbeitung der Regelung. Darüber hinaus wird das Reaktionsverhalten der Speichersysteme von folgenden Faktoren beeinflusst:

- Vorgegebene Trägheiten zur Stabilisierung der Regelung.
- Eine unpräzise Erfassung der Leistungsmesswerte.
- Beabsichtigte Sollwertabweichungen zur Kompensation der Regelungsträgheiten.

punkt im Haus verwendet werden. Ein schnell regelndes Speichersystem minimiert somit den Bezug von teurem Netzstrom reduzieren und die Netzeinspeisung von wertvollem Batteriestrom.

Wie groß sind die Unterschiede in der Tot- und Einschwingzeit zwischen den untersuchten PV-Speichersystemen?

Mit einer Einschwingzeit von nur 0,2 s können die PV-Speichersysteme von ENERGY DEPOT und RCT Power besonders schnell auf Schwankungen des Stromverbrauchs reagieren, wie Bild 22 zeigt. Mit 1,4 s dauert allein die **Messwerterfassung und Signalverarbeitung** des Systems I1 deutlich länger. Im Vergleich zur letzten Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion 2025 fallen die Unterschiede zwischen den Systemen allerdings geringer aus. Hier waren noch Speichersysteme mit Totzeiten von bis zu 5,9 s vertreten.

Dass sich durch ein Software-Update die dynamischen Regelungsabweichungen deutlich reduzieren lassen, zeigt beispielsweise Fronius



Bild 22 Die PV-Speichersysteme von ENERGY DEPOT und RCT Power erreichten im Labortest Einschwingzeiten von nur 0,2 s.

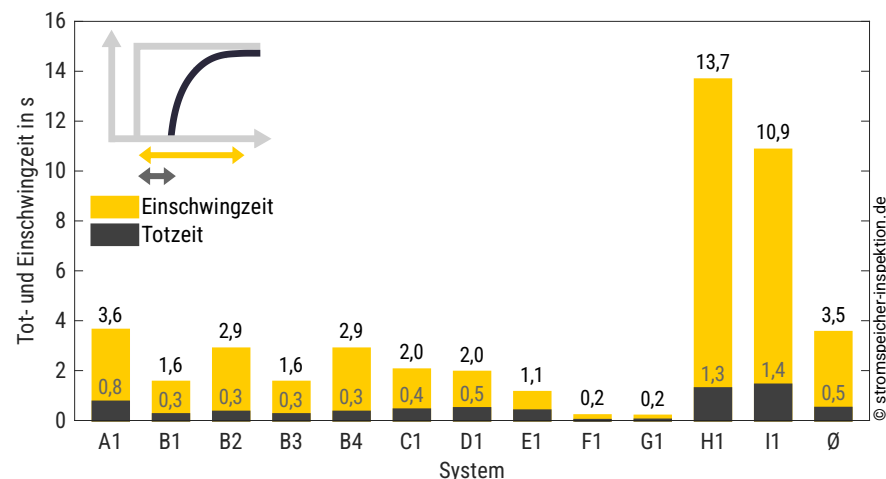


Bild 23 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten PV-Speichersysteme.

mit dem Hybridwechselrichter Symo GEN24 10.0 Plus SC in Kombination mit dem Fronius Smart Meter IP. Im Vergleich zu den Testergebnissen der Stromspeicher-Inspektion 2025 konnte die Totzeit um beinahe 1 s reduziert werden. Bei der Einschwingzeit ist die Reduktion noch drastischer: Sie fällt mit der Optimierung von 9,8 s auf 2,0 s.

Bei den Systemen H1 und I1 vergehen im Mittel 13,7 s und 10,9 s, bis der neue Sollwert eingestellt ist. Während der Heimspeicher I1 die Batterieleistung schrittweise an den neuen Sollwert annähert, oszilliert die Leistungsabgabe des Systems H1 um den Sollwert. Letzteres resultiert in einer Mischung aus Netzbezug zur Lastdeckung und Batterieentladung ins Netz. Im Mittel reagieren die 12 Systeme nach 0,5 s auf einen Lastsprung und regeln ihn innerhalb von 3,5 s aus.

Wie hoch ist die Regelungsabweichung bei konstantem Stromverbrauch?

Auch bei konstanter Stromnachfrage kann es dazu kommen, dass das Batteriesystem zu viel oder zu wenig Leistung bereitstellt. Bei den daraus resultierenden stationären Regelungsabweichungen wird zwischen dem Lade- und Entladefall unterschieden. Für die Regelungsabweichungen beim Entladen der Batterie gilt Folgendes:

- Gibt der Batteriespeicher mehr Leistung ab, als zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird, entlädt sich die Batterie ins Stromnetz.
- Liegt die Entladeleistung unterhalb des Leistungsbedarfs, muss Strom aus dem Netz zur Lastdeckung bezogen werden.
- Schwankt die Batterieleistung um den Sollwert, treten beide Energieflüsse auf.

Beim Laden wird überschüssiger Solarstrom ins Netz eingespeist oder die Batterie mit Netzstrom geladen. Bei 11 der 12 Systeme liegen die

Hinweis: Neue Datenblattnorm DIN VDE V 0510-200



Im Rahmen des DKE-Arbeitskreises 371.1.9 wurde der „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ nun zur Norm „DIN VDE V 0510-200 Kennwerte stationärer Batteriespeichersysteme“ überführt. Die im November 2025 veröffentlichte Norm definiert einheitliche Prüfverfahren zur Charakterisierung von PV-Speichersystemen im Labor. Darüber hinaus sind nun erstmalig die Begrifflichkeiten von PV-Speichersystemen und die Darstellung der Systemeigenschaften auf den Datenblättern normativ geregelt. Die standardisierten Messergebnisse nach der DIN VDE V 0510-200 sorgen somit für mehr Transparenz und vereinfachen die Systemauswahl.

stationären Regelungsabweichungen unterhalb von 10 W. Abweichungen unterhalb von 5 W können sogar 8 der 12 Heimspeicher vorweisen. Die höchsten stationären Regelungsabweichungen verzeichnet der RCT POWER Power Storage DC 10.0 mit 16 W im Lade- und Entladebetrieb. Die geringsten Unterschiede zwischen Sollwert und Batterieleistung wurden beim PQ-H3-Ultra-10.0 von Fox ESS mit weniger als 2 W gemessen.

Sunny Boy Smart Energy überzeugt mit 3 MPP-Eingängen



„Hybridwechselrichter in der Leistungsklasse 3 kW bis 5 kW gibt es viele, allerdings nur wenige, die mit 3 unabhängigen MPP-Trackern ausgestattet sind. Der SMA Sunny Boy Smart Energy ist daher bestens für Eigenheime mit unterschiedlich ausgerichteten oder unterschiedlich verschatteten Dachflächen geeignet.“

– **Dr.-Ing. Johannes Weniger**, Initiator der Stromspeicher-Inspektion sowie Geschäftsführer von **aquu**

Wieviel Watt verbrauchen die Speichersysteme im Stand-by-Betrieb, wenn die Batterie leer ist?

Das individuelle Verbrauchsverhalten, die Größe der PV-Anlage und des Batteriespeichers beeinflussen, wie lange das Speichersystem im entladenen Zustand verweilt. Im Einfamilienhausbereich ist der Batteriespeicher typischerweise zwischen **1250 h bis 3500 h im Jahr vollständig entladen** [12]. Naheliegender ist, dass der Stand-by-Verbrauch in diesem Zeitraum einen großen Einfluss auf die Gesamtsystemeffizienz des PV-Speichersystems hat.

Die Steuerungselektronik des PV-Speichersystems, die Kommunikationsmodule, Displays und ähnliche Verbraucher benötigen auch im Bereitschaftsbetrieb weiterhin Energie. Diese kann entweder durch die

Exkurs: Leistung des BMS im Stand-by-Betrieb



Das Batteriemanagementsystem (BMS) überwacht die Batteriezellen und ist unter anderem für deren Sicherheits- und Temperaturmanagement verantwortlich. Je nach Batteriehersteller variiert der Funktionsumfang sowie die Leistungsaufnahme des BMS. Letztere ist mit bis zu 37 W nicht zu vernachlässigen [12]. Im Labor kann der BMS-Verbrauch nicht nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens bestimmt werden. Er geht somit nicht in die Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI) ein.

Ein Beispiel: Der RCT Power Battery Master benötigt laut Angaben des Herstellers im Stand-by-Betrieb 5,5 W [12]. Hinzu kommen 0,6 W pro Batteriemodul. In Summe bezieht das BMS somit 9 W. Die Leistung wird von den Batteriezellen bereitgestellt. Nach 5 Tagen im Stand-by-Betrieb im Winter hat das BMS somit etwa 1 kWh aus den Batteriezellen entnommen.

Entladung der Batterie $P_{\text{Stand-by,DC}}$ oder über einen Bezug aus dem Stromnetz $P_{\text{Stand-by,AC}}$ gedeckt werden. Hinzu kommt die Leistungsaufnahme $P_{\text{PERIPH,AC}}$ der AC-Leistungssensoren am Netzanschlusspunkt und die weiterer Peripheriekomponenten. Der summierte Systemverbrauch P_{System} im entladenen Zustand ergibt sich demnach wie folgt:

$$P_{\text{System}} = P_{\text{Stand-by,DC}} + P_{\text{Stand-by,AC}} + P_{\text{PERIPH,AC}} \quad (2)$$

Bild 24 stellt die **Stand-by-Leistungsaufnahme** der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher gegenüber. Sie variiert zwischen 4 W und 64 W. Bei dem Großteil der getesteten Geräte wird die Stand-by-Leistungsaufnahme der Wechselrichter ausschließlich aus dem Stromnetz gedeckt. Der Hybridwechselrichter von RCT Power deckt seinen Stand-by-Bedarf hingegen lediglich durch die Entladung der Batterie. Die Hersteller KOSTAL und SMA reduzieren den Verbrauch ihrer

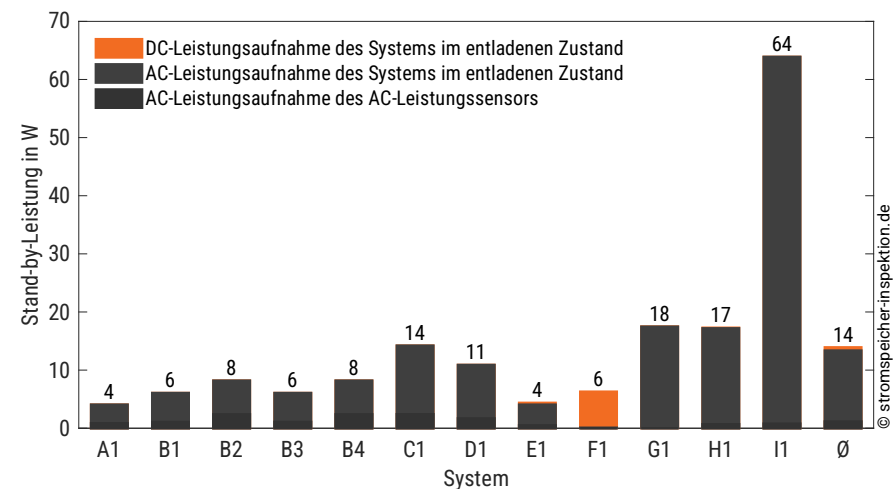


Bild 24 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

Wechselrichter nach einer bestimmten Zeitspanne. So fällt zum Beispiel die Leistungsaufnahme beim KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 nach 4 min von 29 W auf 5 W. Der Sunny Boy Smart Energy 5.0 von SMA reduziert seinen Verbrauch nach 5 min von 22 W auf 12 W.

Welche Speichersysteme haben den geringsten Stand-by-Verbrauch?

Bild 25 zeigt die AC- und DC-gekoppelten Speichersysteme, die im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2026 die geringste Stand-by-Leistungsaufnahme bei entladenem Batteriespeicher erreichten. Diese resultiert aus der Entladung der Batterie sowie aus dem Strombezug aus dem Netz und der Leistungsaufnahme der AC-Leistungssensoren.



Bild 25 Gleich 4 Solarstromspeicher konnten im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2026 eine Stand-by-Leistungsaufnahme bei entladenem Batteriespeicher von unter 6 W vorweisen.

Tipp: Gründliche Recherche vor dem Speicherkauf



Wer auf der Suche nach einem PV-Speichersystem ist, sollte Erfahrungsberichte zu den präferierten Geräten analysieren. Dabei kann zum Beispiel die Recherche im photovoltaikforum.com unterstützen, das hilfreiche Erfahrungen und Erkenntnisse zugänglich macht.

PLENTICORE G3 in puncto Flexibilität kaum zu übertreffen



„Normalerweise lässt sich ein Wechselrichter einer der 3 Schubladen zuordnen: Entweder er kommt als Solar-, Batterie- oder Hybridwechselrichter daher. Der KOSTAL PLENTICORE G3 vereint dagegen alle Wechselrichtertypen in einem Gerät. Denn er kommt ab Werk als PV-Wechselrichter mit 3 DC-Eingängen zum Anschluss der PV-Module. Der Clou: An einem der 3 DC-Eingänge kann auch eine Batterie angeschlossen werden, wenn zuvor die Batteriefunktion mit einem kostenpflichtigen Aktivierungscode freigeschaltet wurde. Dadurch kann der PLENTICORE G3 in Kombination mit einem Batteriespeicher als Hybridwechselrichter eingesetzt, aber auch als reiner Batteriewechselrichter nachgerüstet werden. Per Aktivierungscode kann darüber hinaus die Leistung des Wechselrichters um 1,5 kW bis 5 kW erhöht werden. Der Vorteil: Die 3 erhältlichen PLENTICORE-Varianten decken den Leistungsbereich von 4 kW bis 20 kW ab. Installationsbetriebe können dadurch von einer einfacheren Logistik und Lagerhaltung profitieren. Obendrein ist der PLENTICORE G3 mit den Batterien von 7 unterschiedlichen Herstellern kompatibel, was den Austausch der Batterie zu einem späteren Zeitpunkt erleichtern kann.“

– **Dr.-Ing. Johannes Weniger**, Initiator der Stromspeicher-Inspektion sowie Geschäftsführer von **aquu**

2 Systembewertung mit dem SPI

Bei der Speicherung des Solarstroms mit einem PV-Batteriesystem treten verschiedene **Systemverluste** auf, die sich in 4 Verlustkategorien unterteilen lassen:

- 1) **Dimensionierungsverluste:** Die beschränkte Leistungsfähigkeit der Wechselrichter und Batteriespeicher beeinflusst deren Betriebsverhalten. Die maximale Leistungsabgabe des PV-Generators wird beispielsweise von der Nennleistung des PV-Wechselrichters oder des Hybridwechselrichters bestimmt, je nachdem ob es sich um ein AC- oder um ein DC-gekoppeltes System handelt. Weiterhin ist die Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers begrenzt.
- 2) **Umwandlungsverluste:** Bei der Wandlung des Gleichstroms der PV-Anlage in Wechselstrom sowie während der Be- und Entladung des Batteriespeichers treten zudem Verluste innerhalb der leistungselektronischen Systemkomponenten sowie im Batteriespeicher auf.
- 3) **Regelungsverluste:** Zeitliche Verzögerungen und Ungenauigkeiten bei der Messwerterfassung und -verarbeitung resultieren in dynamischen und stationären Regelungsverlusten.
- 4) **Bereitschaftsverluste:** Die Steuerungselektronik im PV-Speichersystem, Kommunikationsmodule, WLAN-Schnittstellen, Displays oder beispielsweise auch die Leistungssensoren am Netzanschlusspunkt benötigen häufig auch im Stand-by-Modus Energie.

Was alle Systemverluste gemeinsam haben: Sie reduzieren das theoretische Potenzial der Solarstromspeicher indem sie den **Netzbezug** erhöhen oder die **Netzeinspeisung** verringern.

Der SPI hilft bei der Systemoptimierung



Hersteller können auf Basis des System Performance Index (SPI) sehr einfach Stellschrauben zur Optimierung der Energieeffizienz ihrer Produkte finden. Der Vorteil davon: Je geringer die Effizienzverluste sind, desto mehr Geld lässt sich mit einem PV-Speichersystem einsparen.

2.1 System Performance Index (SPI)

Eine aussagekräftige Bewertung der Gesamteffizienz eines PV-Batteriesystems ist nur anhand der Analyse der Energieflüsse am Netzananschlusspunkt möglich [13]. Der System Performance Index (SPI) verfolgt diesen Ansatz, in dem er die erzielte **Einsparung eines realen PV-Speichersystems** ins Verhältnis zur maximal erzielbaren Einsparung eines baugleichen, aber **verlustfreien PV-Speichersystems** setzt. Dieser Berechnungsansatz erlaubt es auch die Energieeffizienz von Batteriesystemen unterschiedlicher Speicherkapazität miteinander zu vergleichen.

Für die Systemeffizienzbewertung wurden **2 unabhängige Referenzfälle** eingeführt [14]. Bild 1 stellt die Rahmenbedingungen der beiden Referenzfälle gegenüber. Sie unterscheiden sich in der Größe der PV-Anlage sowie in der Zusammensetzung des Stromverbrauchs und sind damit nicht vergleichbar. Die der Bewertung zugrunde liegende PV-Nennleistung ist dabei ausschlaggebend für die Bezeichnung der Kennzahlen **SPI (5 kW)** und **SPI (10 kW)**.

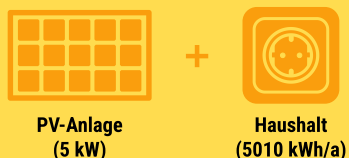
Um die Bewertung von unüblichen Konfigurationen auszuschließen, sind die folgenden Grenzwerte für die **maximal zulässige nutzbare Speicherkapazität** vorgegeben:

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

Bei DC-gekoppelten PV-Speichersystemen schränkt zudem die Dimensionierung des Hybridwechselrichters die Wahl des Referenzfalls ein. Ist die sogenannte PV-Bemessungseingangsleistung des Wechselrichters kleiner als 7,5 kW, wird die Bewertung mit dem 1. Referenzfall empfohlen. Andernfalls sollte der 2. Referenzfall für die Evaluation herangezogen werden. Die AC-gekoppelten Systeme werden mit dem PV-Wechselrichter SMA Sunny Boy 5.0 oder zusammen mit dem SMA Sunny Tripower 10.0 bewertet.

Bei der Suche nach einem effizienten Gerät können die in der Stromspeicher-Inspektion 2020 eingeführten **Effizienzklassen A (sehr effizient) bis G (mangelhaft)** helfen [14]. Für die Effizienzklasse A ist ein

1. Referenzfall für den System Performance Index SPI (5 kW)



2. Referenzfall für den System Performance Index SPI (10 kW)

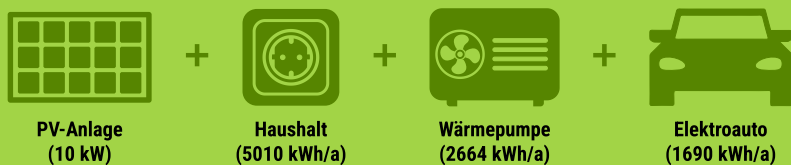


Bild 26 Rahmenbedingungen der simulationsbasierten Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

Exkurs: Wie wird der System Performance Index ermittelt?



Grundlage für die Ermittlung des SPI sind Labormesswerte des Solarstromspeichers, die nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme ermittelt wurden [1]. Darauf aufbauend wird mit dem Simulationsmodell „PerMod“ das Betriebsverhalten des PV-Speichersystems über ein vollständiges Kalenderjahr simuliert [15]. Dabei werden sekundlich aufgelöste Werte des elektrischen Energieverbrauchs eines Haushalts sowie der DC-Leistung einer PV-Anlage berücksichtigt. Das Ergebnis der Systemsimulation: Energiesummen der Netzeinspeisung und des Netzbezugs für das Haus mit PV-Speichersystem, das mit und ohne Berücksichtigung der Systemverluste simuliert wurde.

SPI (5 kW) von mindestens 92,5 % vorzuweisen. In der 10-kW-Leistungsklasse ist hingegen ein SPI (10 kW) von über 94,5 % erforderlich. Der Abstand zwischen den einzelnen Klassen beträgt beim SPI (5 kW) 2 Prozentpunkte und beim SPI (10 kW) 1 Prozentpunkt. Die Schwellenwerte des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) zur Einordnung in die Effizienzklassen A bis G sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 3 Einordnung in die Effizienzklassen A bis G je nach Höhe des SPI.

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

A1 SAX POWER Home Plus

B1 KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (AC) und **BYD** Battery-Box HVS+ 7.7

B2 KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 (AC) und **BYD** Battery-Box HVS 12.8

B3 KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (DC) und **BYD** Battery-Box HVS+ 7.7

B4 KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 (DC) und **BYD** Battery-Box HVS 12.8

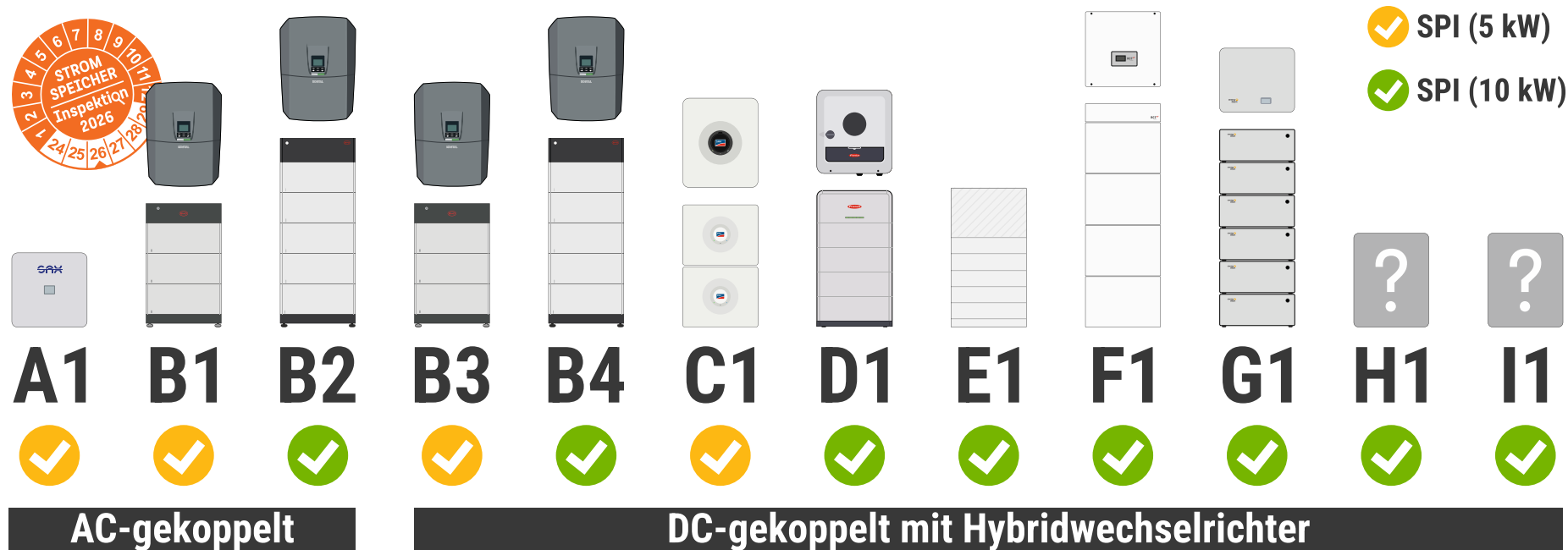
C1 SMA Sunny Boy Smart Energy 5.0 und Home Storage 6.5

D1 FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus SC und Reserva 12.6

E1 FOX ESS PQ-H3-Ultra-10.0 und EQ3300-5

F1 RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5

G1 ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5



2.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW)

Der **Testsieger** in der 5-kW-Leistungsklasse ist das AC-gekoppelte Batteriesystem SAX Power Home Plus mit einem neuen SPI-Rekord von 93,2 %. In der vergangenen Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion erzielte SAX Power noch einem SPI (5 kW) von 91,4 %. Der Hauptgrund für die verbesserte Systemeffizienz: Die Ladeleistung des Batteriespeichers wurde nun standardmäßig von 1,4 kW auf 3,4 kW erhöht. Die Dimensionierungsverluste der Batterieelektronik betragen somit nur noch 0,4 %, wie Bild 27 zeigt. Bei einer maximalen Ladeleistung von nur 1,4 kW waren sie mit 2,1 Prozentpunkten noch um den Faktor 5 höher. Eine sehr geringe Lade- oder Entladeleistung wirkt sich somit negativ auf die Performance des PV-Speichersystems aus.

Wie die anderen **Verlustmechanismen** den SPI (5 kW) des Systems A1 reduzieren, ist Bild 27 zu entnehmen. Mit 1,5 % fallen die Umwandlungsverluste in der Batterieelektronik sehr gering aus. Sie sind nur halb so hoch wie die Verluste im Batteriewechselrichter des Systems B1. Dies ist unter anderem auch auf die exzellenten Wirkungsgrade im unteren Leistungsbereich zurückzuführen. Bei den dynamischen Regelungsverlusten besteht hingegen noch Optimierungspotenzial. Die Einschwingzeit ist trotz Verbesserungen mit 3,6 s immer noch überdurchschnittlich hoch und trägt entscheidend zu den Regelungsverlusten in Höhe von 0,9 Prozentpunkten bei.

Ebenfalls hervorragende SPI-Werte (5 kW) erzielten mit 92,8 % und 92,7 % die Systeme von SMA sowie KOSTAL in Kombination mit BYD, wie Bild 28 zeigt. Damit erreichten der Sunny Boy Smart Energy 5.0 und die Home Storage 6.5 von SMA sowie der Hybridwechselrichter KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (DC) zusammen mit der BYD Battery-Box HVS+ 7.7 ebenfalls die **Effizienzklasse A**. Ein detaillierter Vergleich der SPI-Verluste in Tabelle 4 zeigt spannende Unterschiede zwischen

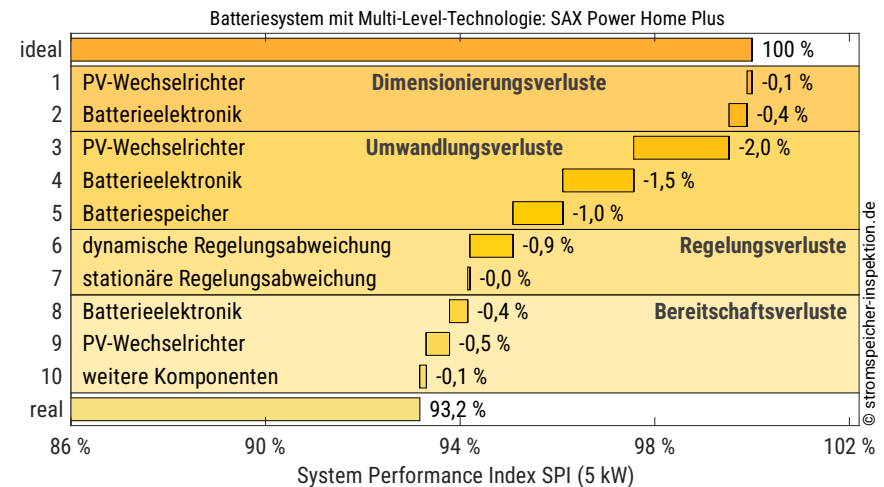


Bild 27 Einfluss der Verlustmechanismen auf den sehr guten SPI (5 kW) des Batteriesystems A1. Die in dem Gerät verbaute Multi-Level-Technologie ermöglicht sehr geringe Umwandlungsverluste in der Leistungselektronik.

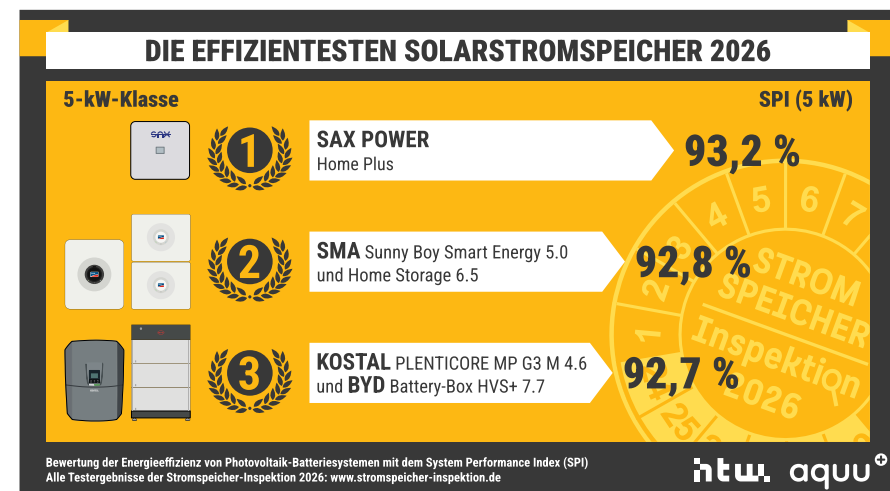


Bild 28 Spitzenreiter der mit dem SPI (5 kW) bewerteten PV-Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2026.

Tabelle 4 Anteil der einzelnen Verluste am System Performance Index SPI (5 kW) der bewerteten Systeme. Die Systeme sind absteigend nach der Höhe des SPI sortiert. Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich.

Verlustkategorie	A1	C1	B3	B1
SPI (5 kW) in %	93,2	92,8	92,7	91,9
Effizienzklasse	A	A	A	B
Dimensionierungsverluste in %	0,5	0,6	0,6	0,4
Umwandlungsverluste in %	4,4	5,0	6,0	6,4
Regelungsverluste in %	0,9	0,5	0,2	0,2
Bereitschaftsverluste in %	1,0	1,2	0,5	1,1
Gesamtverluste in %	6,8	7,2	7,3	8,1

den Systemen auf. Die Umwandlungsverluste im Sunny Boy Smart Energy 5.0 (System C1) fallen um einen Prozentpunkt geringer aus als im KOSTAL-Hybridwechselrichter (System B3). Dies ist neben der verlustärmeren Umwandlung des Solarstroms in Wechselstrom (PV2AC) vor allem auf die effizientere Batterieentladung (BAT2AC) des Systems C1 zurückzuführen. Tabelle 4 zeigt aber auch: Die SPI-Vorteile in der Energieumwandlung des Systems C1 von SMA werden durch die genauere Regelung und den sparsameren Stand-by-Betrieb des Systems B3 von KOSTAL kompensiert.

Der PLENTICORE MP G3 M 4.6 zeichnet sich auch durch seine hohe **Flexibilität** aus. Das System kann sowohl als Hybridwechselrichter (B3) als auch als Batteriewechselrichter (B1) betrieben werden. Die Umwandlungsverluste der AC-gekoppelten Variante fallen im Vergleich zur DC-gekoppelten Variante mit 6,4 % jedoch um 0,4 Prozentpunkte höher aus, wie Tabelle 4 verdeutlicht. Die zusätzliche Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom bringt zusätzliche Verluste mit sich. Darüber hinaus kommt bei der AC-Variante im Stand-by-Betrieb zusätzlich zur

Hinweis: SPI (5 kW) und SPI (10 kW) sind nicht vergleichbar! ⓘ

Da den Berechnungsansätzen des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) verschiedene Stromverbräuche und PV-Anlagengrößen zugrunde liegen, lassen sich die beiden Kennzahlen nicht miteinander vergleichen.

Leistungsaufnahme des PLENTICORE MP G3 M 4.6 noch der Stand-by-Verbrauch des PV-Wechselrichters in Höhe von 5 W hinzu. Die Bereitschaftsverluste fallen somit doppelt so hoch aus.

2.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW)

Mit dem SPI (10 kW) wurden in der diesjährigen Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion 8 Heimspeichersysteme bewertet, wie Tabelle 5 entnommen werden kann. Einen neuen Testsieger gibt es in der **10-kW-Leistungsklasse** auch: Der Hybridwechselrichter FOX ESS PQ-H3-Ultra-

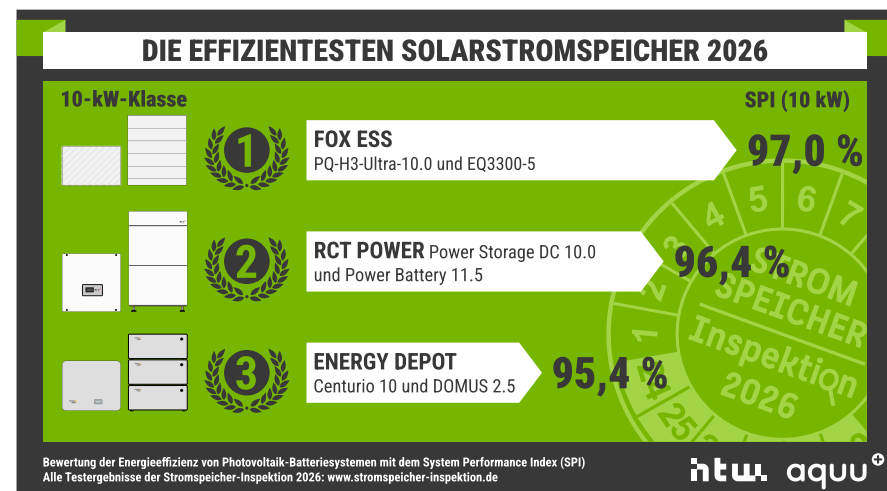


Bild 29 Testsieger der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme (Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

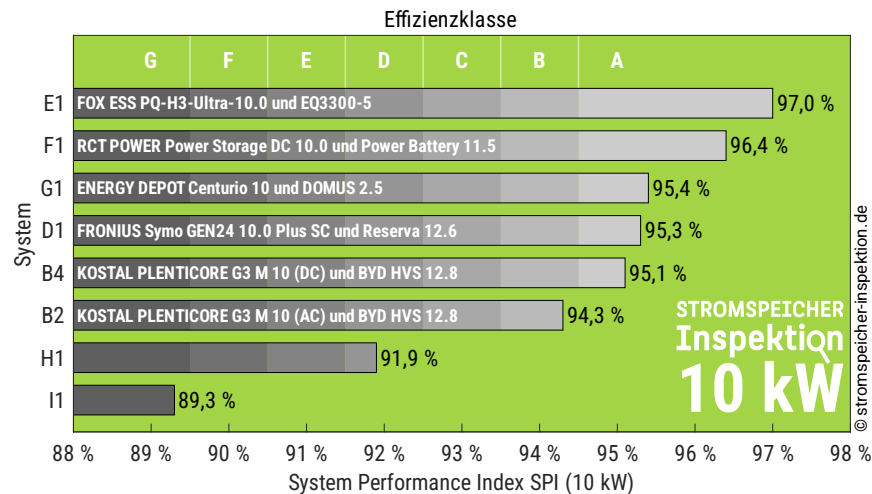


Bild 30 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme (Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

10.0 erreicht zusammen mit der Batterie EQ3300-5 einen herausragenden SPI (10 kW) von 97,0 % und stellte damit mit einem neuen **Effizienzrekord** auf. Damit fällt der SPI (10 kW) des Systems E1 um 0,6 Prozentpunkte höher aus als beim SPI-Spitzenreiter der vergangenen Jahre, dem Power Storage DC 10.0 in Kombination mit der Power Battery 11.5 von RCT Power. Das System von Fox ESS kann in allen Verlustkategorien die geringsten Verluste vorweisen. Im Vergleich zu dem Heimspeicher von RCT Power (System F1) hat es um einen halben Prozentpunkt geringere stationäre Regelungsverluste.

Die Effizienzunterschiede zwischen dem 3. und 5. Platz des Effizienzrankings in der 10-kW-Leistungsklasse sind vergleichsweise gering. Mit einem SPI (10 kW) von 95,4 % erreicht der Hybridwechselrichter Centurio 10 in Kombination mit der Batterie DOMUS 2.5 von Energy Depot den 3. Platz. Dicht dahinter folgen das PV-Speichersystem FRONIUS Symo

GEN24 10.0 Plus SC und Reserva 12.6 sowie der Hybridwechselrichter PLENTICORE G3 M 10 (DC) von KOSTAL in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8. Sie erreichten ebenfalls die höchste Effizienzklasse A, wie Bild 31 zeigt.

Der **Vergleich der Systemverluste** in Tabelle 5 zeigt ein weiteres spannendes Detail: Die Gesamtverluste der beiden Spitzenreiter in der 10-kW-Leistungsklasse fallen mit 3,0 % und 3,6 % geringer aus, als die Umwandlungsverluste der anderen PV-Speichersysteme. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Regelungs- und Bereitschaftsverluste zum Teil in sehr hohen SPI-Gesamtverlusten resultieren.

Anhand von Bild 31 und Bild 32 lässt sich die **Zusammensetzung der Effizienzverluste** für den hocheffizienten Heimspeicher FOX ESS PQ-H3-Ultra-10.0 und EQ3300-5 und für das weniger effiziente System I1 vergleichen. Aufgrund der deutlich geringeren Lade- und Entladeleistung des Systems I1 von unter 5 kW fallen die Dimensionierungsverluste mit 0,3 Prozentpunkten höher aus.

Tabelle 5 Anteil der einzelnen Verluste am System Performance Index SPI (10 kW) der bewerteten Systeme. Die Systeme sind absteigend nach der Höhe des SPI sortiert. Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich.

Verlustkategorie	E1	F1	G1	D1	B4	B2	H1	I1
SPI (10 kW) in %	97,0	96,4	95,4	95,3	95,1	94,3	91,9	89,3
Effizienzklasse	A	A	A	A	A	B	D	G
Dimensionierungsverluste in %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3
Umwandlungsverluste in %	2,7	2,8	3,7	3,8	4,1	4,6	5,9	6,6
Regelungsverluste in %	0,1	0,6	0,1	0,4	0,3	0,3	1,0	0,9
Bereitschaftsverluste in %	0,2	0,2	0,6	0,5	0,4	0,8	0,8	2,8
Gesamtverluste in %	3,0	3,6	4,6	4,7	4,9	5,7	8,1	10,7

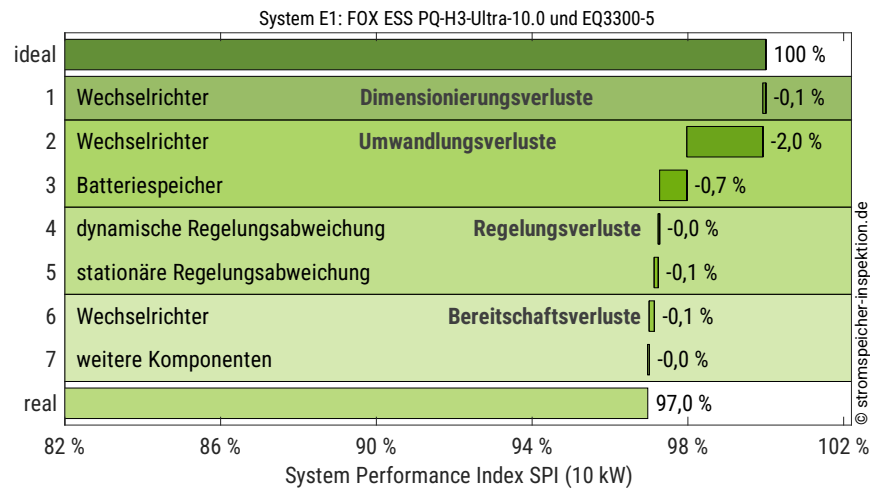


Bild 31 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI (10 kW) des hocheffizienten PV-Speichersystems von Fox ESS.

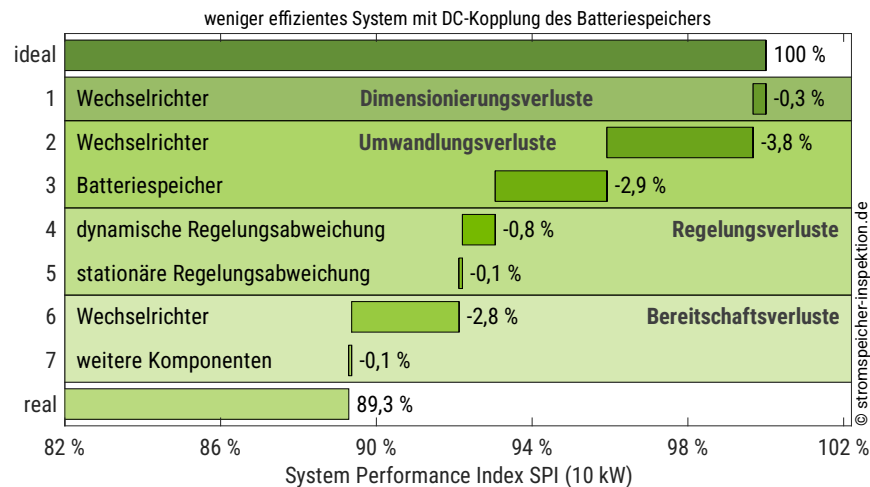


Bild 32 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI (10 kW) des weniger effizienten PV-Speichersystems I1.

Hinweis: Der SPI ist kein Gesamtwirkungsgrad



Der SPI ist kein Wirkungsgrad, sondern beschreibt, wie stark die Systemverluste die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung des analysierten PV-Speichersystems verringern.

Die Umwandlungsverluste im Batteriespeicher von System I1 sind größer als die gesamten Umwandlungsverluste und beinahe so hoch wie die Gesamtverluste des Systems von Fox ESS. Überdurchschnittlich hohe Verluste zeigt das System I1 auch aufgrund der dynamischen Regelungsabweichung. Die Totzeit von 1,4 s und die Einschwingzeit von 10,9 s resultieren in einem SPI-Verlust (10 kW) von 0,8 %. Der Testsieger von Fox ESS gehört mit einer Einschwingzeit von 1,1 s hingegen zu den am schnellsten regelnden Systemen. Drastische **Unterschiede** zwischen den beiden Heimspeichern sind auch in den Bereitschaftsverlusten identifizierbar. Mit einem Stand-by-Verbrauch von 63 W liegt die Leistungsaufnahme um fast 60 W über dem Bedarf des Hybridwechselrichters PQ-H3-Ultra-10.0. Die Bereitschaftsverluste des Wechselrichters von System I1 reduzieren den SPI (10 kW) in der Folge um 2,8 Prozentpunkte.

Klar ist: Je höher die Systemverluste sind, desto höher fallen die Netzbezugskosten aus. Darüber hinaus verringern die Verluste die aus der Netzeinspeisung resultierenden Erlöse. Die Gesamtsystemeffizienz wirkt sich somit direkt auf die **jährliche Kosteneinsparung der PV-Speichersysteme** aus. Bild 33 stellt diese für unterschiedlich dimensionierte und effiziente PV-Speichersysteme dar. Als Vergleichsgröße dient der Haushalt des 2. Referenzfalls, der ein Elektroauto hat und mit einer Wärmepumpe ausgestattet ist. Der Gesamtverbrauch des Haushalts summiert sich auf 9363 kWh/a. Bei einem Netzbezugspreis von 40 ct/kWh

ergeben sich ohne ein PV-Speichersystem jährliche Netzbezugskosten von 3745 €/a. Ein ideales, verlustfreies PV-Speichersystem mit einem SPI (10 kW) von 100 % und einer nutzbaren Speicherkapazität von 8 kWh würde gegenüber dem Referenzhaushalt 2465 € pro Jahr einsparen. Eine Erweiterung der nutzbaren Speicherkapazität um 4 kWh würde zusätzliche Einsparungen von 164 €/a ermöglichen. Bei weiterer Vergrößerung des Batteriespeichers lässt sich jedoch ein zunehmender **Sättigungseffekt** beobachten: Mit jeder zusätzlichen kWh Speicherkapazität nimmt die Kosteneinsparung nur noch geringfügig zu. Eine Erweiterung von 12 kWh auf 16 kWh würde nur noch in zusätzlichen Einsparungen von 108 €/a resultieren. Aus ökonomischer und ökologischer Sicht sollte der Batteriespeicher daher nicht zu groß dimensioniert werden. Empfehlungen zur sinnvollen Auslegung von PV-Speichersystemen sind in der Stromspeicher-Inspektion 2025 aufgeführt [2].

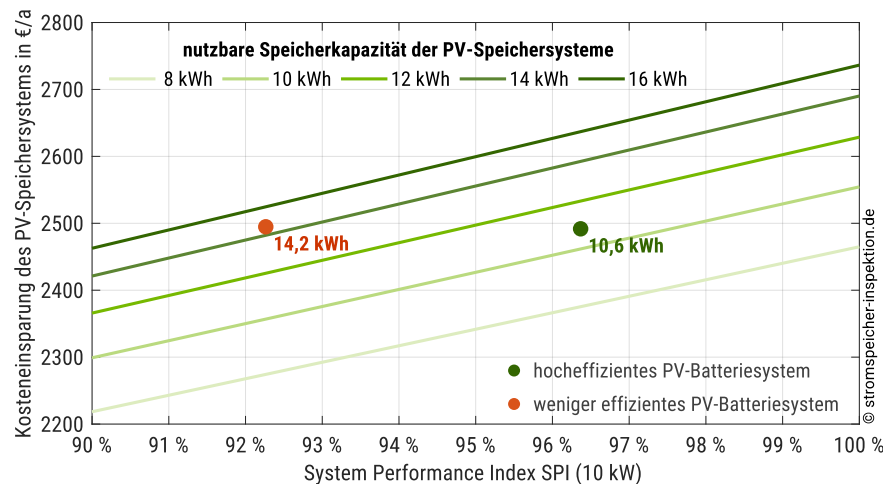


Bild 33 Kosteneinsparung zwei unterschiedlich effizienter und dimensionierter PV-Speichersysteme im Vergleich zu einem Haushalt mit Wärmepumpe und Elektroauto ohne PV-Speichersystem.

Hinweis: Finanzielle Verluste in der 10-kW-Leistungsklasse



Ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt verursacht in der 10-kW-Klasse im Mittel einen finanziellen Verlust von 26 €/a. Der Unterschied im SPI (10 kW) zwischen dem Testsieger und dem weniger effizienten System beträgt 7,6 Prozentpunkte. Die zusätzlichen Einsparungen eines hocheffizienten Heimspeichers belaufen sich somit auf 200 €/a.

Anhand von Bild 33 lässt sich darüber hinaus erklären, welchen Einfluss die Gesamtsystemeffizienz und folglich die Höhe des SPI (10 kW) auf die jährlich erreichbare Kosteneinsparung hat. Ein Beispiel: Ein ideales PV-Speichersystem mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 10 kWh würde in dem Referenzhaushalt zu Kosteneinsparungen von 2554 € pro Jahr führen. Bei vergleichsweise hohen Effizienzverlusten und einem SPI (10 kW) von nur 90 %, sinkt die Kosteneinsparung auf 2299 €/a. Anders ausgedrückt: Ein SPI-Verlust von 1 Prozentpunkt resultiert in einem finanziellen Verlust von 26 €/a.

Wie entscheidend der **Einfluss der Systemeffizienz** auf die jährliche Kosteneinsparung ist, zeigt der Vergleich zweier unterschiedlich effizienter PV-Speichersysteme in Bild 33. Ein weniger effizienter Heimspeicher mit einem SPI (10 kW) von 92,3 % und einer nutzbaren Speicherkapazität von 14,2 kWh, dessen Testergebnisse in der Stromspeicher-Inspektion 2025 zu finden sind, erzielt eine jährliche Kosteneinsparung von 2495 €/a. Auf fast den gleichen Wert kommt das hocheffiziente System RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5. Das Erstaunliche dabei: Die nutzbare Speicherkapazität des Heimspeichers mit einem SPI (10 kW) von 96,4 % ist mit 3,6 kWh deutlich geringer. Mit der Wahl eines hocheffizienten Speichersystems können somit zusätzliche Batteriemodule eingespart werden, was im Hinblick auf die Ressourceneffizienz der Batteriesysteme zu bevorzugen ist.

3 Preisoptimierte Batterieladung mit Netzstrom bei Nutzung dynamischer Strompreise

Wieso ist der dynamische Strompreis höher als der Börsenstrompreis?

Bisher haben die meisten Haushalte sogenannte Festpreisstromtarife bei ihren Stromlieferanten abgeschlossen. Neben einem festen Grundpreis wird ein konstanter Arbeitspreis pro bezogener Kilowattstunde Strom über einen bestimmten Zeitraum abgerechnet. In der Praxis sind die Strompreise jedoch von tages- und jahreszeitlichen Schwankungen geprägt. Sie unterliegen den üblichen Marktmechanismen: Bei einem

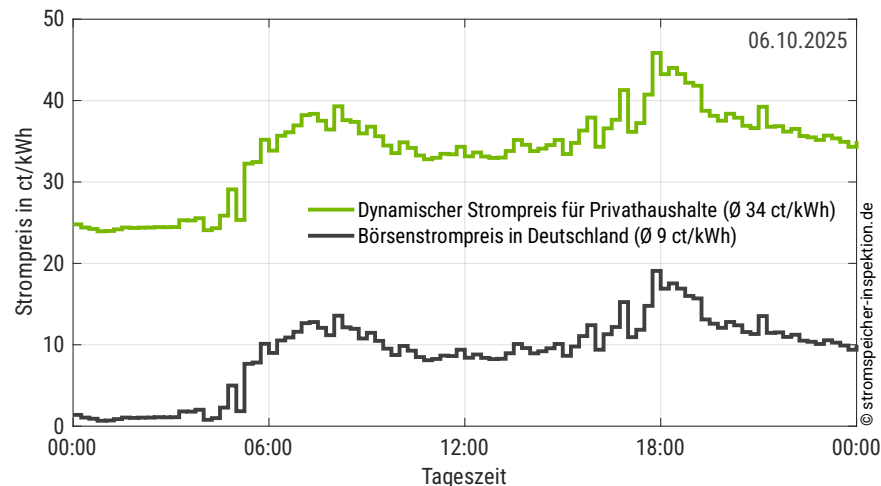


Bild 34 Unterschied zwischen dem Börsenstrompreis in Deutschland am 06.10.2025 und einem darauf aufbauenden dynamischen Strompreis für Privathaushalte. Für diese Grafik und die folgenden Grafiken gilt: Daten des Börsenstrompreises: Bundesnetzagentur | SMARD.de, Uhrzeitangaben: UTC +1.

hohen Angebot von günstigem (erneuerbaren) Strom und einer geringen Stromnachfrage, zum Beispiel in der Nacht, sinkt der Preis – und umgekehrt. Ein dynamischer Stromtarif spiegelt diese **Schwankungen auf dem Energiemarkt** wider. Bild 34 zeigt für den 6. Oktober 2025 den Tagesverlauf des Börsenstrompreises in Deutschland. Bis 06:00 Uhr konnten die erneuerbaren Erzeuger Wind, Biomasse und Wasserkraft

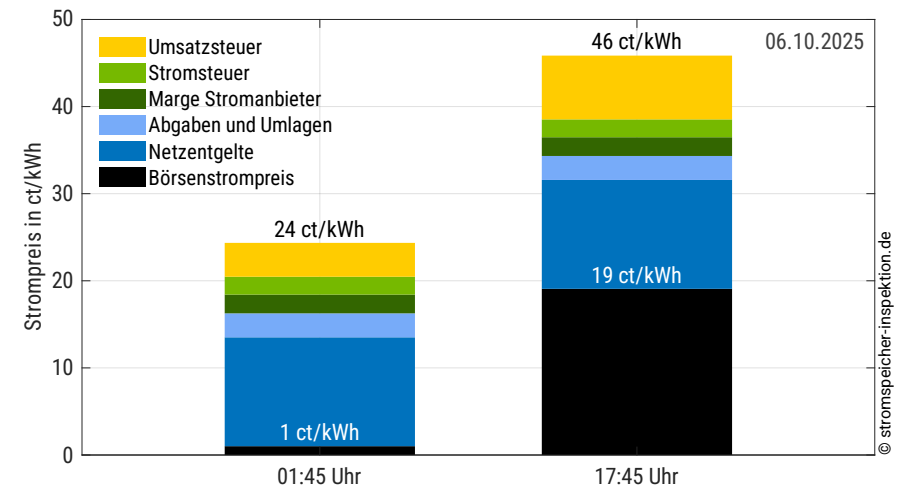


Bild 35 Zusammensetzung des dynamischen Strompreises in einer Niedrig- und einer Hochpreisphase am 06.10.2025. Daten der weiteren Kostenbestandteile: BDEW und Marge des Stromanbieters Tibber.

Smart Meter für die Nutzung dynamischer Tarife notwendig

Grundvoraussetzung für die Nutzung dynamischer Stromtarife ist ein intelligentes Messsystem, bestehend aus der sogenannten modernen Messeinrichtung (Smart Meter) und dem Smart-Meter-Gateway. Die Verbrauchsdaten im Haushalt werden im 15-Minuten-Takt an den Messstellenbetreiber gesendet und können somit den zeitvariablen Preisen genau zugeordnet und abgerechnet werden.

mehr als 79 % des deutschen Strombedarfs decken [16]. Der Börsenstrompreis ging gegen null. Mit steigender Nachfrage in den Morgen- und Abendstunden nahmen die Preise zu. Die Mittagszeit ist aufgrund der häufig etwas geringeren Stromnachfrage bei gleichzeitig hoher solarer Erzeugung in der Regel vor allem im Sommer und den Übergangsphasen von geringeren Preisen geprägt.

Bei einem dynamischen Strompreis werden die Beschaffungskosten des Stroms an der Börse viertelstundengenau an die Privathaushalte weitergegeben, wie Bild 34 und Bild 35 zeigen. Neben dem Börsenstrompreis enthält der dynamische Strompreis jedoch, wie der klassische Festpreistarif auch, weitere **Kostenbestandteile** pro verbrauchter Kilowattstunde Strom. Im Jahr 2025 kamen folgende Punkte hinzu:

- Netzentgelte für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur (10,9 ct/kWh),
- Abgabe und Umlagen wie zum Beispiel die KWKG-, Offshore-Netzumlage oder auch Konzessionsabgabe (4,3 ct/kWh),
- die Marge des Stromlieferanten, die je nach Anbieter von 0,87 ct/kWh bis 2,98 ct/kWh stark variieren kann [17],
- die Stromsteuer in Höhe von 2,1 ct/kWh und
- die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 %, die auf alle zuvor genannten Posten angerechnet wird.

Damit ist klar: Liegt der Börsenstrompreis bei 0 ct/kWh müssen Privathaushalte für den Strom immer noch mehr als 20 ct/kWh an den Stromlieferanten zahlen.

Wie sehr unterscheidet sich der dynamische Strompreis an verschiedenen Tagen?

Mit der Nutzung eines variablen, zeitabhängigen Strompreises sind Privathaushalte den volatilen Preissignalen der Strombörse vollständig ausgesetzt. Wie stark die Strompreise innerhalb eines Tages und zwischen unterschiedlichen Tagen im Oktober 2025 variierten, zeigt Bild 36. Das erste Oktoberwochenende war von einer sehr hohen Stromerzeugung der Windkraft geprägt. Am Sonntag den 5. Oktober konnten somit dauerhaft mehr als 80 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden [16]. Die Börsenstrompreise waren zum Teil negativ – der dynamische Strompreis mit durchschnittlich 23 ct/kWh

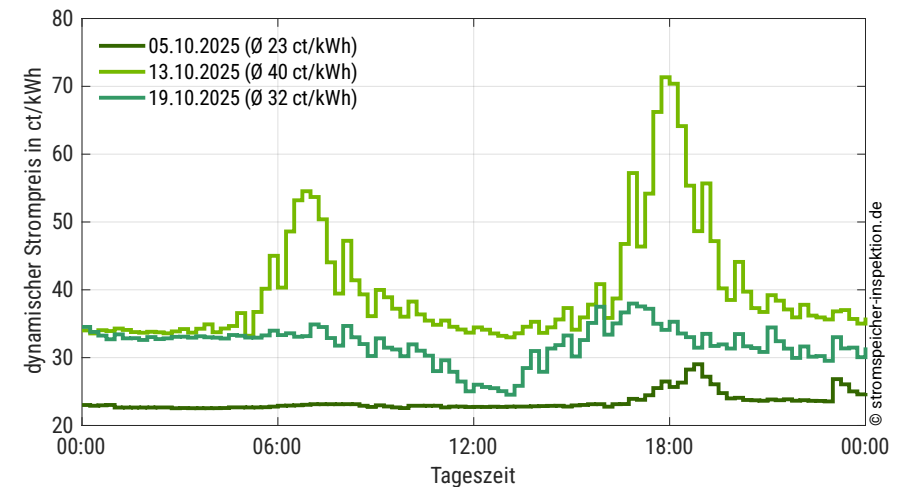


Bild 36 Unterschiede im Tagesverlauf eines dynamischen Strompreises für Privathaushalte an 4 unterschiedlichen Tagen im Oktober 2025.

entsprechend niedrig. Im Kontrast dazu: Der mittlere Strompreis am 13. Oktober war mit 40 ct/kWh fast doppelt so hoch. Aufgrund der geringen Windstromerzeugung lag der Anteil der Erneuerbaren nur zur Mittagszeit über 40 %. Gleichzeitig kamen viele Gaskraftwerke zum Einsatz, die den Strompreis erhöhen. In den **nachfrageintensiven Morgen- und Abendstunden** wurden zudem zeitweise mehr als 20 % des Stroms aus den Nachbarstaaten importiert [16]. Diese unterschiedlichen Effekte wirken sich auf den dynamischen Strompreis aus, der zeitweise bei mehr als 70 ct/kWh lag. Der starke Einfluss der solaren Stromerzeugung auf den dynamischen Strompreis zur Mittagszeit wurde am 19. Oktober deutlich. Um 13:00 Uhr lag der Strompreis nur bei 25 ct/kWh und damit unter den Preisen, die um 08:00 Uhr (35 ct/kWh) oder um 17:00 Uhr (38 ct/kWh) resultierten.

Wie variiert der dynamische Strompreis im Jahresverlauf?

Bild 1 stellt die Stundenmittelwerte eines dynamischen Stromtarifs im Tagesverlauf für das 1. bis 4. Quartal des Jahres 2025 gegenüber. Die Frühlings- und Sommermonate sind von starken Preisunterschieden im Tagesverlauf geprägt. Zwischen 06:00 Uhr und 18:00 Uhr sorgt die Solarstromerzeugung für sehr niedrige Strompreise. Mit der steigenden Stromnachfrage in den Abendstunden und dem sinkenden erneuerbaren Angebot nehmen die Preise zu. Die Preise fallen im 3. Quartal höher aus als in den 3 Monaten zuvor. Ein Grund: Der Juli 2025 war sehr regnerisch. Hinzukommt, dass an der Strombörse bei geringer **Erzeugung der erneuerbaren** Energien zunehmend Gaskraftwerke preissetzend sind und die Strompreise im zweiten Halbjahr erhöhten [18]. In den Wintermonaten nimmt die Stromnachfrage, unter anderem aufgrund des steigendem elektrischen Heizungsbedarfs sowie der zunehmenden elektrischen Beleuchtung zu. Gleichzeitig sinkt die Stromerzeugung der

Kennwerte für einen typischen dynamischen Stromtarif 2025

Mittlerer Strompreis im Jahr: 34 ct/kWh

Stunden im Jahr mit Preisen unter 20 ct/kWh: 63 h

Stunden im Jahr mit Preisen über 50 ct/kWh: 110 h

Mittlere Differenz zwischen dem minimalen und maximalen Strompreis pro Tag: 15,6 ct/kWh

Photovoltaikanlagen, weshalb der dynamische Strompreis ansteigt. Der Mittelwert des dynamischen Tarifs lag im 1. Quartal bei 37 ct/kWh, und damit 6 ct/kWh über dem Mittelwert des 2. Quartals. Mit 13 ct/kWh ist die durchschnittliche Differenz zwischen dem minimalen und maximalen Strompreis pro Tag im 1. und 4. Quartal deutlich niedriger als im 2. Quartal (19 ct/kWh) und 3. Quartal (17 ct/kWh). Der jahresmittlere Preis des analysierten dynamischen Stromtarifs lag bei 34 ct/kWh.

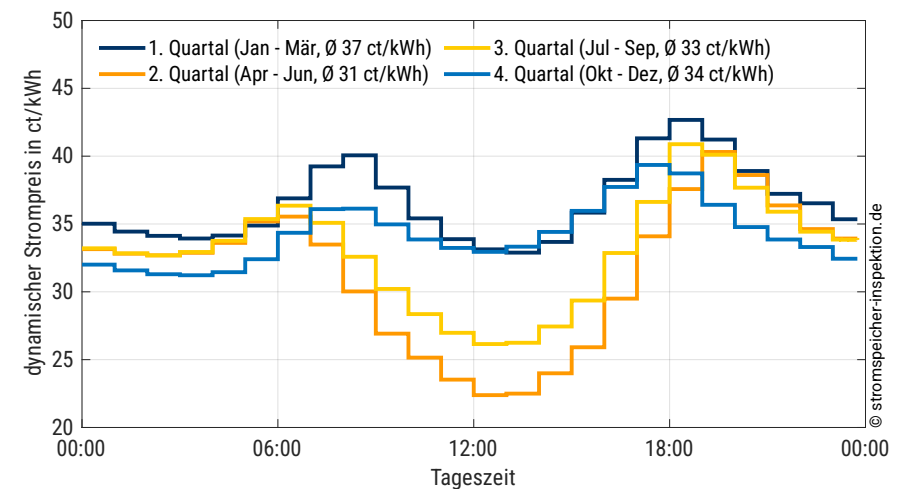


Bild 37 Jahreszeitliche Variation eines dynamischen Strompreises im Jahr 2025. Dargestellt ist der tagesmittlere Verlauf für die einzelnen Quartale.

Warum sind dynamische Strompreise für Haushalte mit PV-Speichersystem nicht zwangsläufig vorteilhaft?

Ist das PV-Speichersystem sinnvoll dimensioniert, können sich Haushalte in den Sommermonaten nahezu vollständig mit selbsterzeugtem Solarstrom versorgen. Ein Beispiel: Ein von der HTW Berlin und aquu analysierter Haushalt hatte im Jahr 2025 einen Jahresstromverbrauch von 8800 kWh/a und verfügt über ein 24-kW-PV-Anlage und einem 21-kWh-Stromspeicher. Zwischen Anfang März und Ende September bezog der Haushalt lediglich 135 kWh aus dem Stromnetz, wie Bild 38 zeigt.

Wie zuvor dargestellt, sind die dynamischen Strompreise vor allem in den Sommermonaten zur Mittagszeit oder in den Nachtstunden gering.

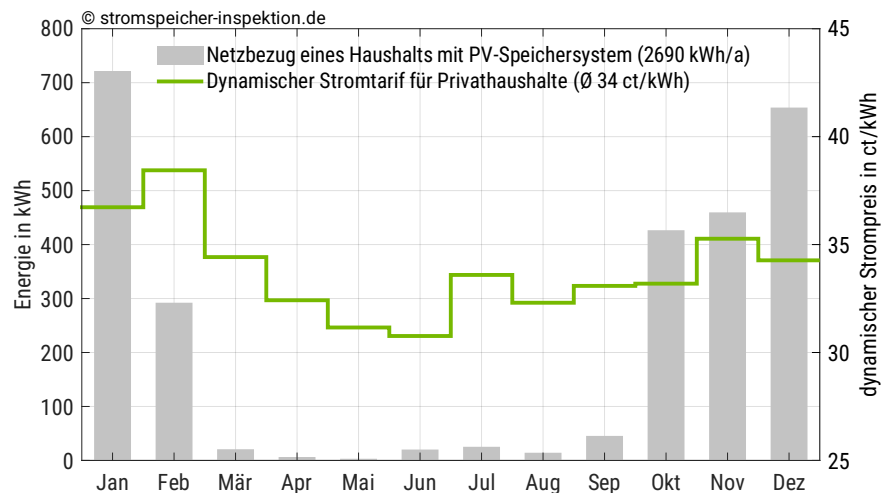


Bild 38 Netzbezug eines Haushalts mit einem Stromverbrauch von 8800 kWh/a mit PV-Speichersystem (PV-Anlage 24 kW, nutzbare Batteriekapazität 21 kWh) und Monatsmittelwerte eines dynamischen Strompreises im Jahr 2025.

Hinweise zum Vergleich von dynamischen Stromtarifen



Die dynamischen Stromtarife unterschiedlicher Anbieter unterscheiden sich in ihrem zeitlichen Verlauf häufig nur wenig. Allerdings gibt es große Unterschiede in der Höhe der zu zahlenden Gebühr pro Kilowattstunde zwischen den Stromlieferanten. Neben dem Preis pro abgerechneter Kilowattstunde sollten Sie zudem auch den Grundpreis der Anbieter vergleichen, der häufig monatlich zu zahlen ist. Die Preisunterschiede sind zum Teil sehr groß: Je nach Anbieter sind zwischen 0 ct/kWh und 3 ct/kWh sowie ein monatlicher Grundpreis zwischen 4 € und 23 € zu zahlen. Bei Anbietern mit geringen Arbeitspreisen werden häufig hohe monatliche Grundpreise fällig. Ein interaktiver Vergleich von bundesweit verfügbaren Anbietern mit kurzen Vertragslaufzeiten ist unter finanztip.de zu finden.

Sind keine flexiblen Großverbraucher wie ein Elektrofahrzeug vorhanden, beschränkt sich das Potenzial zur Lastverschiebung in einem typischen Haushalt vornehmlich auf die Waschmaschine oder den Geschirrspüler. Die Privathaushalte sind somit den volatilen Preissignalen mit Preisspitzen in den Morgen- und Abendstunden ausgesetzt.

Mit dem zuvor analysierten dynamischen Strompreis belaufen sich die Kosten für den Strombezug aus dem Netz im Jahr 2025 auf 914 €/a. Zum Vergleich: Mit einem Festpreistarif von 34 ct/kWh liegen die Netzbezugskosten ebenfalls bei 914 €/a. 861 €/a müsste der Haushalt zahlen, wenn der Strom aus dem Netz konstant 32 ct/kWh kosten würde. Ob sich ein dynamischer Stromtarif finanziell für Privathaushalte mit PV-Speichersystem und ohne flexible Großverbraucher lohnt, hängt somit auch davon ab, wieviel der alternative Feststromtarif kostet.

Darf der Batteriespeicher in Niedrigpreisphasen mit Strom aus dem Netz geladen werden?

Ja, Batteriesysteme, die in Kombination mit einer PV-Anlage betrieben werden, können mit Strom aus dem Netz geladen werden [19]. Für Privathaushalte mit Stromspeicher kann sich ein ökonomischer Vorteil allerdings erst dann ergeben, wenn

- diese einen dynamischen Stromtarif abgeschlossen haben,
- der Batteriespeicher in preisgünstigen Zeiten Strom aus dem Netz aufnimmt und
- der gespeicherte Netzstrom zu einem späteren Zeitpunkt in Hochpreisphasen den elektrischen Verbrauchern im Haus bereitstellt wird.

Hierzu müssen die Haushalte mit einem sogenannten **intelligenten Messsystem (iMSys)** ausgestattet sein. Wenn Strom aus dem Netz in der Batterie gespeichert wird, darf der zwischengespeicherte Netzstrom derzeit nicht in wieder in das Netz eingespeist werden. Eine Förderung für die Einspeisung von zwischengespeicherten Netzstrom in das öffentliche Netz kann aktuell nicht in Anspruch genommen werden [20].

Wie setzt ein intelligentes Energiemanagement die preisoptimierte Batterieladung in der Praxis um?

Aktuell bringen zahlreiche Heimspeicher- und Energiemanagement-Anbieter vermehrt KI-gestützte Software auf den Markt. Diese soll es unter anderem ermöglichen, den Stromspeicher sowohl mit Solarstrom vom eigenen Dach als auch mit Netzstrom in Niedrigpreisphasen - insbeson-

dere im Winterhalbjahr – zu laden. Voraussetzung hierfür ist ein **intelligentes Energiemanagementsystem**, das automatisiert einen kostenoptimalen Einsatzfahrplan für den Batteriespeicher für die folgenden Stunden erstellt und diesen kontinuierlich aktualisiert. Dafür benötigt es mindestens folgende Daten oder Prognosen:

- **Ladezustand:** Informationen zum aktuellen Batterieladezustand und somit zum verfügbaren Energieinhalt des Batteriespeichers.
- **Verbrauchsprognose:** Prognose des zeitlichen Verlaufs des individuellen Stromverbrauchs des Haushalts für die nächsten ein bis zwei Tage.
- **PV-Prognose:** Prognose des Erzeugungsprofils der PV-Anlage für die nächsten ein bis zwei Tage unter Berücksichtigung der Wetterlage.
- **Preisprognose:** Prognose des viertelstündlich aufgelösten Strompreises für den aktuellen Tag sowie für den Folgetag.

Da die dynamischen Stromtarife häufig an den sogenannten Day-Ahead-Börsenstrompreis gekoppelt sind, liegen die Preisprognosen für den folgenden Tag erst in den frühen Nachmittagsstunden des aktuellen Tages vor. Daher benötigt das intelligente Energiemanagement eine Internetverbindung. Die auf den Prognosen aufbauende Batteriefahrplanoptimierung lässt sich mathematisch zum Beispiel durch einen linearen Optimierungsalgorithmus beschreiben. Der Algorithmus ermittelt hierzu in jedem Zeitschritt des Prognosezeitraums die optimale Lade- und Entladeleistung, um die Batterie möglichst kostenoptimal einzusetzen. Ob das Laden mit Netzstrom energetisch, ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist, hängt unter anderem davon ab, wie gut die zugrunde liegenden Algorithmen sind und wie effizient der Strom gespeichert wird.

Wann wird der Batteriespeicher mit Netzstrom geladen?

Bild 39 zeigt den Tagesverlauf der gemessenen Lade- und Entladeleistung eines PV-Batteriesystems in einem Haushalt mit dynamischem Stromtarif. Die Ladung des Batteriespeichers erfolgt an diesem Tag primär in den frühen Morgenstunden zwischen 5:00 Uhr und 8:00 Uhr. Der Strom wird dabei mit einer mittleren Leistung von 8,5 kW für 31 ct/kWh aus dem Netz bezogen. In den Abendstunden wird der Batteriespeicher teilweise entladen und die elektrischen Verbraucher werden mit einer mittleren Leistung von 1,2 kW bei einem durchschnittlichen Strompreis von 34,2 ct/kWh versorgt. Die resultierende **Preisdifferenz** zwischen dem Lade- und Entladebetrieb war an dem Tag nicht ausreichend, um die finanziellen Einbußen aufgrund der Wirkungsgradverluste des Speichersystems auszugleichen. Das Beispiel zeigt, dass viele Softwarelösungen noch Optimierungspotenziale haben und die Systemverluste in der Ladeplanung nicht hinreichend genau berücksichtigen.

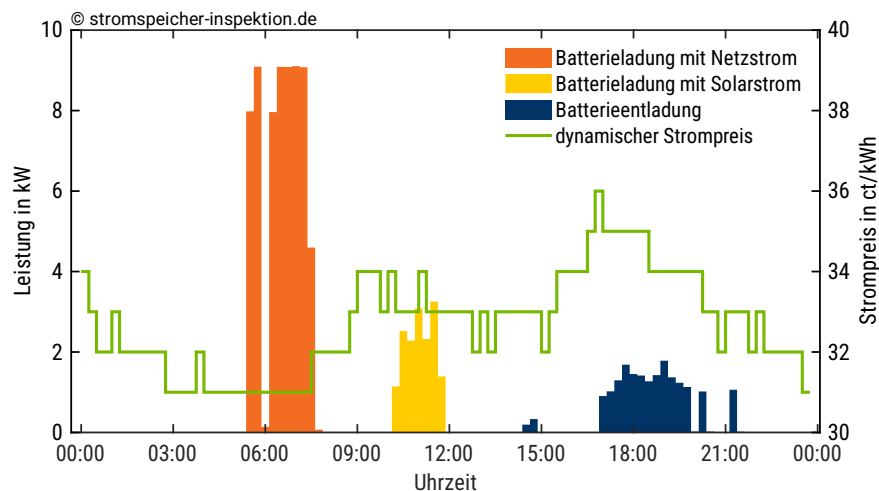


Bild 39 Messwerte der Lade- und Entladeleistung eines PV-Batteriesystems in einem Haushalt mit dynamischem Stromtarif an einem exemplarischen Tag.

Wieso hängt es von der Höhe der Lade- und Entladeleistung ab, ob die Netzstromspeicherung finanziell vorteilhaft ist?

Speicher werden je nach Hersteller, Nennleistung und Preisverlauf häufig mit 2 kW bis 6 kW aus dem Stromnetz geladen. Dieses Leistungs-niveau stellt einen Kompromiss zwischen der Nutzung kurzfristiger Preistärer und der beschleunigten Alterung der Batterie bei hohen Ladeleistungen dar. Im oberen Leistungsbereich ist der Wirkungsgrad weitestgehend konstant und liegt bei effizienten Wechselrichtern deutlich über 95 %, wie Bild 40 zeigt. Ob die Netzstromspeicherung finanziell vorteilhaft ist, hängt somit vor allem von der **Höhe der Entladeleistung** ab. Vor allem in den Abend- und Nachtstunden soll der Heimspeicher den Haushalt mit Energie versorgen. Der Stromverbrauch ist dabei jedoch in der Regel auf wenige hundert Watt beschränkt. Selbst bei hocheffizienten Systemen fällt der Entladewirkungsgrad bei einer Ausgangsleistung von 500 W unter 95 % und unterhalb von 300 W sogar auf unter 90 %.

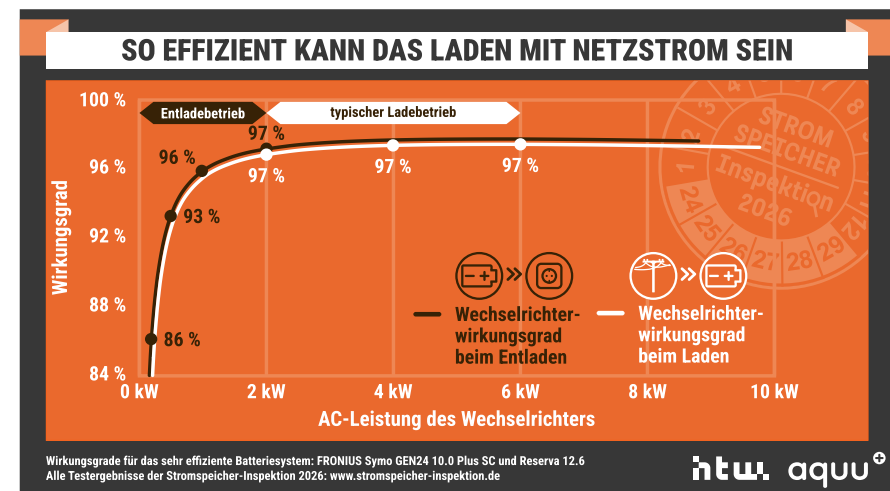


Bild 40 Leistungsabhängigkeit des Lade- und Entladewirkungsgrads eines sehr effizienten Hybridwechselrichters.

Wie hoch sind die Wirkungsgradverluste beim Speichern von Netzstrom von unterschiedlichen Batteriesystemen?

Verluste fallen sowohl im Wechselrichter während der Ladung und Entladung als auch im Batteriespeicher selbst an. Wie effizient unterschiedliche Batteriesysteme Netzstrom speichern können, lässt sich vereinfacht durch die **Multiplikation der mittleren Wirkungsgrade des Lade- und Entladevorgangs sowie der Batteriespeicherung** ermitteln. Bild 41 stellt beispielhaft die Wirkungsgrade für den hocheffizienten Wechselrichter Symo GEN24 10.0 Plus SC in Kombination mit der Batterie Reserva 12.6 von Fronius dar. Der Gesamtwirkungsgrad der Netzstromspeicherung des Systems beträgt 78 %, wenn im Entladebetrieb durchschnittlich 200 W an die elektrischen Verbraucher abgegeben werden. Während die Verluste des hocheffizienten Systems lediglich 22 % betragen, sind es bei einem ineffizienten Gerät beachtliche 37 %.

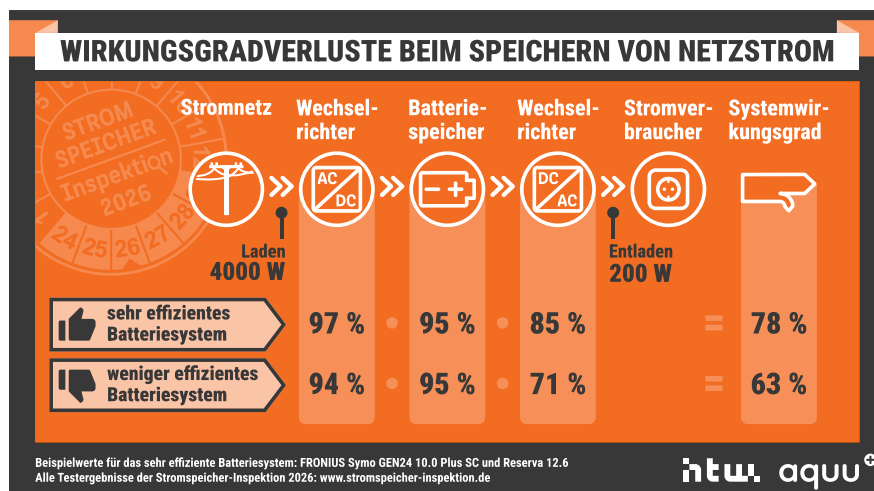


Bild 41 Wirkungsgrade eines sehr effizienten und eines weniger effizienten Batteriesystems, wenn diese mit 4000 W beladen und mit 200 W entladen werden.

Wie ändert sich der Systemwirkungsgrad der Netzstromspeicherung je nach Höhe der Entladeleistung?

Wechselrichter im Ladebetrieb sowie Batterien erreichen in der Regel Wirkungsgrade oberhalb von 95 %. Deren Einfluss auf den resultierenden Systemwirkungsgrad der Netzstromspeicherung ist daher vergleichsweise gering. Letzterer hängt vor allem vom Wechselrichterwirkungsgrad im Entladebetrieb ab, wie Bild 42 zeigt. Im sogenannten **Teillastbereich**, in dem die Wechselrichter in der Regel während der Batterieentladung betrieben werden, sinkt der Wirkungsgrad rapide. Bei dem weniger effizienten System liegt er bei 800 W noch bei 90 %, bei 100 W sind es allerdings nur noch 54 %. Je niedriger die Entladeleistung ist, desto geringer ist daher der Systemwirkungsgrad. Bei einer mittleren Entladeleistung von 100 W können somit weniger als 50 % der vom Batteriesystem aufgenommenen Energie wieder abgegeben werden.

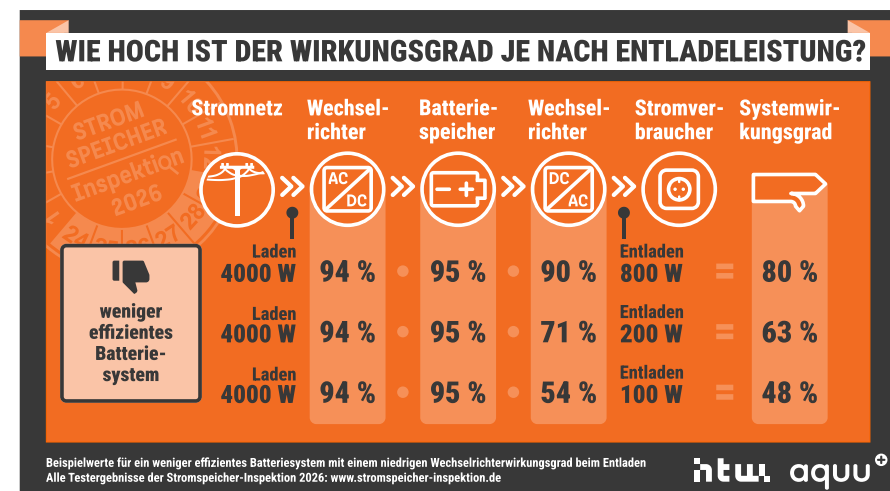


Bild 42 Die Höhe der Entladeleistung hat einen großen Einfluss darauf, wie sehr die Wirkungsgradverluste die Effizienz der Netzstromspeicherung schmälern.

Warum ist ein hoher Wechselrichterwirkungsgrad wichtig, damit sich die Speicherung von Netzstrom lohnt?

Je geringer der Systemwirkungsgrad der Netzstromspeicherung ist, desto höher muss die Differenz des dynamischen Stromtarifs zwischen dem Lade- und Entladezeitraum sein. Sind die Wechselrichterwirkungsgrade in Lade- und Entladebetrieb bekannt, lässt sich aus Bild 43 der **Systemwirkungsgrad für unterschiedliche Wirkungsgradkonstellationen** einfach ablesen. Beispielsweise ergibt sich bei einem Ladewirkungsgrad von 98 % und einem Entladewirkungsgrad von 75 % ein Systemwirkungsgrad von 70 %. Der gleiche Wert stellt sich ein, wenn die Ladeeffizienz bei 92 % und die Entladeeffizienz bei 80 % liegt. Systemwirkungsgrade oberhalb von 80 % sind in der Regel nur erreichbar, wenn der Wechselrichterwirkungsgrad beim Entladen größer als 90 % ist.

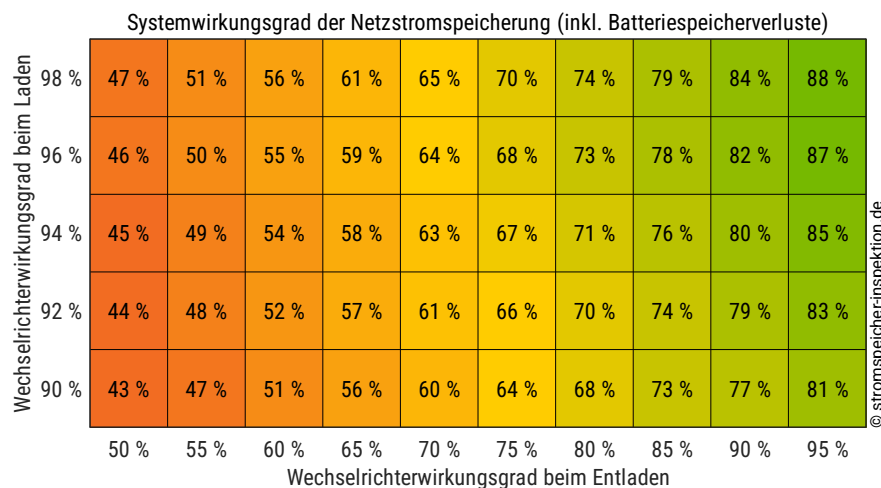


Bild 43 Abhängigkeit des Systemwirkungsgrads von der Umwandlungseffizienz des Wechselrichters im Lade- und Entladebetrieb. Vereinfacht wurde für die Darstellung angenommen, dass der Batteriewirkungsgrad konstant 95 % beträgt.

Wie hoch muss der Systemwirkungsgrad mindestens sein, damit sich die Speicherung von Netzstrom in Niedrigpreisphasen rechnet?

Ob sich für Haushalte mit einem dynamischen Stromtarif die Batterieladung mit Netzstrom überhaupt lohnt, hängt unter anderem von den **mittleren Strompreisen beim Laden und Entladen** sowie von der Höhe der Umwandlungsverluste ab. Klar ist: Aufgrund der Systemverluste muss der Strompreis während des Ladevorgangs niedriger als während des Entladevorgangs sein, wie Bild 44 veranschaulicht. Mit einem intelligenten Energiemanagementsystem lässt sich die Batterie mit Netzstrom automatisiert in Niedrigpreisphasen laden. Die Entladung des Speichersystems erfolgt in der Regel in den Abendstunden bei dynamischen Strompreisen oberhalb von 30 ct/kWh.

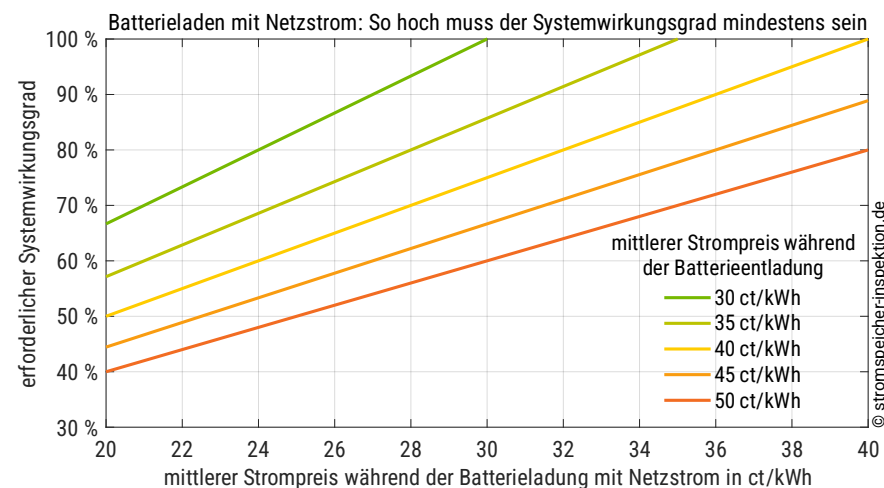


Bild 44 Die mittlere Leistung im Entladebetrieb hat einen großen Einfluss darauf, wie hoch die Wirkungsgradverluste sind. Je geringer die Entladeleistung ist, desto geringer ist der Systemwirkungsgrad der Netzstromspeicherung.

Für einen finanziell vorteilhaften Betrieb muss die **Preisdifferenz zwischen dem Lade- und Entladezeitraum** allerdings hoch genug sein, um die Batteriesystemverluste zu kompensieren. Im Folgenden werden 2 Beispiele als Lesehilfe erläutert:

- **Beispiel 1:** Der Systemwirkungsgrad liegt bei 70 % und der mittlere Strompreis während der Batterieladung mit Netzstrom bei 28 ct/kWh. In diesem Fall lohnt sich die Netzstromspeicherung nur, wenn der mittlere Strompreis während der Batterieentladung oberhalb von 40 ct/kWh liegt.
- **Beispiel 2:** Das Speichersystem wurde mit 24 ct/kWh aus dem Stromnetz beladen und soll in einem Zeitraum mit dynamischen Strompreisen von 30 ct/kWh entladen werden. Der Systemwirkungsgrad muss in diesem Szenario größer als 80 % sein. Wird das Batteriesystem in der Nacht zum Beispiel mit einer Leistung von durchschnittlich 200 W entladen, ist selbst bei einigen hocheffizienten Solarstromspeichern die Netzstromspeicherung nicht ökonomisch vorteilhaft.

Wer Bild 44 genau analysiert, stellt fest: Bei einem Systemwirkungsgrad von 60 % muss die mittlere Preisdifferenz zwischen der Batterieladung und -entladung mindestens 14 ct/kWh betragen, anderenfalls lohnt sich die Netzstromspeicherung nicht. Beträgt der Systemwirkungsgrad 70 %, liegt der minimal erforderliche Preisunterschied nur bei 9 ct/kWh.

Wie können zeitvariable Netzentgelte das Kosteneinsparungspotenzial steigern?

Neue leistungsstarke Großverbraucher mit einer Bezugsleistung von mehr als 4,2 kW gelten seit Anfang 2024 nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 14a als **steuerbare Verbrauchseinrichtungen**. Hierzu

zählen Ladestationen für Elektroautos, elektrische Wärme- oder Kälteerzeuger sowie Batteriespeicher. In kritischen Netzsituationen kann der Netzbetreiber deren Leistung auf 4,2 kW begrenzen. Als Ausgleich können die betroffenen Privathaushalte unter anderem von der pauschalen Reduktion der jährlich zu zahlenden Netzentgelte (Modul 1) in Kombination mit zeitvariablen Netzentgelten (**Modul 3**) profitieren. Auch nicht verpflichtete Haushalte können freiwillig eine Vereinbarung nach EnWG § 14a mit dem Netzbetreiber abschließen.

Bei Modul 3 weisen die Netzbetreiber zusätzlich zu dem Standard-Netzentgelt Zeiten mit **Hoch- und Niedrigtarifen** aus. Dadurch sollen Verbraucher dazu angeregt werden, ihren Stromverbrauch in Zeiten zu verschieben, in denen das Netz weniger ausgelastet ist. Bild 45 stellt die unterschiedlichen Tarifzeiten des Verteilnetzbetreibers Stromnetz Berlin im Jahr 2025 dar. Mit Netzentgelten in Höhe von 18,6 ct/kWh definiert der Netzbetreiber in Berlin erwartungsgemäß die Abendstunden

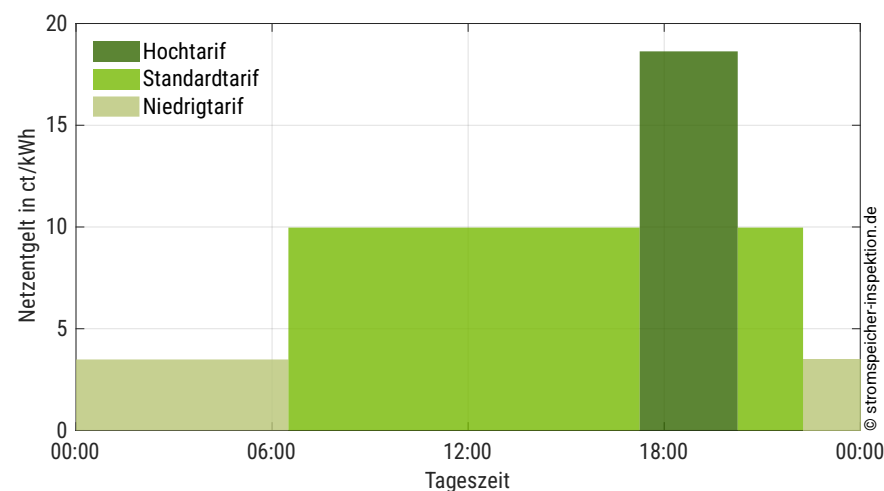


Bild 45 Tagesverlauf der zeitvariablen Netzentgelte des Verteilnetzbetreibers Stromnetz Berlin im Jahr 2025.

zwischen 17:15 Uhr und 20:15 Uhr als Hochtarifzeitraum. In den Nachtstunden zwischen 22:15 Uhr und 06:30 Uhr wird das Netzentgelt hingegen von standardmäßig 10 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh reduziert. Privathaushalte können den Stromverbrauch oder die Batterieladung aus dem Netz in den Hochtarifzeiten minimieren und in die Zeiten mit geringen Netzentgelten verlagern. Da die Netzentgelte einen entscheidenden Anteil an dem Strompreis haben, können durch die Nutzung zeitvariabler Netzentgelte zusätzliche Kosteneinsparungen erzielt werden [21].

Wie unterscheiden sich die zeitvariablen Netzentgelte unterschiedlicher Netzbetreiber?

Bild 46 stellt den Verlauf der zeitvariablen Netzentgelte für 4 große Verteilnetzbetreiber in Deutschland gegenüber. Die variierenden Netzent-

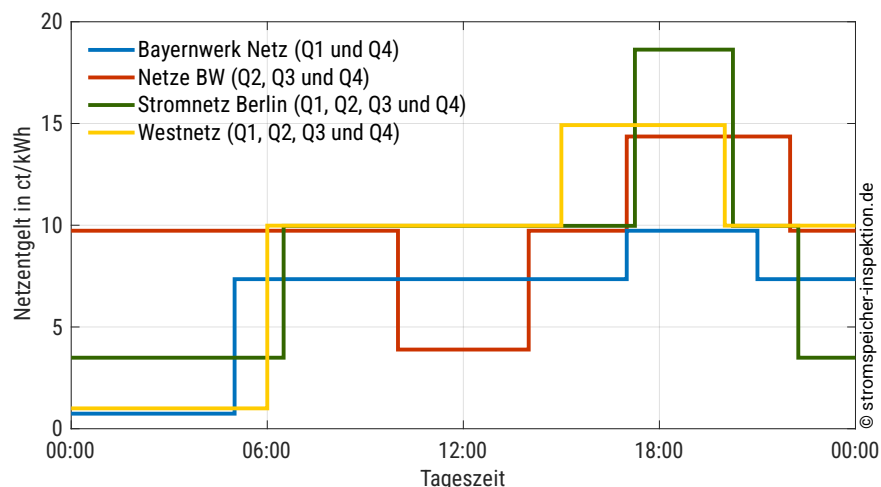


Bild 46 Zeitvariable Netzentgelte vier unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber im Jahr 2025, die für unterschiedliche Quartale gültig sind.

gelte müssen für mindestens 2 Quartale angeboten werden, im restlichen Zeitraum gilt durchgängig der Standardtarif. Neben Stromnetz Berlin legen auch die **Netzbetreiber Bayernwerk Netz, Netze BW und Westnetz** ihre Hochpreiszone in die Nachmittags- und Abendstunden. Je nach Netzbetreiber variiert allerdings die Länge des Hochpreiszeitfensters. Die Niedrigpreiszone liegt in der Regel in den Nachtstunden. Die Ausnahme stellt Netze BW dar: Der Netzbetreiber aus dem Südwesten Deutschlands bietet nur zwischen 10:00 Uhr und 14:00 Uhr – also in einem Zeitraum mit hoher Solarstromerzeugung – einen Niedrigtarif an. Die variablen Netzentgelte im eigenen Netzgebiet sind in der Regel auf der Webseite des Netzbetreibers einsehbar. Mit der interaktive Deutschlandkarte unter variable-netzentgelte.de kann die unterschiedliche Be-
preisung der über 800 Verteilnetzbetreiber für verschiedene Zeitfenster verglichen werden.

Welche Haushalte können von dynamischen Strompreisen und variablen Netzentgelten besonders profitieren?

Klar ist: Je mehr flexibler Verbraucher es in einem Haushalt gibt und je höher deren Stromverbrauch ist, desto ökonomisch vorteilhafter sind zeitvariable Netzentgelte. Somit können in der Regel besonders Haushalte mit **Elektroauto und Wärmepumpe** profitieren, sofern ein Energiemanagementsystem unter Berücksichtigung von Prognosen die Energieflüsse intelligent steuert. Aufgrund der hohen Speicherkapazität der Elektroautos lässt sich die Ladung häufig relativ flexibel verschieben. Ist das Wohngebäude gut gedämmt oder ein Pufferspeicher vorhanden, kann die Wärmepumpe in günstigen Zeiten arbeiten.

Wer den individuellen Verbrauch aktiv an die aktuelle Netzsituation anpasst, kann somit nicht nur Kosten sparen, sondern wirkt Netzengpässen entgegen und leistet einen positiven Beitrag zur Energiewende.

4 Analyse der Garantiebedingungen

Dieses Kapitel gibt Antworten auf Fragen rund um Garantiebedingungen für PV-Speichersysteme. Der „Blick ins Kleingedruckte“ offenbart Unterschiede in Bezug auf den Umfang der Leistungen im Garantiefall, die Garantievoraussetzungen oder auch die Garantienausschlusskriterien.

Auf welchen Daten baut diese Analyse auf?

Für die folgende Analyse wurden die **Garantiebedingungen zahlreicher Batterie- und Wechselrichterhersteller**, die in Deutschland aktiv sind, gesichtet und analysiert. Die Auswertung erfolgte im Dezember 2025 mit den aktuellsten Dokumenten. Bei einigen Herstellern lassen sich die Garantiebedingungen problemlos im Downloadbereich finden, bei anderen ist eine aufwendigere Suche erforderlich. Eine Bewertung der Sachlichkeit sowie eine rechtliche Einordnung der Garantiebedingungen wurde bewusst nicht vorgenommen. Die Darstellungen spiegeln zudem deren Lesart wider. Die Ergebnisse geben einen Überblick über aktuelle Garantiebedingungen und zeigen Unterschiede auf. Darüber hinaus sollen sie Hinweise geben, die bei der Lektüre von Garantiebedingungen zu beachten sind.

Der **Umfang und die Ausführlichkeit** der beschriebenen Garantiebedingungen **variieren** je nach Anbieter zum Teil deutlich, von kompakten 3 bis detaillierten 18 Seiten. Weiterhin können sie je nach Land unterschiedlich ausfallen. Die hier dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf die in Deutschland gültigen Dokumente. Die Garantiebedingungen sind in den jeweiligen Dokumenten mehr oder weniger klar geregelt. Häufig finden sich, zum Beispiel in Bezug auf die bei einer Reparatur

anfallenden Kosten, Eventualitäten wie „sind möglich“ oder „können anfallen“. Sie lassen beiden Vertragsparteien viel Raum für Interpretationen.

Glossar - Garantiebedingungen für Stromspeicher

Das folgende Glossar gibt einen Überblick über wichtige **Fachbegriffe**, die dabei helfen, die Garantiebedingungen unterschiedlicher PV-Speichersysteme zu vergleichen.

Gewährleistung

Wie bei anderen Produkten auch, steht Käufer:innen von PV-Speichersystemen für den privaten Gebrauch eine gesetzliche Gewährleistung zu. Diese umfasst die Mangelfreiheit des Produkts über einen Zeitraum von in der Regel 2 Jahren. Sollte es in diesem Zeitraum zu einem Fehlerfall kommen, muss der Verkäufer den Mangel auf eigene Kosten reparieren oder eine Ersatzlieferung erbringen. Ab dem 7. Monat müssen die Käufer:innen allerdings beweisen, dass das Produkt zum Erwerbszeitpunkt bereits fehlerhaft war – in der Praxis ist dies häufig schwierig.

Herstellergarantie

Diese Garantie ist eine zusätzliche, freiwillige Leistung vom Hersteller. Die Ausgestaltung und die Beschränkung der Garantie ist den Garantiegebern überlassen, sodass sich die Garantiebedingungen in der Praxis deutlich voneinander unterscheiden. Die Herstellergarantie gilt zusätzlich zur Gewährleistung und beschneidet nicht die Rechte, die sich daraus ergeben. Bei PV-Speichersystemen und deren Komponenten wird

in der Regel eine Produktgarantie und für die Batterie zusätzlich eine Kapazitäts- oder Leistungsgarantie gewährt. Letztere werden häufig mit Zeitwertgarantien ergänzt. Rechtlich betrachtet ist eine Garantie nichts anderes als ein Vertrag, auf dem die allgemeinen gesetzlichen Regelungen grundsätzlich anwendbar sind [22].

Produktgarantie

Die Produktgarantie sichert die Fehlerfreiheit und Funktionsfähigkeit der Systemkomponenten über einen bestimmten Zeitraum zu. Sie kann als eine Art Verlängerung von Gewährleistungsansprüchen verstanden werden [22]. Unter die Produktgarantie können verschiedene Komponenten der PV-Speichersysteme, wie zum Beispiel die Leistungselektronik oder die Batteriemodule, fallen.

Restkapazität

Die Restkapazität beschreibt einen bestimmten Prozentsatz der nutzbaren oder nominalen Batteriekapazität, der am Ende des Garantiezeitraums mindestens noch zur Verfügung stehen soll.

Energiedurchsatzmenge

Dieser Begriff beschreibt die vom Batteriespeicher abgegebene Gesamtenergie über ein bestimmtes Zeitintervall. Im Rahmen der Garantiebedingungen bezieht sich der Wert auf den Garantiezeitraum. Die Energiedurchsatzmenge kann pro Kilowattstunde Speicherkapazität angegeben sein oder sich auf die gesamte Speicherkapazität beziehen.

Voll- und Teilzyklen

Im Batteriebereich entspricht ein Zyklus der Kombination aus einer Ladung und Entladung. Ein Vollzyklus ist gegeben, wenn eine vollständig

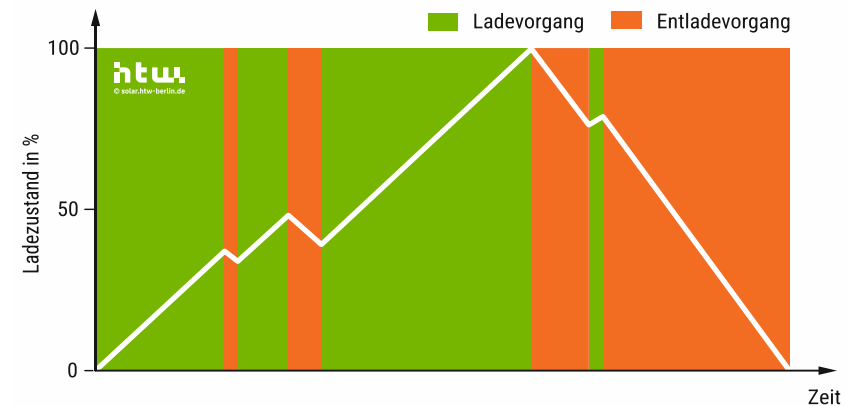


Bild 47 Verlauf des Ladezustands während dessen der Batteriespeicher einmal komplett be- und entladen sowie zeitweise kurzzeitig be- und entladen wird. Der Ladezustand steigt von 0 % auf 100 % und sinkt anschließend wieder auf 0 %.

entladene Zelle komplett aufgeladen und anschließend wieder komplett entladen wird. Bei unvollständiger Entladung und Aufladung handelt es sich um einen Teilzyklus. In der Praxis überlagern sich Voll- und Teilzyklen, wie Bild 47 veranschaulicht. Herstellergarantien beziehen sich im Allgemeinen auf Vollzyklen oder auf sogenannte äquivalente Vollzyklen. Bei Letzteren werden die Teilzyklen zu Vollzyklen aufaddiert [23].

Leistungsgarantie

Die Leistungsgarantie soll den Käufer:innen zusichern, dass der Batteriespeicher

- a) während des Garantiezeitraums die vom Hersteller definierte Restkapazität nicht unterschreitet,
- b) eine festgelegte minimale Energiedurchsatzmenge oder
- c) eine zugesicherte Zyklenzahl erreicht.

Oder anders formuliert: Wird die angegebene Energiedurchsatzmenge oder die Zyklenzahl vor dem Ende des Garantiezeitraums überschritten, ist ein Garantiefall aufgrund eines späteren Unterschreitens der Restkapazität ausgeschlossen. Für die Endnutzer:innen sind höhere garantierte Werte daher vorteilhaft.

Zeitwertgarantie

Produkt- oder Leistungsgarantien werden zum Teil um eine Zeitwertgarantie ergänzt. Der Hersteller kann - anstelle einer Reparatur oder einem Austausch des Produkts - wahlweise auch eine Erstattung des zum Garantieeintritts gültigen Zeitwerts leisten. Dieser kann je nach Hersteller unterschiedlich definiert sein. In einigen Garantiebedingungen ist er vorab festgelegt und ergibt sich, indem jedes Jahr ein fester Prozentsatz des ursprünglichen Kaufpreises abgezogen wird. Der Zeitwert berechnet sich häufig anhand einer über den Zeitraum von 10 Jahren linear angenommenen jährlichen Abschreibung [24], wie Tabelle 6 veranschaulicht. Der Wertverlust ist somit über die Jahre gleichmäßig verteilt. In anderen Fällen entscheidet der Hersteller nach eigenem Ermessen, welchen Marktwert das Produkt zum Garantiezeitpunkt hätte, wenn es nicht mangelhaft wäre.

Tabelle 6 Beispielhafter, linear abfallender Zeitwertersatzanspruch (der Ersatzwert bezieht sich auf das Ende des jeweiligen Betriebsjahres).

Zeit in Jahren	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ersatzwert in %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10

Wie läuft ein Garantiefall ab?

Tritt bei einem Wechselrichter oder beim Batteriespeicher während der Garantiezeit ein Fehler auf, stellt sich zunächst die Frage, ob die Herstellergarantie greift. Erster Ansprechpartner ist in der Regel das Installationsunternehmen. Geht der Fachbetrieb von einem Garantiefall aus, erstellt er beim Hersteller schriftlich eine Serviceanfrage und beantragt den Garantieanspruch. In den Garantiebedingungen ist das Vorgehen bei Geltendmachung von Rechten aus der Herstellergarantie häufig aufgeführt. Die **Anmeldung des Garantieanspruchs** ist zum Teil zeitlich befristet. Bei einem Hersteller muss die Mängelanzeige innerhalb von 5 Werktagen erfolgen. Bei 3 anderen muss der Fehlerfall schriftlich innerhalb von 2 Wochen, nachdem der Defekt erkannt wurde oder erkannt hätte werden müssen, mitgeteilt werden. Für Personen, die sich während des Fehlerfalls im Urlaub befinden, ist das mitunter schwierig umsetzbar. Andere Hersteller sind mit einer Meldung „30 Tagen nach Mangel oder Verschlechterung“ oder „innerhalb der Garantiezeit“ deutlich kulanter.

Der weitere Prozess kann sehr unterschiedlich ausfallen. Einige Hersteller nehmen eine Fehlerdiagnose vor Ort vor und führen Messungen durch. Andere stellen kurzfristig ein Austauschgerät zur Verfügung und prüfen das Gerät mit dem Mangel bei sich im Werk. Über die **Art der Fehlerbehebung** entscheiden alle Hersteller nach eigenem Ermessen. So können

- defekte Teile oder Produkte repariert oder mit neuen oder instandgesetzten Geräten ausgetauscht werden oder

- wenn das Produkt nicht mehr am Markt verfügbar ist, durch ein anderes, gleichwertiges Gerät ersetzt werden oder
- sofern das Gerät nicht reparier- oder ersetzbar ist, kann mitunter eine Gutschrift erfolgen. Hierbei kann es sich auf Basis des Zeiteratzswerts um einen Gutschein für ein Produkt des gleichen Herstellers oder eine Auszahlung handeln.

Nach der Fehlerbehebung gilt für das installierte Produkt der ursprünglich definierte Garantiezeitraum weiter. Der Umfang der Garantieleistungen im Garantiefall kann sehr unterschiedlich ausfallen, wie in der Frage 0 analysiert wird. Wie lange der Prozess der Fehlerbehebung ab Meldung dauert, ist in der Regel nicht beschrieben. So bleibt unklar, wie lange das PV-Speichersystem ausfällt.

Stellt sich vor Ort oder nach der Prüfung im Werk heraus, dass der **gemeldete Garantieanspruch ungültig** ist, können dem Endkunden oder der Endkundin die Kosten der Inspektion in Rechnung gestellt werden. Ein vom Herstellerservice empfohlener Austausch des Produkts impliziert daher nicht immer, dass es sich um einen Garantiefall handelt.

Was garantieren die Batteriehersteller?

Neben der Produktgarantie geben die Batteriehersteller in der Regel zusätzlich eine Leistungsgarantie. Im Mittelpunkt steht dabei die Kapazität des Heimspeichers, die über den Garantiezeitraum mindestens erhalten bleiben soll. In vielen Fällen sichern die Hersteller in Deutschland eine **Restkapazität** von 80 % nach 10 Jahren zu. Diese kann sich auf die nutzbare oder auch auf die nominale Speicherkapazität beziehen. Messungen von im Jahr 2015 installierten Batteriespeichern zeigen, dass Heimspeichersysteme im Durchschnitt 2 bis 3 Prozentpunkte der nutzbaren Speicherkapazität pro Jahr verlieren [25]. Durch die kontinuierliche Systemverbesserungen sind heute geringere Alterungsverlusten

Tabelle 7 Garantierte Rahmenbedingungen ausgewählter Systemanbieter (Fußnote 1) Energiedurchsatzmenge in MWh im Verhältnis zur Speicherkapazität).

Systemanbieter	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Produktgarantie in a	10	15	15	10	10	10	10	10	5
Leistungsgarantie in a	12	15	15	10	10	10	10	10	10
Energie in MWh/kWh ¹⁾	-	4,1	4,2	3,0	8,5	2,9	-	-	2,6
max. Vollzyklenzahl	6000	-	-	-	10 000	-	-	-	-
Restkapazität in %	70	60	60	85	80	80	80	-	70

zu erwarten. Mehrere Hersteller beschränken diese Garantie, indem der Batteriespeicher nur eine definierte **Energiemenge** innerhalb des Garantiezeitraums umsetzen darf. Hier finden sich in den Garantiebedingungen zum Teil unterschiedlich große Energiedurchsatzmengen. Der Hersteller eines 10-kWh-Speichers beschränkt die Energieabgabe auf 26 MWh über 10 Jahre. Wird dieses Speichersystem mit mehr als durchschnittlich 2600 kWh pro Jahr entladen, endet die Leistungsgarantie bereits bei Erreichen des Grenzwerts von 26 MWh. Einige Hersteller garantieren zum Teil deutlich höhere Energiedurchsatzmengen, wie Tabelle 7 zeigt.

Ähnlich verhält es sich mit den beschränkten **Zyklenzahlen**, zu denen allerdings nur selten eine Angabe in den Garantiebedingungen zu finden ist. Die Bandbreite der garantierten Zyklenzahlen liegt zwischen 3500 und 10 000 Zyklen über den Garantiezeitraum. In der Regel beziehen sich die Werte auf die sogenannten äquivalenten Vollzyklen. Mitunter wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass die Angabe Teilzyklen beinhaltet. Je nach Systemdesign und Verhältnis aus PV-Anlagengröße zum Stromverbrauch, sind Heimspeichersystemen im Betrieb 150 bis 300 äquivalente Vollzyklen pro Jahr ausgesetzt [25].

Wird innerhalb der Garantiezeit die Restkapazität unterschritten, heißt

das somit nicht automatisch, dass ein Garantiefall eingetreten ist. Die umgesetzte Energiemenge und/oder die Zyklenzahl müssen unter Umständen ebenfalls berücksichtigt werden. Aus Perspektive der Endkund:innen sind höhere garantierte Werte vorteilhaft.

Einige Batteriehersteller ermöglichen eine nachträgliche **Erweiterung der Speicherkapazität**, beispielsweise mit einem zusätzlichen Batteriemodul. Während einige Hersteller hier keinen bestimmten Zeitraum für die Nachrüstung angeben, werden Garantieansprüche bei anderen ausgeschlossen, wenn die Batteriemodule später als 12 Monate nach der Erstinbetriebnahme nachgerüstet werden. In den meisten Fällen gilt für das nachgerüstete Batteriemodul der Garantiezeitraum des ursprünglich in Betrieb genommenen Speichersystems.

Welche besonderen Voraussetzungen sind in den Garantiebedingungen aufgeführt?

Damit bei einem Defekt oder bei einer vorzeitigen Unterschreitung der Restkapazität die Herstellergarantie überhaupt greift oder Kosten übernommen werden, müssen zum Teil bestimmte **Garantiebedingungen** erfüllt sein. Dabei handelt es sich in diesem Fall nicht um Garantieausschlussbedingungen. Im Folgenden werden stichpunktartig einige Voraussetzungen unterschiedlicher Hersteller aufgeführt, die die Grundlage für die Herstellergarantie darstellen:

- Das System muss innerhalb von einem Monat nach dem Rechenstichtag installiert sein.
- Spätestens 4 Wochen nach der Erstinbetriebnahme muss dem Hersteller ein vollständiges und unterzeichnetes Inbetriebnahmeprotokoll zugestellt werden.

- Das System muss, je nach Hersteller, innerhalb von 30 Tagen bis 12 Monaten beim jeweiligen Systemanbieter registriert werden. Häufig ist diese Registrierung auch eine Grundvoraussetzung für einen verlängerten Garantiezeitraum. Anderenfalls ist der Zeitraum auf beispielsweise 2 Jahre oder 5 Jahre beschränkt.
- Der Betrieb des Geräts darf nicht länger als 6 Monate unterbrochen werden.
- Ein Austauschgerät ist im Garantiefall nur kostenfrei, wenn das Defektgerät innerhalb von 5 Werktagen nach Empfang des Austauschgeräts an den Hersteller verschickt wurde.
- Das System darf im Außenbereich installiert, aber nicht der direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt sein.

In vielen Fällen ist eine regelmäßige **Internetverbindung** ebenfalls Grundvoraussetzung für einen Garantieanspruch. Dies hat 2 Hintergründe: Zum einen kann der Hersteller das System und dessen Funktionsfähigkeit überwachen. Zum anderen können relevante und kritische Systemupdates umgehend eingespielt werden. Besteht keine dauerhafte Internetverbindung, müssen die Nutzer:innen in definierten Intervallen eine bestimmte Verbindungszeit ermöglichen oder Updates von Servicepartnern durchführen lassen. Letzteres kann kostenpflichtig sein. Bei einzelnen Herstellern ist eine beschränkte Ausfallzeit der Internetverbindung eine Garantiebedingung. So darf sie beispielsweise bei einem Hersteller maximal 3 Monate unterbrochen sein.

Zum Teil geht aus den Garantiebedingungen nicht hervor, ob die Garantie auf eine andere Person übertragen werden kann. Mitunter ist für die Übertragung und dem Ortswechsel des Systems auch die Zustimmung des Herstellers erforderlich.

Welche Garantiausschlusskriterien gibt es?

Je nach Hersteller sind unterschiedlich viele Kriterien aufgeführt, die Garantieansprüche ausschließen. Im Folgenden werden einige Beispiele zur Veranschaulichung aufgelistet.

Zahlreiche **Einschränkungen** haben die meisten Hersteller gemein und sind ähnlich formuliert, darunter zum Beispiel:

- Die Installation und Inbetriebnahme muss entsprechend der Installations- und Bedienungsanleitung fach- und normgerecht durchgeführt werden.
- Das System darf nur im Rahmen der zulässigen Temperaturfenster betrieben werden.
- Mängel, die durch höhere Gewalt, ungewöhnliche Betriebsbedingungen oder elektrischer Belastungen verursacht werden, sind nicht durch die Garantie gedeckt.
- Sicherheitsrelevante Systemupdates müssen installiert werden. Der Zeitraum für die Umsetzung ist jedoch nicht immer klar geregelt. Ein Ausschluss von oder eine Aussetzung der Garantie bis zum Update ist möglich.
- Unterlassene oder unsachgemäße Wartung.

Nach Lesart der Garantiebedingungen führen damit unterlassene Systemupdates und Wartungen zu einem generellen Garantiausschluss, auch wenn sie in keinem Zusammenhang zu einem Schaden stehen. Weitere **Kriterien**, die sich in einzelnen oder mehreren Garantiebedingungen der Hersteller finden und die **Garantieansprüche ausschließen** können:

- Ladungen des Batteriespeichers aus dem Stromnetz zur Erbringung von Netzdienstleistung.

- Lagerung der Batterie mit einem Ladezustand von weniger als 40 % über einen Zeitraum von 3 Monaten.
- Unterlassene Ladung des Batteriespeichers innerhalb von 2 Wochen, wenn der Ladezustand 0 % beträgt.
- Ungleiche Beladung der Batteriezellen oder Tiefenentladung aufgrund von Fahrlässigkeit.
- Nutzung erneuerbarer Erzeuger, die nicht im Inbetriebnahmeprotokoll verzeichnet sind.
- Unzureichende Belüftung des Systems.
- Überschreitung der maximal zulässigen Betriebsstunden im Ersatzstrombetrieb.
- Fehlerhafte Auslegung oder Konfiguration der Solaranlage.

In manchen Fällen werden den Endkund:innen **Nachweispflichten** auferlegt. Mitunter muss laut den Garantiebedingungen nachgewiesen werden, dass die aufgeführten Ausschlusskriterien nicht im Zusammenhang mit dem Schadensfall stehen. Für alle Ausschlussgründe kann das schwierig sein. In einem anderen Fall muss die garantierechtigte Person ein Messprotokoll vorlegen, das den Mangel nachweist.

Welche Garantieleistungen werden übernommen?

Diese Frage ist spätestens im Schadensfall für die garantierechtigte Person von zentraler Bedeutung. Es können **Kosten** für die Ursachenermittlung, den Ein- und Ausbau, Versand, Entsorgung der Altgeräte oder auch die An- und Abreise des Fachunternehmens entstehen. Der Umfang der Kostenübernahme durch den Hersteller variiert je nach Unternehmen und Zeitpunkt des Schadensfalls. In einigen Garantiebedingungen ist der Punkt auch nicht eindeutig geklärt.

Vorweg: In allen Garantiebedingungen ist aufgeführt, dass **Ertragsausfälle** nicht über die Garantie gedeckt werden. Umso entscheidender ist es, dass sich der Garantiegeber schnell um ein Ersatzprodukt kümmert. Wie lange der Prozess der Fehlerbehebung ab dem Meldezeitpunkt dauert, ist jedoch in der Regel nicht beschrieben. In einzelnen Garantiebedingungen ist lediglich aufgeführt, wie schnell das Unternehmen nach Bestätigung des Garantiefalls ein Ersatzgerät verschickt.

Wie bereits erläutert, liegt es im Ermessen des Herstellers, ob das Gerät repariert, durch ein neues oder gleichwertiges Produkt ersetzt wird oder eine Gutschrift in Höhe des Marktwerts erfolgt. Für defekte Komponenten kommen die Hersteller während des gesamten Garantiezeitraums auf. Die Altgeräte gehen in der Regel in den Besitz des Unternehmens über und die Inspektionsgebühr wird im Garantiefall vom Hersteller gedeckt. Bei der **Übernahme der weiteren „Nebenkosten“** gibt es jedoch entscheidende Unterschiede zwischen den Herstellern:

- Einzelne Hersteller übernehmen nach Lesart der Garantiebedingungen die Nebenkosten während des gesamten Garantiezeitraums vollständig.
- In 2 Garantiebedingungen ist aufgeführt, dass die Hersteller für die Reparatur- und Transportkosten innerhalb der ersten Hälfte der Garantiezeit aufkommen. Anfahrts- und Reisekosten werden nur vom nächstgelegenen Installationsbetrieb übernommen oder müssen selbst bezahlt werden. In der zweiten Hälfte werden dem Garantienehmer lediglich das Ersatzgerät oder die Ersatzteile kostenlos zur Verfügung gestellt.
- Mehrere Unternehmen schließen eine Übernahme der Kosten für die Arbeitszeit vor Ort sowie die An- und Abreise aus. Im Garantiefall sind die zu diesem Zeitpunkt geltenden Vergütungssätze von der

Kund:in zu tragen. Laut den Angaben eines Herstellers liegen sie derzeit bei 150 € pro Stunde.

- Ein Unternehmen gibt an, dass für den Austauschprozess eine Aufwandsgebühr von 120 € anfallen kann.
- Mitunter ist die Kostenübernahme im Fehlerfall an ein Garantie-Level gekoppelt. Die Kosten können je nach Leistungsklasse variieren, sind einmalig zu zahlen und starten bei 250 €. Sollten damit nicht alle Kosten für den Austausch gedeckt sein, können unter Umständen die Mehrkosten vom Installationsunternehmen in Rechnung gestellt werden.

Aufgrund von technologischen Weiterentwicklungen kann es vorkommen, dass ein bereitgestelltes Ersatzteil oder Ersatzgerät nicht mit den vor Ort installierten Komponenten kompatibel ist. Die Kosten, die durch diesen Fall entstehen, sind in der Regel von der Garantie ausgeschlossen, auch wenn die Kund:in diese nicht zu verantworten hat.

Sollte sich bei der Inspektion des defekten Speichersystems herausstellen, dass der **Schaden nicht Garantiegegenstand** ist, werden die entstandenen Kosten in der Regel in Rechnung gestellt. Einzelne Unternehmen bieten eine Reparaturpauschale zum Vorzugspreis an.

Diese Punkte sollten Sie beim Vergleich der Garantiebedingungen beachten?

Ein Blick in die Garantiebedingungen vor dem Systemkauf kann Überraschungen im Schadensfall vermeiden. Gleichzeitig können damit individuelle Bedürfnisse berücksichtigt werden. Folgende Punkte können bei der **Interpretation der Garantiebedingungen** helfen.

Garantiebeginn

Die Garantie beginnt nicht immer mit dem Kauf oder der Installation des Systems. Unter Umständen liegt der Startzeitpunkt mit der Auslieferung durch den Hersteller bereits in der Vergangenheit.

Garantielaufzeit

Der Garantiezeitraum kann je nach Hersteller variieren. Für einen verlängerten Garantiezeitraum ist häufig eine Registrierung notwendig. In der Regel ist die Anmeldung zudem zeitlich begrenzt.

Garantieumfang

Die zentrale Frage ist hier: „Welche Kosten werden im Schadensfall übernommen?“. Einige Hersteller liefern im Garantiefall lediglich ein Ersatzgerät oder Ersatzteile. Kosten für den Ein- und Ausbau oder die Anreise müssen mitunter eingeständig übernommen werden.

Garantieausschlüsse

Alle Hersteller listen Kriterien auf, die Garantieansprüche ausschließen. Neben bestimmten Installations- und Betriebsvoraussetzungen ist möglicherweise eine dauerhafte Internetverbindung notwendig. Auferlegte Nachweispflichten können unter Umständen schwierig zu erfüllen sein.

Garantiefall melden

Die Meldezeit eines Schadens ist mit einigen Werktagen zum Teil sehr gering. Spätestens im Schadensfall sollte die Frist umgehend identifiziert werden. Vorteilhaft ist es, wenn der Ablauf des Garantiefalls in den Garantiebedingungen beschrieben ist.

Garantieübertragbarkeit

Eine Übertragbarkeit der Garantie und ein Ortswechsel des PV-Speichersystems ist nicht immer gegeben. Hier sollte auf die individuellen Bedürfnisse geachtet werden.

5 Analyse des Marktes für PV-Speichersysteme

Bild 48 zeigt die Entwicklung des Zubaus von PV-Anlagen und Batteriespeichersystemen in Deutschland mit einer DC-Nennleistung bis 30 kW und einer nutzbaren Speicherkapazität bis 30 kWh seit dem Jahr 2020. Der jährliche Zubau im **Heimsegment** stieg zwischen 2020 und 2023 stark an und erreichte mit 8,2 GW/a und 5,5 GWh/a in 2023 den bisherigen Höchstwert. In den beiden Folgejahren gingen die Neuinstallationen im PV-Dachanlagensegment deutlich zurück. Im Vergleich zu 2023 sank die kumulierte PV-Leistung im Jahr 2025 um etwa 34 % und der absolute Zubau der Speicherkapazität um knapp 20 %. Im Jahr 2025 wurden PV-Anlagen mit einer Leistung von 5,4 GW im Eigenheimbereich

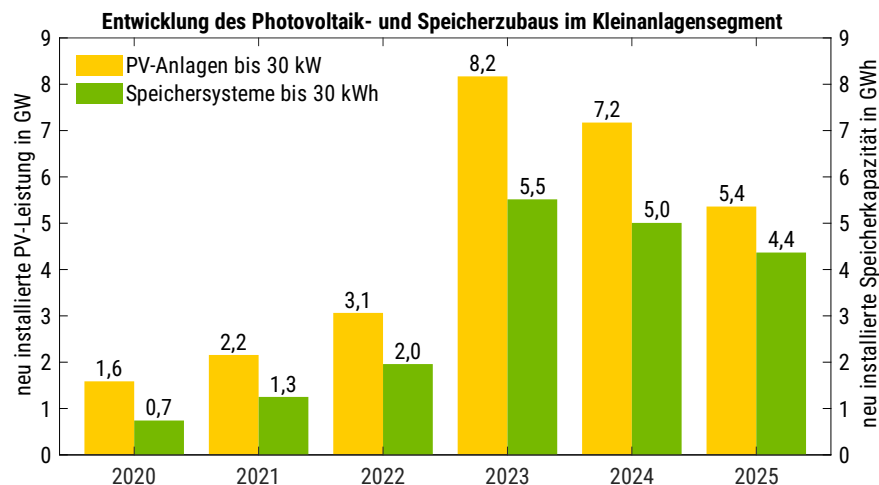


Bild 48 Neu installierte Leistung der PV-Anlagen (bis 30 kW) und nutzbare Batteriespeicherkapazität der Speichersysteme (bis 30 kWh) in Deutschland von 2020 bis 2025 (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 01.02.2026).

errichtet. Der Rückgang der Zubauzahlen im Kleinanlagensegment ist unter anderem auf folgende Faktoren zurückzuführen:

- Der Markt war nicht dazu in der Lage, die starke Nachfrage der Jahre 2022 und 2023 aufgrund der Energiekrise direkt zu decken, weshalb es zu Nachholeffekten kam und ein Anteil der geplanten Installationen oftmals erst in den nachfolgenden Jahren durchgeführt wurden [26].
- Weiterhin sanken die Strompreise für Privathaushalte von durchschnittlich 47 ct/kWh im Jahr 2023 auf 39 ct/kWh in 2026 [27]. Dadurch verringerte sich die Investitionsbereitschaft von Privathaushalten.
- Zusätzlich stellten deutsche Behörden im Jahr 2024 für Einfamilienhäuser 20 % weniger Baugenehmigungen als im Vorjahr aus [28]. Da in Neubauten in mehreren Bundesländern eine PV-Pflicht gilt, hat dies den Zubau ebenfalls negativ beeinflusst.
- Schlussendlich verlor das Thema Klimaschutz in der deutschen Bevölkerung innerhalb der letzten Jahre wesentlich an Bedeutung. So stellen aktuell wirtschaftliche und sicherheitspolitische Themen die oberste Priorität für einen Großteil der Bevölkerung dar [29].

Um die **Klimaschutzziele einzuhalten**, zu denen sich Deutschland verpflichtet hat, ist ein mittlerer jährlicher Zubau von 38 GW/a notwendig [30]. Eine einigermaßen ausgewogene Verteilung des Zubaus auf die Segmente der Privat-, Gewerbe- und Großanlagen würde bedeuten, dass der Zubaukorridor aktuell deutlich verfehlt wird.

Die Anteile der einzelnen Marktsegmente an der neu installierten PV-Leistung (links) und Speicherkapazität (rechts) im Kleinanlagensegment sind in Bild 49 für das Jahr 2025 dargestellt.

Den größten Anteil am Markt für PV-Anlagen im Eigenheimbereich hatten PV-Anlagen mit einer Nennleistung zwischen 8 kW und 12 kW: Im Jahr 2025 wurden etwa 1,7 GW in diesem Leistungsbereich errichtet, was knapp ein Drittel der Gesamtleistung ausmacht. Zusammen mit dem zweitgrößten Segment der Anlagen zwischen 4 kW und 8 kW machen diese mittelgroßen Systeme mehr als die Hälfte der gesamten neu installierten Leistung der Anlagen bis 30 kW aus.

Große PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 20 kW und 30 kW tragen mit lediglich 0,3 GW nur etwa 6 % zu den Neuinstallationen bei. Der restliche Zubau ist mit jeweils 0,7 GW oder knapp 13 % annähernd gleichmäßig auf die übrigen drei Segmente verteilt. Erwähnenswert ist hierbei die Relevanz von **Stecker-Solar-Geräten**, welche zwar oftmals nur eine geringe Leistung von unter 2 kW haben, allerdings sehr hohe Zubauzahlen in den letzten Jahren erreichten.

Innerhalb des Speichermarkts ist ebenfalls das mittlere Segment mit nutzbaren Speicherkapazitäten zwischen 8 kWh bis 12 kWh mit einem Zubau von 1,7 GWh (39 %) prägend. Zusammen mit den 4-kWh- bis 8-kWh-Speichersystemen machen sie mehr als 70 % der installierten Kapazität aus. Relativ große Batteriespeicher mit nutzbaren Speicherkapazitäten zwischen 20 kWh und 30 kWh sind lediglich für 2 % des Gesamtzubaus verantwortlich. Kleinstspeichersysteme, darunter auch sogenannte **Stecker-Speicher**, mit nutzbaren Speicherkapazitäten bis zu 4 kWh trugen mit 0,4 GWh zum Zubau bei. Die unterschiedlichen Anteile der Segmente am Gesamtzubau sind unter anderem durch folgende Aspekte bedingt:

- Die Leistung eines PV-Generators ist traditionell durch die **Größe der Dachfläche** beschränkt, welche eine ausreichend günstige Ausrichtung bezüglich der solaren Einstrahlung aufweisen sollte [31].
- In der Praxis werden Speichersysteme weiterhin häufig überdimensioniert, in dem Batteriespeicher pauschal und unabhängig von der Höhe des Stromverbrauchs mit 1 kWh Speicherkapazität je 1 kW PV-Leistung ausgelegt werden. Durch die in den vergangenen Jahren stark fallenden Speicherpreise werden gleichzeitig größere nutzbare Speicherkapazitäten installiert.
- Aufgrund der einfachen Installation von Stecker-Solar-Geräten werden immer häufiger sehr kleine PV-Anlagen unter 2 kW errichtet, mit denen sich jedoch nur ein vergleichsweise geringer Anteil des jährlichen Stromverbrauchs durch Solarstrom decken lässt.

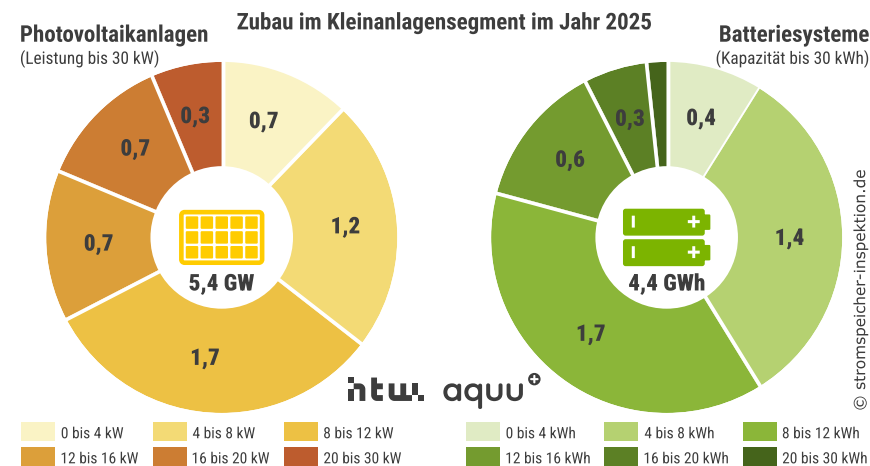


Bild 49 Aufteilung der kumulierten PV-Leistung (links) und nutzbaren Speicherkapazität (rechts) der im Jahr 2025 neu installierten PV-Anlagen und Batteriespeicher auf die verschiedenen Marktsegmente bis 30 kW und 30 kWh (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 01.02.2026).

5.1 Entwicklung des Marktes für private PV-Anlagen

Die Entwicklung der Marktsegmente für PV-Anlagen stellt Bild 50 dar. Zwischen 2023 und 2024 ist die Anzahl der jährlich neu installierten PV-Anlagen im Leistungsbereich von 4 kW bis 20 kW stark gesunken. Dieser Marktrückgang hat sich im Jahr 2025 fortgesetzt. Lediglich im Kleinstanlagensegment bis 4 kW stieg die Anzahl der im Marktstammdatenregister angemeldeten PV-Anlagen von 321 000 Geräten im Jahr 2023 auf 459 000 Geräte im Jahr 2025. Der steigende Anteil der Stecker-Solar-Geräte an den Gesamtzubauzahlen ist ebenfalls an der mittleren Leistung und Modulanzahl pro PV-Anlage erkennbar:

- Die durchschnittliche DC-Nennleistung der im Jahr 2023 im Leistungsbereich 0 kW bis 20 kW neu installierten Anlagen lag bei knapp 7 kW. 2025 waren es nur noch 5,4 kW.

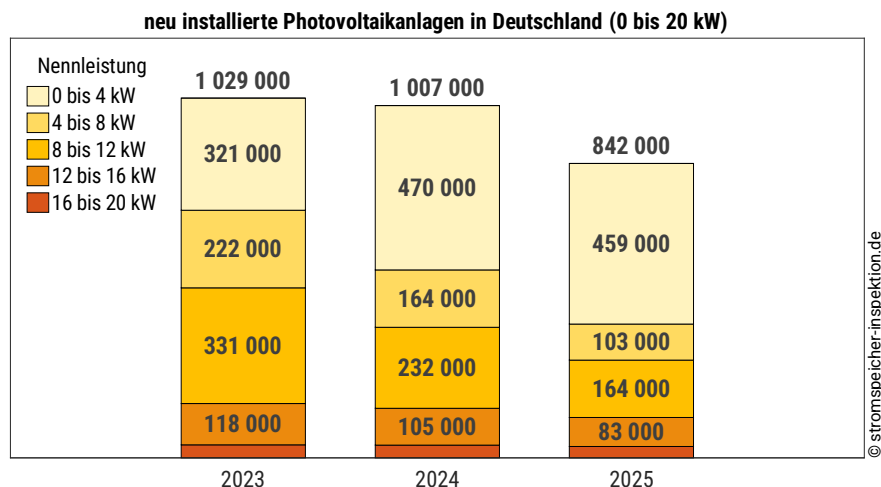


Bild 50 Entwicklung der Zubauzahlen der in den vergangenen 3 Jahren neu installierten PV-Anlagen (bis 20 kW) in Deutschland sowie der Marktanteile der einzelnen Leistungssegmente (Daten: Marktstammdatenregister, Stand:

- Auch die mittlere Anzahl der verbauten Module pro Anlage sank im Zeitraum von 2018 bis 2024 um knapp 75 % laut des DENA-Gebäudereports [32]. Diese Entwicklung wird jedoch auch durch eine gestiegene durchschnittliche Leistung pro Modul beeinflusst, da somit weniger Module notwendig sind, um die gleiche Gesamtleistung zu erreichen.

Bild 51 zeigt die **Häufigkeitsverteilung der Nennleistung** der neu installierten PV-Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern im Bereich von 4 kW bis 20 kW für die Jahre 2023 bis 2025. Erfreulich ist, dass der Anteil der Anlagen mit Leistungen zwischen 10 kW und 20 kW gestiegen ist. Ein Grund: Die Novellierung des EEG 2021 und der darin verschobenen Bagatellgrenze von 10 kW auf 30 kW [31], [33], [2].

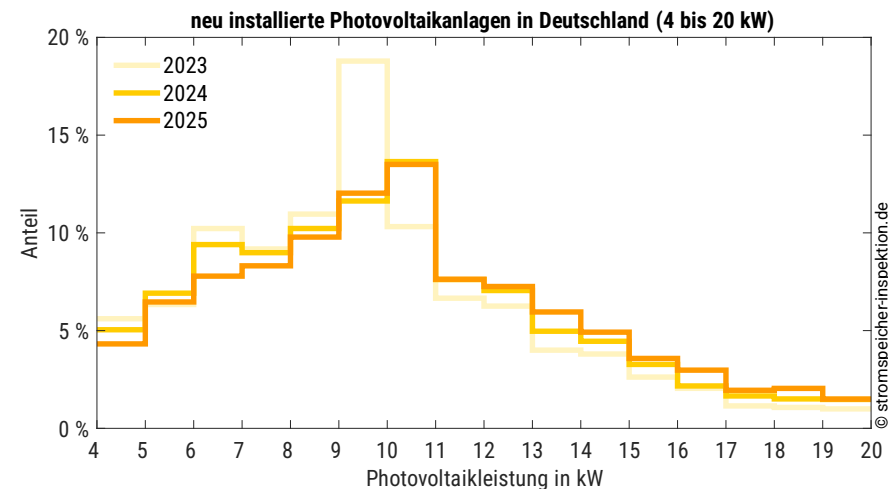


Bild 51 Häufigkeitsverteilung der DC-Nennleistung der installierten PV-Anlagen im Marktsegment zwischen 4 kW und 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 1 kW, Stand: 01.02.2026).

Während bei den leistungsstärkeren Anlagen die Systeme mit einer Leistung zwischen 13 kW und 14 kW die größte Steigerung des Marktanteils auf insgesamt knapp 6 % verzeichnen, verlieren Anlagen mit 6 kW bis 7 kW im Vergleich zum Vorjahr am stärksten Marktanteile. Einer der Hauptgründe für diese Dynamik ist das sogenannte **Solarspitzengesetz**, in welchem unter anderem geregelt ist, dass bei dem Bau einer PV-Anlage mit einer Leistung von 7 kW oder mehr die Installation eines intelligenten Stromzählers und einer Steuerbox verpflichtend ist [29]. Weiterhin entfällt die Einspeisevergütung für Neuanlagen in Zeiten negativer Börsenstrompreise [34], [35].

Deutliche Unterschiede sind in der räumlichen Verteilung der bisher auf Eigenheimen installierten PV-Anlagen in Bild 52 zu erkennen:

- Während in Bayern und Baden-Württemberg im Schnitt bereits rund 20 % aller Ein- und Zweifamilienhäuser eigenen Solarstrom erzeugen, liegen die Stadtstaaten und neuen Bundesländer deutlich dahinter [32]. In Letzteren ist sowohl die Zustimmung zur Energiewende als auch die eigene **Handlungsbereitschaft** am niedrigsten [36].
- Ein grundlegender Faktor für das Nord-Süd-Gefälle sind bis zu 20 % höhere **Einstrahlungswerte** im Süden, wodurch die Investition in eine PV-Anlage attraktiver wird [31], [37].
- Aktuell zeigt der Landkreis Rottal-Inn in Niederbayern mit mehr als 34 % die höchste Durchdringung von privaten PV-Aufdachanlagen. Im Vergleich dazu erzeugt im bundesweiten Durchschnitt bereits fast jedes **sechste Eigenheim** selbst Solarstrom.

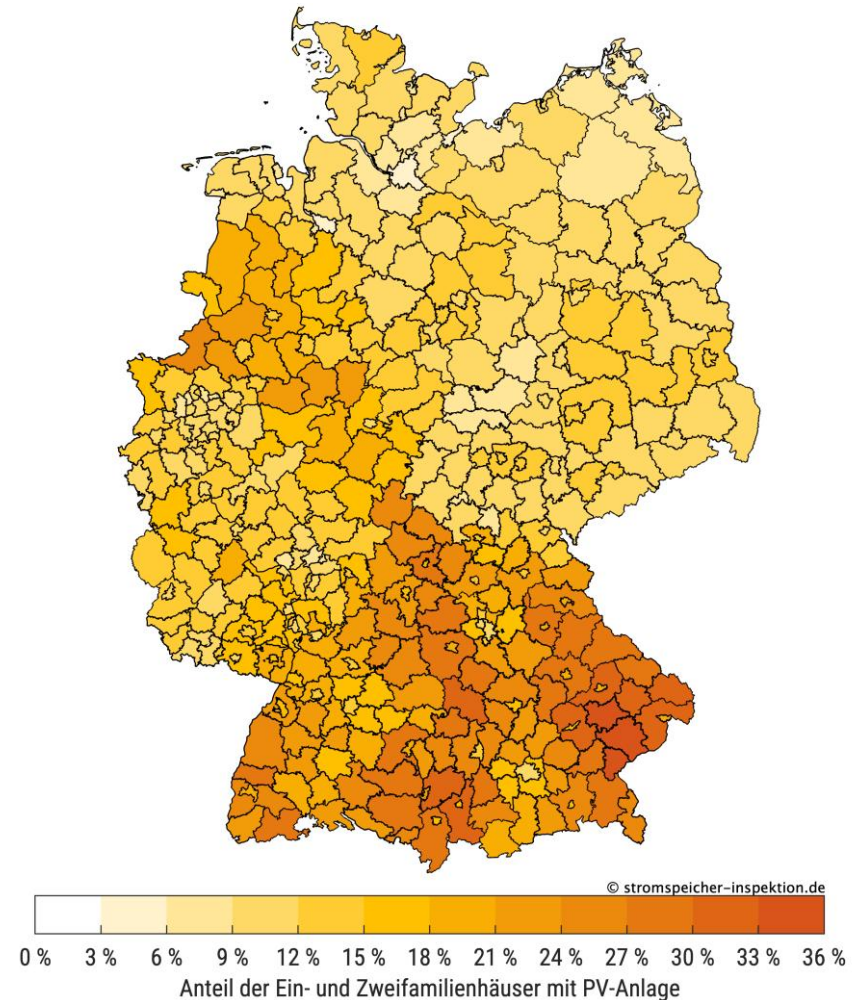


Bild 52 Prozentuale Durchdringung von PV-Anlagen im Eigenheimbereich mit einer Nennleistung zwischen 4 kW und 20 kW in den Landkreisen und kreisfreien Städten Deutschlands (Daten: Marktstammdatenregister und DESTATIS, Stand: 01.02.2026).

5.2 Entwicklung des Marktes für Heimspeichersysteme

Analog zu den PV-Anlagen änderte sich auch die **Struktur der Batteriespeichermarktes** in Deutschland in den vergangenen 3 Jahren, wie Bild 53 zeigt. Abgesehen von Batteriespeichern bis 4 kWh sanken die Zubauzahlen in allen Segmenten zwischen 2023 und 2024. Die Installationszahlen gingen insgesamt um 10 % zurück. Die in Kapitel 5.1 erläuterten Effekte beeinflussen auch die Batteriespeicherbranche. Von 2024 auf 2025 verdoppelte sich die Anzahl der im Marktstammdatenregister gemeldeten Batteriespeicher bis 4 kWh. Verantwortlich ist hierfür unter anderem der drastische Preisverfall von Stecker-Speichern zwischen 2013 und 2024 [36]. In Kombination mit geringen Installationskosten liegt darin der Haupttreiber für das wachsende Marktsegment der kleinen Batteriespeicher bis 4 kWh.

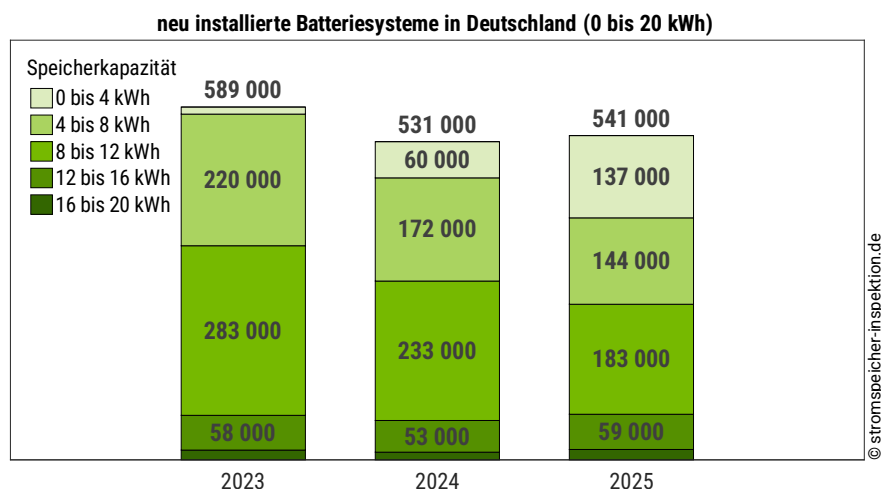


Bild 53 Entwicklung der Zubauzahlen der in den vergangenen 3 Jahren neu installierten Batteriesysteme (bis 20 kWh) in Deutschland sowie der Marktanteile der einzelnen Segmente (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 01.02.2026).

Die **Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazitäten** der zwischen 2023 und 2025 neu installierten Batteriespeichersysteme mit Kapazitäten zwischen 4 kWh und 20 kWh ist in Bild 54 dargestellt. Während Systeme mit 5 bis 6 kWh und 10 bis 11 kWh über die letzten zwei Jahre zusammen fast 10 % an Marktanteilen verloren, gewannen vor allem Speicher mit 6 bis 7 kWh und 14 bis 15 kWh an Relevanz. Dennoch bleibt das Segment von 8 bis 12 kWh mit einem Marktanteil von 45 % und 183 000 verkauften Systemen im Eigenheimbereich vorn. Die Aussage trifft sowohl auf die absoluten Absatzzahlen als auch auf die kumulierte Speicherkapazität zu, wie Bild 49 zu entnehmen ist. Im Eigenheimbereich setzt sich der Trend hin zu den DC-gekoppelten PV-Speichersystemen weiter fort: Mittlerweile sind mehr als 90 % der

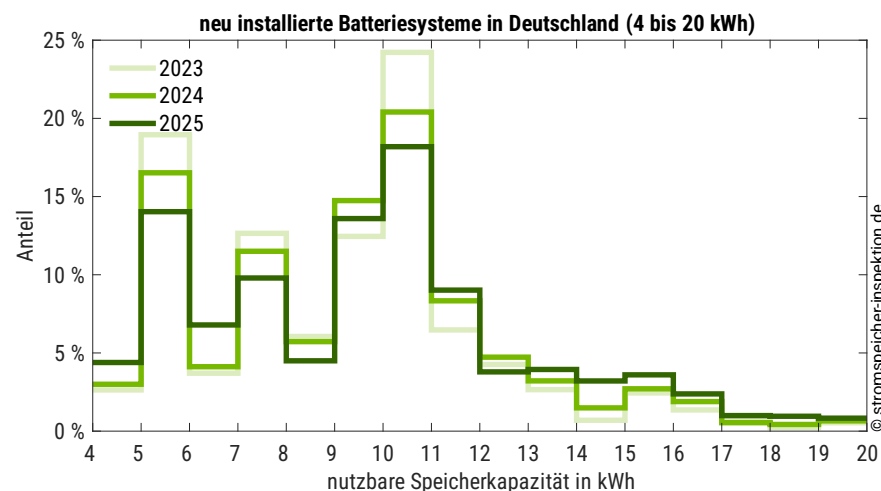


Bild 54 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der installierten Batteriesysteme im Marktsegment zwischen 4 kWh und 20 kWh (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 1 kWh, Stand: 01.02.2026).

neu installierten Speicher mit einem **Hybridwechselrichter** ausgestattet. Die geografische Verteilung der in deutschen Eigenheimen installierten Batteriespeicher zeigt viele Gemeinsamkeiten, allerdings auch einige Unterschiede, zu der Verteilung der PV-Anlagen, wie Bild 55 zeigt:

- Die Installation von Batteriespeichersystemen in Eigenheimen ist auch in Bayern und Baden-Württemberg mit etwa 10 % am weitesten fortgeschritten. Anteilig sind im Landkreis Schweinfurt in Unterfranken mit fast 15 % die meisten Eigenheime mit einem klassischen Speichersystem ausgestattet. Bundesweit gemittelt liegt der Anteil nur bei knapp 8 %.
- Allgemein ist die Zustimmung zur Energiewende in der Bevölkerung sehr hoch, unabhängig vom **Nettoeinkommen der Haushalte**. Die eigene Handlungsbereitschaft ist jedoch stark an das verfügbare Einkommen gekoppelt [36], [38]. In den beiden südlichen Bundesländern ist das verfügbare Einkommen pro Person bundesweit am höchsten. Dies erleichtert die Investitionsbereitschaft und kann ebenfalls einen möglichen Grund für die höhere Durchdringung der beiden Energiewendetechnologien im Süden darstellen [39].
- Laut KfW-Energiewendebarmeter 2024 können sich etwa 4 von 10 Haushalten die Anschaffung von Energiewendetechnologien grundlegend vorstellen, jedoch nicht finanziell bewältigen [40].
- Ein möglicher weiterer Grund für die stärkere Verbreitung von PV-Anlagen und Speichersystemen in Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sind höhere **Eigentumsquoten** im ländlichen Raum [41]. Auch hier liegen die beiden südlichen Bundesländer im bundesweiten Vergleich mit Quoten von oftmals mehr als 60 % sehr weit oben. Haushalte die zur Miete wohnen, nutzen seltener PV-Anlagen, Speicher, Wärmepumpen oder Elektroautos [38].

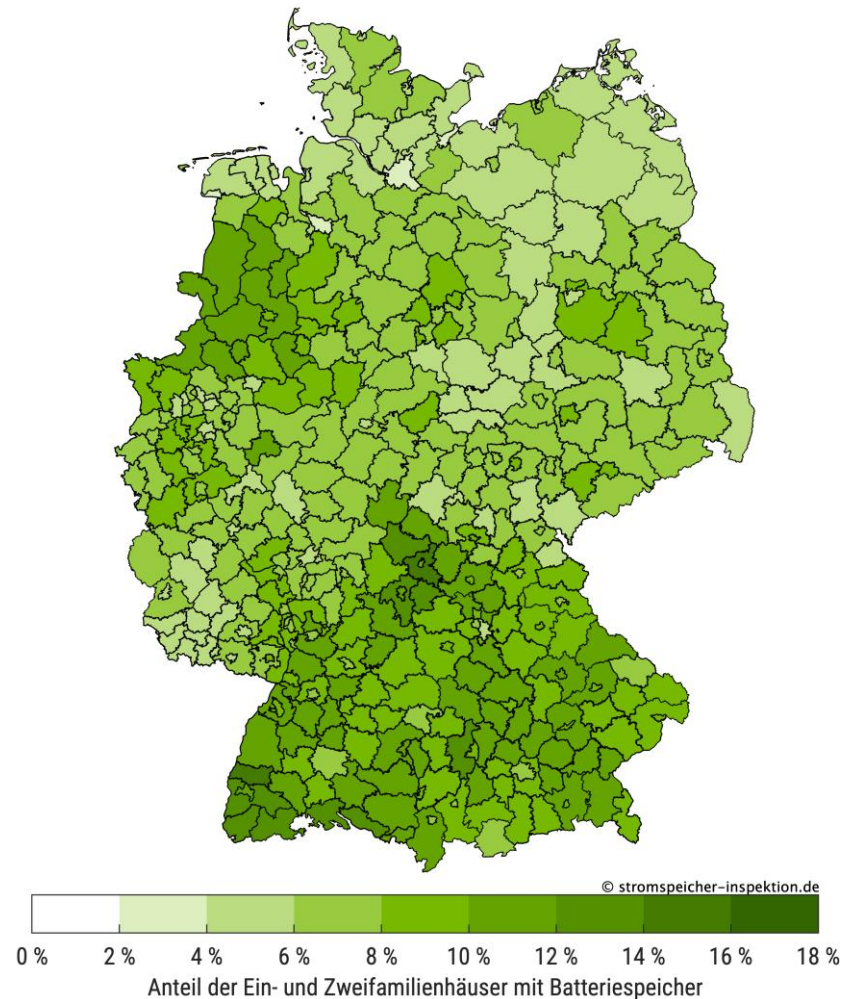


Bild 55 Prozentuale Durchdringung von Batteriespeichersystemen im Eigenheimbereich mit einer Speicherkapazität zwischen 4 kWh und 20 kWh in den Landkreisen und kreisfreien Städten Deutschlands (Daten: Marktstammdatenregister und DESTATIS, Stand: 01.02.2026).

Literaturverzeichnis

- [1] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V., BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0“, Berlin, Apr. 2019
- [2] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, J. von Rautenkranz: „Stromspeicher-Inspektion 2025“, Berlin, 2025
- [3] N. Orth u. a.: „Efficiency characterization of 26 residential photovoltaic battery storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 65, S. 107299, Aug. 2023
- [4] M. Weiss: „Impedanzgestützte Lebensdaueranalyse von Lithium-Ionen Batterien“, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2020
- [5] F. Büchle u. a.: „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2018*, 2018
- [6] N. Munzke u. a.: „Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher“, Abschlussbericht, Dez. 2019
- [7] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, J. Barry: „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2017
- [8] D. U. Sauer: „Untersuchungen zum Einsatz und Entwicklung von Simulationsmodellen für die Auslegung von Photovoltaik-Systemen“, Diplomarbeit, Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1994
- [9] H. Schmidt, D.-U. Sauer: „Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung“, *Sonnenenergie*, Bd. 4, S. 43–47, 1996
- [10] M. Schlemminger, T. Ohrdes, E. Schneider, M. Knoop: „Dataset on electrical single-family house and heat pump load profiles in Germany“, *Sci Data*, Bd. 9, Nr. 1, S. 56, Feb. 2022
- [11] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, C. Schlüter, J. von Rautenkranz: „Stromspeicher-Inspektion 2024“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2024
- [12] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, C. Schlüter, J. Meyne: „Stromspeicher-Inspektion 2023“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2023
- [13] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2017
- [14] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2020“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2020
- [15] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, S. Maier: „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.2)“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/permod/>
- [16] Fraunhofer ISE: „Energy-Charts“, 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE>
- [17] B. Weigl: „Dynamische Stromtarife im Vergleich: Finde einen günstigen Anbieter“, *Finanztip*, 27-Jan-2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.finanztip.de/stromtarife/dynamische-stromtarife-vergleich/>
- [18] FfE: „Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot im Jahr 2025“, *FfE*, 20-Jan-2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-im-jahr-2025/>
- [19] BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: „BSW- Merkblatt zum ‚Solarspitzengesetz‘ für Solar-Installateure und -Unternehmen“, 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen/photovoltaik/standpunkte/faq-solarspitzengesetz/>
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE): „FAQ zur Energierechtsnovelle zur Vermeidung von Stromspitzen und zum Biomassepaket“, 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ErneuerbareEnergien/faq-zur-energierechtsnovelle-zur-vermeidung-von-stromspitzen-und-zum-biomassepaket.html>
- [21] L. Meissner: „Einfluss dynamischer Stromtarife und Netzentgelte auf Haushalte mit Photovoltaikanlage und Batteriespeichersystem“, Masterthesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2025

- [22] M. Hauer: „Worauf man sich verlassen kann - Garantiebedingungen von Solarstromspeicher unter der Lupe“, *Photon Profi*, S. 32–39, Feb-2019
- [23] HTW Berlin, DGS: „pv wissen“, *Wichtige Begriffe im Batteriebereich*, Juli-2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-wissen.de/wichtige-begriffe-im-batteriebereich/>
- [24] J. Figgner, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, D. U. Sauer: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018“, Institut für Stromrichter-technik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, 2018
- [25] J. Figgner u. a.: „Multi-year field measurements of home storage systems and their use in capacity estimation“, *Nat Energy*, Bd. 9, Nr. 11, S. 1438–1447, Sep. 2024
- [26] pv magazine: „Vom Mangel in die Überkapazität – was gerade am Markt für Heimspeicher passiert“, *pv magazine Deutschland*, Okt-2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2023/10/26/vom-mangel-in-die-ueberkapazitaet-was-gerade-am-markt-fuer-heimspeicher-passiert/>
- [27] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft: „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2026 Haushalte und Industrie“, BDEW Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Jan. 2026
- [28] „DENA 2025 Gebäudereport Updatebericht September“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Sep. 2025
- [29] Agora Energiewende: „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2026.“, Agora Energiewende, 2026
- [30] V. Quaschnig, N. Orth, J. Weniger, J. Bergner, B. Siegel, M. Zoll: „Solarstromausbau für den Klimaschutz. Wie viel Photovoltaik ist in Deutschland zur Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommens erforderlich?“, HTW Berlin, Berlin, Studie, Nov. 2021
- [31] T. Reuther, C. Kost: „Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Feb. 2024
- [32] „DENA 2025 Gebäudereport Updatebericht April“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Apr. 2025
- [33] Bundestag: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*.
- [34] D. Ritter, K. Dünzen, D. Bauknecht, C. König, A. Papke: „Marktintegration kleiner Photovoltaik-Dachanlagen - Zwischen negativen Strompreisen und Flexibilitäten“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, Jan. 2026
- [35] J. Weniger: „Nullvergütung bei negativen Börsenstrompreisen und weitere Konstruktionsfehler des Solarspitzen-Gesetzes“. Berlin, 01-Apr-2025
- [36] D. Römer, J. Rode: „KfW-Energiewendebarmeter 2025“, KfW Research, Frankfurt am Main, 2025
- [37] J. Rode: „Das Potenzial für Haushaltsphotovoltaik in Deutschland“, KfW Research, Apr. 2024
- [38] D. Römer, J. Steinbrecher: „KfW-Energiewendebarmeter 2021“, KfW Research, Frankfurt am Main, 2021
- [39] R. Berrisch, T. Pirsig: „Verfügbares Einkommen: Langfristig schließt sich die Schere zwischen den Kreisen“, *Deutschlandatlas*, 22-Feb-2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-arbeiten/071/_node.html
- [40] D. Römer, J. Salzgeber: „KfW-Energiewendebarmeter 2024“, KfW Research, Frankfurt am Main, 2024
- [41] J. Nielsen, I. Ammann: „Wohneigentumsquoten variieren in Deutschland zwischen unter 16 und über 70 Prozent“, *Deutschlandatlas*, 22-Feb-2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-wohnen/Eigentumsquote_Karte/_node.html#_muh9p02s4
- [42] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018
- [43] J. Weniger, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2019“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2019
- [44] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczek, L. Meissner, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2021“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2021
- [45] N. Orth, J. Weniger, L. Meissner, I. Lawaczek, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2022“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2022

Anhang

A.1 Übersicht der bisher untersuchten Hersteller

Tabelle 8 Zeitpunkt der Teilnahme verschiedener Hersteller an der Stromspeicher-Inspektion seit 2018.

Hersteller	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
BYD	•	•	•	•	•	•	•	•	•
DYNES							•	•	
E3/DC				•					
ENERGY DEPOT			•	•	•	•	•	•	•
FENECON			•		•				
FOX ESS								•	•
FRONIUS			•	•	•	•	•	•	•
GOODWE			•	•	•	•	•	•	
GROWATT				•					
HYPONTECH							•		
IBC SOLAR			•	•					
KACO			•	•	•	•			
KOSTAL	•	•	•	•	•	•	•	•	•
LG CHEM		•	•						
MIBA								•	
PYLONTECH							•	•	
RCT POWER	•	•	•	•	•	•	•	•	•
SAX POWER								•	•
SIEMENS		•	•						
SMA	•	•	•						•
SOLAX					•				
SONNEN	•	•		•	•				
VARTA			•	•	•	•	•	•	
VISSMANN				•	•	•	•		
ANONYM	•	•	•	•	•	•	•	•	•

A.2 Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion seit 2018

Insgesamt wurden seit 2018 im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion **96 Photovoltaik-Batteriesysteme von 33 Herstellern** analysiert und bewertet. Mehrere Hersteller haben sich mehrfach an der Stromspeicher-Inspektion beteiligt. In der Tabelle 8 sind lediglich die Jahre der Teilnahme aufgeführt, in denen sich die Hersteller für die Teilnahme unter Angabe der Produktbezeichnung entschieden haben.



Bild 56 Seit 2018 beteiligten sich an der Stromspeicher-Inspektion insgesamt 33 Hersteller, wovon sich 24 Unternehmen für die namentliche Erwähnung entschieden.

In jeder der bislang **9 veröffentlichten Ausgaben der Stromspeicher-Inspektion** wurden neue Aspekte zur Energieeffizienz, zum Energiemanagement und zur Auslegung von PV-Speichersystemen beleuchtet. Die erste Stromspeicher-Inspektion im Jahr 2018 widerlegte durch die Bewertung von 16 kommerziell erhältlichen Produkten mit dem SPI die weitverbreitete Pauschalaussage, dass DC-gekoppelte Systeme per se effizienter als AC-gekoppelte Systeme seien [42]. Mit den in der Stromspeicher-Inspektion 2018 präsentierten Ergebnissen gelang erstmals

der Nachweis, dass die Höhe der Effizienzverluste im Vergleich zur Speicherkapazität einen größeren Einfluss auf die erzielbare Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems haben kann [42]. Der Grund hierfür: Hohe Umwandlungs- und Stand-by-Verluste von überdimensionierten Speichersystemen schmälern den eigentlichen Nutzen der Stromspeicherung. Dagegen können sehr effiziente Systeme mit einem kleinen Batteriespeicher erstaunlicherweise sogar einen höheren Autarkiegrad und damit eine geringere Stromrechnung am Jahresende ermöglichen. Dies verdeutlicht die **Relevanz der Systemeffizienz im Vergleich zur Speicherkapazität**, die bei der Auswahl eines PV-Batteriesystems bisher oft im Mittelpunkt stand.

Die Ergebnisse im darauffolgenden Jahr verdeutlichten, wieso ein geringer Stand-by-Verbrauch der Heimspeichersysteme wichtig ist [43]. Um dem Trend hin zu größeren Hybridwechselrichtern und Batteriesystemen nachzukommen, wurde mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 ein weiterer Referenzfall zur Bewertung von größer dimensionierten PV-Speichersystemen, die für die Kopplung mit 10-kW-PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroautos geeignet sind, eingeführt [14]. Die vierte Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion beantwortete häufig gestellte Fragen zur **Speicherauslegung** und präsentierte Faustformeln, die zu einer bedarfsgerechteren Speicherauslegung beitragen [44]. Anhand von Labormessergebnissen wies die Stromspeicher-Inspektion 2022 nach, dass sich die mittleren Wirkungsgrade von am Markt erhältlichen Hybridwechselrichtern um bis zu 12 Prozentpunkte unterscheiden [45]. Durch den Vergleich der Datenblattangaben und Labormessergebnisse deckte die Stromspeicher-Inspektion 2024 fehlerhafte Produktangaben von mehreren Speicher- und Wechselrichterherstellern auf [11]. Im Jahr 2025 wurde erstmals die **Qualität von prognosebasierten Energiemanagementstrategien** bewertet [2].

Tabelle 9 Schwerpunkte der jährlichen Stromspeicher-Inspektion seit 2018. Die Links zur Webseite der einzelnen Studien sind in der Spalte „Jahr“ hinterlegt.

Jahr	Inhaltliche Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion
<u>2018</u>	• Erstmaler Vergleich der Energieeffizienz von insgesamt 16 AC- und DC-gekoppelten Speichersystemen • Analyse der Datenblattangaben von 60 Heimspeicher-Anbietern • Checkliste mit 5 Anforderungen an hocheffiziente PV-Speichersysteme
<u>2019</u>	• Analysen zum Einfluss der Speicherverluste auf die vermiedenen CO₂-Emissionen • Nachweis, dass die Speichersystemeffizienz die erzielbaren Kosteneinsparungen stärker beeinflusst als die Größe des Batteriespeichers
<u>2020</u>	• Einführung der 10-kW-Leistungsklasse und des System Performance Index SPI (10 kW) • Vergleich der auf dem Datenblatt angegebenen und im Labortest ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten
<u>2021</u>	• Analysen zu den Trends im Heimspeichermarkt • Faustformeln zur sinnvollen Auslegung von PV-Speichersystemen
<u>2022</u>	• Analyse der Entwicklung der Effizienzeigenschaften und ermittelten SPI-Werte zwischen 2018 und 2022 • Antworten auf häufig gestellte Fragen zur Energieeffizienz und Auslegung von PV-Speichersystemen
<u>2023</u>	• Vergleich der Wirkungsgrade und Leistungsfähigkeit von Natrium-Ionen- und Natrium-Nickelchlorid-Batterien • Analysen zu den Marktanteilen von AC- und DC-gekoppelten Speichersystemen sowie der unterschiedlichen Lithium-Ionen-Batterietechnologien • Vorstellung des neuen Online-Tools „Stromspeicher-Inspektor“, mit dem sich die wichtigsten Effizienzeigenschaften der Speichersysteme vergleichen lassen
<u>2024</u>	• Vergleich der Teillastwirkungsgrade der Hybridwechselrichter im Entladebetrieb bei Ausgangsleistungen unterhalb von 800 W • Analyse der Betriebsergebnisse von über 100 PV-Batteriesystemen • Marktübersicht zu DC-gekoppelten Systemlösungen im Bereich 15 kW bis 30 kW
<u>2025</u>	• Vergleich der Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von 6 Herstellern • Analysen zum Einfluss des Energiemanagements auf die Alterung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen und zur Steigerung der Batteriebensdauer durch das prognosebasierte Laden • Erstmalige Effizienzbewertung eines Batteriesystems mit Multi-Level-Technologie
<u>2026</u>	• Vergleich der Garantiebedingungen von PV-Speichersystemen • Analysen zur preisoptimierten Batterieladung mit Netzstrom bei Nutzung dynamischer Stromtarife

A.3 Wirkungsgradkennlinien

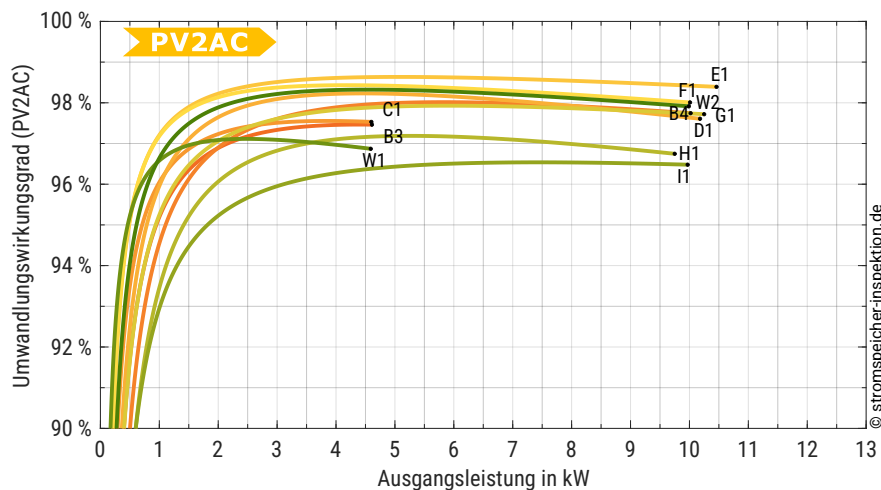


Bild 57 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme sowie der PV-Wechselrichter W1 und W2.

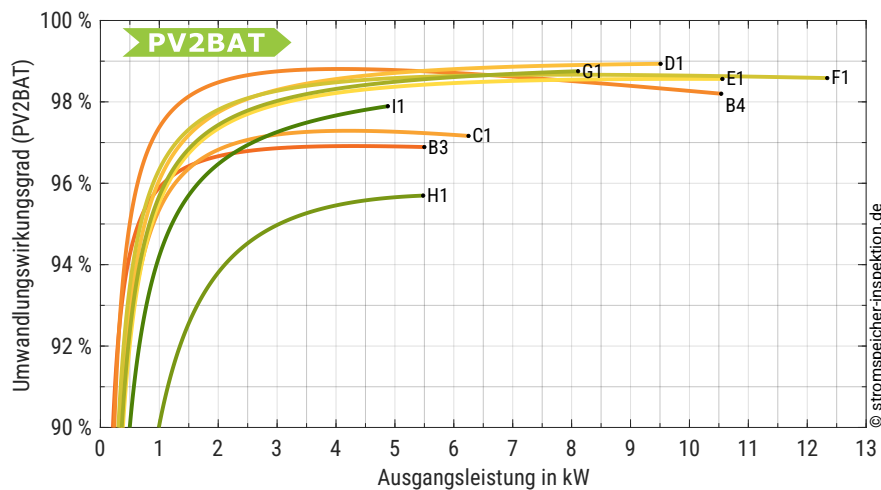


Bild 58 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

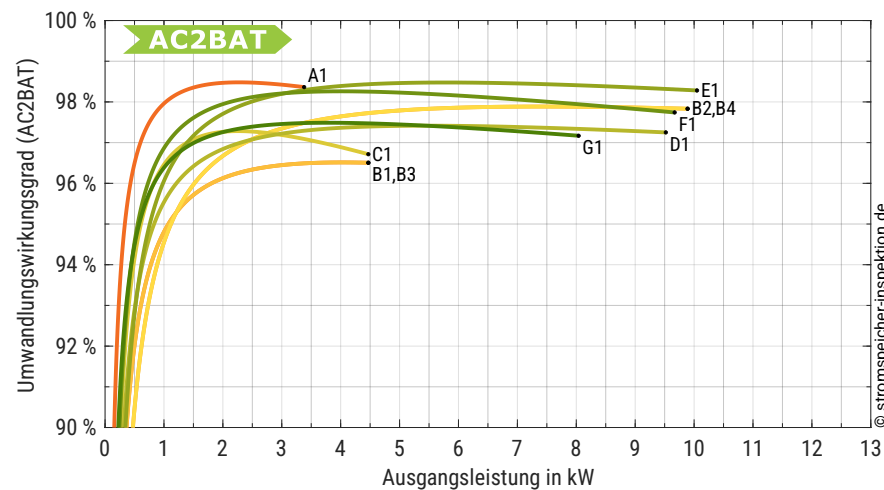


Bild 59 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme A1 bis B2 sowie der DC-gekoppelten Systeme B3 bis G1.

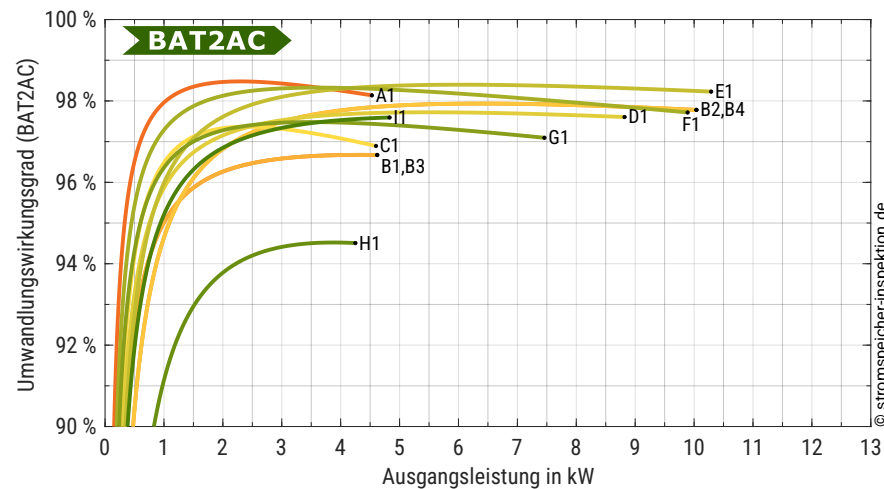


Bild 60 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.

A.4 Getestete Produkte und Software-Versionen

Tabelle 10 Produktbezeichnungen der in der Stromepeicher-Inspektion 2026 untersuchten PV-Speichersysteme, für die die Hersteller eine Freigabe zur namentlichen Erwähnung erteilten.

System	Produktbezeichnung
A1	SAX Power Home Plus
B1	KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (AC) und BYD Battery-Box HVS+ 7.7
B2	KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 (AC) und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
B3	KOSTAL PLENTICORE MP G3 M 4.6 (DC) und BYD Battery-Box HVS+ 7.7
B4	KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 (DC) und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
C1	SMA Sunny Boy Smart Energy 5.0 und Home Storage 6.5
D1	FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus SC und Reserva 12.6
E1	FOX ESS PQ-H3-Ultra-10.0 und EQ3300-5
F1	RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5
G1	ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5

Tabelle 11 Firmware-Versionen der namentlich teilnehmenden PV-Speichersysteme. Bei dem Großteil der Geräte beziehen sich die Angaben zur Versionsnummer auf die Software des Wechselrichters.

System	Firmware-Version	Bezeichnung
A1	V23.50	Softwareversion
B1	3.06.00.20534	Softwareversion
B2	3.06.00.20325	Softwareversion
B3	3.06.00.20534	Softwareversion
B4	3.04.00.16478-featurep50029-2782	Softwareversion
C1	03.12.17.R	Softwareversion
D1	ROW 1.38.252-1	Softwareversion
E1	1.00	Software version (Master)
F1	2.3.5651	Control software version
G1	8.21	Controller: Application Version

