

# STROMSPEICHER Inspektiön

**htw.** Hochschule für Technik  
und Wirtschaft Berlin  
University of Applied Sciences

 Forschungsgruppe  
**SOLARSPEICHERSYSTEME**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Präsentation zur Studie  
Stromspeicher-Inspektion 2025

**Autoren**

**Dr.-Ing. Johannes Weniger**  
**Nico Orth**  
**Lucas Meissner**

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme  
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

**Version**

Version 1.0 (Februar 2025)

**Web**

[solar.htw-berlin.de/inspektion](https://solar.htw-berlin.de/inspektion)

# Hersteller, die sich an der Stromspeicher-Inspektion 2025 beteiligten

## Vergleich der Energieeffizienz



sowie 5 anonym teilnehmende Unternehmen



## Vergleich des Energiemanagements



FENECON

KOSTAL



sonnen

sowie 2 anonym teilnehmende Unternehmen

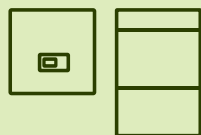
# STROMSPEICHER Inspektion 2025

5 kW  
Klasse

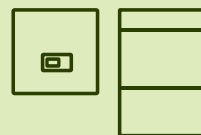
# Die effizientesten Solarstromspeicher 2025

10 kW  
Klasse

**RCT POWER** Power Storage DC 6.0  
und Power Battery 7.6

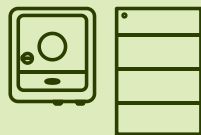


1

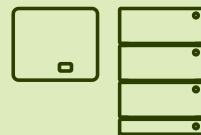


**RCT POWER** Power Storage DC 10.0  
und Power Battery 11.5

**FRONIUS** Primo GEN24 6.0 Plus  
und **BYD** Battery-Box HVS 7.7

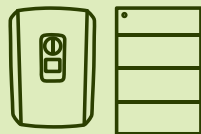


2

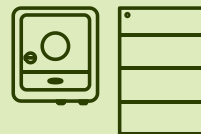


**ENERGY DEPOT** Centurio 10  
und DOMUS 2.5

**KOSTAL** PLENTICORE plus G2 5.5  
und **BYD** Battery-Box HVS 7.7



3



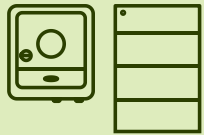
**FRONIUS** Symo GEN24 10.0 Plus  
und **BYD** Battery-Box HVS 10.2

# STROMSPEICHER Inspektion 2025

## Neue Geräte im Test mit einer sehr guten Energieeffizienz

### SPI (10 kW)

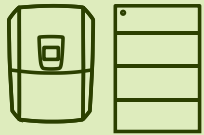
A



**FRONIUS** Symo GEN24 12.0 Plus SC  
und **BYD** Battery-Box HVS 12.8

95,2 %

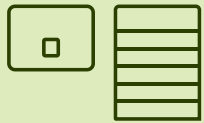
A



**KOSTAL** PLENTICORE G3 M 10  
und **BYD** Battery-Box HVS 12.8

95,1 %

A



**FOX ESS** H3-10.0-Smart  
und ECS2900-H6

94,8 %

B



Photovoltaik-Batteriesystem eines  
anonym teilnehmenden Herstellers

94,0 %

B



Photovoltaik-Batteriesystem eines  
anonym teilnehmenden Herstellers

93,7 %

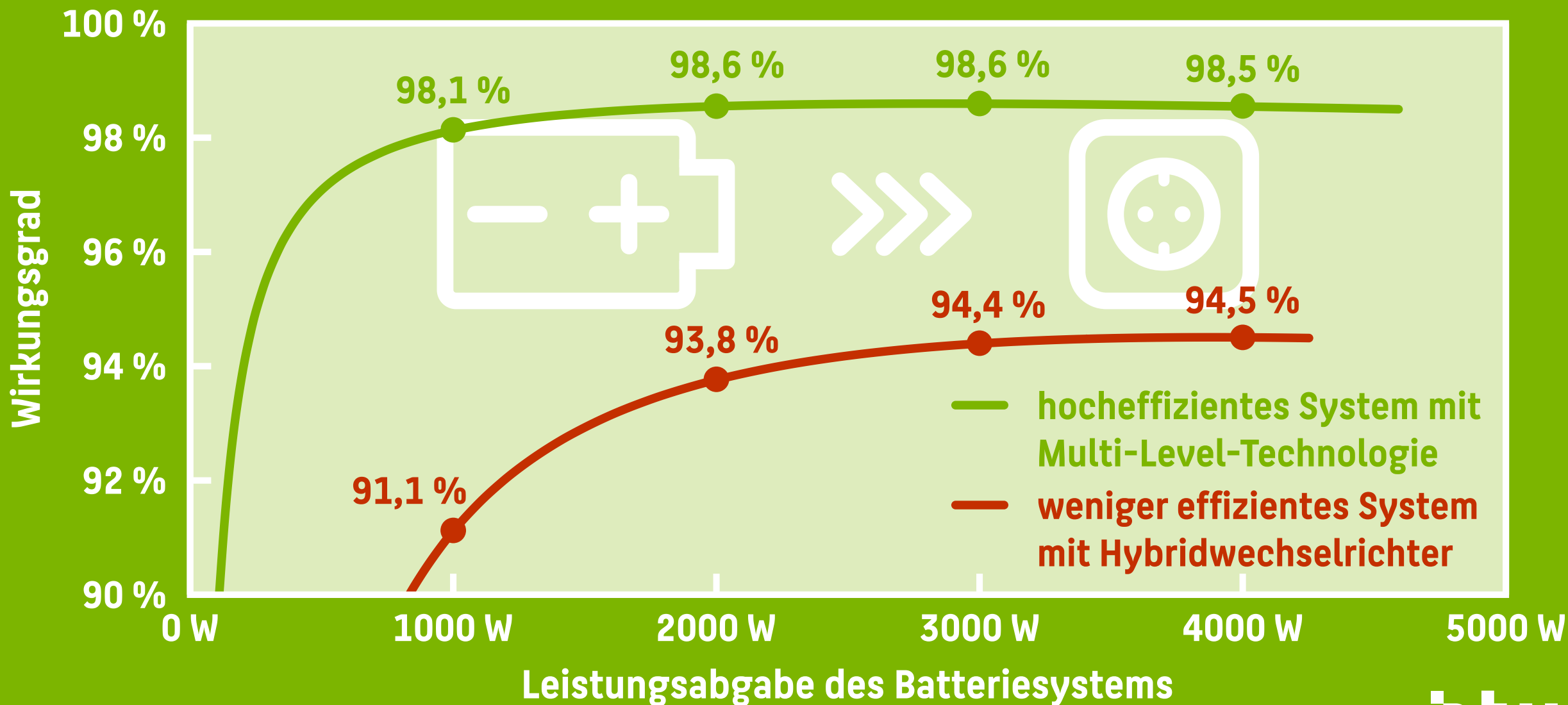
Prädikat sehr gut: Bewertung der Energieeffizienz mit einem System Performance Index SPI (10 kW) über 93,5 % (Effizienzklasse A und B).

Alle Testergebnisse der HTW Berlin sind in der Stromspeicher-Inspektion 2025 zu finden: [solar.htw-berlin.de/inspektion](https://solar.htw-berlin.de/inspektion)

**htw**

© solar.htw-berlin.de






# So unterschiedlich effizient sind Solarstromspeicher beim Entladen



# Große Wirkungsgradunterschiede zwischen den Hybridwechselrichtern

Wie effizient sind die Wechselrichter, wenn nachts im Haus 100 Watt verbraucht werden?



|   |              |   |             |
|---|--------------|---|-------------|
|  <b>RCT POWER</b> Power Storage DC 10.0                | <b>116 W</b> | · | <b>86 %</b> |
|  <b>FRONIUS</b> Symo GEN24 12.0 Plus SC                | <b>132 W</b> | · | <b>76 %</b> |
|  <b>KOSTAL</b> PLENTICORE G3 M 10                      | <b>152 W</b> | · | <b>66 %</b> |
|  <b>GOODWE</b> GW10K-ET-20                            | <b>159 W</b> | · | <b>63 %</b> |
|  weniger effizientes System mit Hybridwechselrichter | <b>186 W</b> | · | <b>54 %</b> |

  
**100 W**  


Hinweis: Die Wirkungsgrade der Hybridwechselrichter hängen von der Batteriespannung ab, die je nach Gerät zwischen 195 V und 520 V lag.

Messdaten: AIT und KIT. Alle Testergebnisse der HTW Berlin sind in der Stromspeicher-Inspektion 2025 zu finden: [solar.htw-berlin.de/inspektion](https://solar.htw-berlin.de/inspektion)

# Finanzieller Vorteil durch 10-kW-PV-Anlage und 10-kWh-Stromspeicher



ohne  
PV-Anlage

3745 €/a



Netzeinspeiserlöse

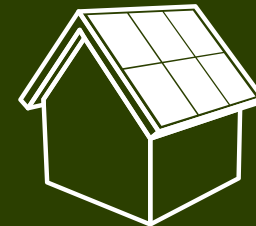
0 €/a

Netzbezugskosten

3745 €/a

mit  
PV-Anlage

1677 €/a



611 €/a

2679 €/a

mit effizientem  
PV-Speichersystem

Kosten-  
vorteil

2491 €/a



814 €/a

391 €/a

1645 €/a



# Vergleich des Energiemanagements der sechs getesteten Hersteller

## UNTERSCHIEDUNGSMERKMALE

ANONYM

ANONYM



KOSTAL



Einbindung von Online-Wetterprognosen für den Standort



Solarstromprognose wird auf Basis von Messdaten erstellt



Einstellungen<sup>1)</sup> sind individuell konfigurierbar



Ladeplan wird lokal oder auf einem zentralen Server erstellt

zentral

lokal

zentral

lokal

lokal

lokal



Intervall bis zur nächsten Aktualisierung des Ladeplans

10 min

k. A.

1 h

1 s

1 h

30 min



schonende Batterieladung, um die Lebensdauer zu verlängern



<sup>1)</sup> in Bezug auf das prognosebasierte Energiemanagement

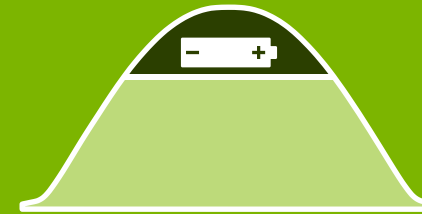
# Kurze Standzeiten bei hohen Ladezuständen verlängern die Lebensdauer

Ladestrategie des  
Batteriespeichers

frühzeitig  
(vormittags)

prognosebasiert  
(mittags)

prognosebasiert  
(nachmittags)



**Standzeit**  
bei einem Ladezu-  
stand größer als



**99 h**

**72 h**

**43 h**

 Je kürzer die Lithium-Batterie vollständig geladen ist, desto langsamer altert sie.

Messergebnisse: 240-stündiger Test einer 7-kWh-Batterie mit dem Energiemanagement unterschiedlicher Hersteller.

Alle Energiemanagement-Testergebnisse des KIT und der HTW Berlin sind in der Stromspeicher-Inspektion 2025 zu finden: [solar.htw-berlin.de/inspektion](https://solar.htw-berlin.de/inspektion)

# Eigenschaften eines sehr guten Energiemanagements für Stromspeicher

Für Privathaushalte mit Photovoltaik-Anlagen gilt: Der Batteriespeicher sollte ...



an sonnigen Tagen nicht frühmorgens, sondern erst später beginnen zu laden.



mittags laden, um die Solarstromspitze zu kappen.



erst nachmittags seinen maximalen Ladezustand erreichen.



nur für kurze Zeit bei hohen Ladezuständen verweilen, damit er langsamer altert.



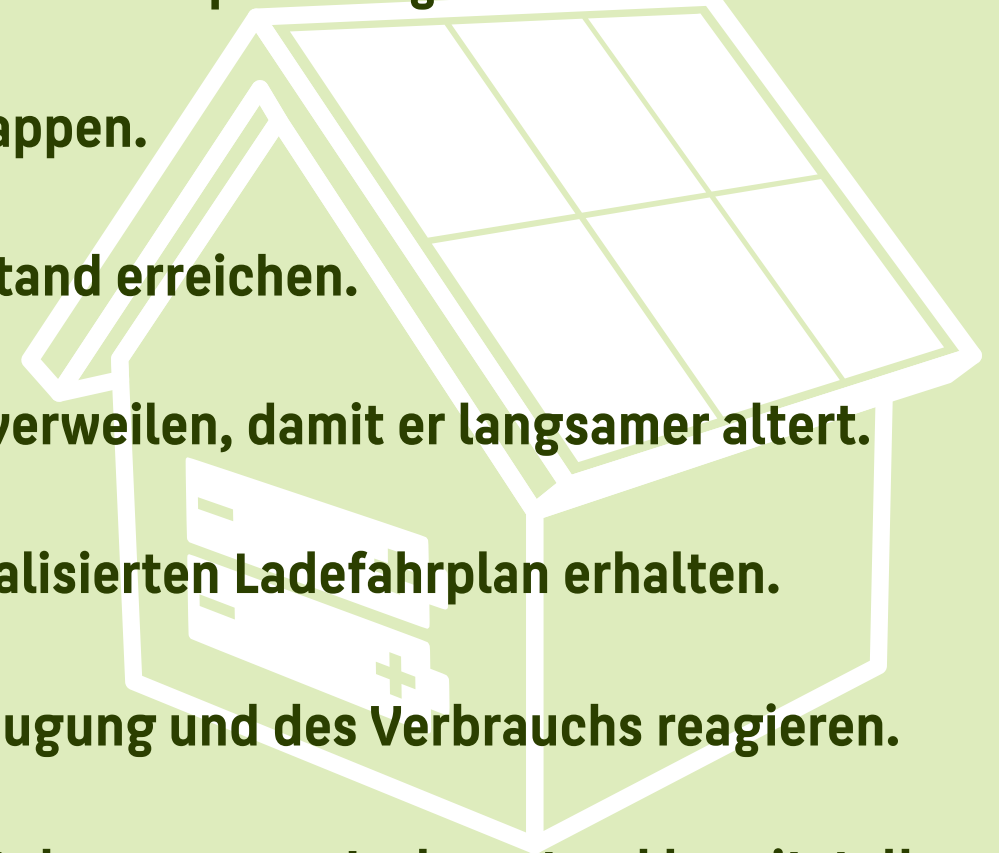
regelmäßig vom Energiemanager einen aktualisierten Ladefahrplan erhalten.



schnell auf kurzfristige Änderungen der Erzeugung und des Verbrauchs reagieren.



dem prognosebasierten Energiemanagement den genauen Ladezustand bereitstellen.



# Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2025

|          |   |   |
|----------|---|---|
| <b>1</b> | <b>Analyse des Marktes für Photovoltaik-Speichersysteme in Deutschland</b>                      |    |
| <b>2</b> | <b>Vergleich der Systemeigenschaften auf Basis von Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden</b>  |    |
| <b>3</b> | <b>Simulationsbasierte Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI)</b> |    |
| <b>4</b> | <b>Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen</b>                |  |



# Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2025

|          |   |   |
|----------|---|---|
| <b>1</b> | <b>Analyse des Marktes für Photovoltaik-Speichersysteme in Deutschland</b>                      |    |
| <b>2</b> | <b>Vergleich der Systemeigenschaften auf Basis von Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden</b>  |    |
| <b>3</b> | <b>Simulationsbasierte Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI)</b> |    |
| <b>4</b> | <b>Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen</b>                |  |

# Verbreitung der Klimaschutztechnologien in Deutschland



installierte Batteriespeicher<sup>1)</sup>

> 1,7 Mio.



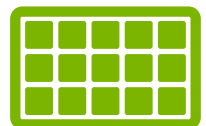
zugelassene batterieelektrische PKW

> 1,8 Mio.



installierte Heizungswärmepumpen

> 2,0 Mio.



Photovoltaikanlagen auf Eigenheimen<sup>2)</sup>

> 3,4 Mio.



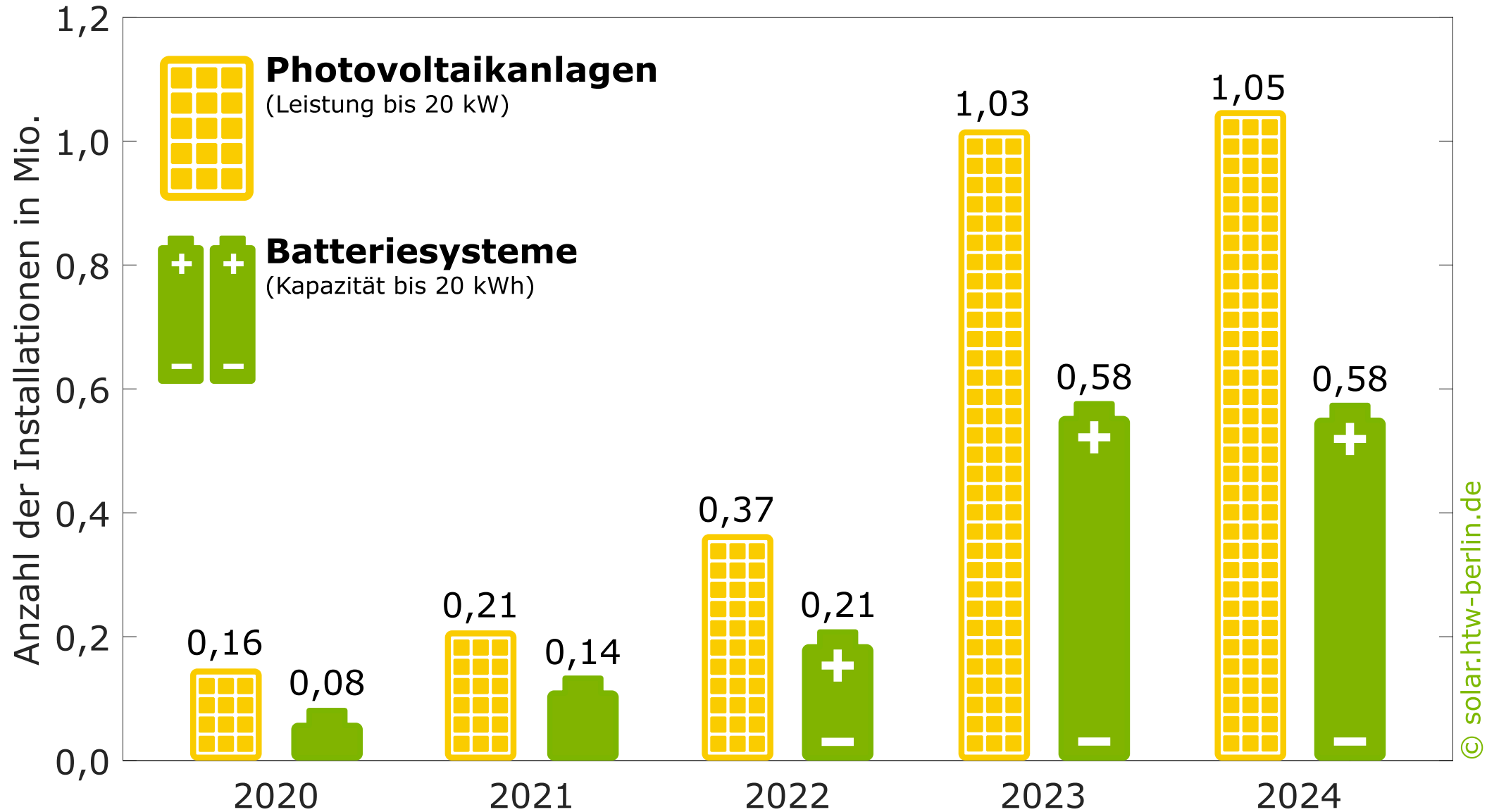
Ein- und Zweifamilienhäuser in Deutschland

> 16,3 Mio.



1) Batteriespeicher mit Speicherkapazitäten kleiner als 20 kWh. 2) Photovoltaikanlagen im Leistungsbereich zwischen 2 kW und 20 kW.

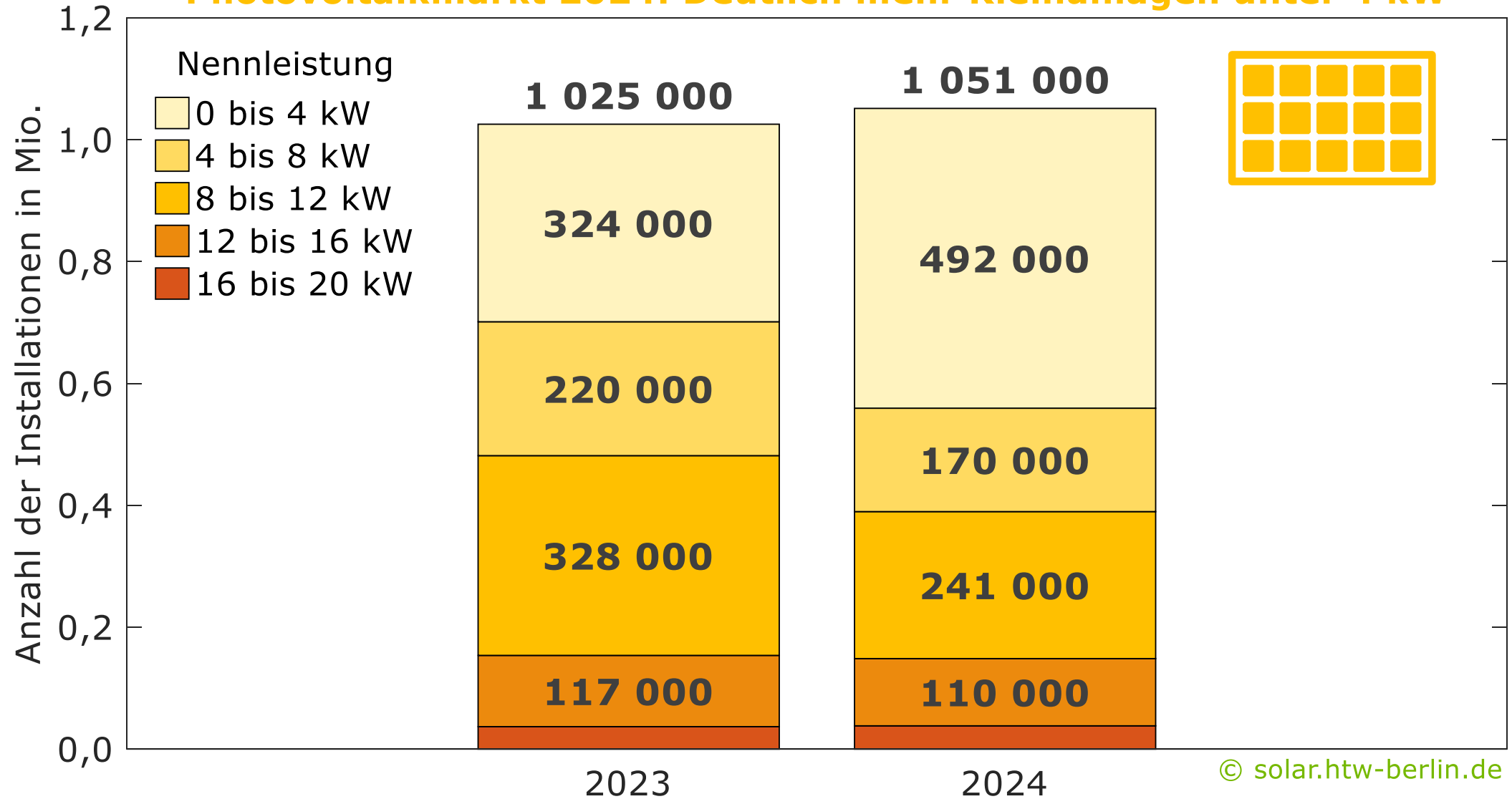
# Neu installierte Photovoltaikanlagen und Batteriesysteme





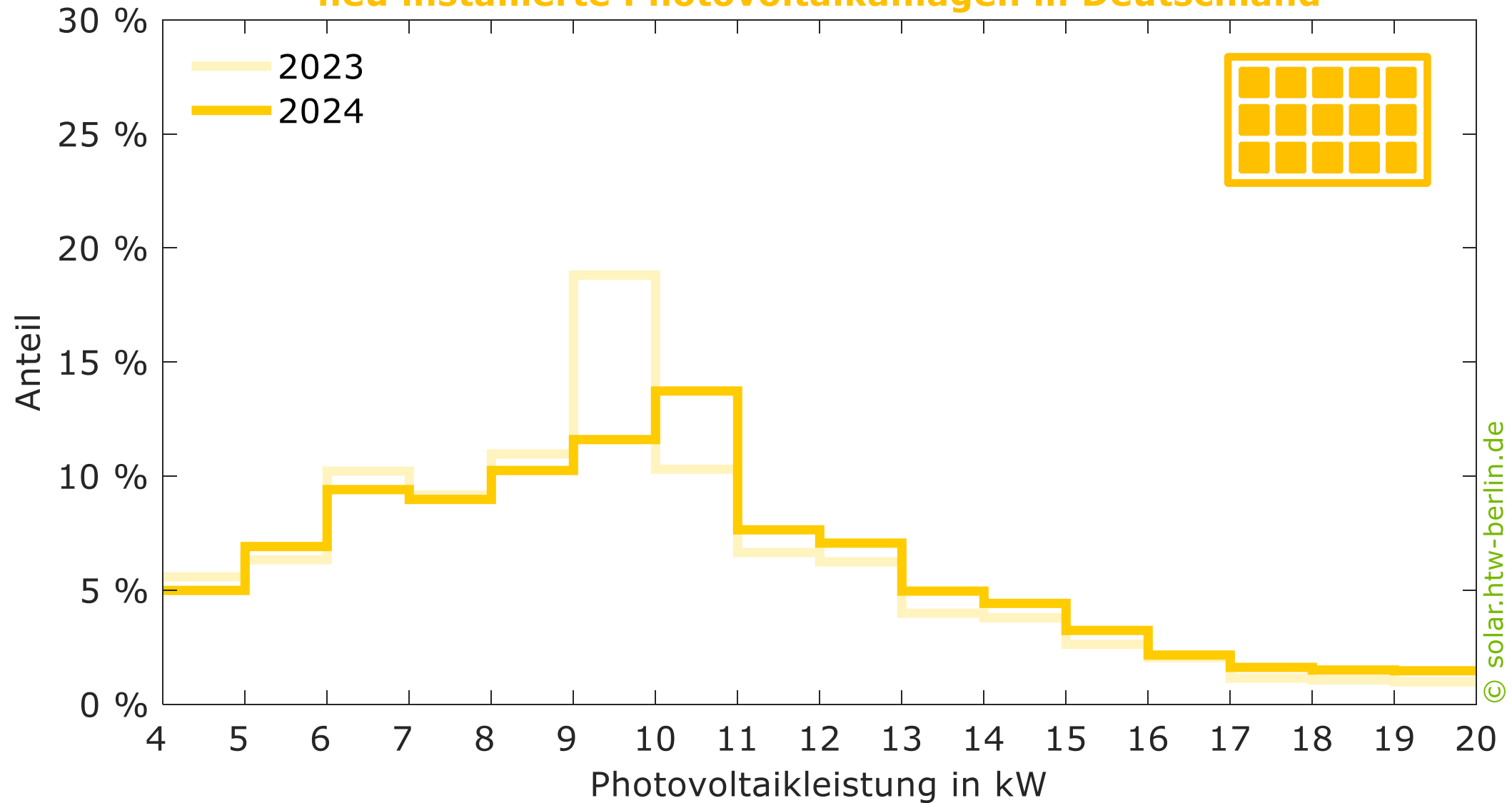
# Photovoltaikmarkt im Eigenheimsegment in Deutschland

## Photovoltaikmarkt 2024: Deutlich mehr Kleinanlagen unter 4 kW



# Nennleistung der neu installierten PV-Anlagen (4 kW bis 20 kW)

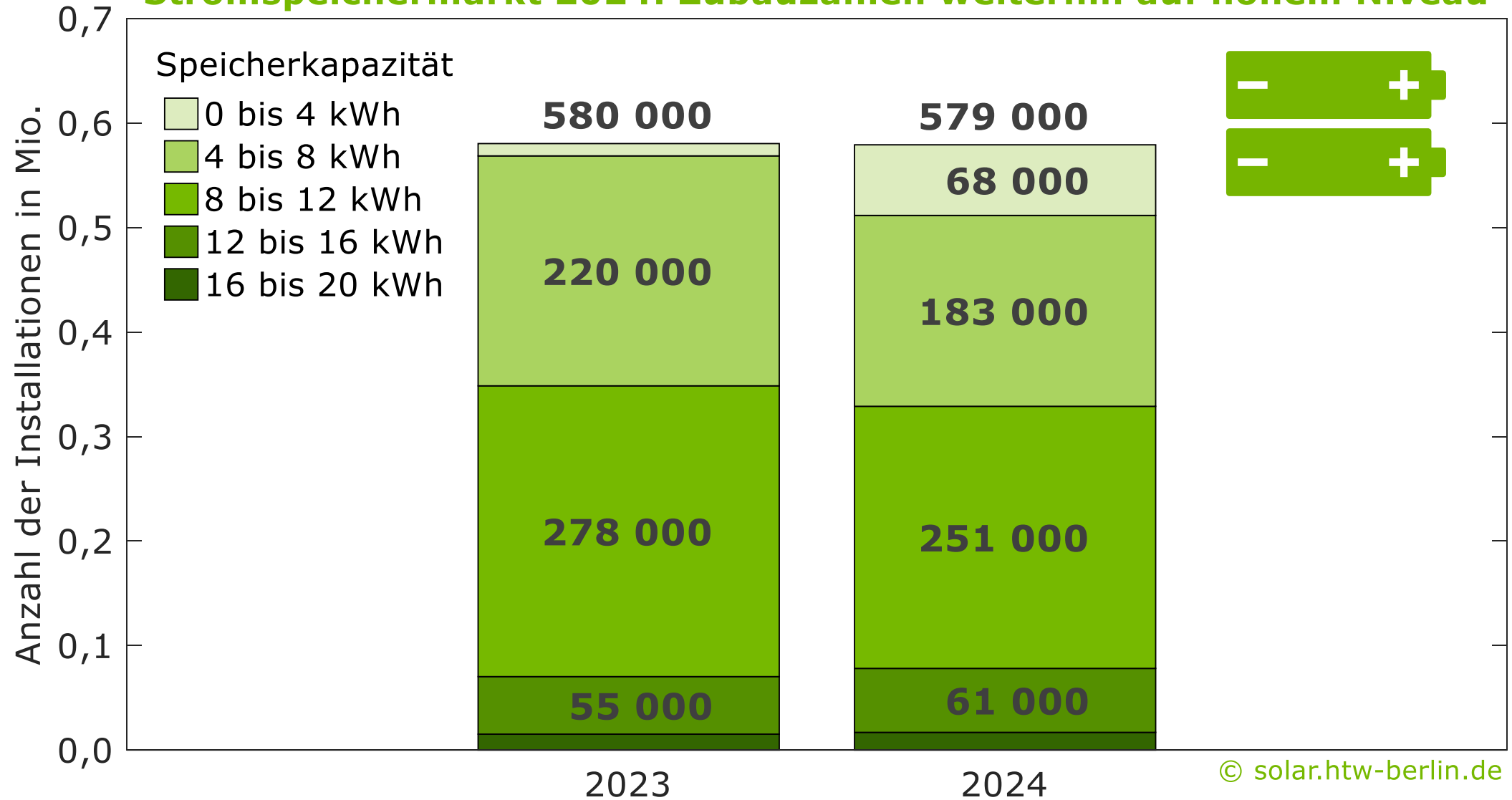
## neu installierte Photovoltaikanlagen in Deutschland



© solar.htw-berlin.de

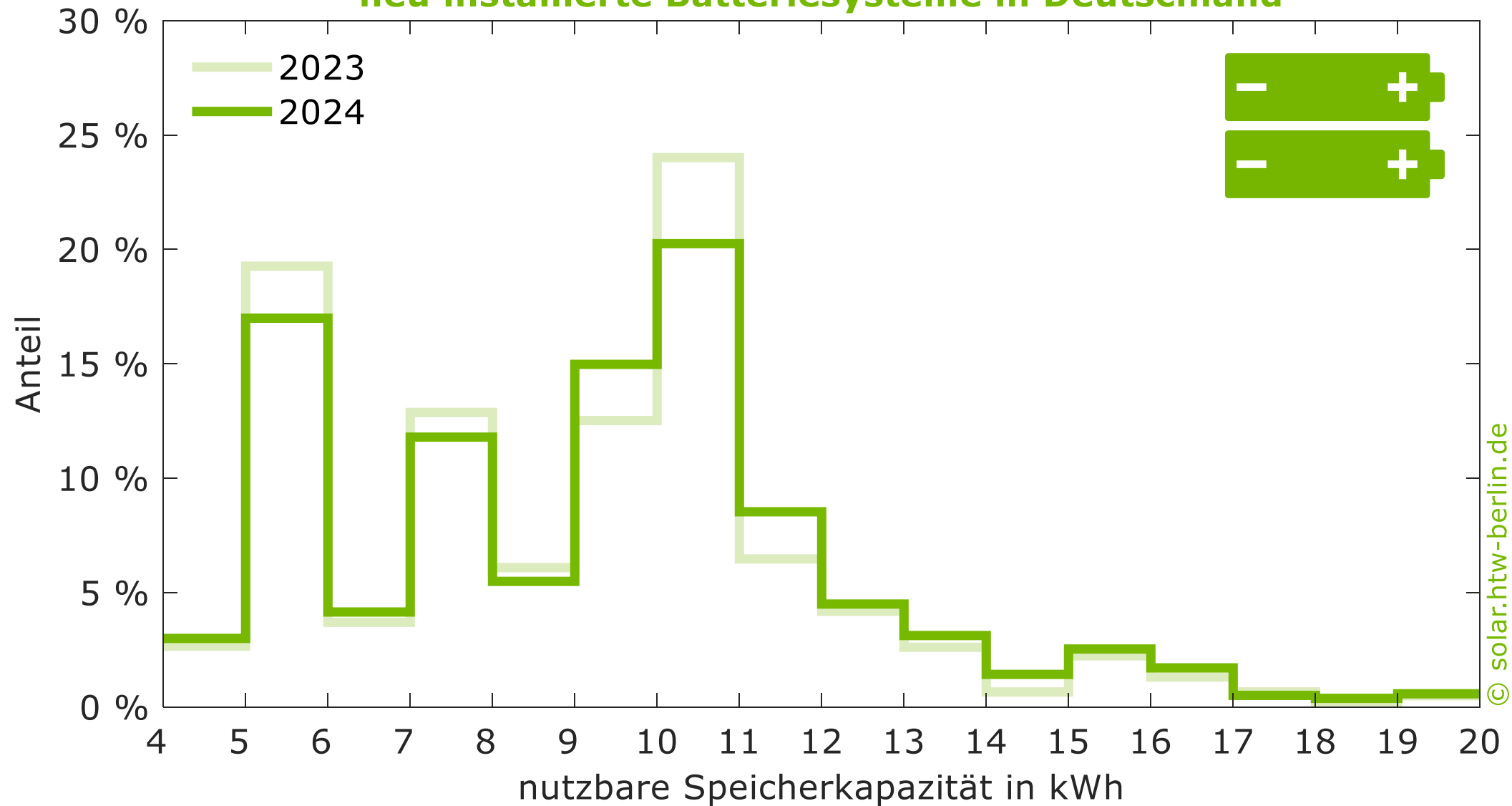
# Stromspeichermarkt im Eigenheimsegment in Deutschland

## Stromspeichermarkt 2024: Zubauzahlen weiterhin auf hohem Niveau



# Nutzbare Speicherkapazität der Batteriesysteme (4 kWh bis 20 kWh)

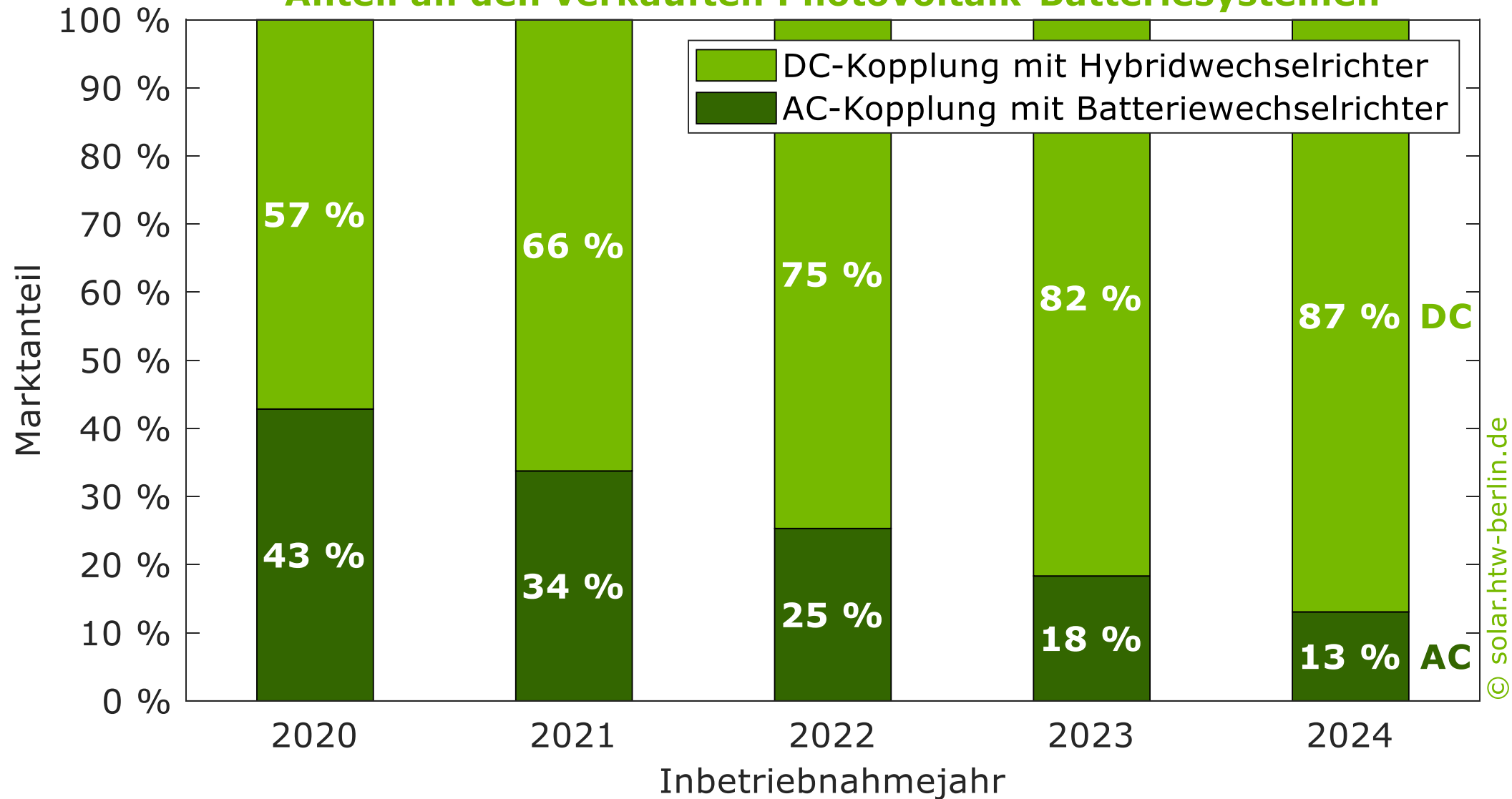
## neu installierte Batteriesysteme in Deutschland



© solar.htw-berlin.de

# Systemtopologien der PV-Speichersysteme in Deutschland

## Anteil an den verkauften Photovoltaik-Batteriesystemen





# Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2025

|          |  |   |
|----------|--|---|
| <b>1</b> | Analyse des Marktes für Photovoltaik-Speichersysteme in Deutschland                      |    |
| <b>2</b> | Vergleich der Systemeigenschaften auf Basis von Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden  |    |
| <b>3</b> | Simulationsbasierte Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) |    |
| <b>4</b> | Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen                |  |

# Unternehmen, die sich am Energieeffizienz-Vergleich beteiligten

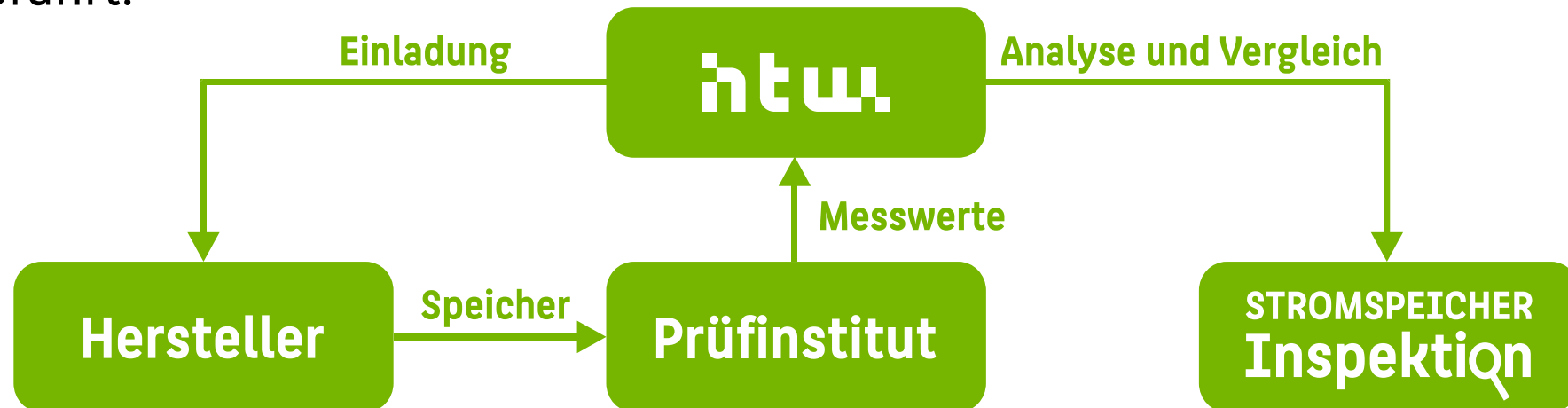
- Zum achten Mal in Folge wurden alle Hersteller von Systemen oder Komponenten zur Speicherung von Solarstrom in Wohngebäuden zur Teilnahme an der **Stromspeicher-Inspektion 2025** eingeladen.
- **17 Hersteller** beteiligten sich an der Stromspeicher-Inspektion 2025 mit Labormesswerten von insgesamt **22 Systemen**.
- Davon wurden 2 PV-Speichersysteme **unabhängig eingekauft** und getestet.
- Für die **anonyme Teilnahme** entschieden sich 5 Hersteller.
- Die folgenden 12 Hersteller tragen durch ihre **namentliche Teilnahme** zu mehr Transparenz im Heimspeichermarkt bei.





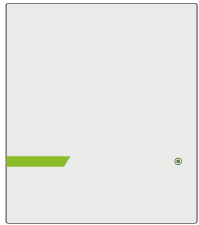
# Analyse der Systemeigenschaften gemäß Effizienzleitfaden

- Die Labortests wurden von **unabhängigen Prüfinstituten** gemäß dem „**Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme**“ durchgeführt.
- Jedem analysierten System wurde ein **Systemkürzel** (z. B. A1) zugeordnet.
- Die Batteriespeicher der **AC-gekoppelten Systeme** A1 und C1 sind mit Batteriewechselrichtern ausgestattet. Die **DC-gekoppelten Systeme** C2 bis M1 haben sogenannte Hybridwechselrichter. Bei dem System N1 handelt es sich lediglich um einen Batteriespeicher.
- Details zur Methodik sind in der **Stromspeicher-Inspektion 2018 und 2023** aufgeführt.



# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

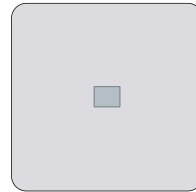
## A1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



VARTA pulse neo 6

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | AC       |
| Speicherkapazität   | 5,8 kWh  |
| Entladeleistung     | 2,3 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | -        |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

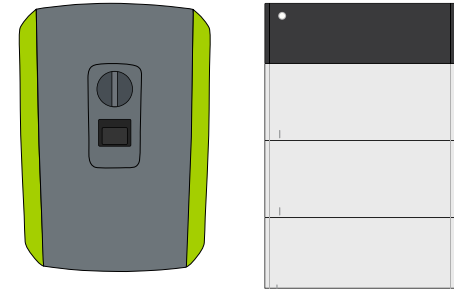
## B1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



SAX Power Home Plus

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | AC       |
| Speicherkapazität   | 6,2 kWh  |
| Entladeleistung     | 4,6 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | -        |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

## C1 STROMSPEICHER Inspektion 2025

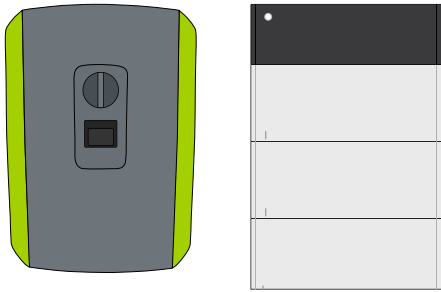


KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und  
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | AC       |
| Speicherkapazität   | 12,0 kWh |
| Entladeleistung     | 10,1 kW  |
| PV-Ausgangsleistung | -        |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

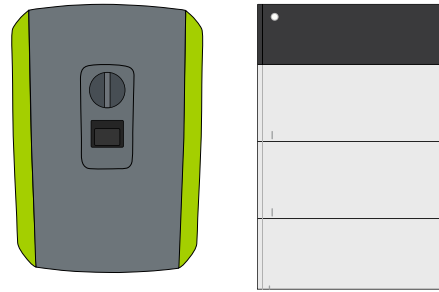
## C2 STROMSPEICHER Inspektion 2025



KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und  
BYD Battery-Box Premium HVS 7.7

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 7,1 kWh  |
| Entladeleistung     | 3,8 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 5,5 kW   |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

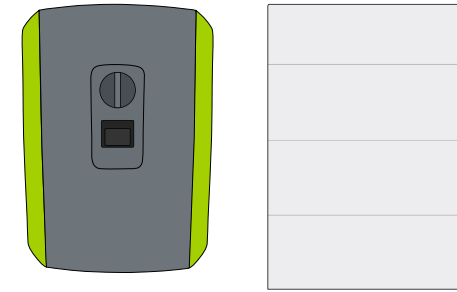
## C3 STROMSPEICHER Inspektion 2025



KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und  
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 11,9 kWh |
| Entladeleistung     | 6,3 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,0 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

## C4 STROMSPEICHER Inspektion 2025

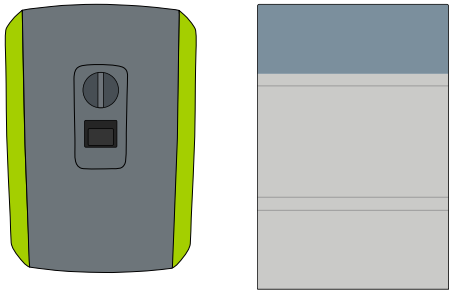


KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und  
DYNESS Tower T14

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 13,5 kWh |
| Entladeleistung     | 4,8 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,0 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

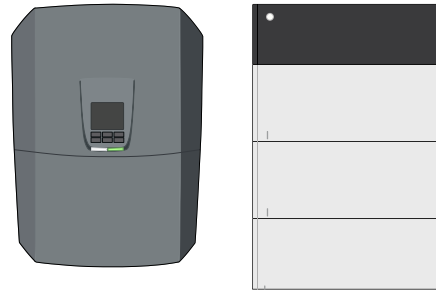
## C5 STROMSPEICHER Inspektion 2025



KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und  
PYLONTECH Force H2

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 13,6 kWh |
| Entladeleistung     | 4,8 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,0 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

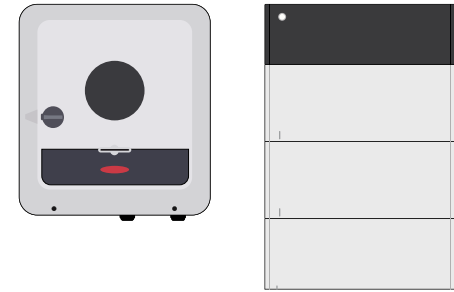
## C6 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 11,9 kWh |
| Entladeleistung     | 10,1 kW  |
| PV-Ausgangsleistung | 10,0 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

## D1 STROMSPEICHER Inspektion 2025

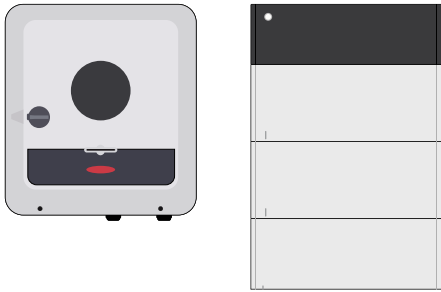


FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und  
BYD Battery-Box Premium HVS 7.7

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 7,4 kWh  |
| Entladeleistung     | 5,8 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 6,1 kW   |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

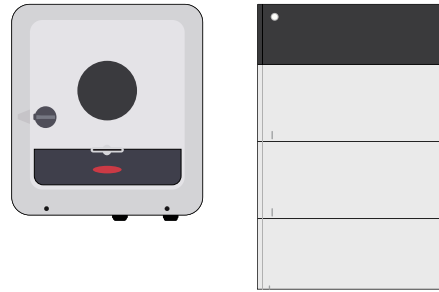
## D2 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 9,9 kWh  |
| Entladeleistung     | 8,9 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,2 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

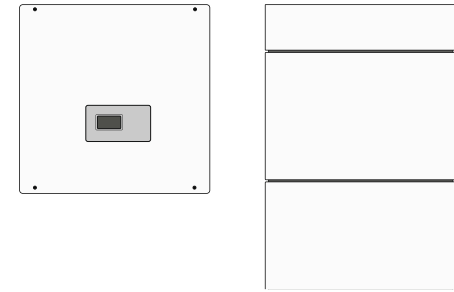
## D3 STROMSPEICHER Inspektion 2025



**FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC und  
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8**

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 12,0 kWh |
| Entladeleistung     | 11,1 kW  |
| PV-Ausgangsleistung | 12,1 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

## E1 STROMSPEICHER Inspektion 2025

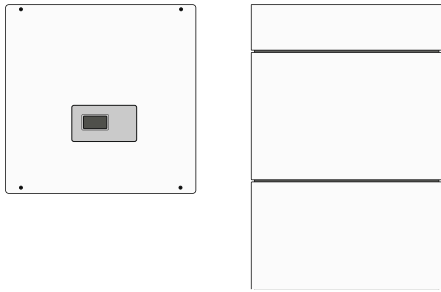


**RCT POWER Power Storage DC 6.0 und  
Power Battery 7.6**

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 7,0 kWh  |
| Entladeleistung     | 5,9 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 5,9 kW   |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

## E2 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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     | <b>A</b> |

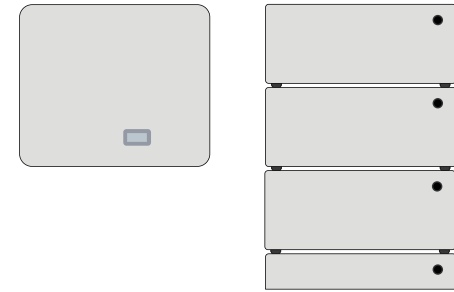
## F1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 15,5 kWh |
| Entladeleistung     | 10,0 kW  |
| PV-Ausgangsleistung | 10,0 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

## G1 STROMSPEICHER Inspektion 2025

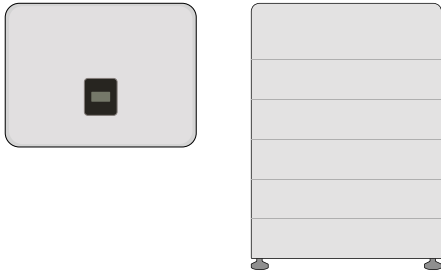


ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 15,1 kWh |
| Entladeleistung     | 7,5 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,3 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

## H1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



FOX ESS H3-10.0-Smart und ECS2900-H6

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 16,0 kWh |
| Entladeleistung     | 9,8 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 9,9 kW   |
| Effizienzklasse     | <b>A</b> |

## I1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



DC-gekoppeltes System eines anonym  
teilnehmenden Herstellers

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 13,5 kWh |
| Entladeleistung     | 9,1 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,2 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

## J1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



DC-gekoppeltes System eines anonym  
teilnehmenden Herstellers

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 10,3 kWh |
| Entladeleistung     | 10,0 kW  |
| PV-Ausgangsleistung | 9,9 kW   |
| Effizienzklasse     | <b>B</b> |

# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

## K1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 14,2 kWh |
| Entladeleistung     | 8,9 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,2 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>D</b> |

## L1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



DC-gekoppeltes System, das unabhängig eingekauft wurde

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 8,9 kWh  |
| Entladeleistung     | 4,3 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 9,8 kW   |
| Effizienzklasse     | <b>D</b> |

## M1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



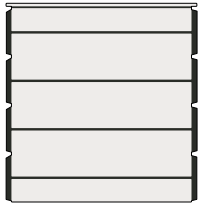
DC-gekoppeltes System, das unabhängig eingekauft wurde

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Batterieanbindung   | DC       |
| Speicherkapazität   | 9,8 kWh  |
| Entladeleistung     | 4,8 kW   |
| PV-Ausgangsleistung | 10,0 kW  |
| Effizienzklasse     | <b>G</b> |



# Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2025

## N1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



### MIBA VOLTHOME #03

(Batteriespeicher ohne Wechselrichter)

|                      |          |
|----------------------|----------|
| Batterieanbindung    | -        |
| Speicherkapazität    | 12,0 kWh |
| Entladeleistung (DC) | 8,9 kW   |
| PV-Ausgangsleistung  | -        |
| Effizienzklasse      | -        |

### Informationen zur Produktauswahl in der Stromspeicher-Inspektion



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

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

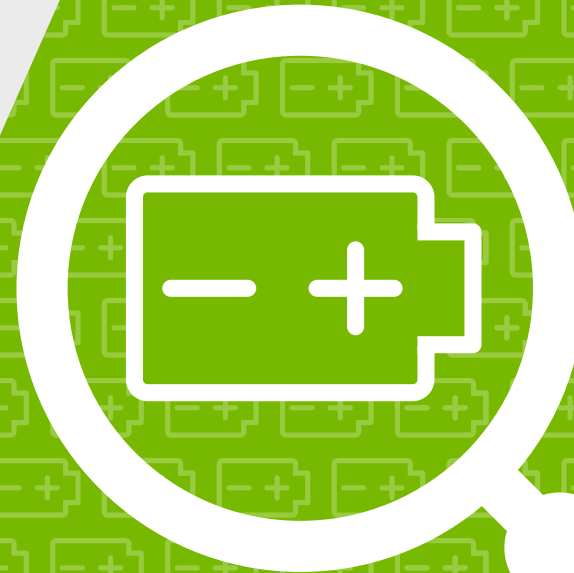
# Web-Anwendung zum interaktiven Speichervergleich



## STROMSPEICHER-INSPEKTOR

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

Mehr unter: [solar.htw-berlin.de/inspektor](https://solar.htw-berlin.de/inspektor)



# Zuordnung der Systemkürzel

| System    | Produktbezeichnung   |
|-----------|--|
| <b>A1</b> | VARTA pulse neo 6  |
| <b>B1</b> | SAX Power Home Plus  |
| <b>C1</b> | KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8   |
| <b>C2</b> | KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7    |
| <b>C3</b> | KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8    |
| <b>C4</b> | KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und DYNES Tower T14                     |
| <b>C5</b> | KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und PYLONTECH Force H2                  |
| <b>C6</b> | KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8       |
| <b>D1</b> | FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7     |
| <b>D2</b> | FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2    |
| <b>D3</b> | FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 |

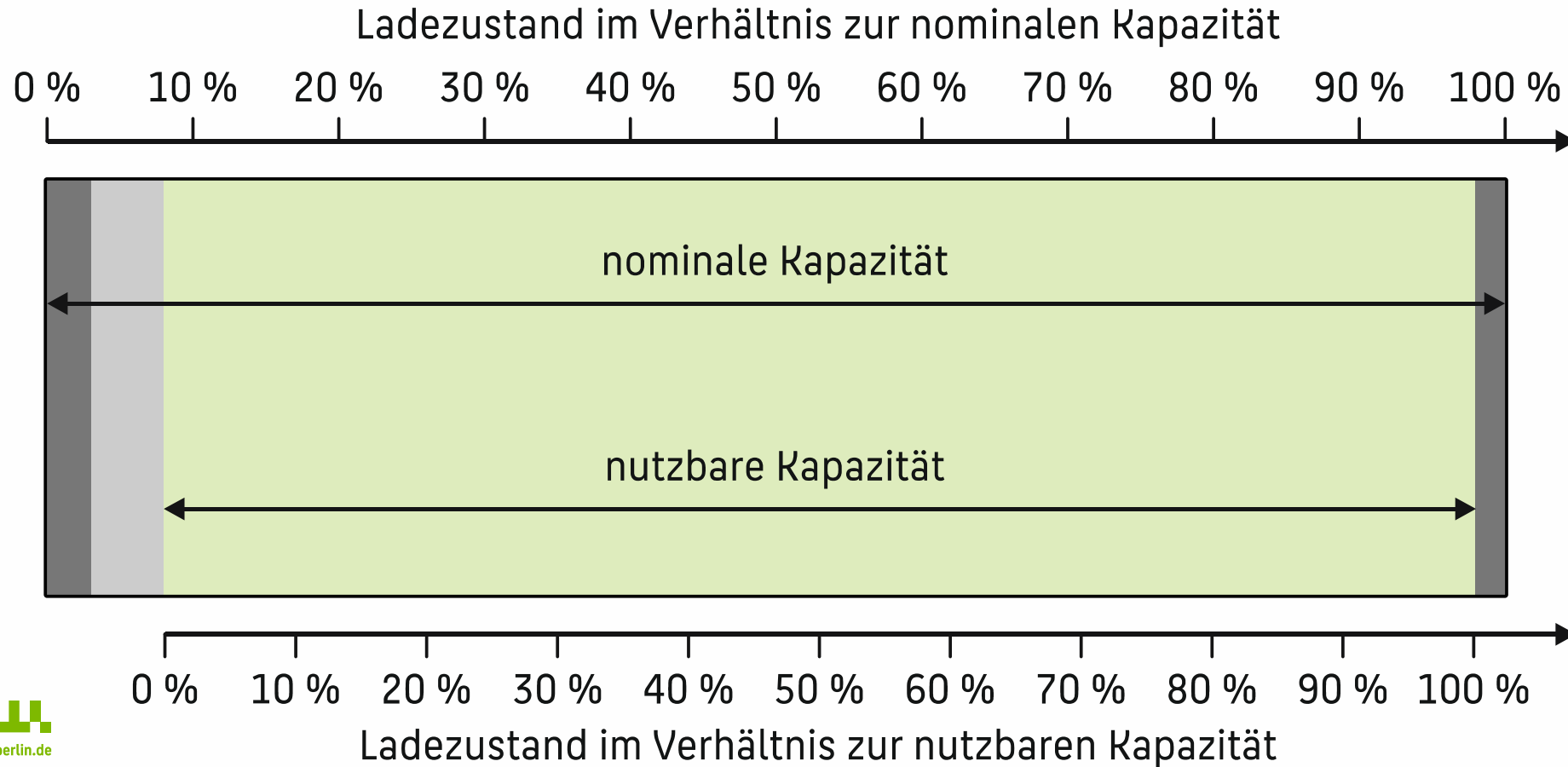
# Zuordnung der Systemkürzel

| System    | Produktbezeichnung   |
|-----------|--|
| <b>E1</b> | RCT POWER Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6         |
| <b>E2</b> | RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5       |
| <b>F1</b> | GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20                         |
| <b>G1</b> | ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5                       |
| <b>H1</b> | FOX ESS H3-10.0-Smart und ECS2900-H6                         |
| <b>I1</b> | DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers |
| <b>J1</b> | DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers |
| <b>K1</b> | DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers |
| <b>L1</b> | DC-gekoppeltes System, das unabhängig eingekauft wurde       |
| <b>M1</b> | DC-gekoppeltes System, das unabhängig eingekauft wurde       |
| <b>N1</b> | MIBA VOLTHOME #03  |

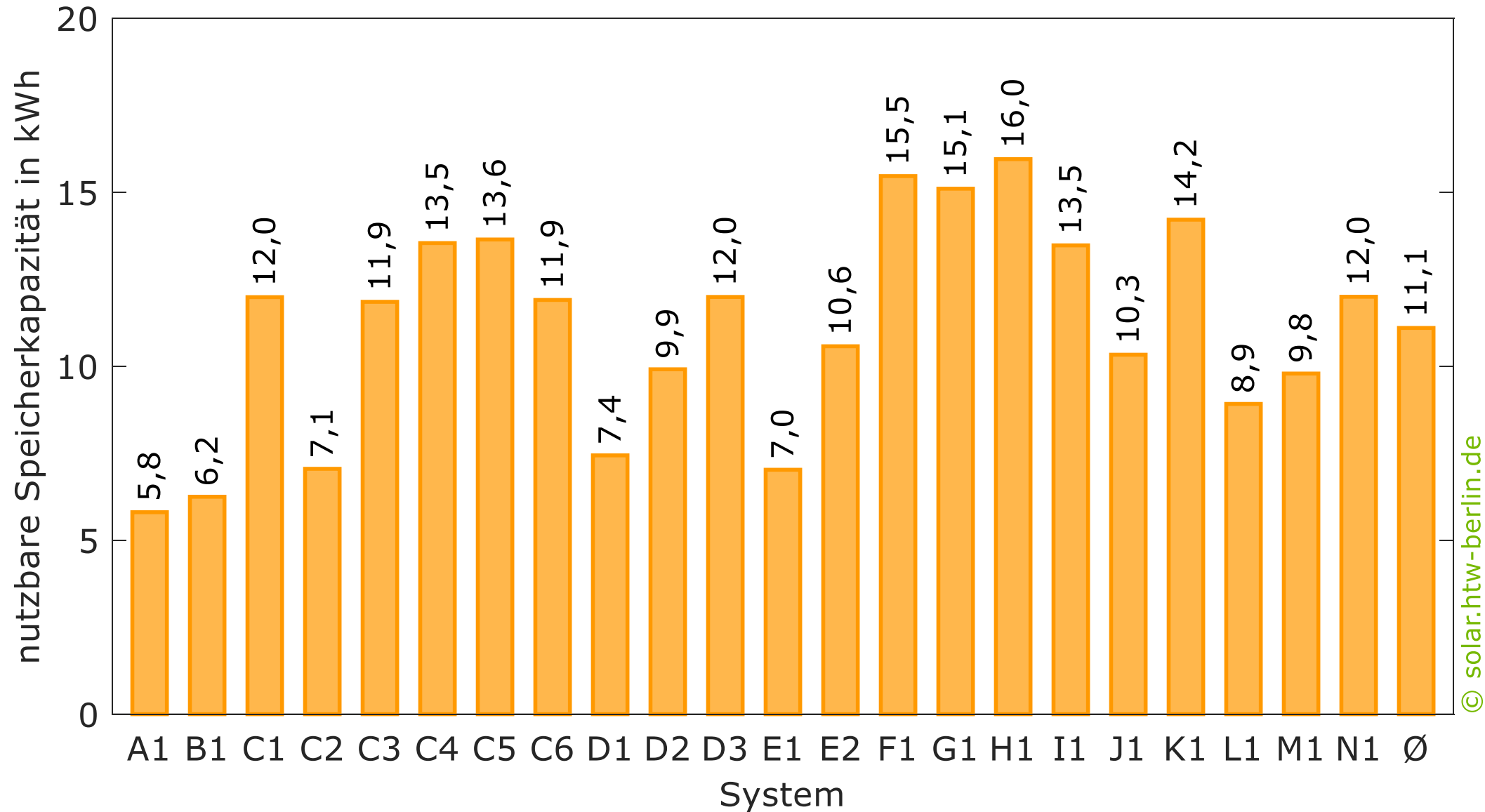
# Nominale und nutzbare Speicherkapazität im Vergleich

- zulässiger Ladezustand im Normalbetrieb
- Reserve für den Tiefentladungsschutz
- Alterungs- und Sicherheitsreserve

$$\text{Entladetiefe} = \frac{\text{nutzbare Kapazität}}{\text{nominale Kapazität}}$$



# Nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Batteriespeicher

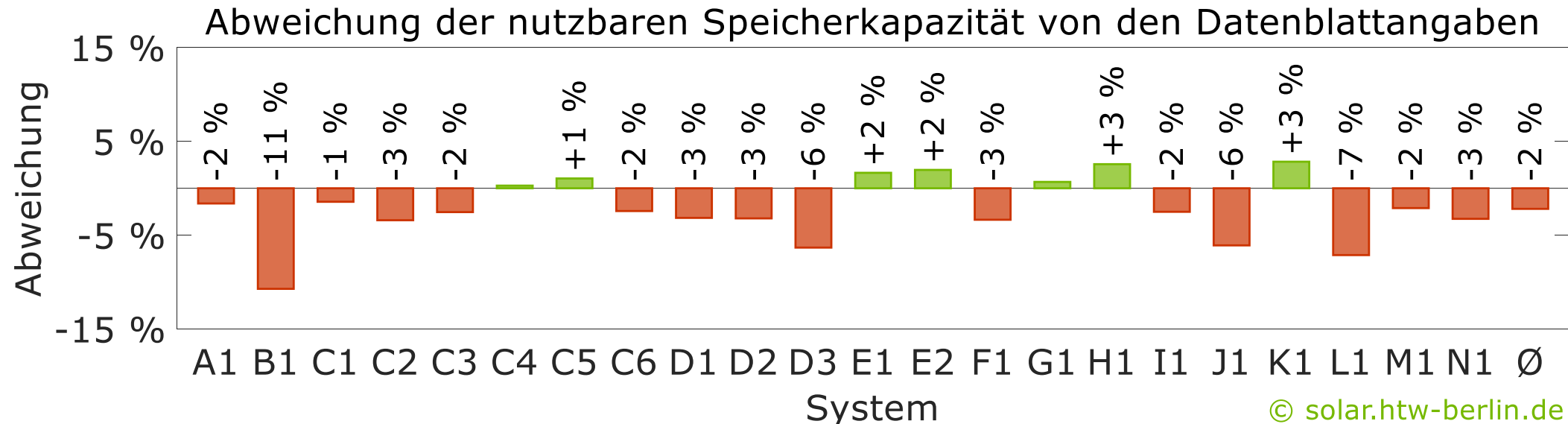


© solar.htw-berlin.de

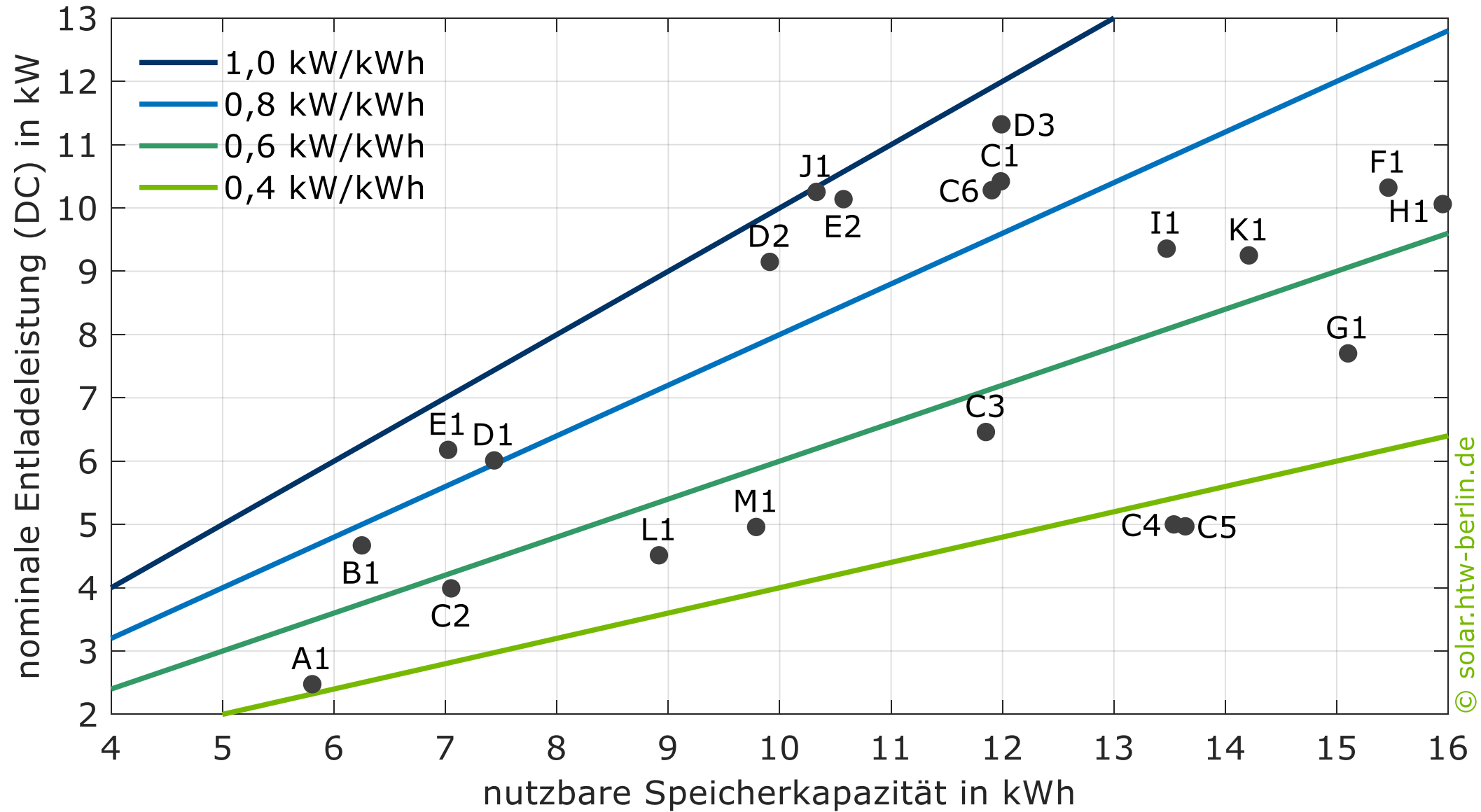
Systeme E1, E2, I1 und N1: Aufgrund einer temperaturbedingten Abregelung konnte der Test nicht mit 100 % der nominalen Leistung durchgeführt werden.

# Vergleich der Datenblattangaben und Labormesswerte

- Für 15 der 22 untersuchten Systeme wurden im Labortest im Vergleich zum Datenblatt **niedrigere nutzbare Speicherkapazitäten** ermittelt.
- Die vorgegebene Entladetiefe zum **Schutz vor einer Tiefentladung** ist häufig der Grund dafür, weshalb die Messwerte niedriger als die Datenblattwerte sind.
- Die nutzbare Speicherkapazität des Systems B1 liegt um 11 Prozentpunkte unter dem auf dem Datenblatt angegebenen Wert.



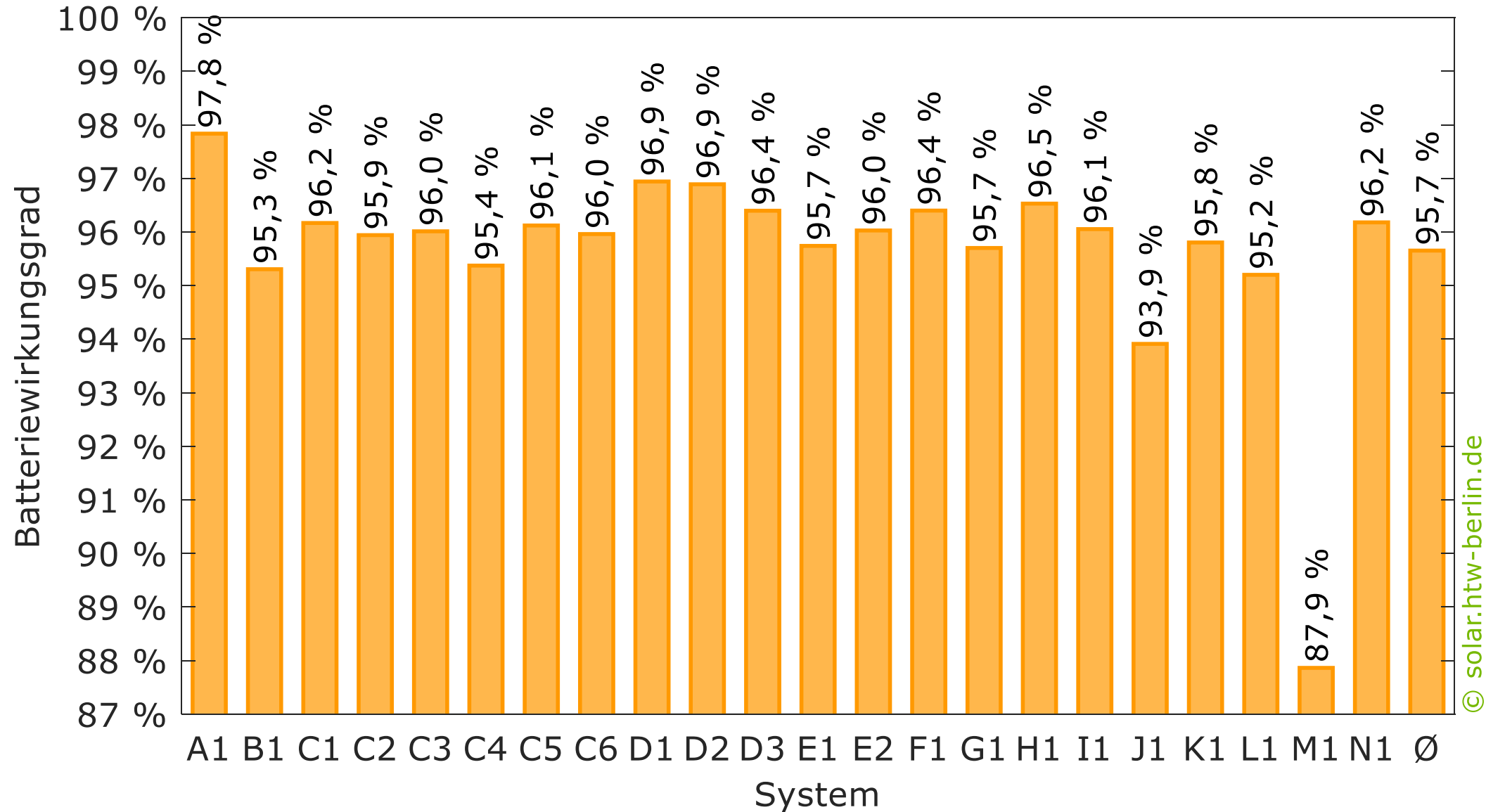
# Nominale Entladeleistung der untersuchten Systeme



© solar.htw-berlin.de



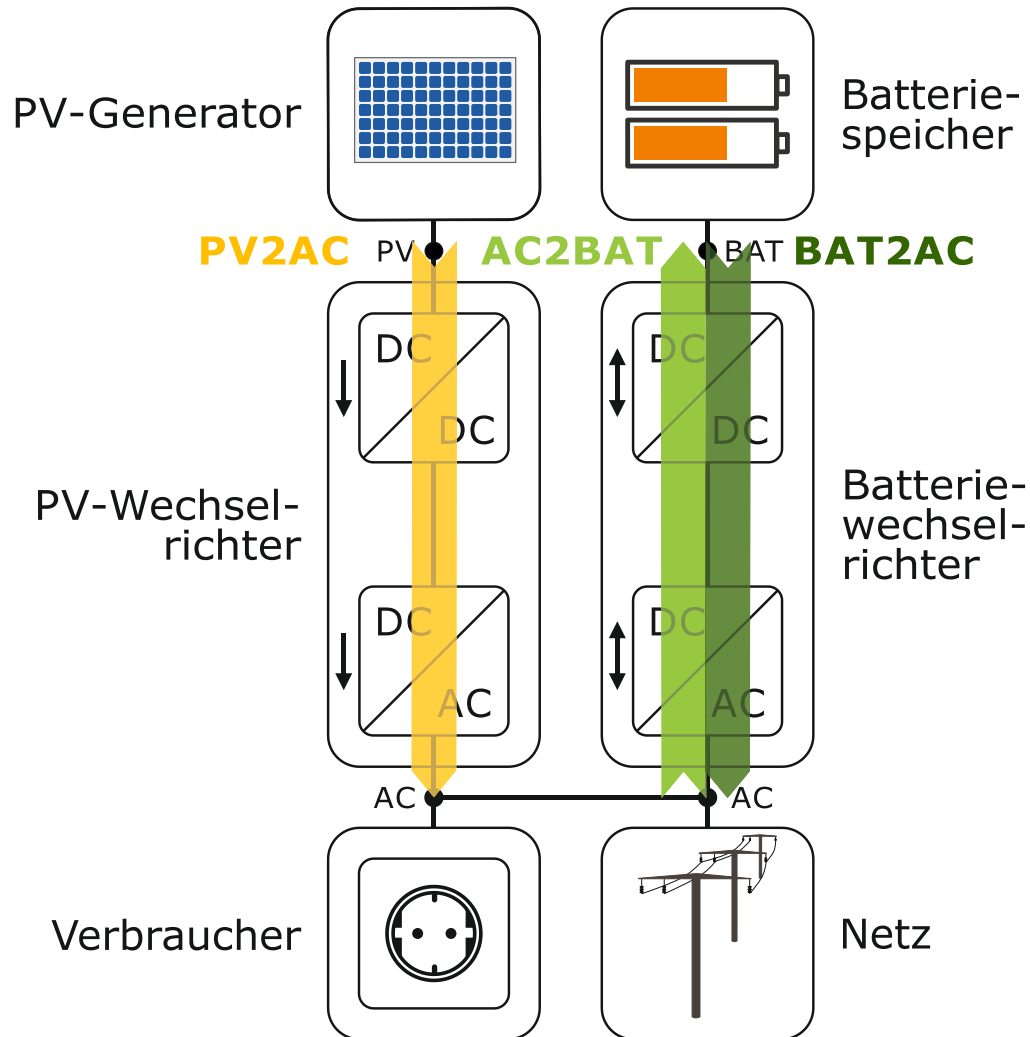
# Mittlere Batteriewirkungsgrade



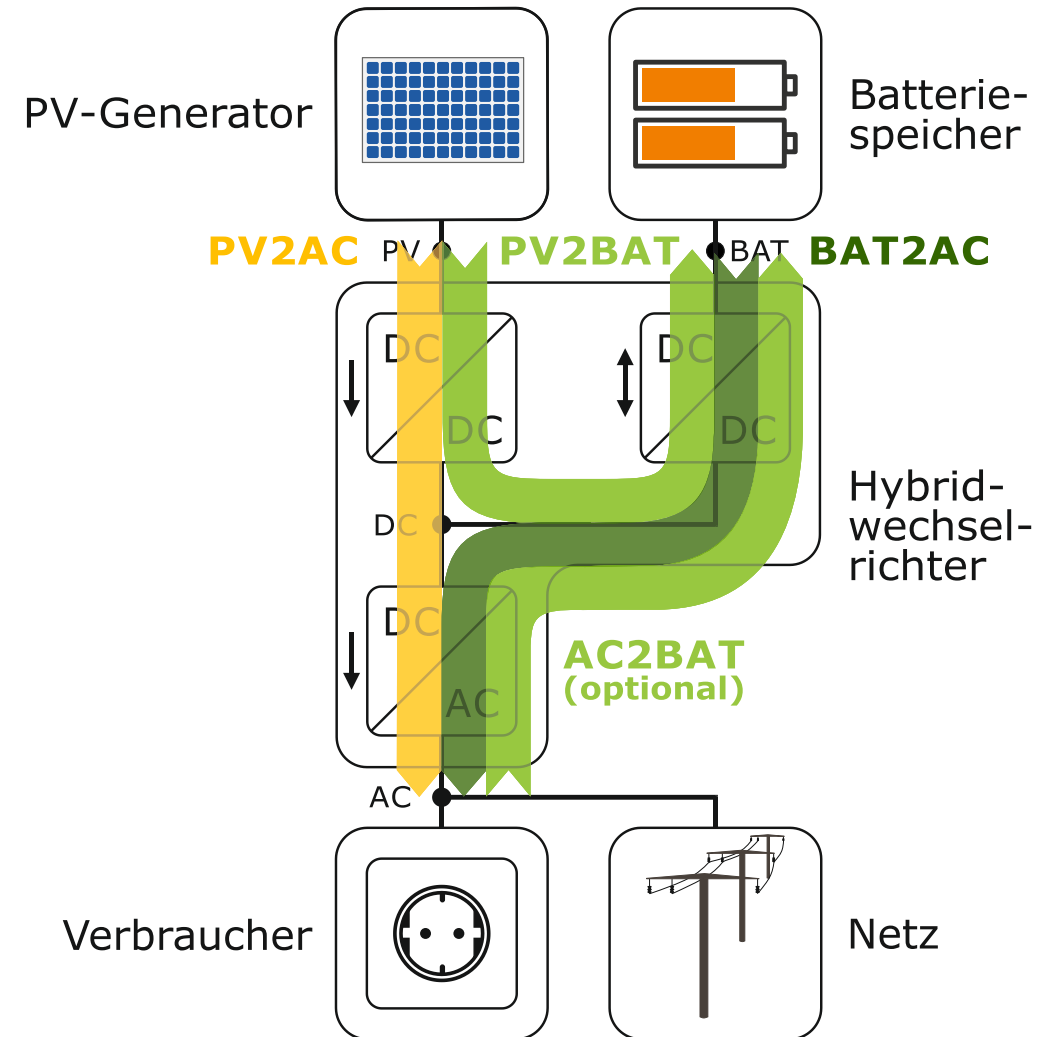
© solar.htw-berlin.de

# Energieumwandlungspfade der einzelnen Systemtopologien

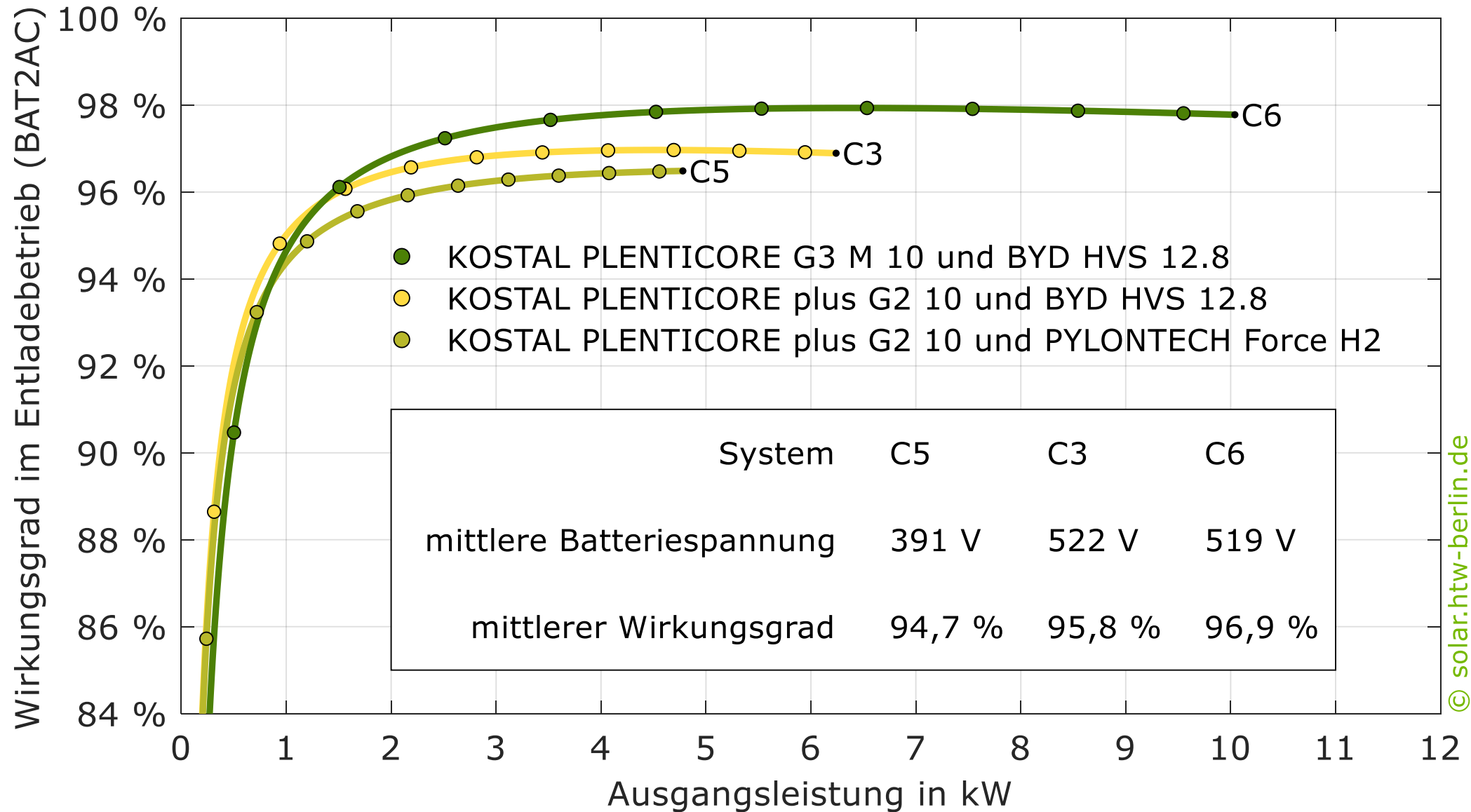
## AC-gekoppelte Systeme



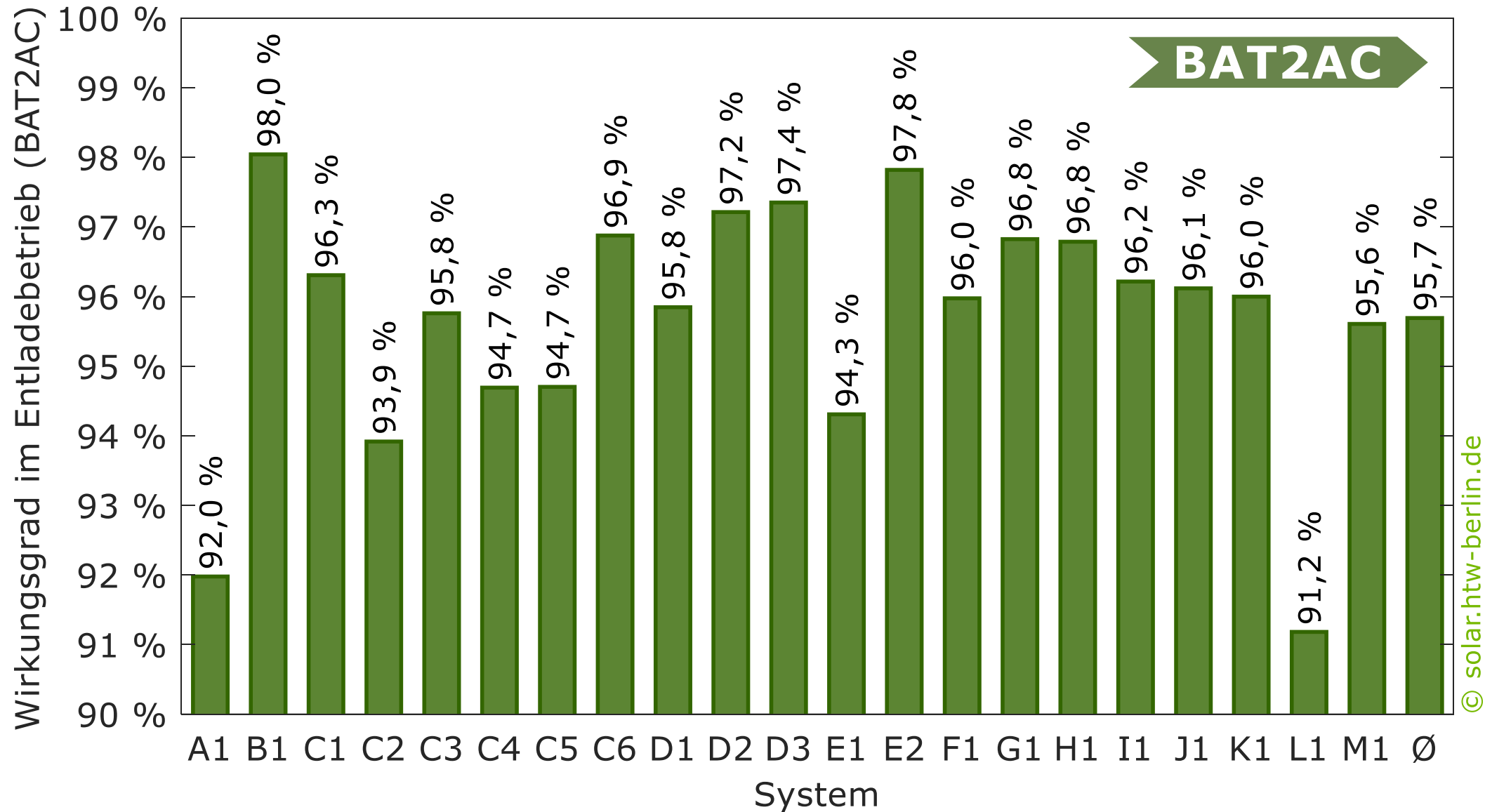
## DC-gekoppelte Systeme



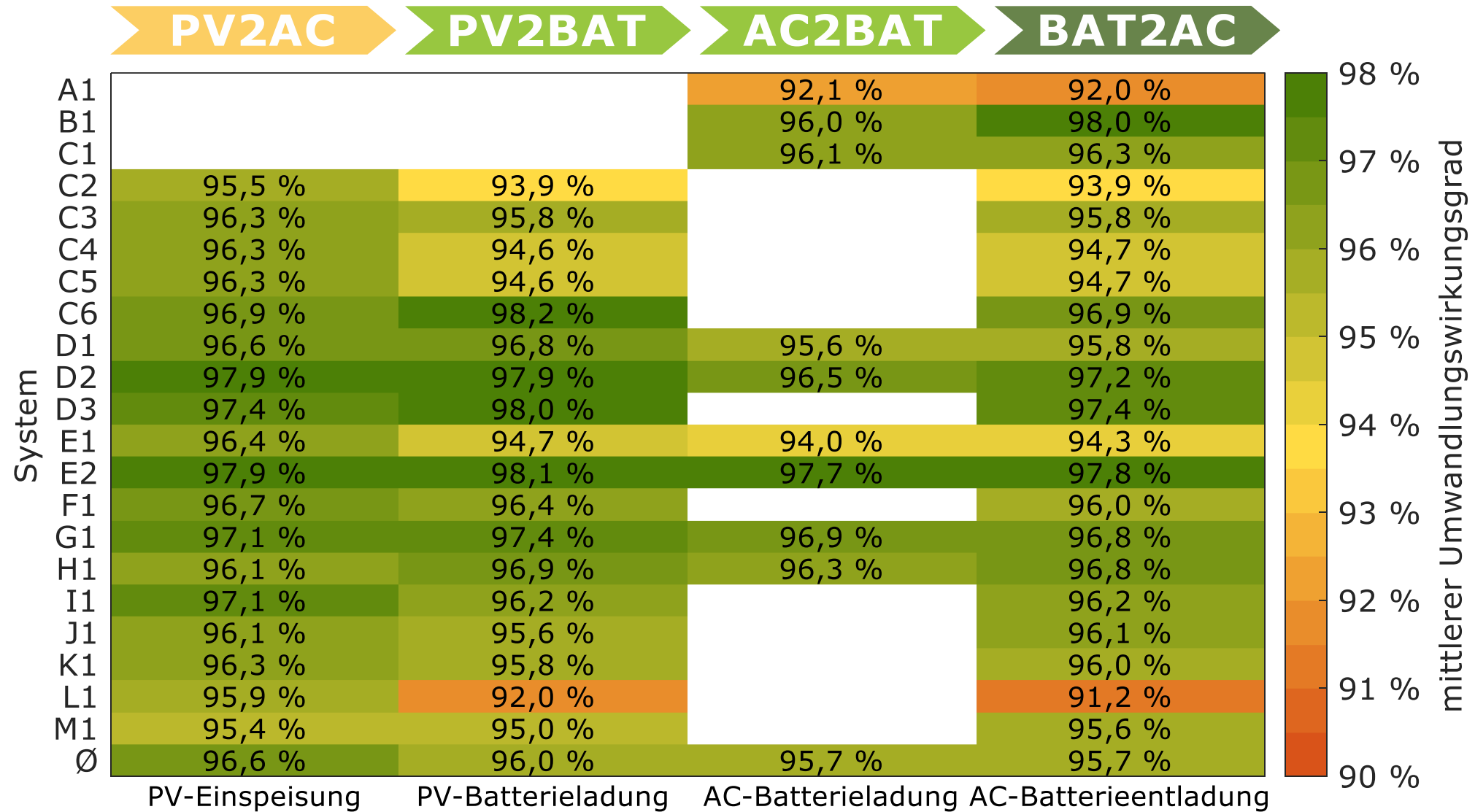
# Mittlerer Pfadwirkungsgrad zum Vergleich der Wandlungseffizienz



# Mittlerer Umwandlungswirkungsgrad der AC-Batterieentladung



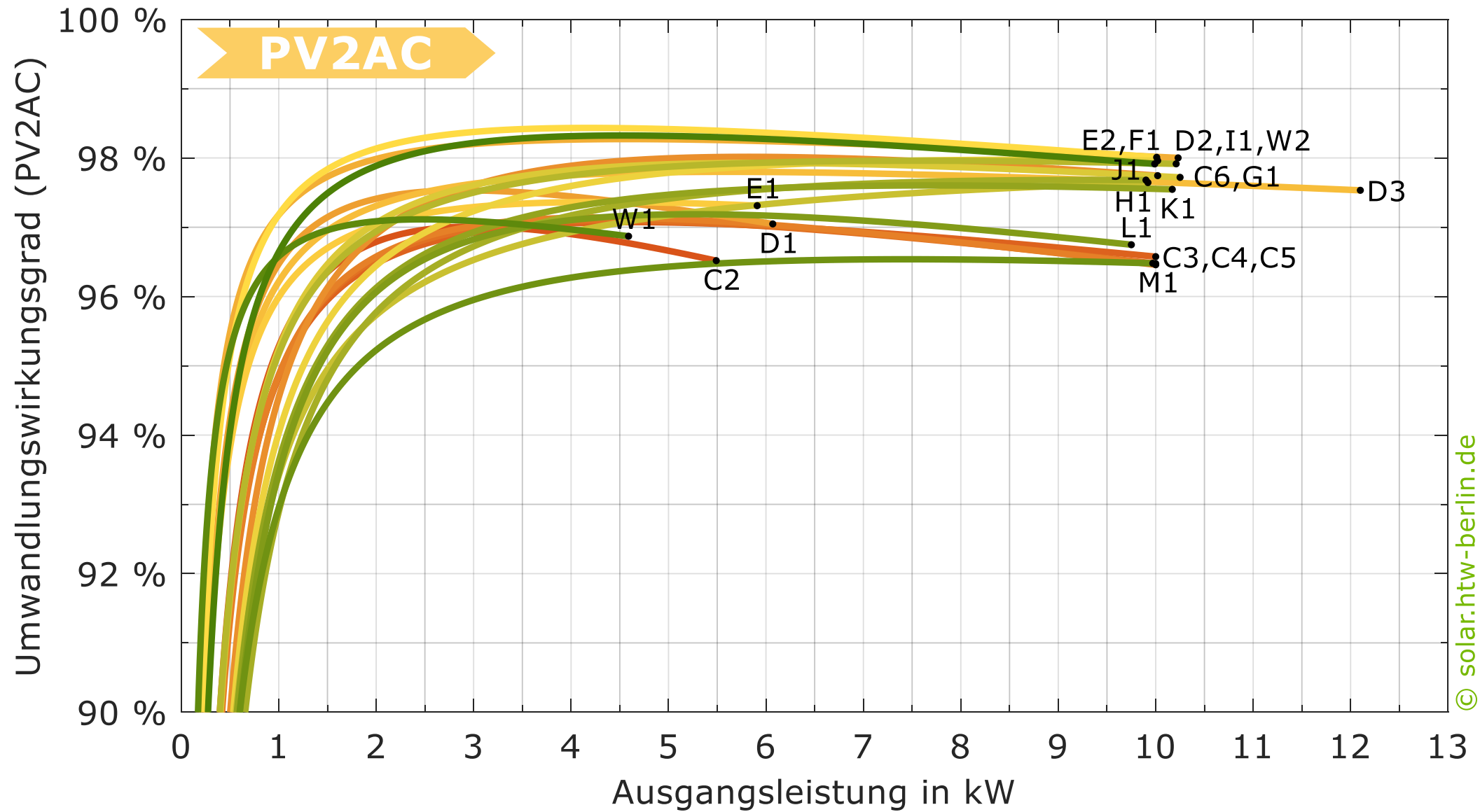
# Mittlere Umwandlungswirkungsgrade



Energieumwandlungspfad

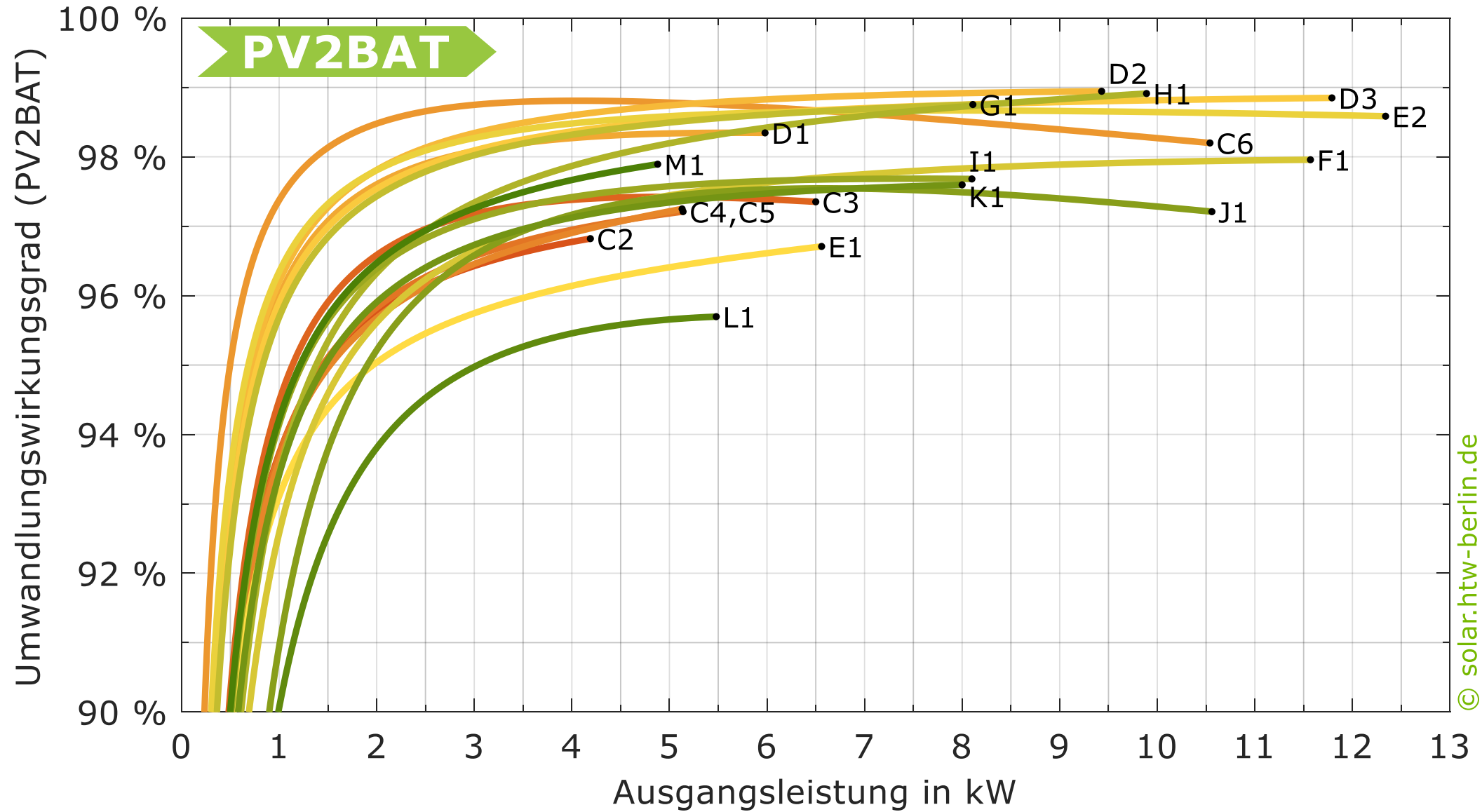
© solar.htw-berlin.de

# Umwandlungswirkungsgrad der PV-Einspeisung



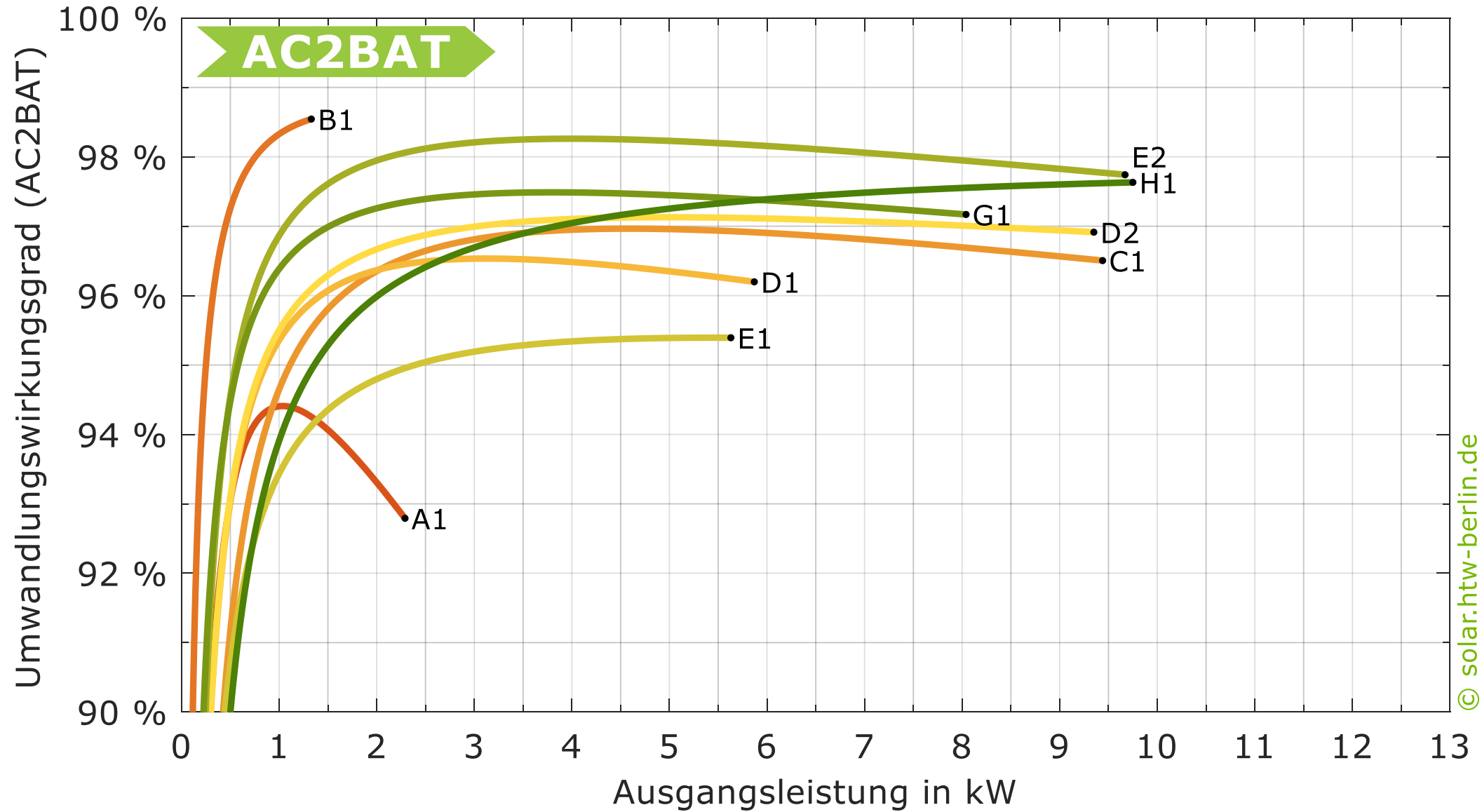
© solar.htw-berlin.de

# Umwandlungswirkungsgrad der PV-Batterieladung



© solar.htw-berlin.de

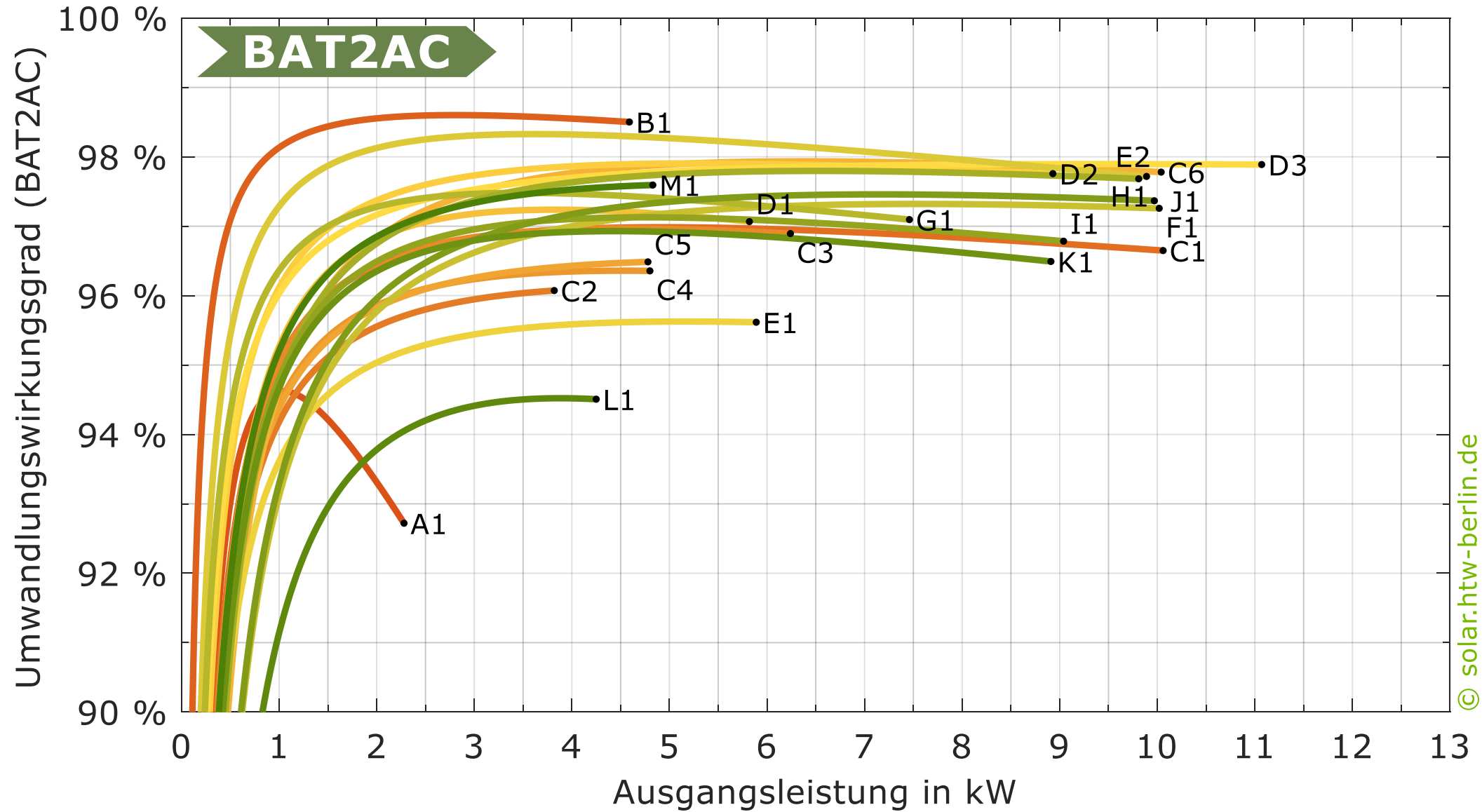
# Umwandlungswirkungsgrad der AC-Batterieladung



© solar.htw-berlin.de

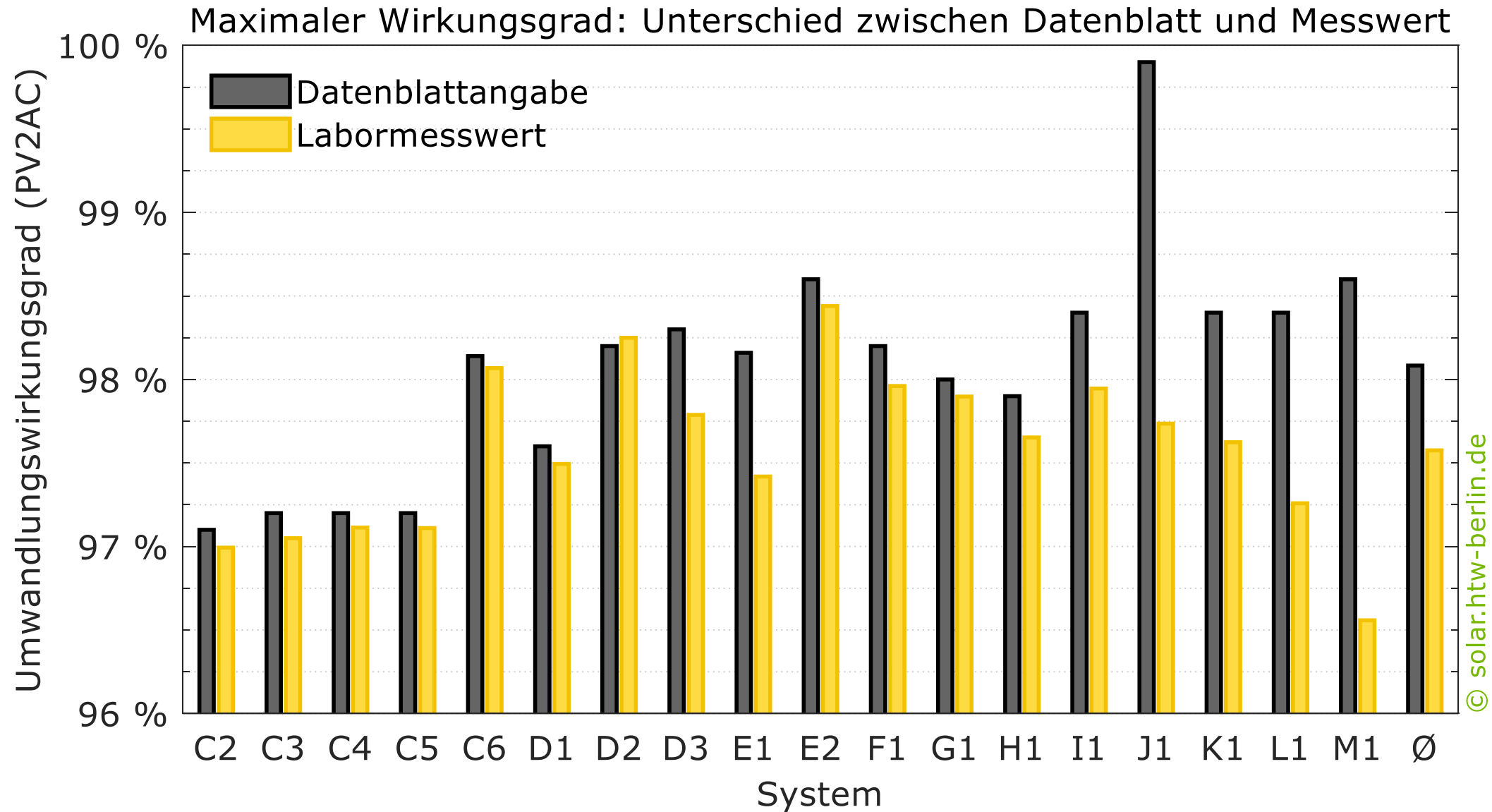


# Umwandlungswirkungsgrad der AC-Batterieentladung

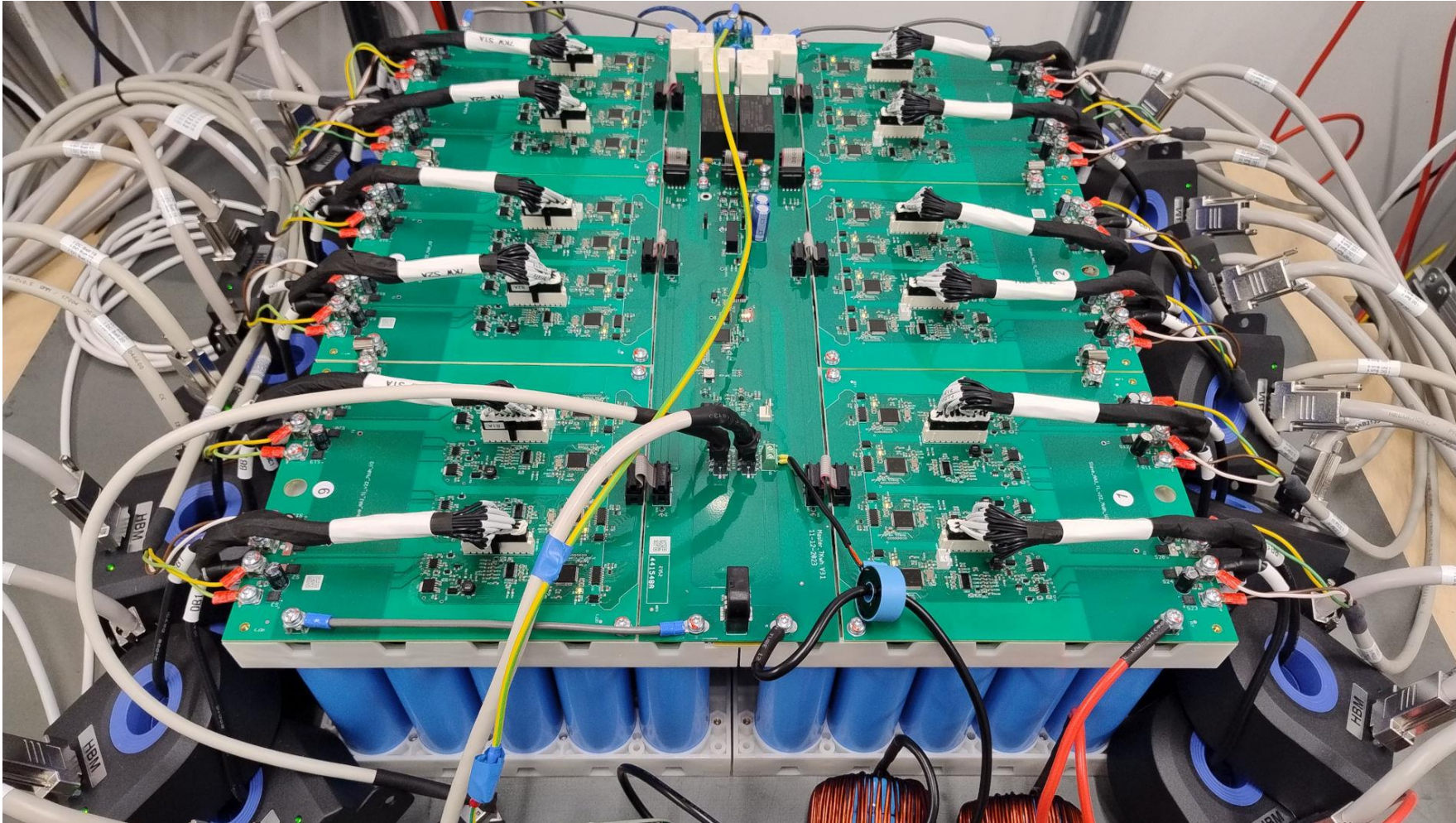


© solar.htw-berlin.de

# Vergleich der Datenblattangaben und Labormesswerte



# Exkurs: Batteriesystem mit Multi-Level-Technologie



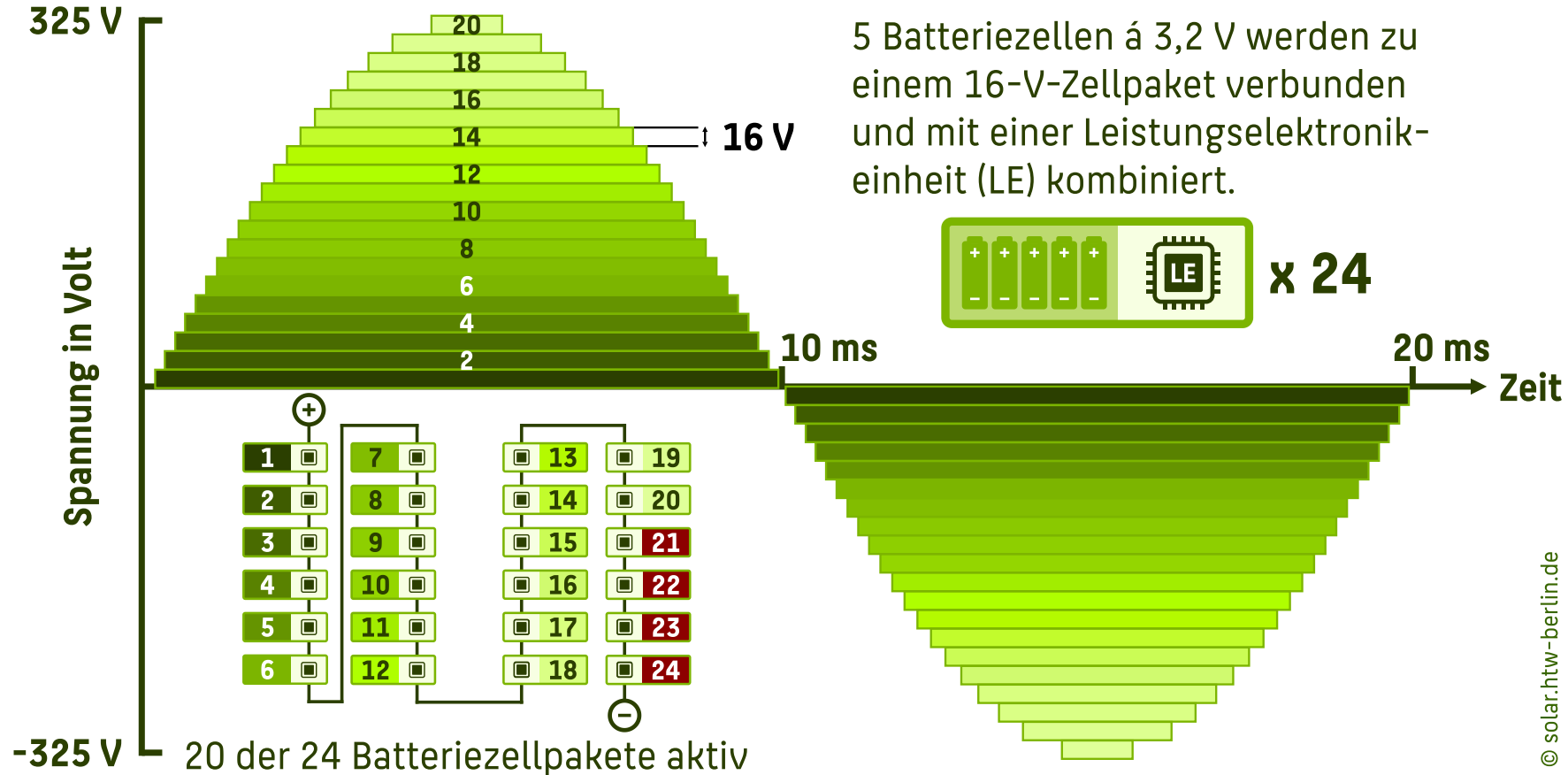
Um das System SAX Power Home Plus überhaupt testen zu können, musste das KIT zwischen der Elektronikplatine und den 24 Batteriezellsträngen insgesamt 24 DC-Messwandler platzieren. In jedem Batteriezellstrang sind 5 LFP-Batteriezellen mit einer Kapazität von 20 Ah in Reihe geschaltet, sodass je Zell-strang eine nominale Spannung von 16 V resultiert (Bild: KIT).

# Exkurs: Batteriesystem mit Multi-Level-Technologie

- Das Systemkonzept des Heimspeichers Power Home Plus der Firma SAX Power weicht deutlich von den Systemkonzepten anderer Speicheranbieter ab. Der Batteriespeicher basiert auf der sogenannte **Multi-Level-Technologie**.
- Dabei werden 5 Batteriezellen in Reihe zu einem Zellpaket mit einer Spannung von 16 V verschaltet und mit einer **eigenen Leistungselektronikeinheit**, einer sogenannten H-Brücke, verbunden.
- Über die leistungselektronische **H-Brückenschaltung** werden die Zellpakete in Reihe geschaltet.
- Um die notwendige Spitzenspannung von 325 V zu erreichen, müssen **20 der 24 Zellpakete** über die H-Brücken be- oder entladen werden.
- Die einzelnen Zellpakete werden zeitlich verzögert aktiviert und deaktiviert. Dadurch lässt sich ein **treppenförmiger Sinusverlauf** der Spannung am Ausgang des Batteriesystems erzeugen.

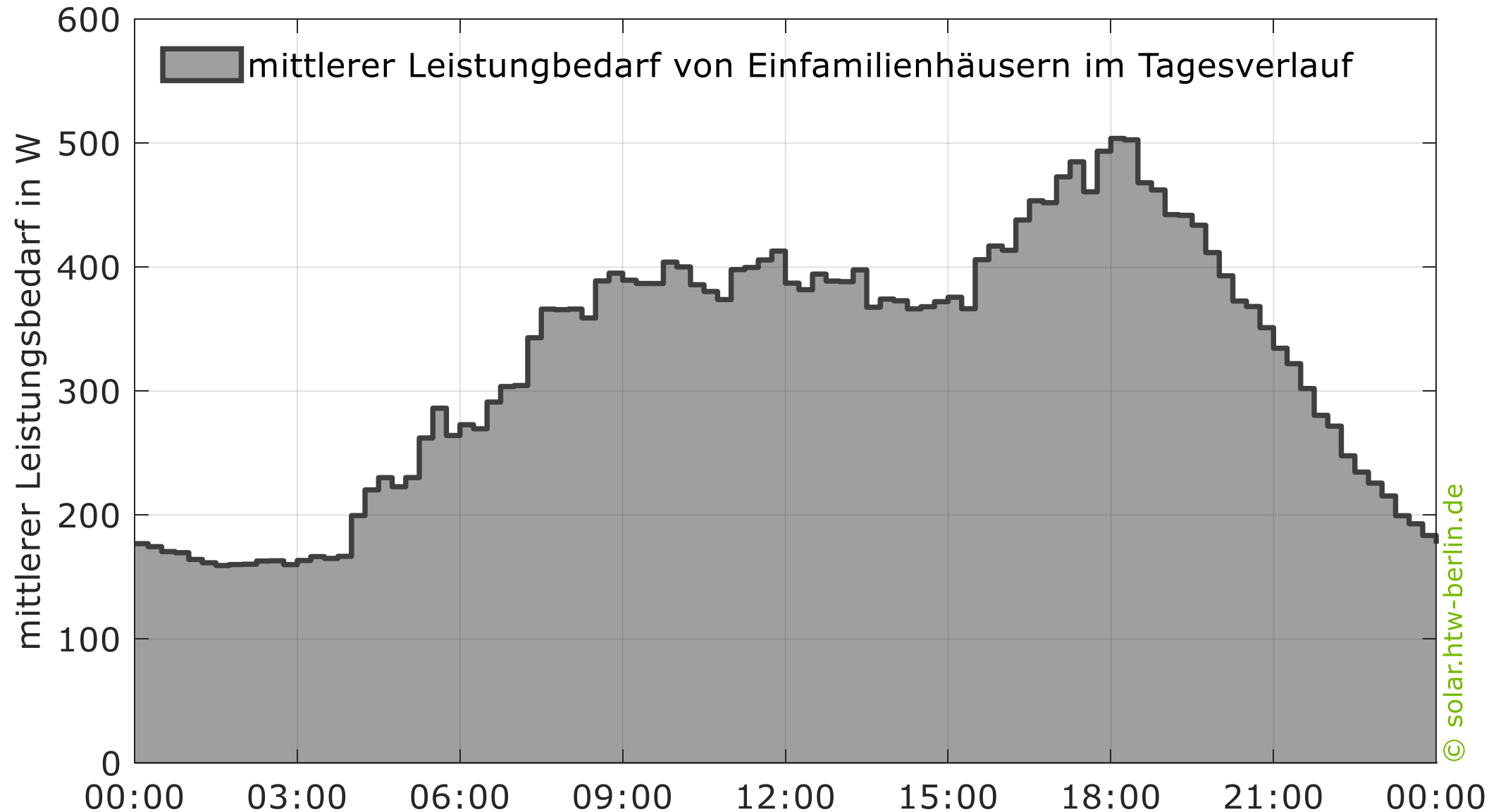
# Exkurs: Batteriesystem mit Multi-Level-Technologie

## Spannungsverlauf eines Batteriesystems mit Multi-Level-Technologie



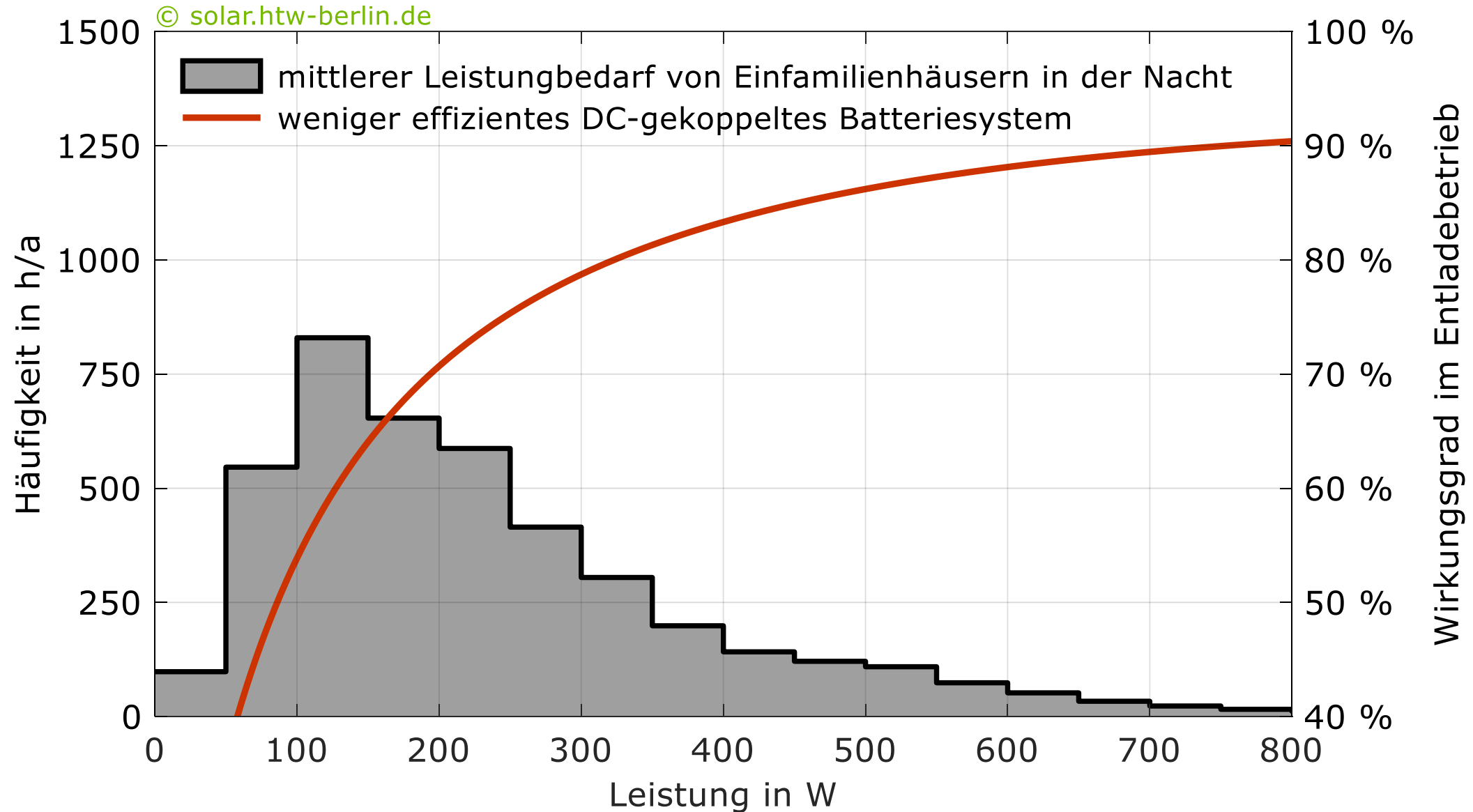
Schematische Darstellung des Verlaufs der sinusförmigen Wechselspannung innerhalb einer Periode (20 ms) eines Batteriesystems mit der Multi-Level-Technologie. Die dargestellten Werte gelten für das Heimspeichersystem SAX Power Home Plus bei einer Netzspannung von 230 V (Effektivwert). Um in dem Fall die Spitzenspannung von 325 V bereitzustellen, müssen kurzzeitig 20 der 24 Batteriezellpakete aktiv sein. Bei dieser Technik werden die einzelnen Batteriezellen nicht direkt, sondern über leistungselektronische H-Brückenschaltungen in Reihe geschaltet. In der Praxis sorgt ein Tiefpassfilter dafür, dass die Wechselspannung am Ausgang des Batteriesystems geglättet wird (Grafik: HTW Berlin).

# Typischer Tagesverlauf des Leistungsbedarfs von Eigenheimen

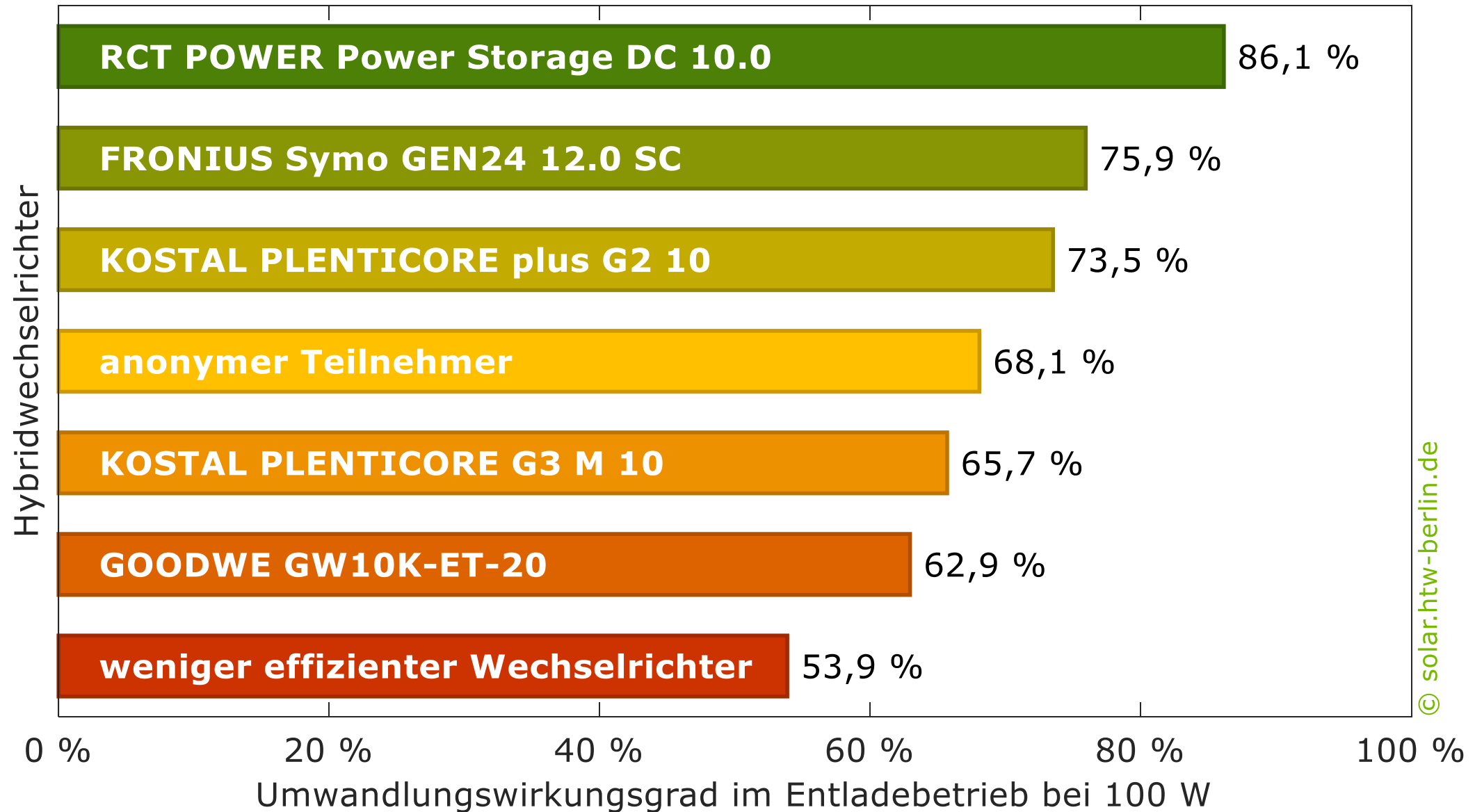


© solar.htw-berlin.de

# Teillastwirkungsgrade eines ineffizienten Hybridwechselrichters

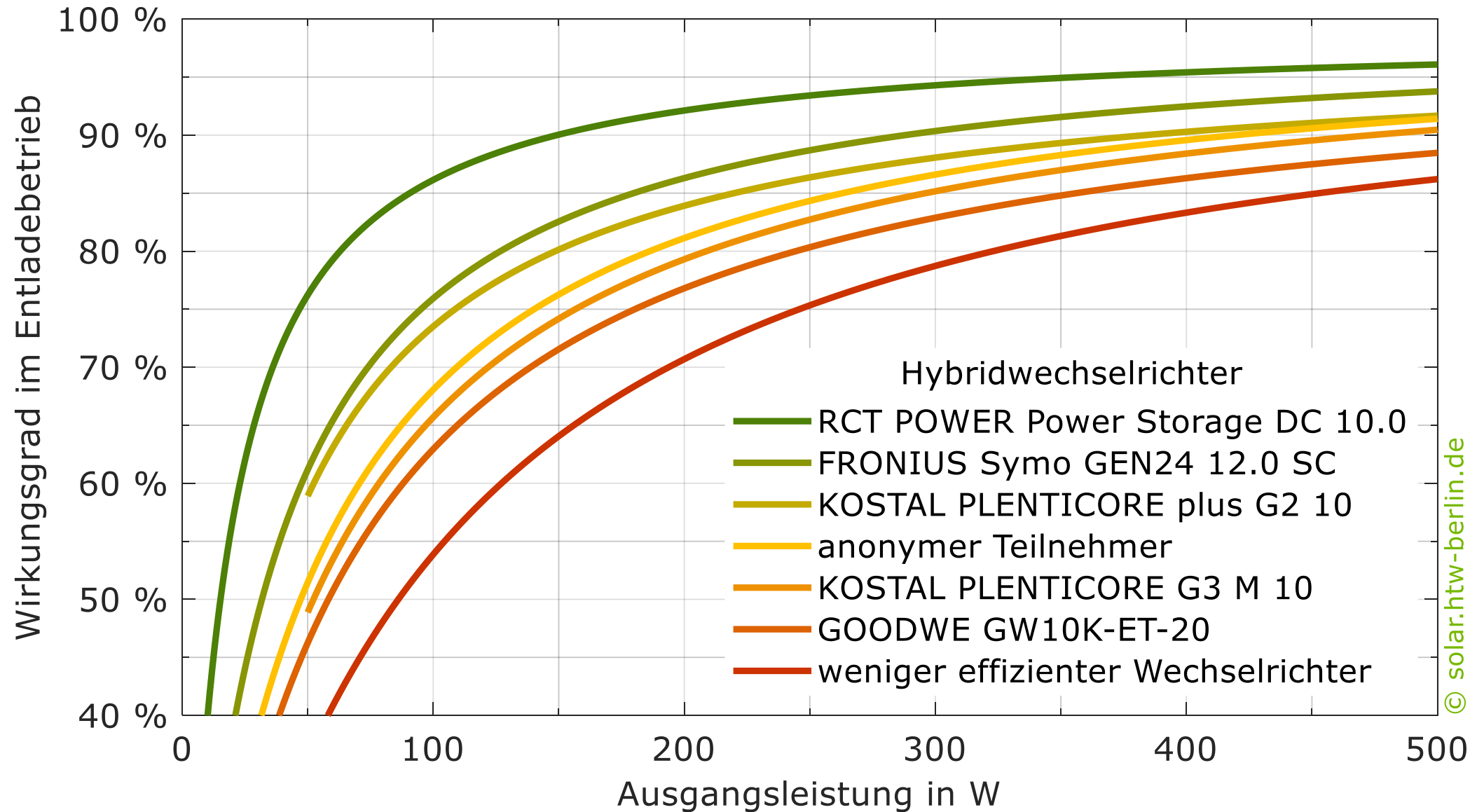


# Wirkungsgrade unterschiedlicher Hybridwechselrichter bei 100 W

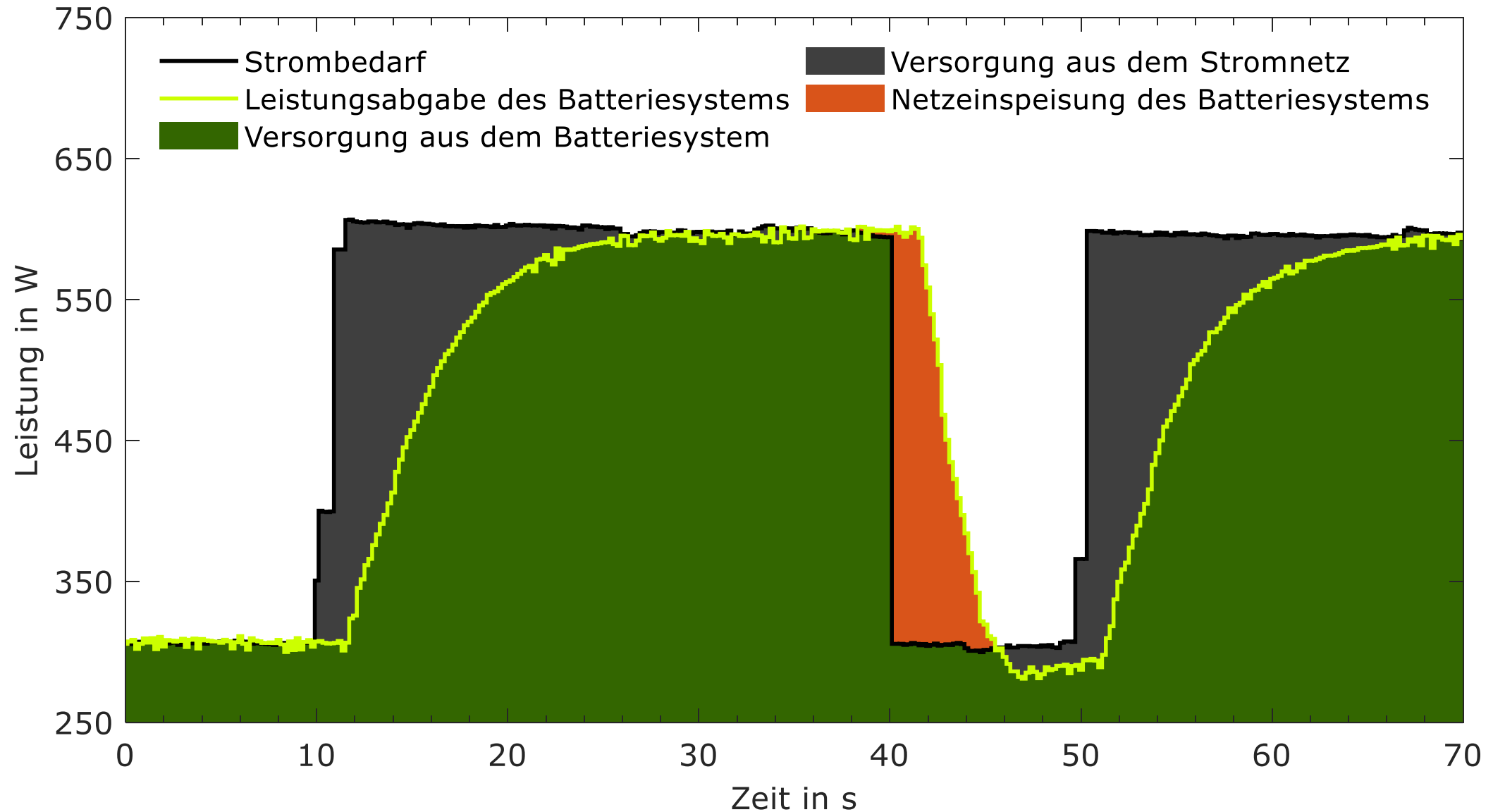




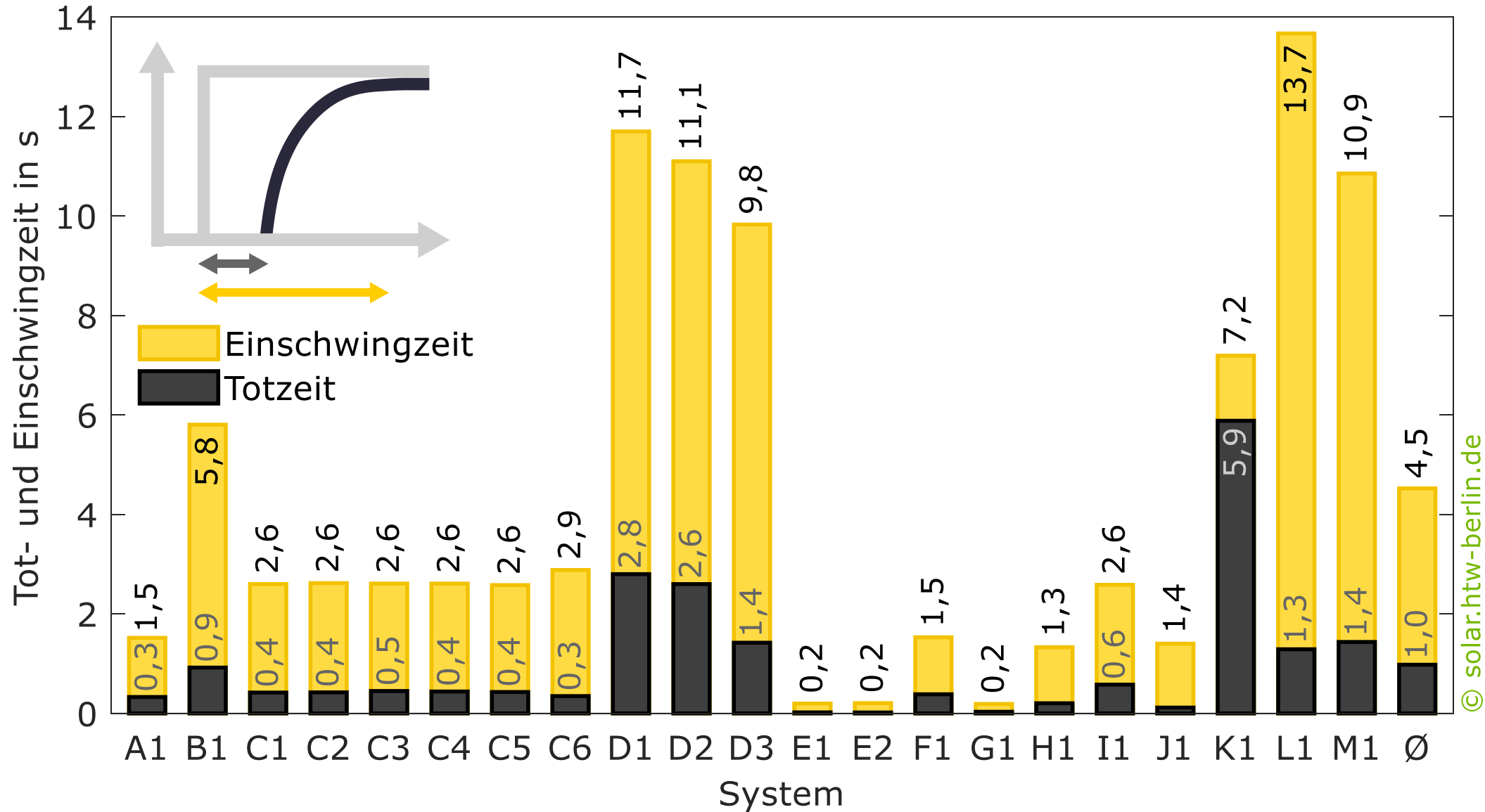
# Teillastwirkungsgrade unterschiedlicher Hybridwechselrichter



# Dynamische Regelungsabweichungen eines trägen Batteriesystems



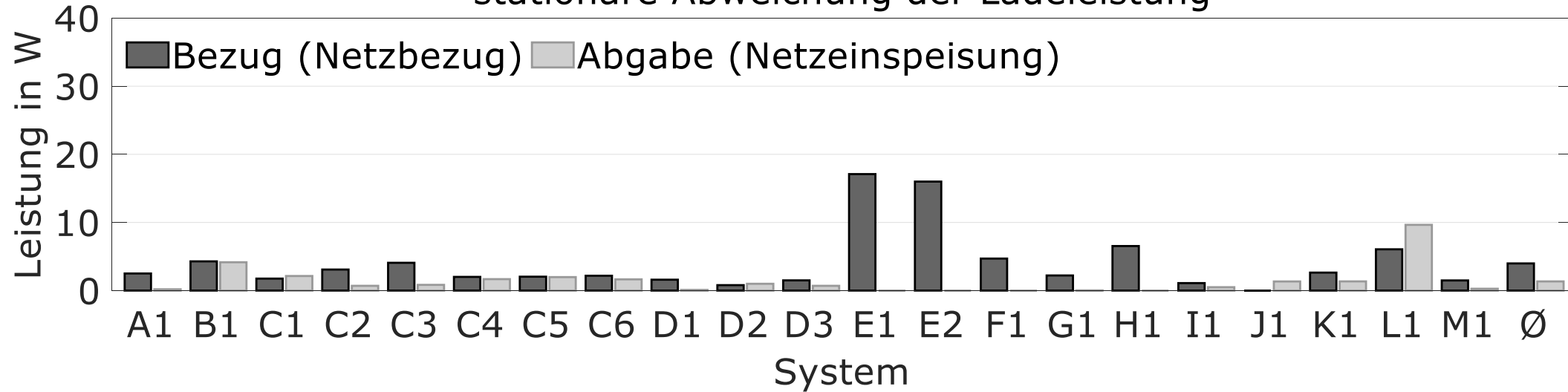
# Dynamische Regelungsabweichungen: Tot- und Einschwingzeit



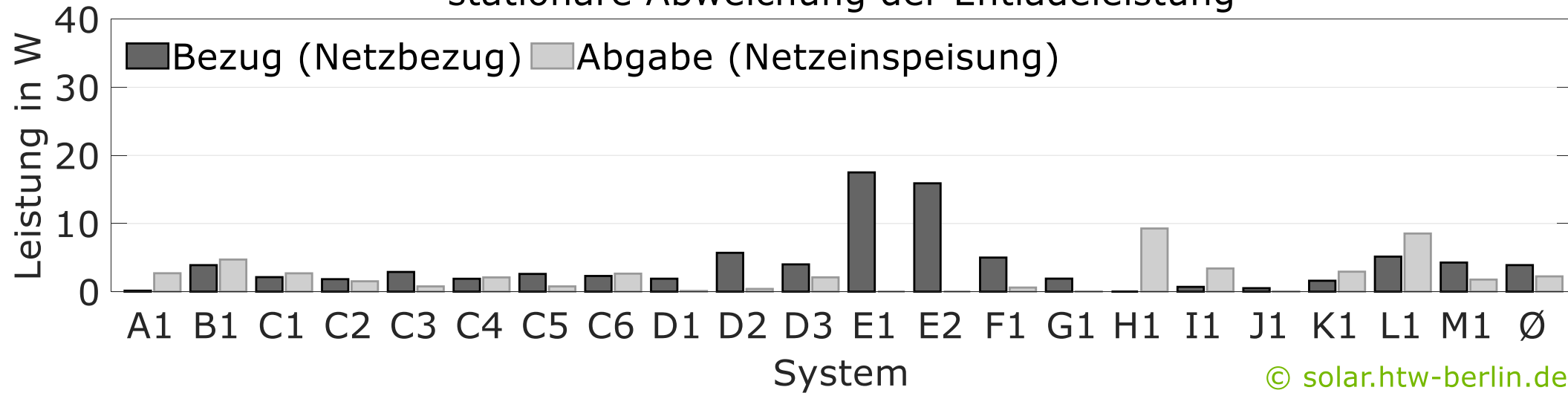
© solar.htw-berlin.de

# Stationäre Regelungsabweichungen

stationäre Abweichung der Ladeleistung

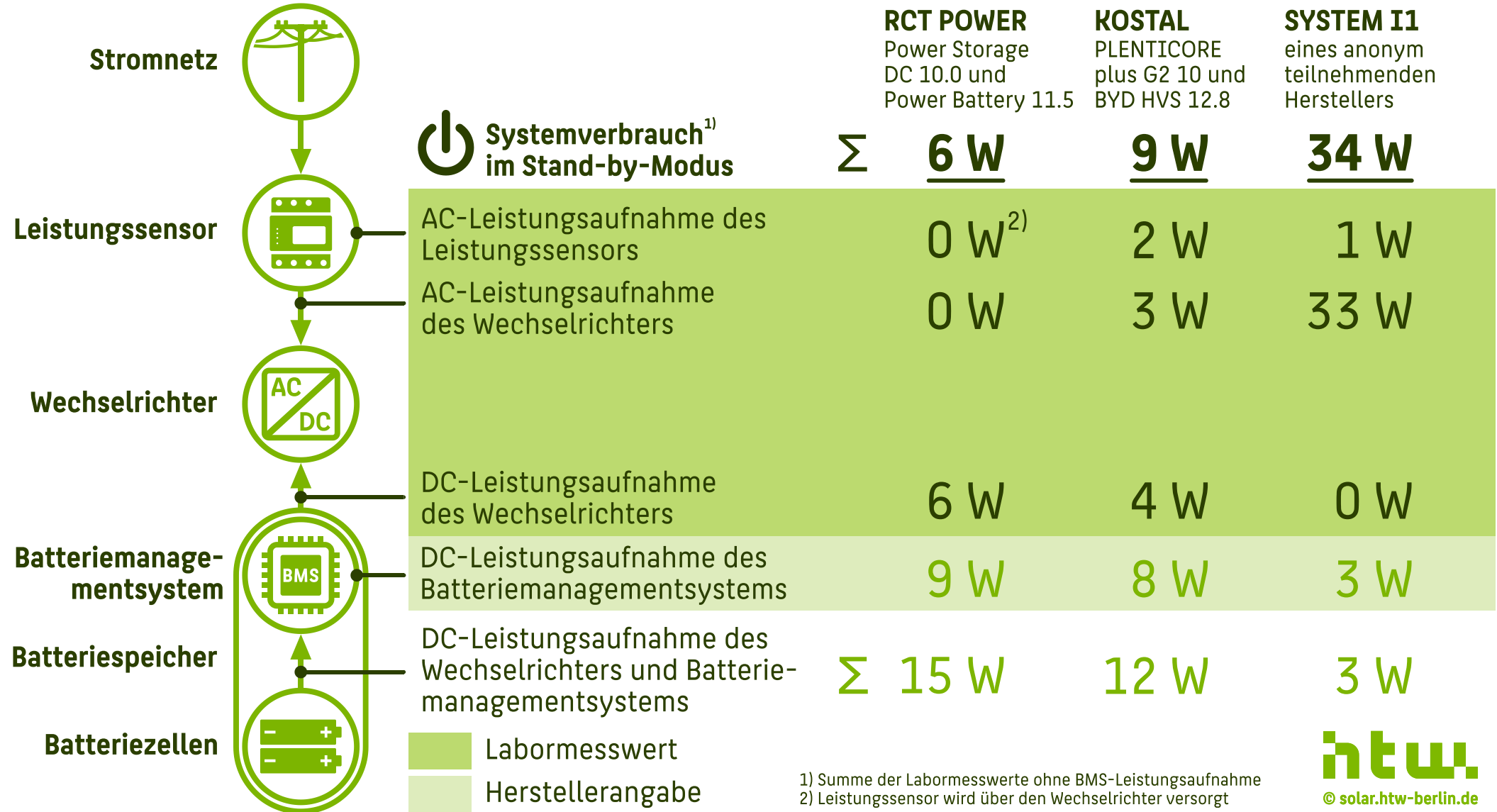


stationäre Abweichung der Entladeleistung

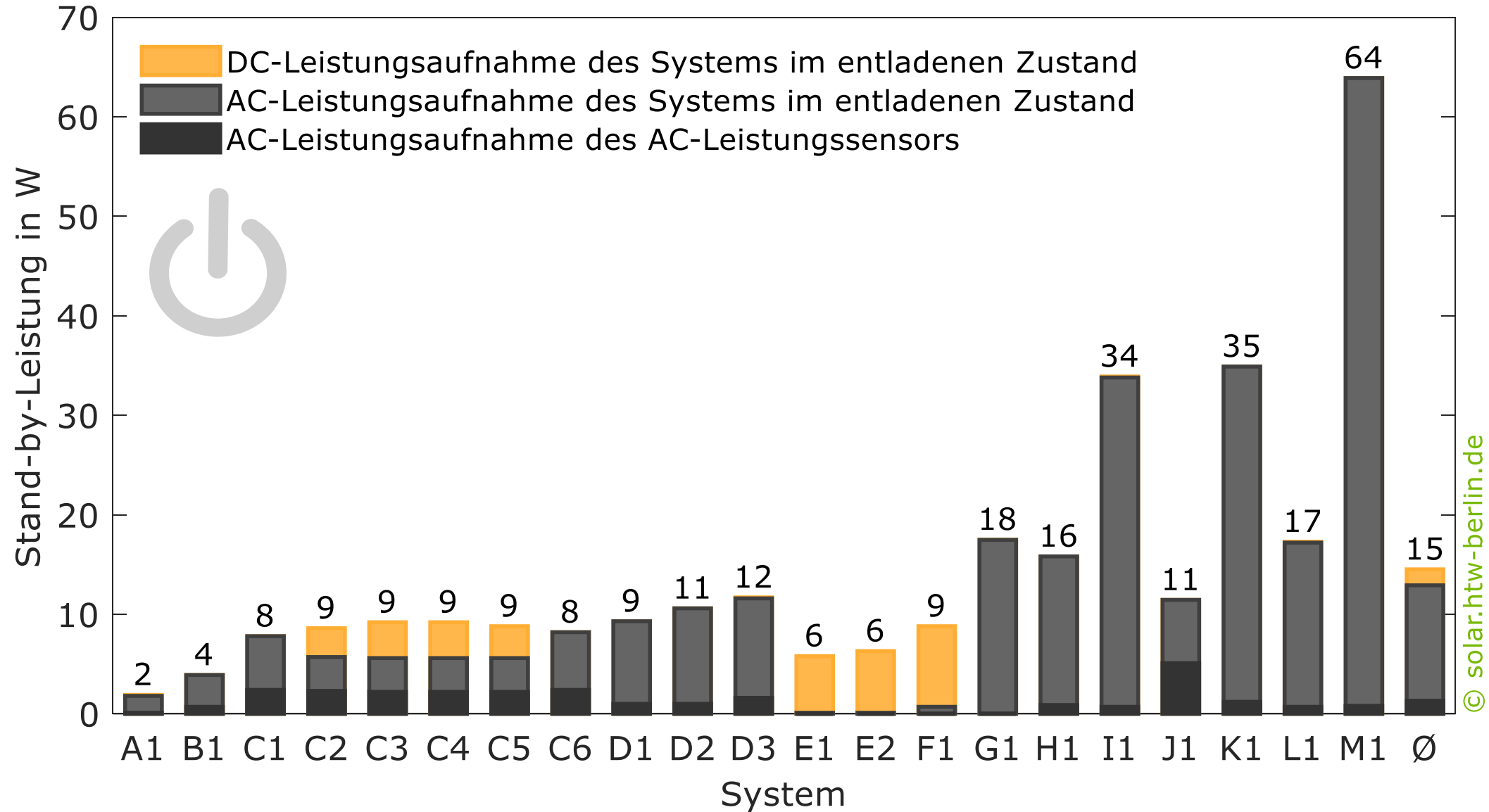


© solar.htw-berlin.de

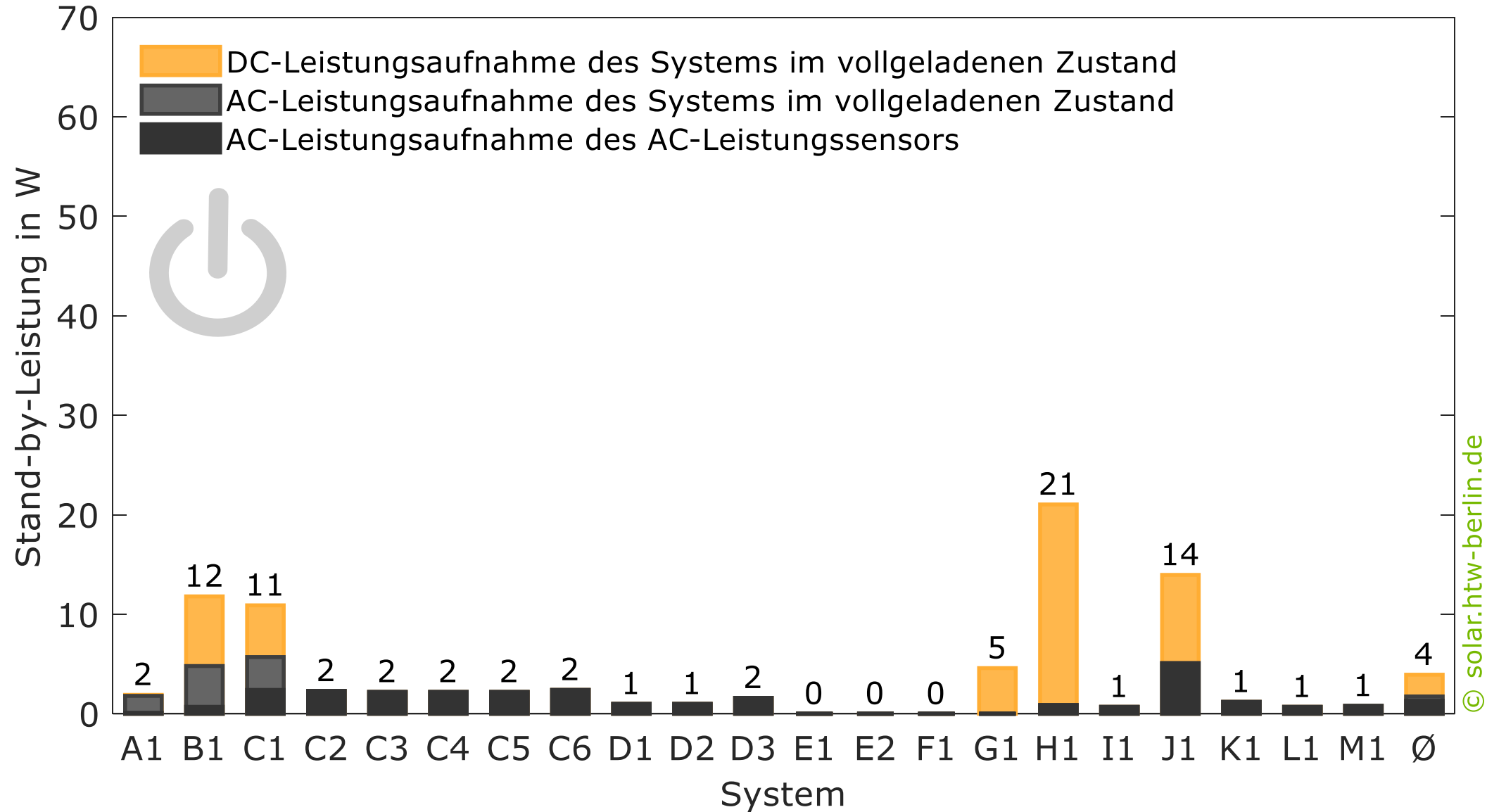
# Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme



# Stand-by-Leistung bei entladenem Batteriespeicher



# Stand-by-Leistung bei vollgeladenem Batteriespeicher



© solar.htw-berlin.de

SPI

The image features the letters 'SPI' in a large, bright green, 3D font. The letters are positioned on a light-colored concrete ledge. Behind the letters, there is a dense field of tall, thin grasses, some of which are golden-brown, suggesting a natural or outdoor setting. The background is a clear, bright blue sky. The lighting is bright, creating strong shadows and highlights on the letters and the grass.

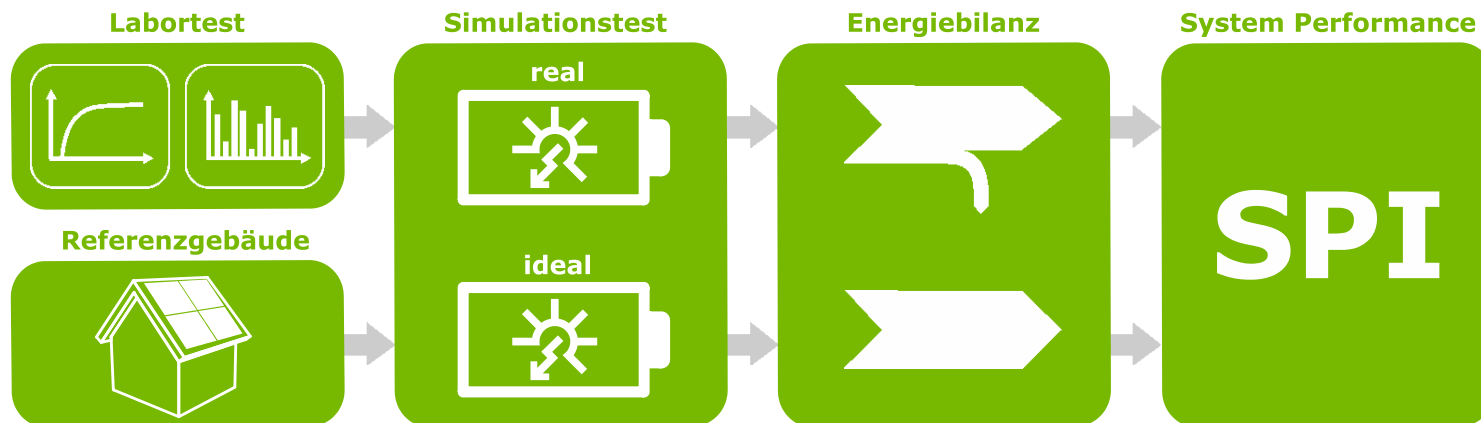


# Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2025

|          |  |   |
|----------|--|---|
| <b>1</b> | Analyse des Marktes für Photovoltaik-Speichersysteme in Deutschland                      |    |
| <b>2</b> | Vergleich der Systemeigenschaften auf Basis von Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden  |    |
| <b>3</b> | Simulationsbasierte Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) |    |
| <b>4</b> | Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen                |  |

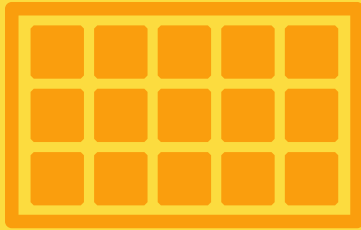
# Vorgehensweise zur simulationsbasierten Systembewertung

- **Simulation des Betriebsverhaltens** der PV-Speichersysteme über ein Jahr.
- Der System Performance Index (SPI) bewertet die Systeme anhand der Energieflüsse am **Netzanschlusspunkt**. Dabei wird die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie mit 8 ct/kWh und der aus dem Netz bezogenen Energie mit 40 ct/kWh berücksichtigt.
- Parametrierung des Simulationsmodells „**PerMod**“ (Version 2.2) auf Basis der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Labormessergebnisse.
- Abbildung der **Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs- und Bereitschaftsverluste** anhand der Labormesswerte.



# System Performance Index SPI (5 kW) und SPI (10 kW)

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

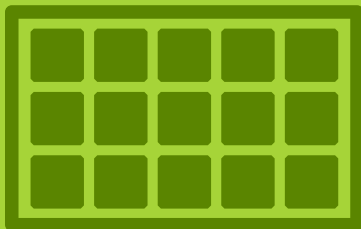


PV-Anlage  
(5 kW)



Haushalt  
(5010 kWh/a)

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



PV-Anlage  
(10 kW)



Haushalt  
(5010 kWh/a)



Wärmepumpe  
(2664 kWh/a)



Elektroauto  
(1690 kWh/a)

**Hinweis: SPI (5 kW) und SPI (10 kW) sind aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen der beiden Referenzfälle nicht vergleichbar.** 

# Zuordnung der Systeme zu den Referenzfällen

- Je nach Dimensionierung der **Leistungselektronik** und des **Batteriespeichers** ist die Effizienzbewertung mit dem **SPI (5 kW)** oder **SPI (10 kW)** sinnvoll.
- Mit dem SPI (5 kW) wurden lediglich die Systeme bewertet, die eine nutzbare Speicherkapazität kleiner als **8,0 kWh** vorweisen konnten.
- Für die Bewertung mit dem SPI (10 kW) war eine nutzbare Speicherkapazität kleiner als **16,0 kWh** erforderlich.
- Die Einordnung erfolgte anhand der im **Labortest** ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten.
- 5 Systeme wurden mit dem SPI (5 kW) und 16 Systeme mit dem SPI (10 kW) bewertet.



# Mit dem System Performance Index (SPI) bewertete Systeme

**A1** VARTA pulse neo 6

**B1** SAX Power Home Plus

**C1** KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und BYD Battery-Box HVS 12.8

**C2** KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und BYD Battery-Box HVS 7.7

**C3** KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und BYD Battery-Box HVS 12.8

**C4** KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und DYNESS Tower T14

**C5** KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und PYLONTECH Force H2

**C6** KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 und BYD Battery-Box HVS 12.8

**D1** FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box HVS 7.7

**D2** FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box HVS 10.2

**D3** FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC und BYD Battery-Box HVS 12.8

**E1** RCT POWER Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6

**E2** RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5

**F1** GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20

**G1** ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5

**H1** FOX ESS H3-10.0-Smart und ECS2900-H6

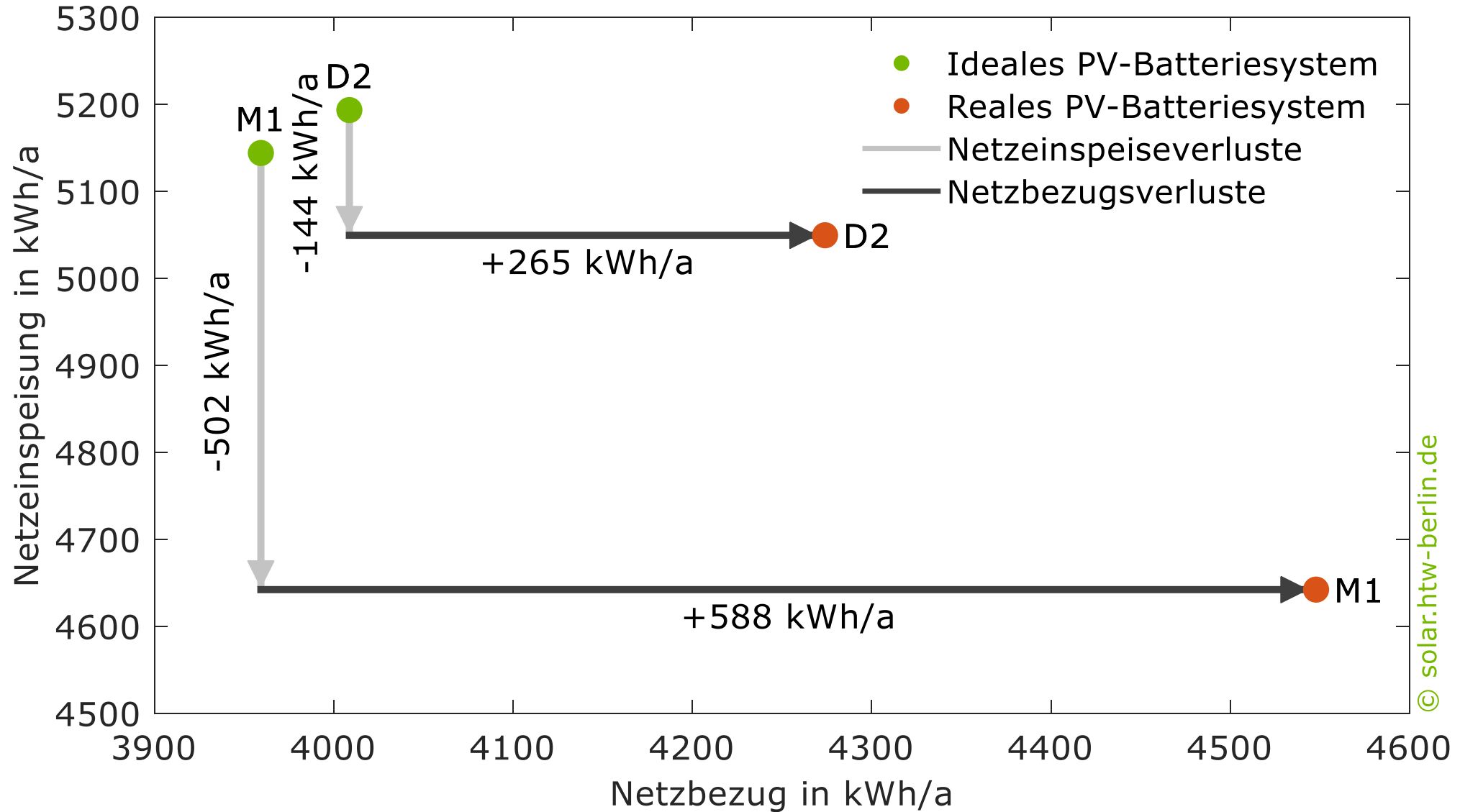


**A1 B1 C1 C2 C3 C4 C5 C6 D1 D2 D3 E1 E2 F1 G1 H1 I1 J1 K1 L1 M1**

AC-Kopplung

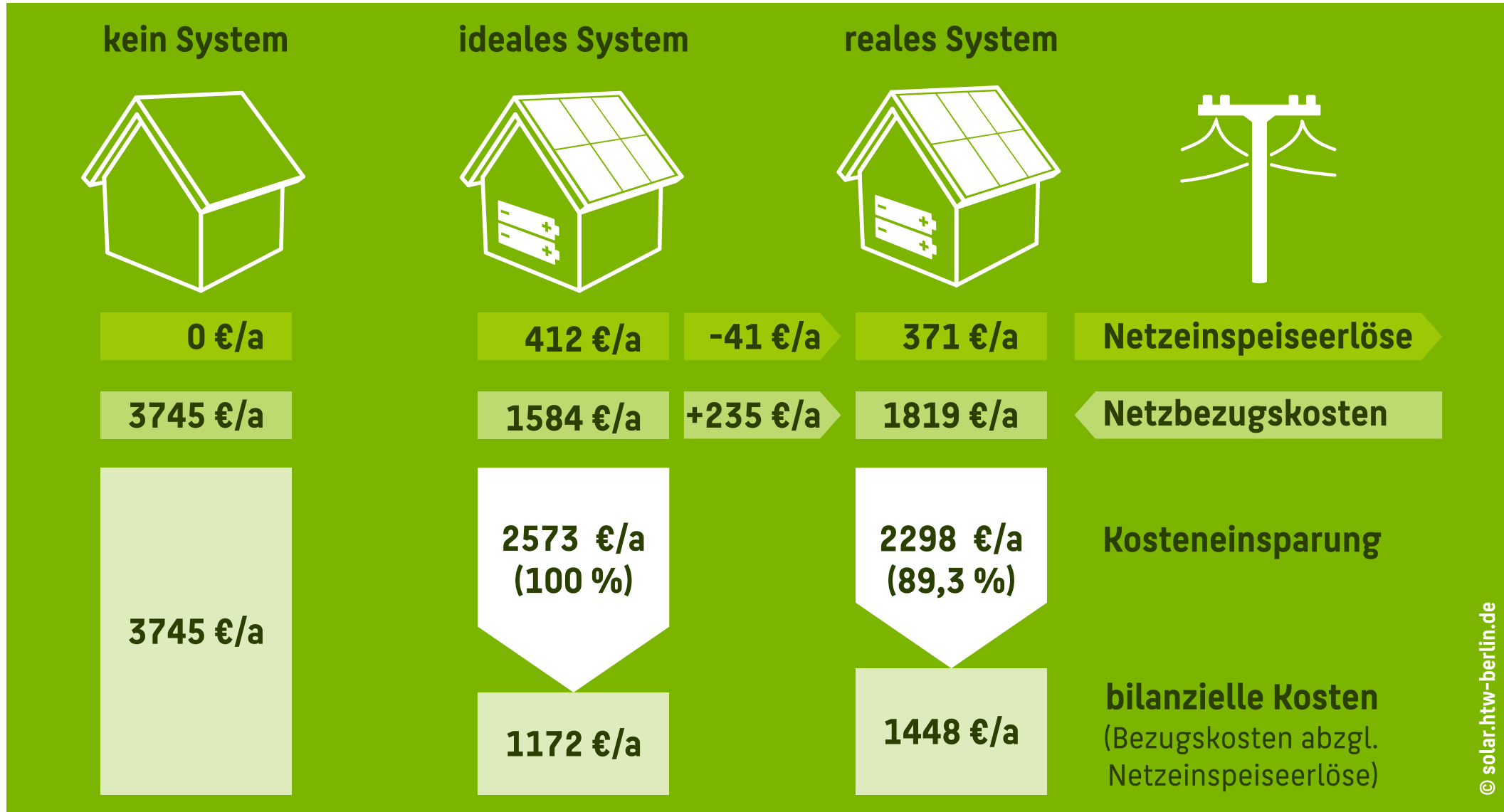
DC-Kopplung mit Hybridwechselrichter

# Effizienzverluste reduzieren die Einspeisung und steigern den Bezug



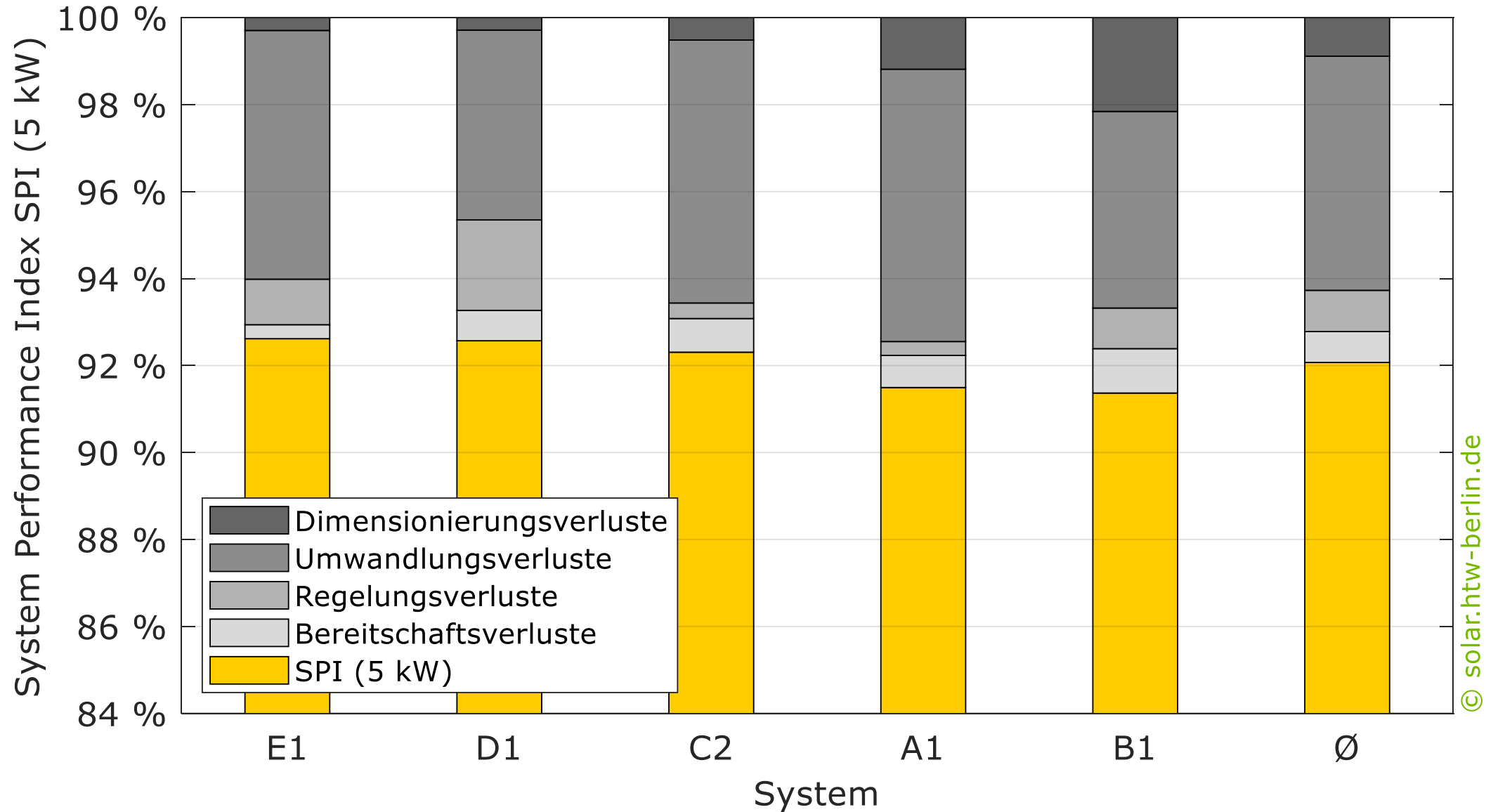
© solar.htw-berlin.de

# Beispiel zur Bestimmung des System Performance Index (SPI)



© solar.htw-berlin.de

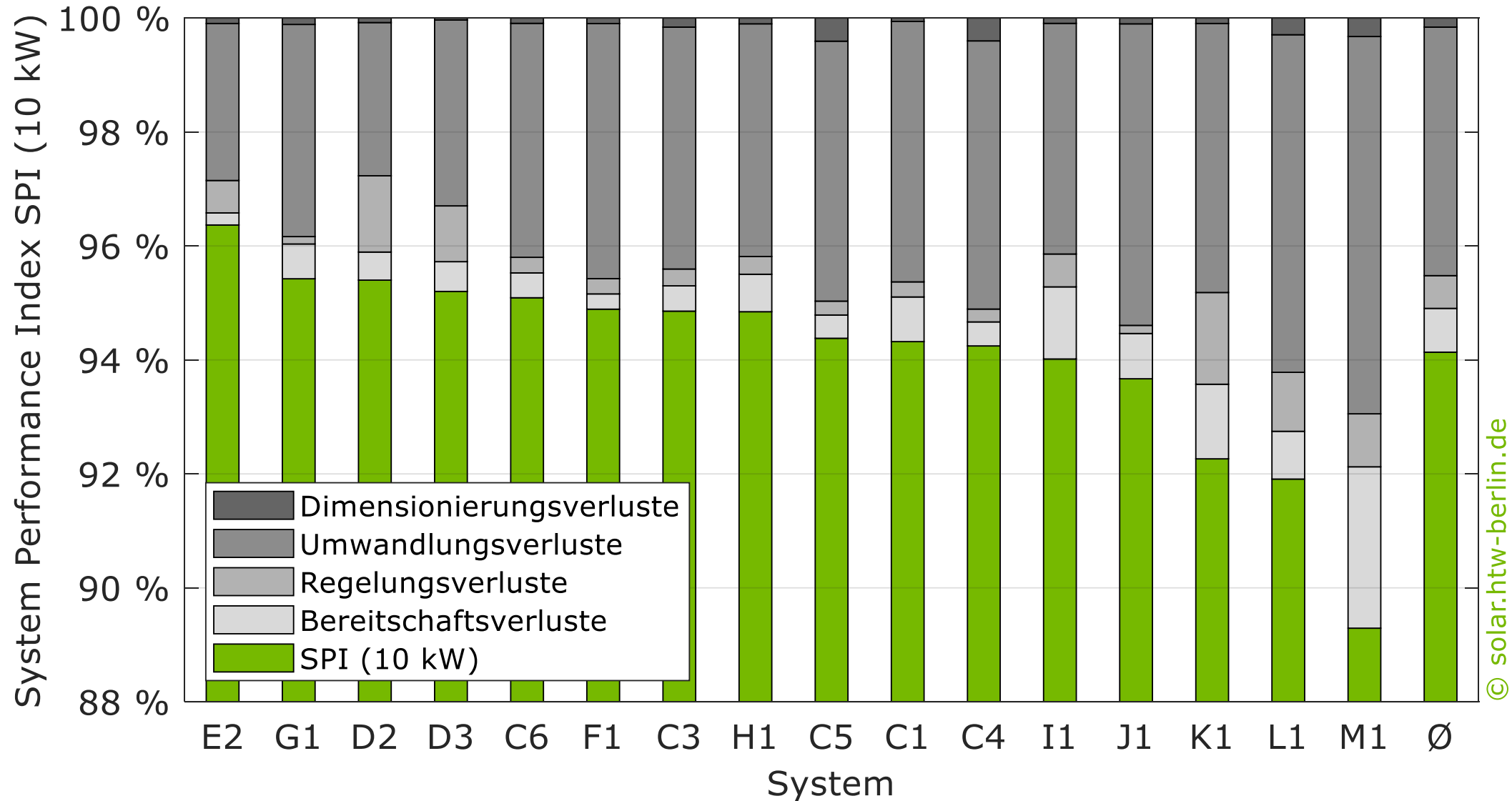
# Verlustanalyse der mit dem SPI (5 kW) bewerteten Systeme



© solar.htw-berlin.de



# Verlustanalyse der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme



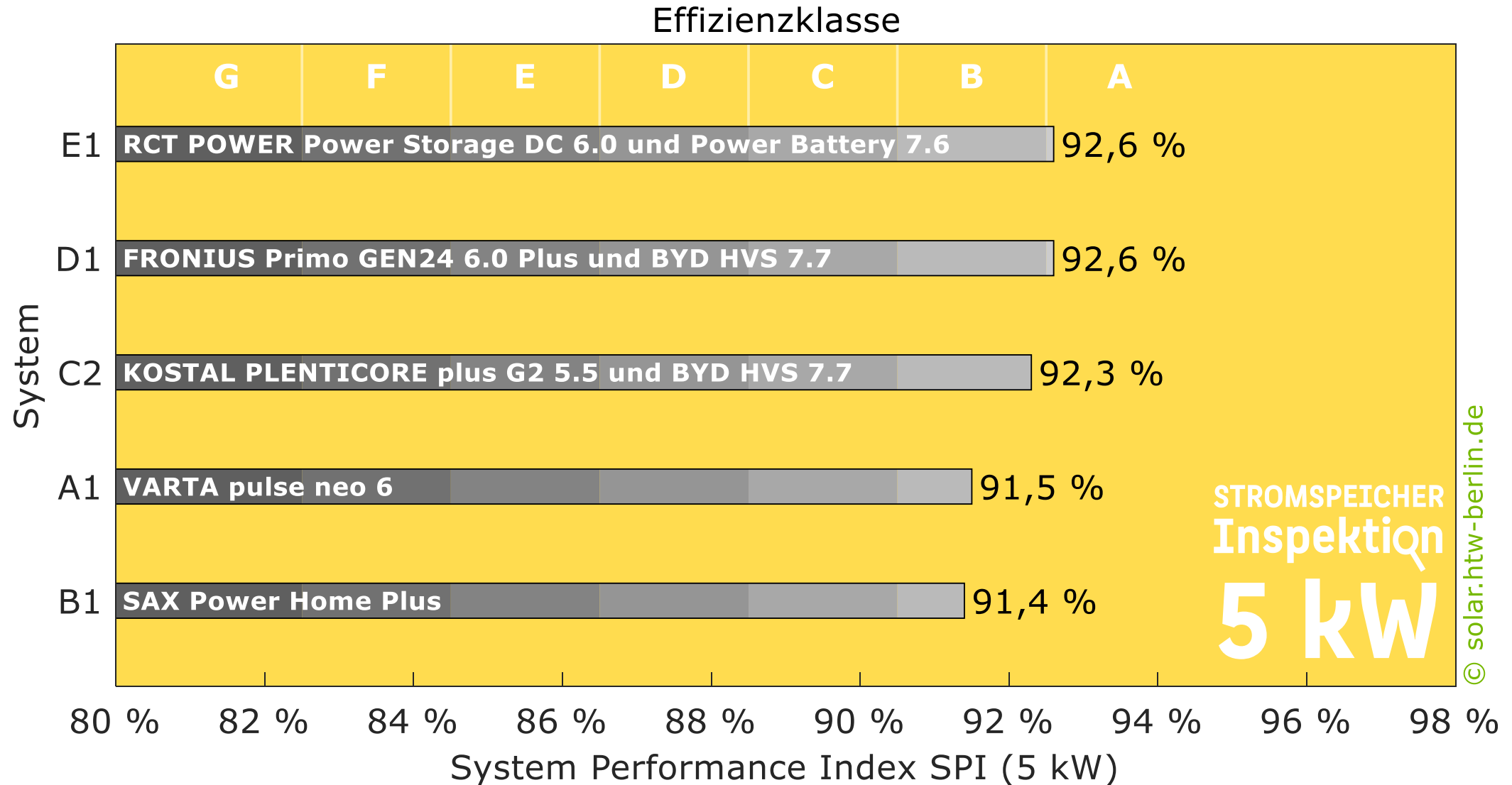
© solar.htw-berlin.de

# Definition der Effizienzklassen für PV-Speichersysteme

- Aufgrund der unterschiedlichen SPI-Werte variieren die **Schwellenwerte** zum Erreichen der einzelnen **Effizienzklassen**.

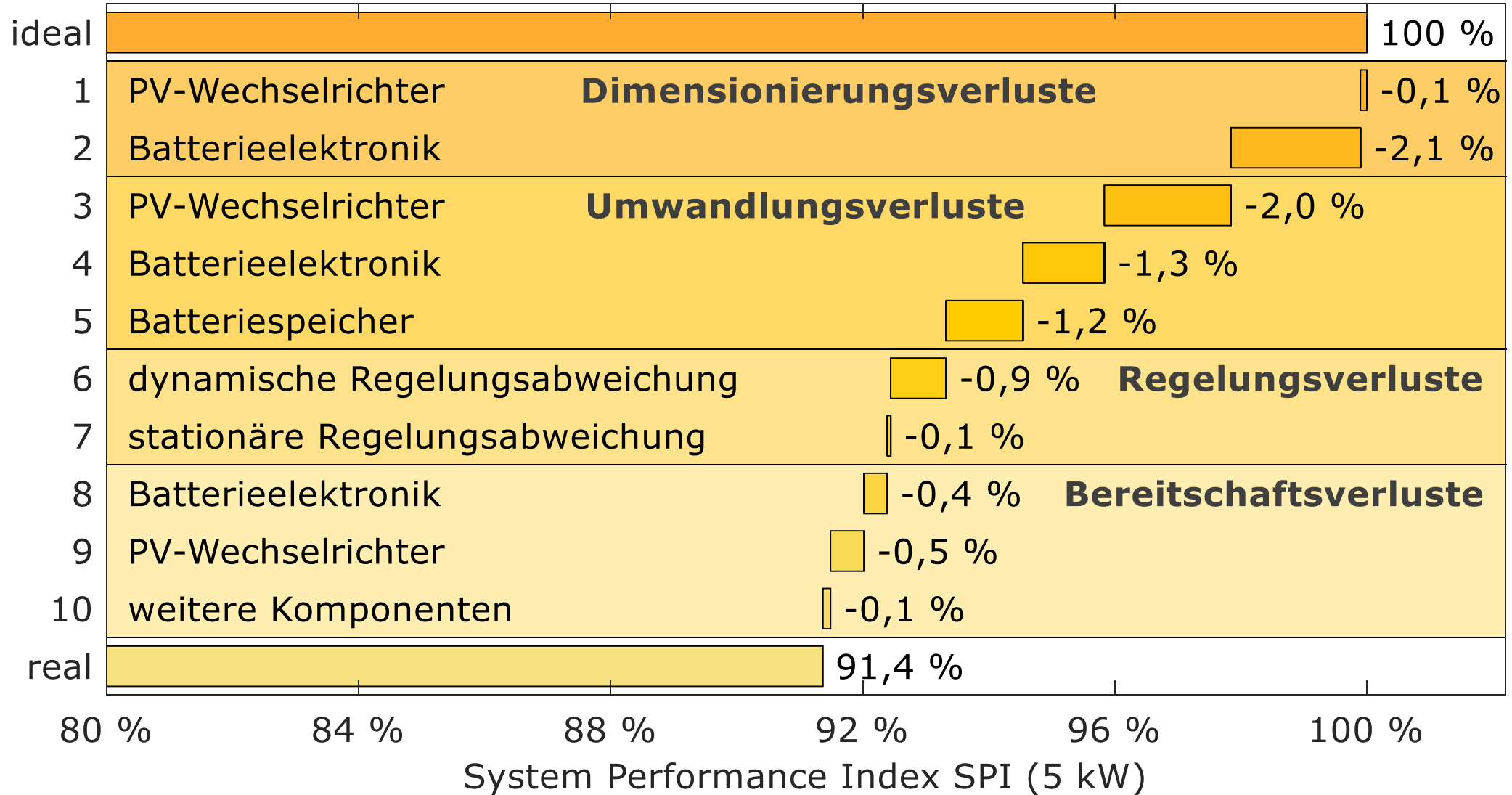
| Klasse | Bewertung           | SPI (5 kW)     | SPI (10 kW)    |
|--------|---------------------|----------------|----------------|
| A      | sehr gut            | $\geq 92,5 \%$ | $\geq 94,5 \%$ |
| B      | sehr gut            | $\geq 90,5 \%$ | $\geq 93,5 \%$ |
| C      | gut                 | $\geq 88,5 \%$ | $\geq 92,5 \%$ |
| D      | gut                 | $\geq 86,5 \%$ | $\geq 91,5 \%$ |
| E      | verbesserungswürdig | $\geq 84,5 \%$ | $\geq 90,5 \%$ |
| F      | verbesserungswürdig | $\geq 82,5 \%$ | $\geq 89,5 \%$ |
| G      | mangelhaft          | $< 82,5 \%$    | $< 89,5 \%$    |

# SPI (5 kW) und Effizienzklassen der analysierten Systeme



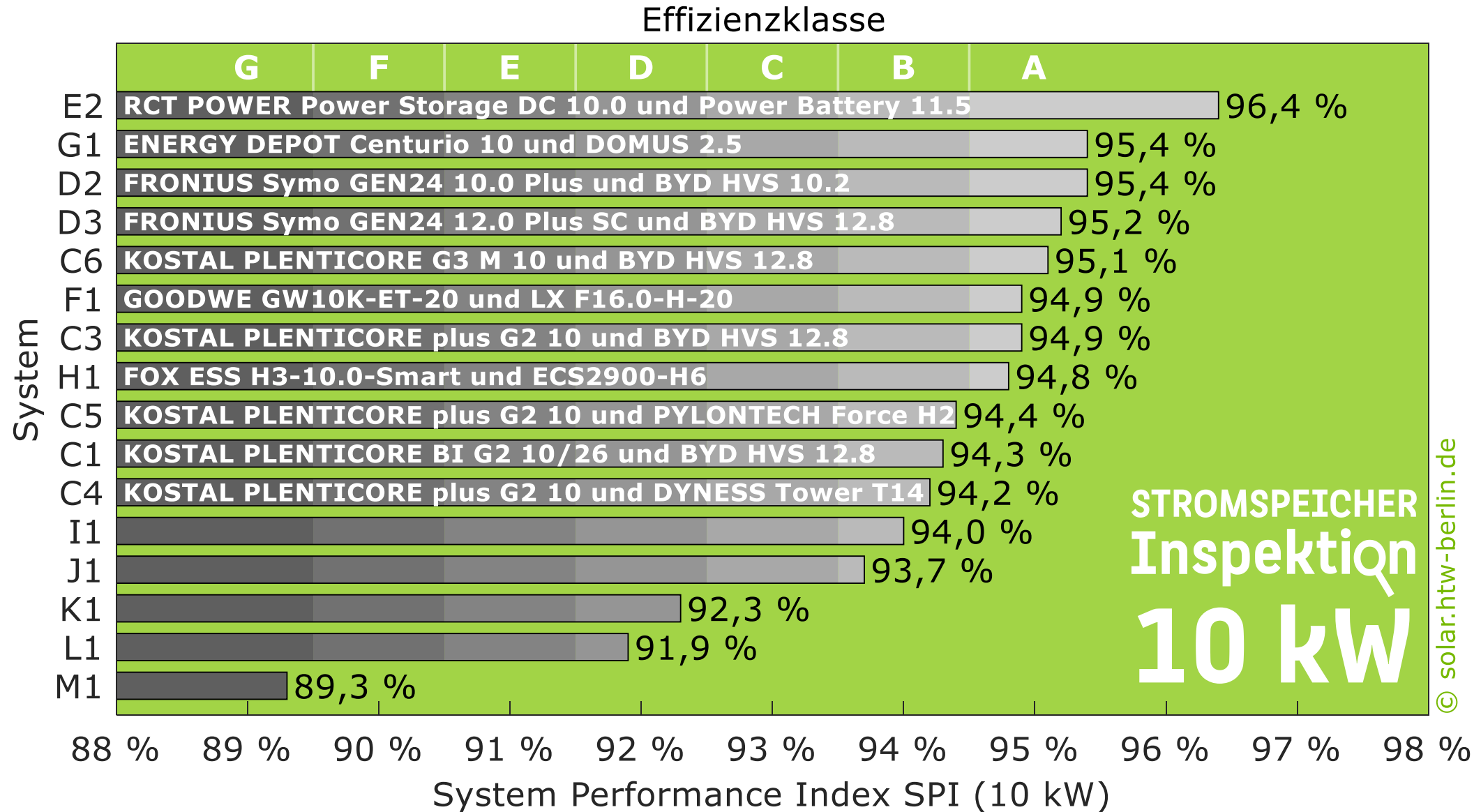
# Einfluss der Verlustmechanismen auf den SPI (5 kW)

Batteriesystem mit Multi-Level-Technologie: SAX Power Home Plus



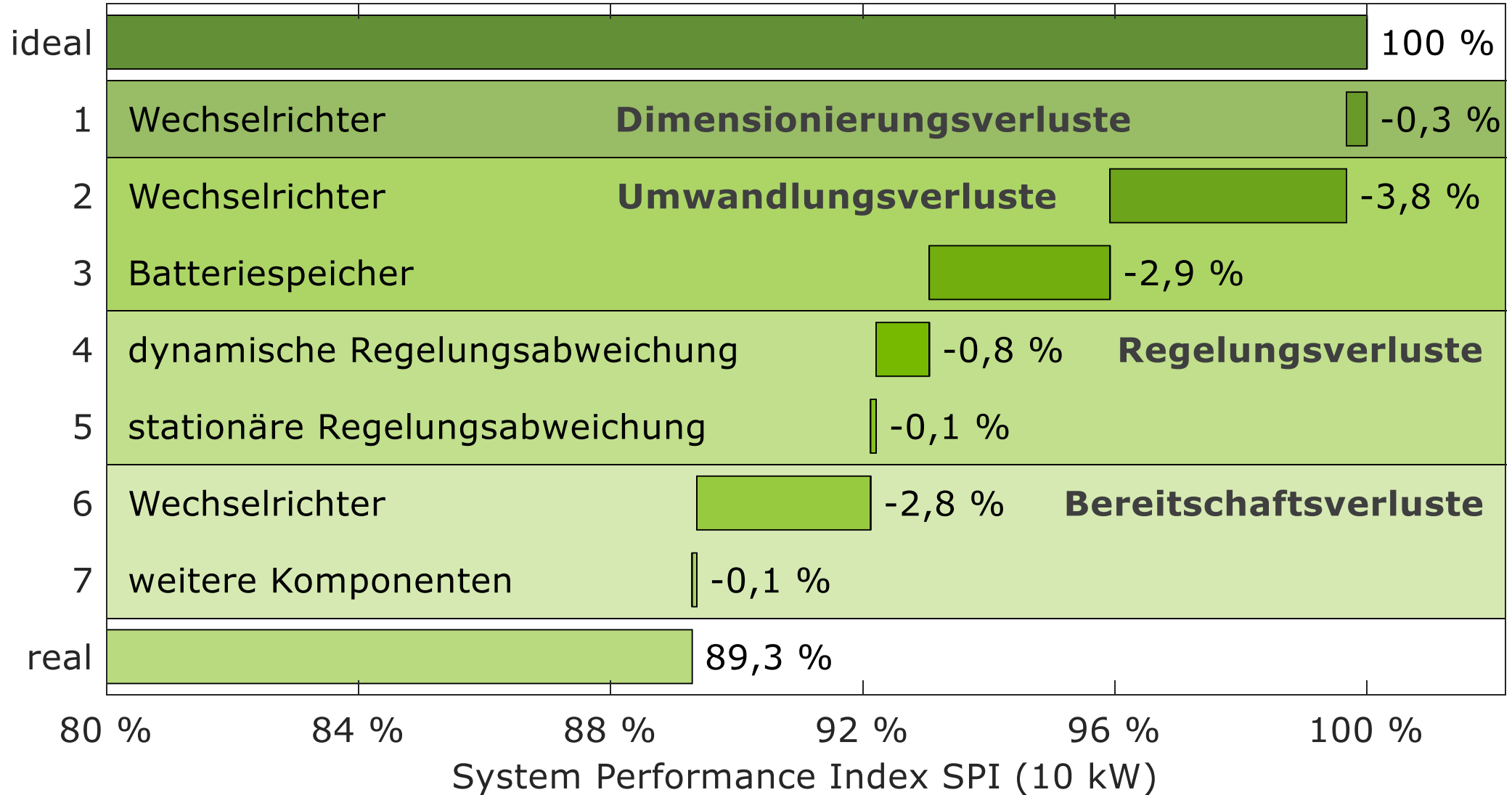
© solar.htw-berlin.de

# SPI (10 kW) und Effizienzklassen der analysierten Systeme



# Einfluss der Verlustmechanismen auf den SPI (10 kW)

weniger effizientes System mit DC-Kopplung des Batteriespeichers



© solar.htw-berlin.de

# Einfluss der Systemeffizienz auf die Kosteneinsparung

## 10-kWh-Batteriesystem: Einfluss der Effizienz auf die Kosteneinsparung

ohne  
PV-Anlage

mit PV-Anlage  
(10 kW)

PV und Speicher  
(wenig effizient)

PV und Speicher  
(hocheffizient)

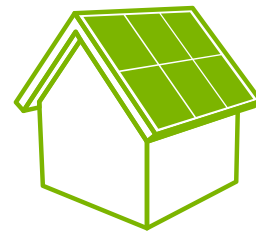
Netzeinspeiseerlöse

Netzbezugskosten



0 €/a

3745 €/a



1667 €/a

611 €/a

2679 €/a

+631 €/a

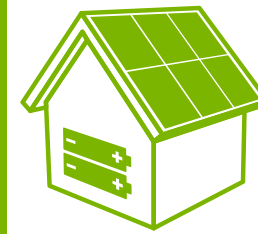


2298 €/a

371 €/a

1819 €/a

+773 €/a



2440 €/a

404 €/a

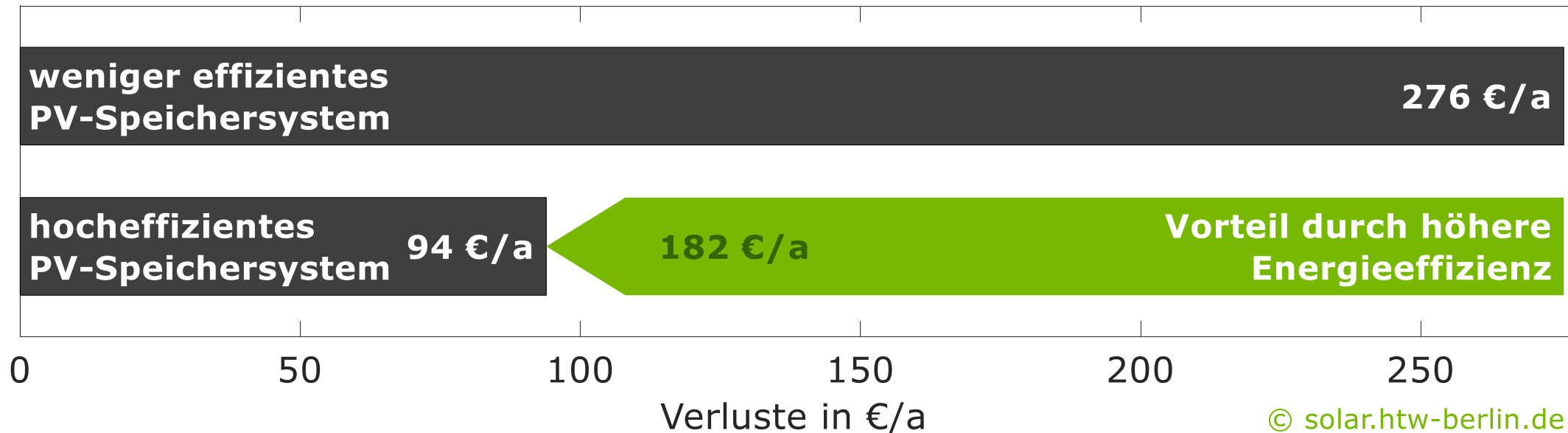
1710 €/a

Rahmenbedingungen: Netzeinspeisevergütung 8 ct/kWh, Netzbezugspreis 40 ct/kWh, Referenzhaushalt: 10-kW-PV-Anlage und 9363 kWh/a Stromverbrauch

htw  
© solar.htw-berlin.de

# Warum ist eine hohe Systemeffizienz wichtig?

- Die Effizienzverluste reduzieren das **Kosteneinsparungspotenzial** eines PV-Speichersystems. Die monetären Verluste betragen bei den mit dem SPI (10 kW) bewerteten Speichersystemen zwischen 94 €/a und 276 €/a.
- Wer auf ein hocheffizientes PV-Speichersystem setzt, kann innerhalb der ersten **zehn Betriebsjahre rund 1800 €** gegenüber einem weniger effizienten System zusätzlich einsparen.





# Zusammenfassung der Ergebnisse der Systembewertung

- Im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2025 wurde die Energieeffizienz von **21 Stromspeichersystemen** mit dem System Performance Index (SPI) bewertet.
- In der **Leistungsklasse bis 5 kW** setzte sich mit einem SPI (5 kW) von **92,6 %** ein DC-gekoppeltes System von RCT Power durch.
- Knapp dahinter folgten die Hybridwechselrichter FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5, die beide in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 7.7 antraten.
- Das System Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5 von RCT Power erzielte mit **96,4 %** den höchsten **SPI (10 kW)**.
- 18 der 21 untersuchten Systeme punkteten mit einer **sehr guten Systemeffizienz** und erreichten die Effizienzklassen A und B.
- Die **Bandbreite** der Systemeffizienz ist jedoch weiterhin **sehr groß** – ein weniger effizientes System erreichte lediglich die **Effizienzklasse G**.



# Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2025

|          |  |   |
|----------|--|---|
| <b>1</b> | Analyse des Marktes für Photovoltaik-Speichersysteme in Deutschland                      |    |
| <b>2</b> | Vergleich der Systemeigenschaften auf Basis von Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden  |    |
| <b>3</b> | Simulationsbasierte Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) |    |
| <b>4</b> | Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen                |  |

# Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen

## Autoren

**Dr.-Ing. Johannes Weniger, Nico Orth**

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

[solar.htw-berlin.de](http://solar.htw-berlin.de)

## Co-Autoren des KIT

**Robert Schreier, Nina Munzke**

Elektrotechnisches Institut (ETI)

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

[batterietechnikum.kit.edu](http://batterietechnikum.kit.edu)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



Hochschule für Technik  
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences



Forschungsgruppe

**SOLARSPEICHERSYSTEME**



Karlsruher Institut für Technologie

# Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen

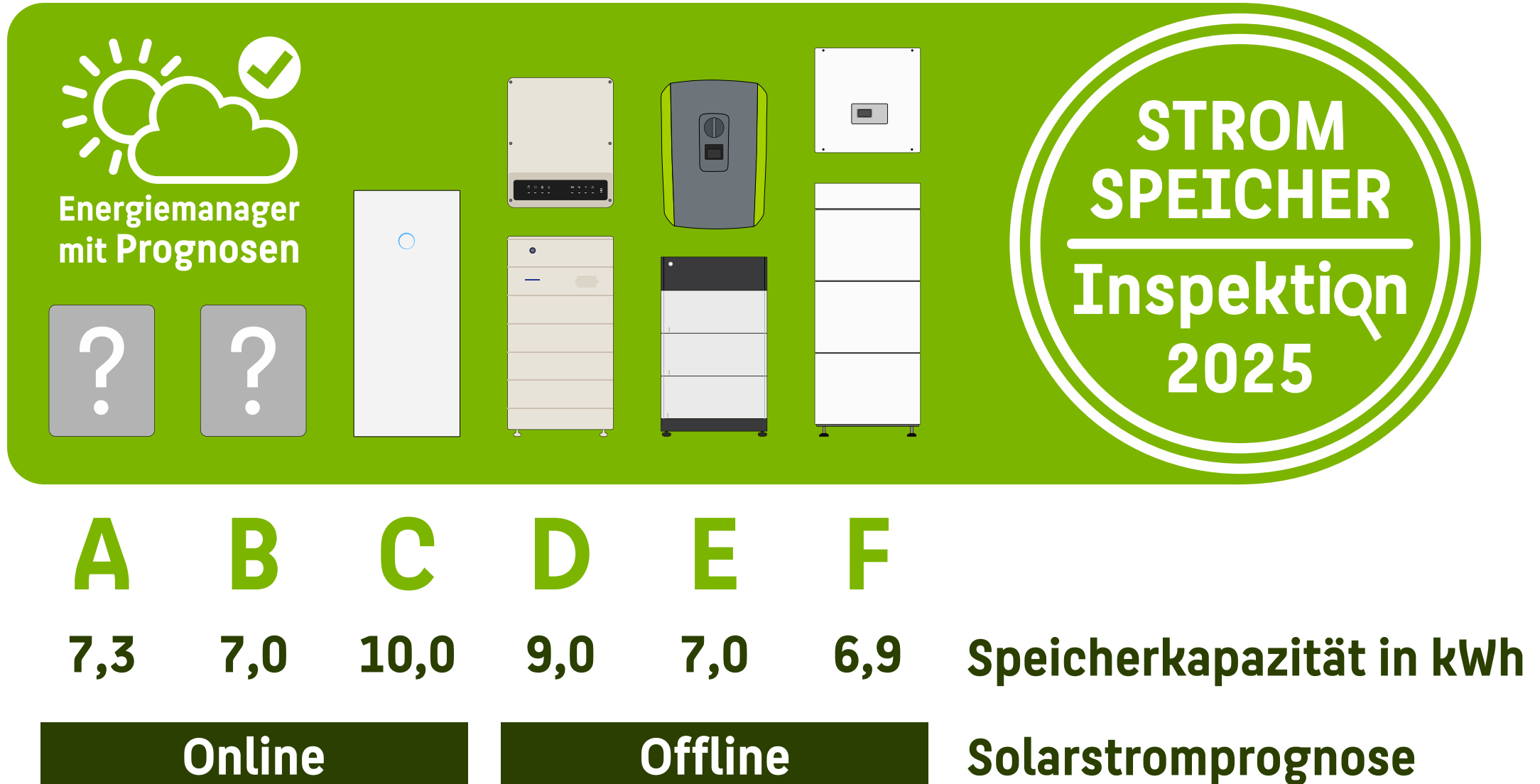
- Die HTW Berlin und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) haben ein **neues Testverfahren** entwickelt, mit dem sich prognosebasierte Energiemanagementstrategien von PV-Speichersystemen vergleichen lassen.
- In der Messkampagne wurden 6 PV-Speichersysteme **parallel und unter identischen Testbedingungen betrieben**.
- **26 Fragen** zu den folgenden Themen wurden auf Basis des Tests beantwortet:
  - Netzdienlichkeit und Funktionalität der Energiemanagementstrategien
  - Test der Qualität des Energiemanagements
  - Einfluss des Energiemanagements auf die Alterung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen
- Alle Fragen werden in der 89-seitigen **Studie Stromspeicher-Inspektion 2025** ausführlich beantwortet.

# Rahmenbedingungen der Messkampagne

- Anbieter der untersuchten Energiemanagementsysteme: **sonnen, FENECON, KOSTAL, RCT Power** sowie 2 anonym teilnehmende Unternehmen.
- **Nutzbare Speicherkapazität** der Batterien: 6,9 bis 10,0 kWh.
- **Nennleistung** des im Labor emulierten **PV-Generators**: 8 kW.
- **Ausrichtung und Neigung** des PV-Generators: Süd, 30°.
- **Testzeitraum und Standort**: 10 Tage im Juni 2024 in Karlsruhe.
- **2 Messphasen**: Betrieb der PV-Speichersysteme mit und ohne prognosebasiertem Energiemanagement.
- Vorgabe: Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt auf 4 kW (**50 % der nominalen PV-Generatorleistung**).
- Strombedarfsprofil eines Haushalts mit einem Verbrauch von **4444 kWh/a**.



# Solarstromspeicher und Energiemanagementsysteme im Test



# Getestete Produkte

| System | Produktbezeichnung   |
|--------|--|
| A      | System eines anonym teilnehmenden Unternehmens                               |
| B      | System eines anonym teilnehmenden Unternehmens                               |
| C      | <b>SONNEN</b> sonnenBatterie 10/11   |
| D      | <b>FENECON</b> Home 8.8 kWh  |
| E      | <b>KOSTAL</b> PLENTICORE plus 8.5 und <b>BYD</b> Battery-Box Premium HVS 7.7 |
| F      | <b>RCT POWER</b> Power Storage DC 8.0 und Power Battery 7.6                  |

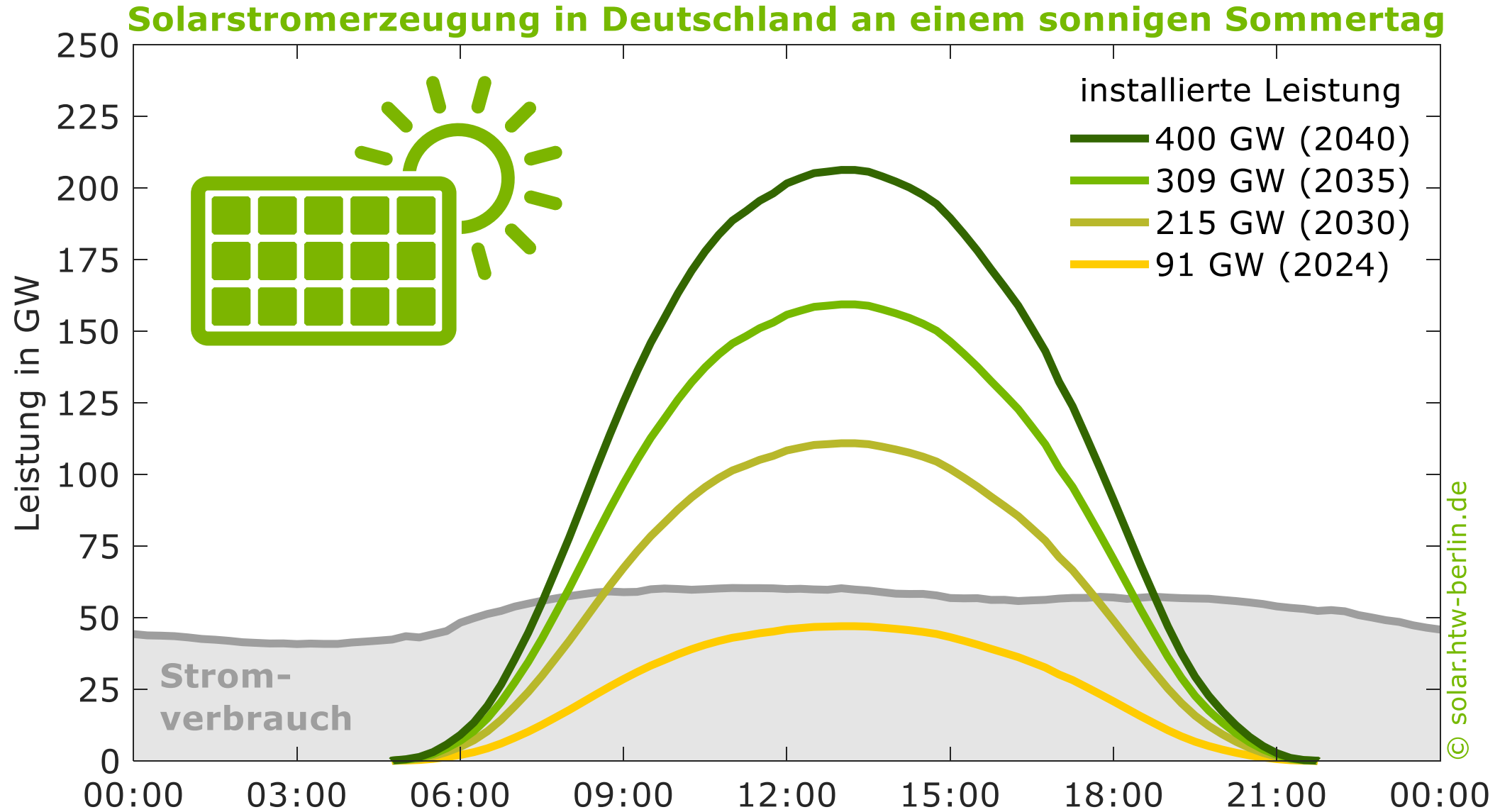


# Warum sollten Solarstromspeicher möglichst mittags laden?

- Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zielt darauf ab, dass bereits im Jahr **2030** in Deutschland PV-Anlagen mit einer Leistung von **215 GW** und im Jahr **2040** insgesamt **400 GW** installiert sein sollen.
- Die **Solarstromerzeugung** wird die zeitgleiche **Stromnachfrage** in Deutschland bei hohen Erzeugungsleistungen regelmäßig übersteigen.
- Die solaren Mittagsspitzen müssen durch kleine und große **Batteriespeicher** sowie **flexible Verbraucher** und andere **Flexibilitätsoptionen** aufgefangen werden.



# Warum sollten Solarstromspeicher möglichst mittags laden?

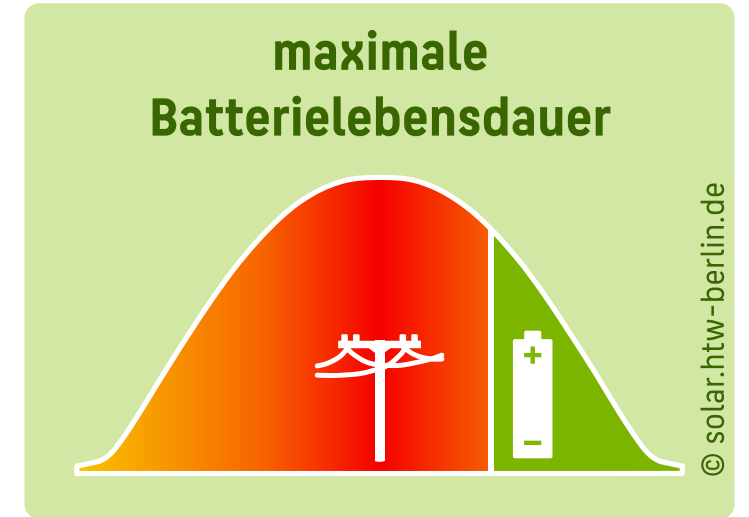
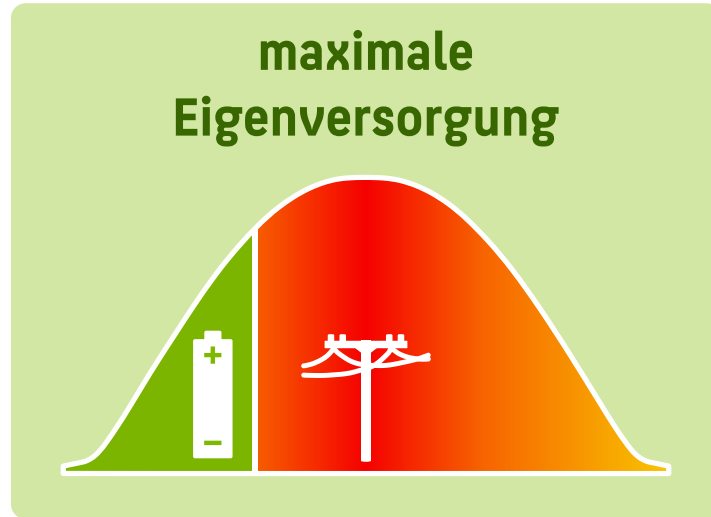


# Wie können Batteriespeicher netzdienlich betrieben werden?

- PV-Speichersysteme werden in Wohngebäuden derzeit vorrangig dazu eingesetzt, die **Eigenversorgung** zu steigern und damit den Strombezug aus dem Netz zu minimieren. Der Batteriespeicher wird meist frühzeitig geladen.
- Wird ein Teil der nutzbaren Speicherkapazität am Vormittag freigehalten und lädt der Batteriespeicher vorrangig zur Mittagszeit, kann die **solare Einspeisespitze** reduziert werden.
- Wird der Batteriespeicher dagegen erst am späten Nachmittag geladen, reduziert sich dessen **Verweildauer bei hohen Ladezuständen** deutlich. Dies wirkt sich positiv auf die **kalendarische Alterung** und damit auf die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien aus.

# Wie können Batteriespeicher netzdienlich betrieben werden?

Ein prognosebasiertes Energiemanagement vereint unterschiedliche Optimierungsziele

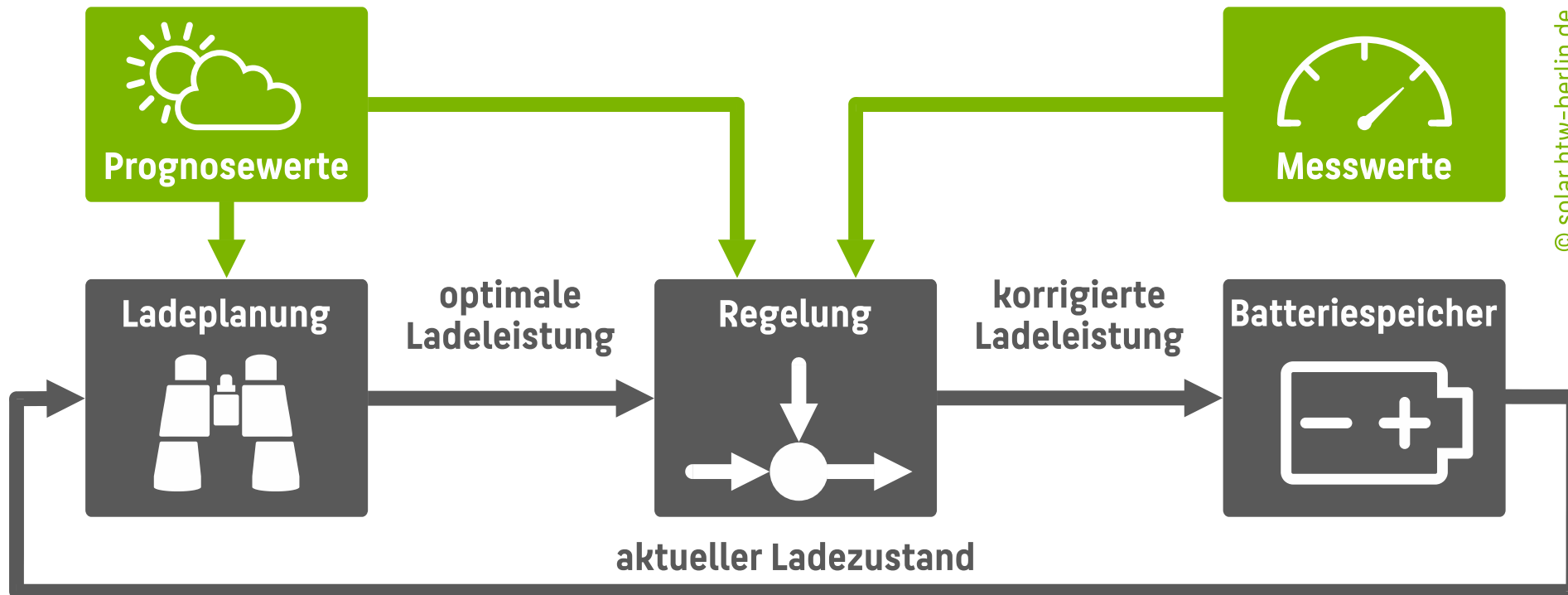


© solar.htw-berlin.de


 Batterieladung    Netzeinspeisung bei hoher Leistung    Netzeinspeisung bei geringer Leistung

# Wie kann eine Ladestrategie auf Basis von Prognosen des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung umgesetzt werden?

- Grundlage für die vorausschauende Planung der Batterieladung stellen Informationen zum aktuell verfügbaren **Energieinhalt** des Batteriespeichers sowie **Prognosen** der elektrischen Last und PV-Erzeugung dar.
- Aufgrund von Prognosefehlern wird die **Batterieladepaltung** regelmäßig aktualisiert.



# Worin unterscheiden sich die Energiemanagementsysteme?

|  | SYSTEM A | SYSTEM B |  sonnen |  FENECON | KOSTAL             |  RCT power |
|--|----------|----------|--|---|--------------------|---|
| <b>SOFTWARE</b>  |          |          |  |   |                    |   |
| prognosebasiertes Batterieladen  | •        | •        | •  | •   | •                  | •   |
| Einstellungen zum prognosebasierten Batterieladen sind individuell konfigurierbar                |          | •        |  | •   |                    |   |
| prognosebasiertes Batterieladen ist bei Auslieferung standardmäßig aktiviert                     |          |          |  | •   |                    | •   |
| prognosebasiertes Batterieladen ist ohne aktivierter Einspeisebegrenzung möglich                 |          | k. A.    | •  | •   | •                  | •   |
| prognosebasiertes Batterieladen ist ohne dauerhafte Internetverbindung möglich                   |          | k. A.    |  | •   | •                  | •   |
| Prognosezeitraum der Batterieladeplanung   | 24 h     | k. A.    | 72 h   | 17 h <sup>1)</sup>  | 24 h <sup>2)</sup> | 24 h  |
| Intervall bis zur nächsten Aktualisierung der Ladeplanung  | 10 min   | k. A.    | 1 h  | 1 s <sup>3)</sup>   | 1 h                | 30 min  |
| <b>HARDWARE</b>  |          |          |  |   |                    |   |
| Ladeplanung erfolgt auf der lokalen Hardware oder auf einem zentralen Server                     | zentral  | lokal    | zentral  | lokal   | lokal              | lokal   |
| Energiemanagementsystem ist physisch im Wechselrichter oder Batteriesystem integriert            |          | k. A.    | •  | •   | •                  | •   |
| <b>PROGNOSEN</b>   |          |          |  |   |                    |   |
| Erstellung der Verbrauchsprognose auf Basis historischer Messdaten                               | •        | •        | •  | •   | •                  | •   |
| Einbindung von Online-Wetterprognosen für den Standort   | •        | •        | •  |   |                    |   |
| Erstellung der Erzeugungsprognose ausschließlich auf Basis historischer Messdaten                |          |          |  | •   | •                  | •   |
| <b>ZUSÄTZLICHE FUNKTIONALITÄTEN</b>  |          |          |  |   |                    |   |
| kurzzeitige Ladung von Solarstromüberschüssen am Vormittag ("Sicherheitsladung")                 | •        |          |  |   |                    | •   |
| stufenlose Abregelung der PV-Anlage <sup>4)</sup>  | •        | •        |  | •   | •                  | •   |
| batterieschonende Ladung mit geringer Leistung <sup>5)</sup>                                     |          |          |  | •   |                    |   |
| batterieschonende Ladung, um die Standzeiten bei hohen Ladezuständen zu minimieren <sup>5)</sup> |          | •        |  |   |                    |   |

1) Die Ladeplanung wird immer vor Sonnenaufgang für den Tag bis zum Sonnenuntergang erstellt. Der Prognosezeitraum variiert somit je nach Standort und Datum.

2) Die Angabe bezieht sich auf den initialen Fahrplan am Tagesanfang. Im Tagesverlauf verkürzt sich der Prognosezeitraum auf den Zeitraum bis 0:00 Uhr des Folgetages.

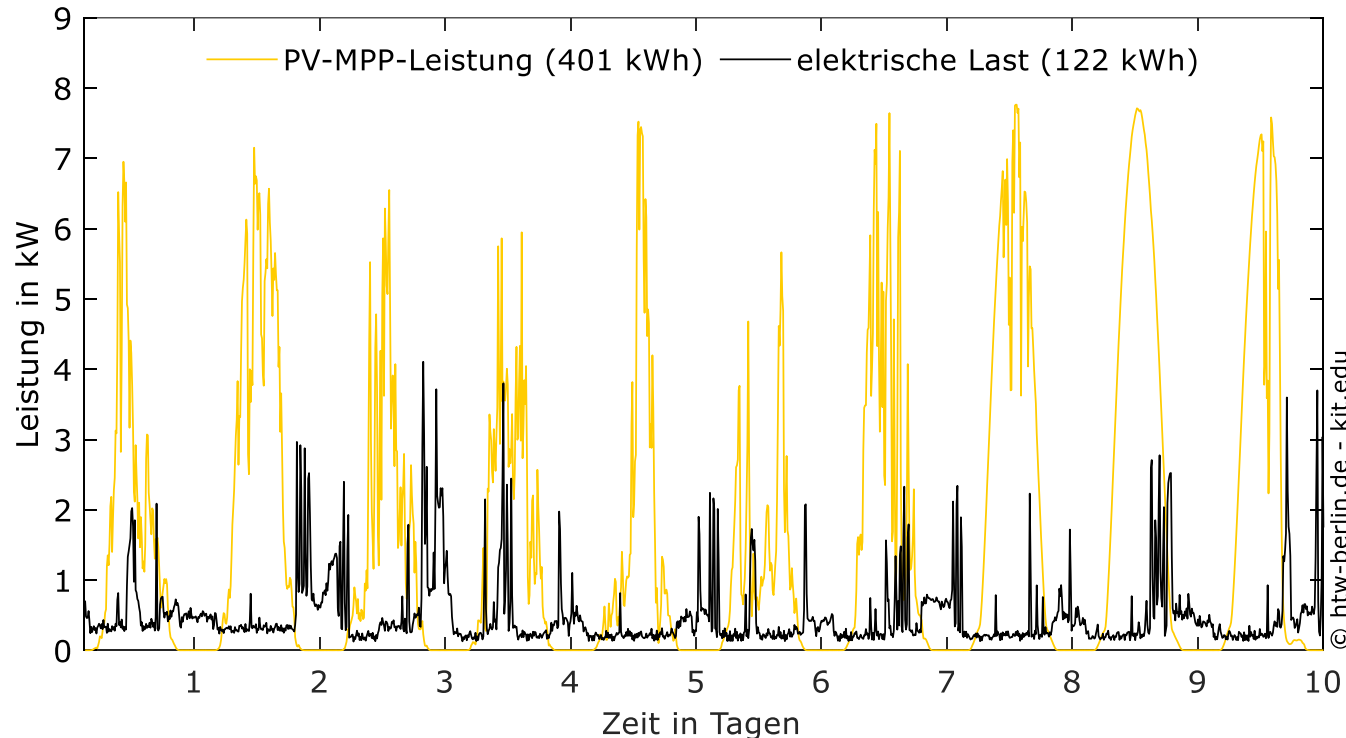
3) Das OpenEMS-Software-Modul „[ESS Grid Optimized Charge](#)“ wird sekundlich ausgeführt.

4) Kann die Leistungsabgabe des Wechselrichters zur Einhaltung der Einspeisegrenze stufenlos abgeregelt werden, können die daraus resultierenden Ertragsverluste der PV-Anlage minimiert werden.

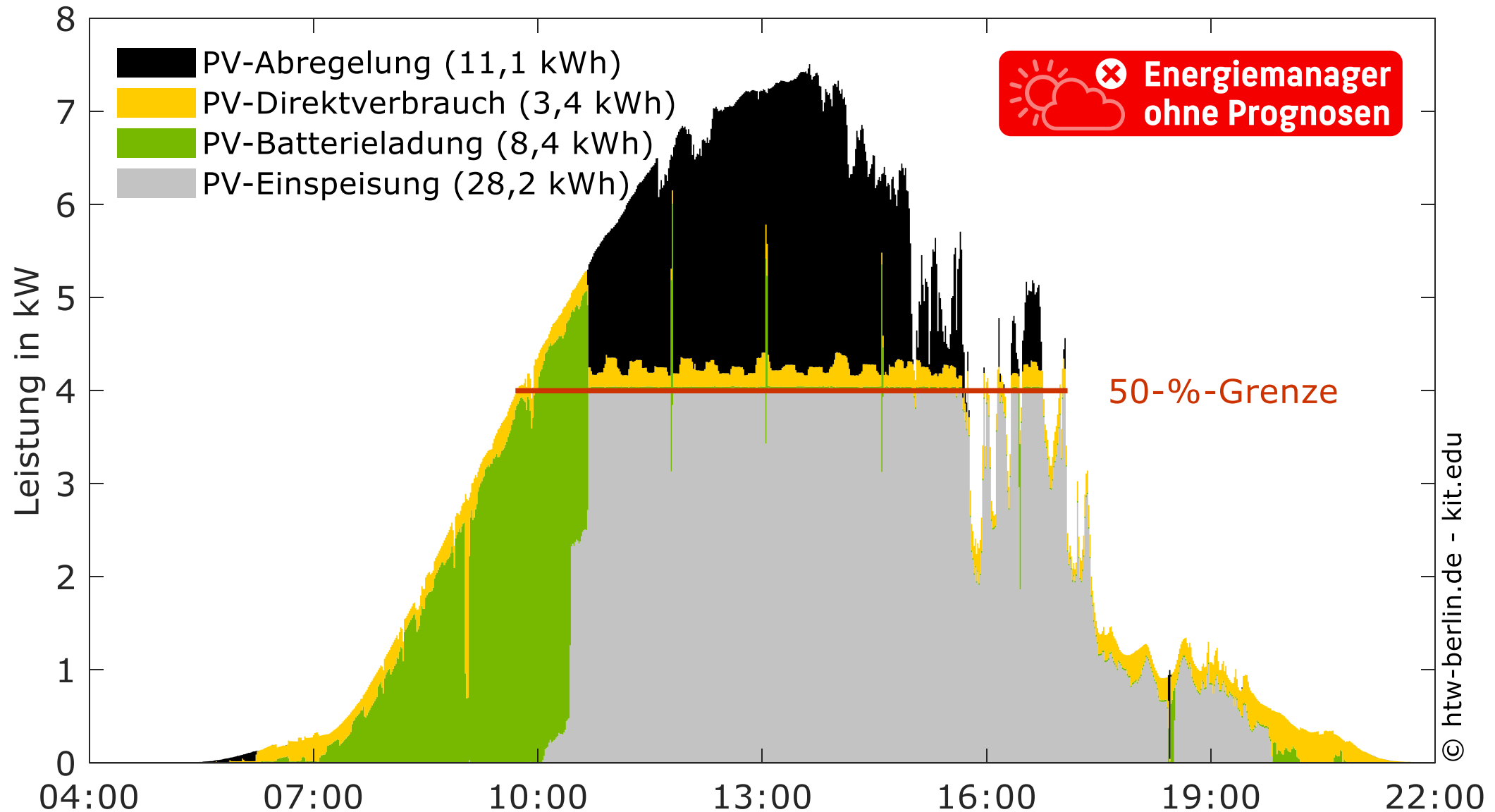
5) Ein prognosebasiertes Energiemanagement, dass die Verweilzeit des Lithium-Batteriespeichers bei hohen Ladezuständen minimiert oder die Ladeleistung limitiert, wirkt sich positiv auf dessen Lebensdauer aus.

# Wie genau lief der Test der Energiemanagementstrategien ab?

- 1. Messkampagne: Die Systeme wurden zunächst mit den von den Herstellern implementierten **prognosebasierten Ladestrategien** betrieben.
- 2. Messkampagne: Anschließend wurde das **prognosebasierte Laden deaktiviert**, sodass die Batterieladung eigenversorgungsoptimiert erfolgte. Für die Messungen wurden die erfassten PV-Erzeugungs- und Lastprofile des 1. Messzeitraums genutzt.



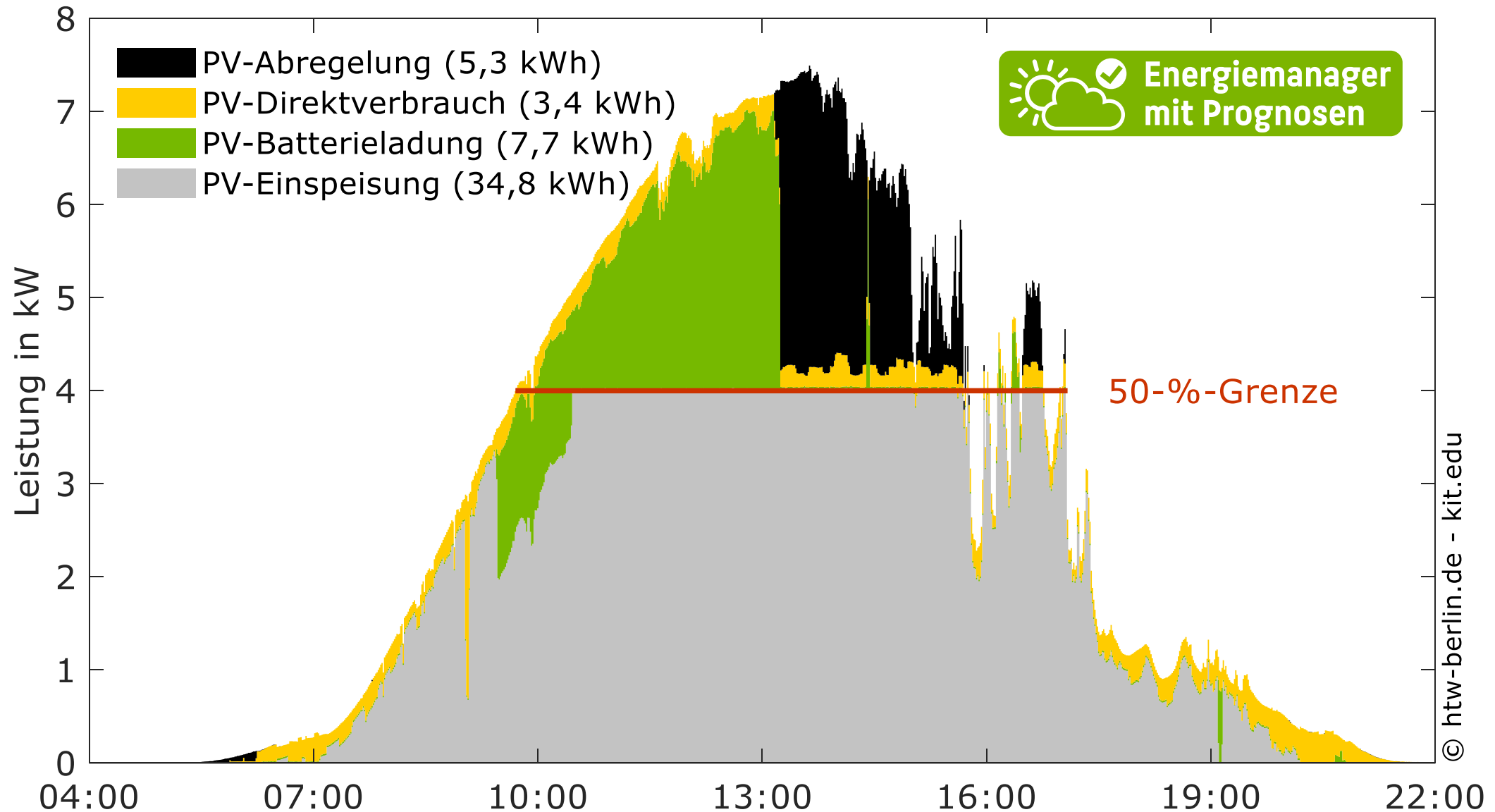
# Warum ist das verzögerte Laden der Batteriespeicher vorteilhaft?



Verlauf der Energieflüsse bei frühzeitiger Batterieladung an einem Tag, an dem die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des PV-Generators begrenzt wurde.

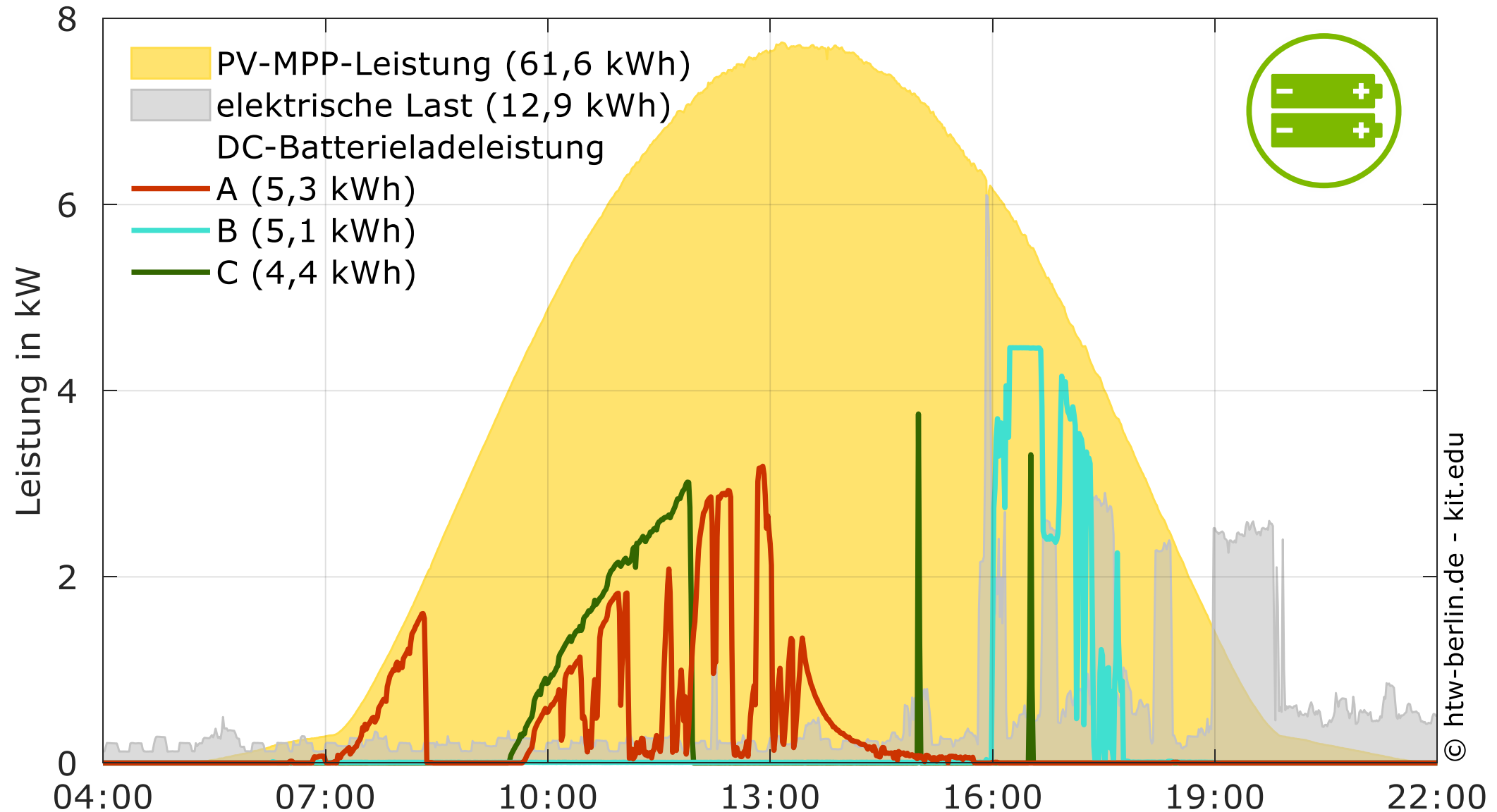


# Warum ist das verzögerte Laden der Batteriespeicher vorteilhaft?



Verlauf der Energieflüsse bei prognosebasierter Batterieladung an einem Tag, an dem die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des PV-Generators begrenzt wurde.

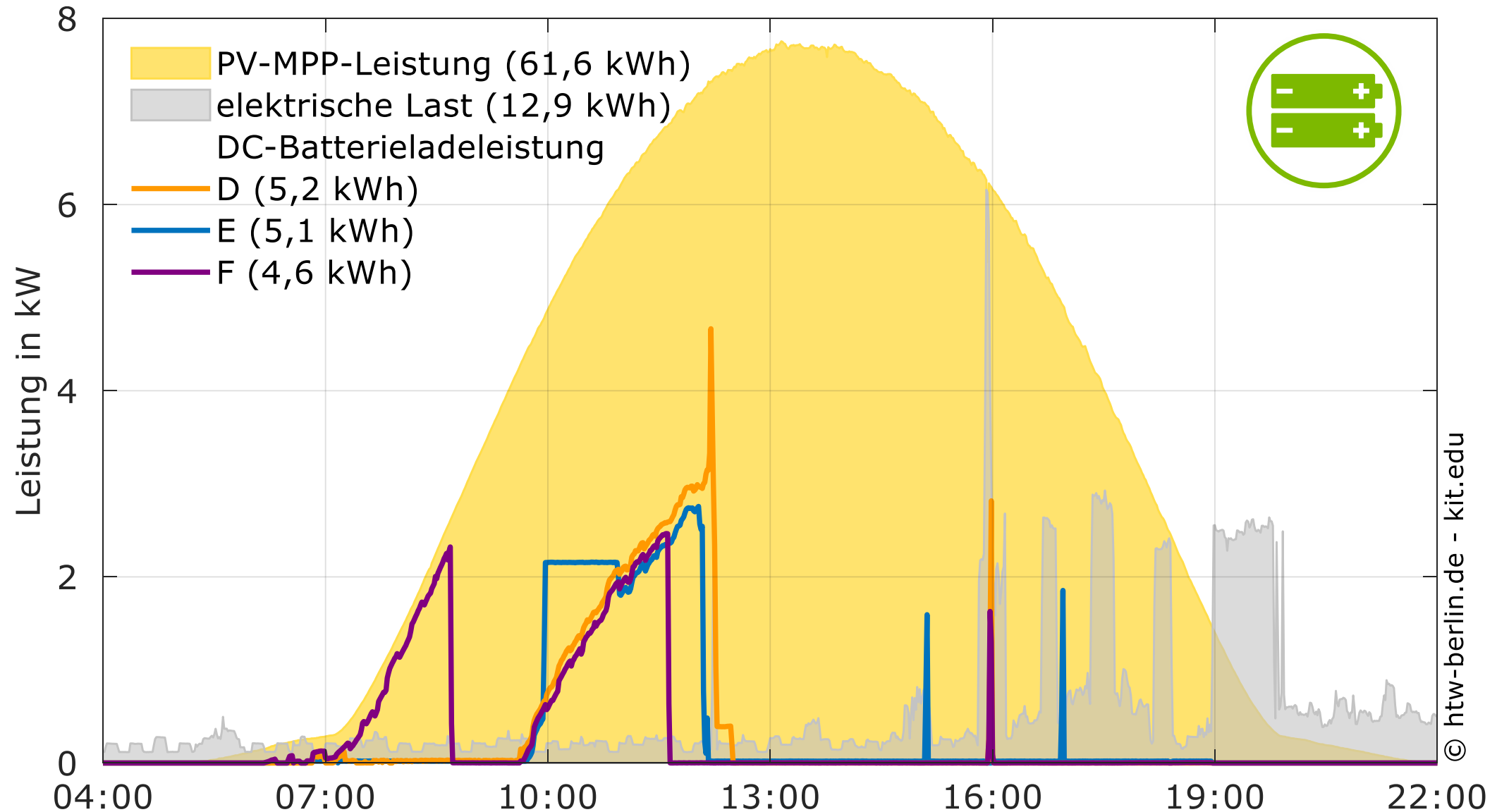
# Worin unterscheiden sich die prognosebasierten Ladestrategien?



© htw-berlin.de - kit.edu

Batterieladeleistung der PV-Speichersysteme A, B und C bei prognosebasierter Batterieladung. Gelb dargestellt ist die MPP-Leistungsvorgabe der im Teststand verbauten PV-Simulatoren.

# Worin unterscheiden sich die prognosebasierten Ladestrategien?

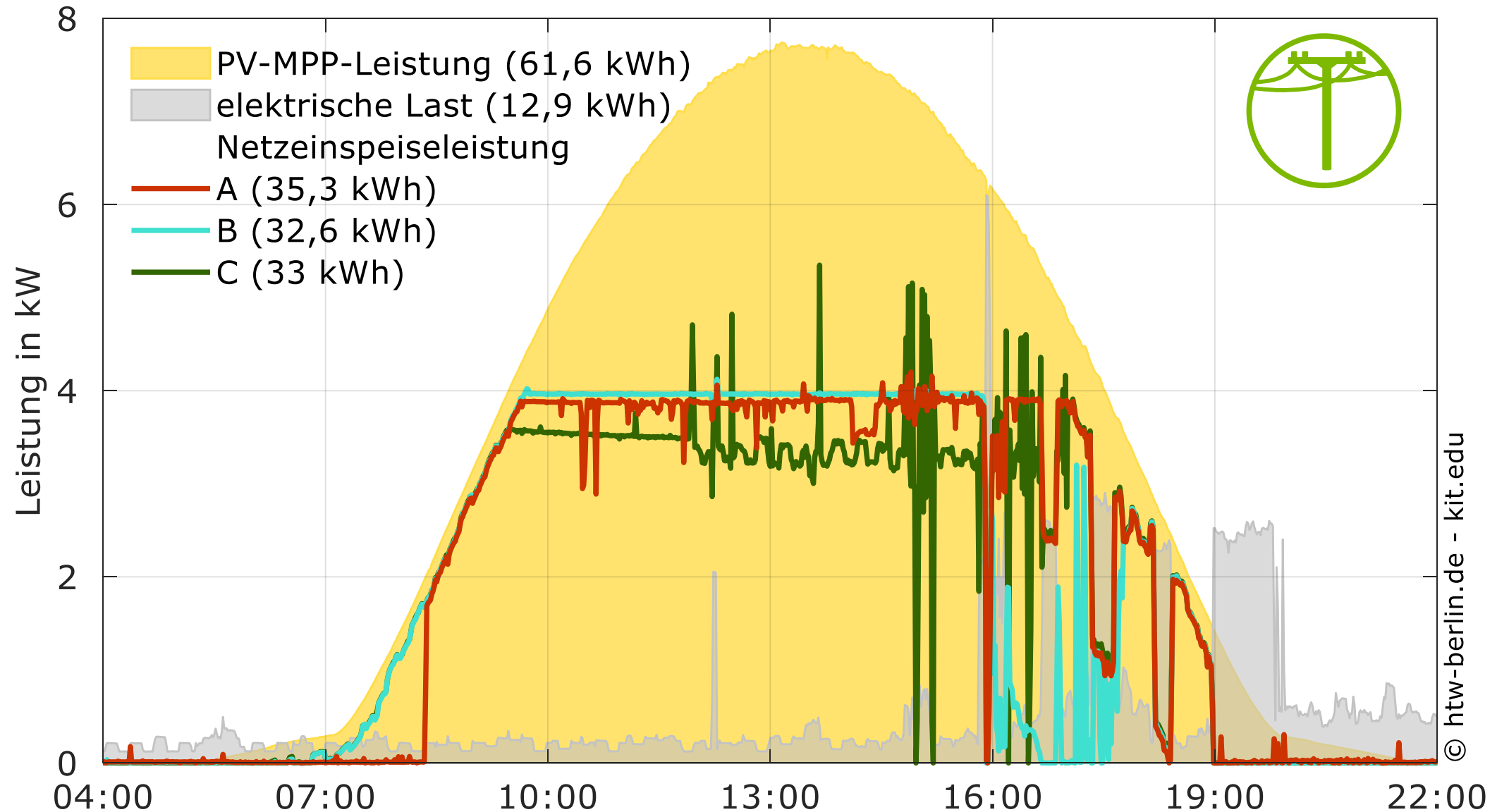


Batterieladeleistung der PV-Speichersysteme D, E und F bei prognosebasierter Batterieladung. Gelb dargestellt ist die MPP-Leistungsvorgabe der im Teststand verbauten PV-Simulatoren.

# Worin unterscheiden sich die prognosebasierten Ladestrategien?

- Die unterschiedliche Energieaufnahme der Systeme (4,4 kWh bis 5,3 kWh) ist auch auf die **unterschiedlichen nutzbaren Speicherkapazitäten** zurückzuführen. Da kein Heimspeicher an diesem Tag zum Sonnenaufgang vollständig entladen war, nehmen sie unterschiedlich viel Energie auf. Weiterhin sind die Differenzen auf die **unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgrade** der Wechselrichter und Batteriespeicher zurückzuführen.
- Im Vergleich zu den anderen Heimspeichersystemen verkürzt das System B die **Verweildauer des Batteriespeichers im vollgeladenen Zustand** um etwa 2 h bis 6 h, was sich positiv auf dessen Lebensdauer auswirkt.
- Das System F von RCT Power und das System A starten die Batterieladung bereits in den Morgenstunden, nachdem die ersten Solarstromüberschüsse anfallen.
- Vorteilhaft ist diese **Sicherheitsladung**, wenn vormittags eine hohe Stromnachfrage die PV-Erzeugung übersteigt, da dadurch in vielen Fällen weniger Strom aus dem Netz bezogen werden muss.

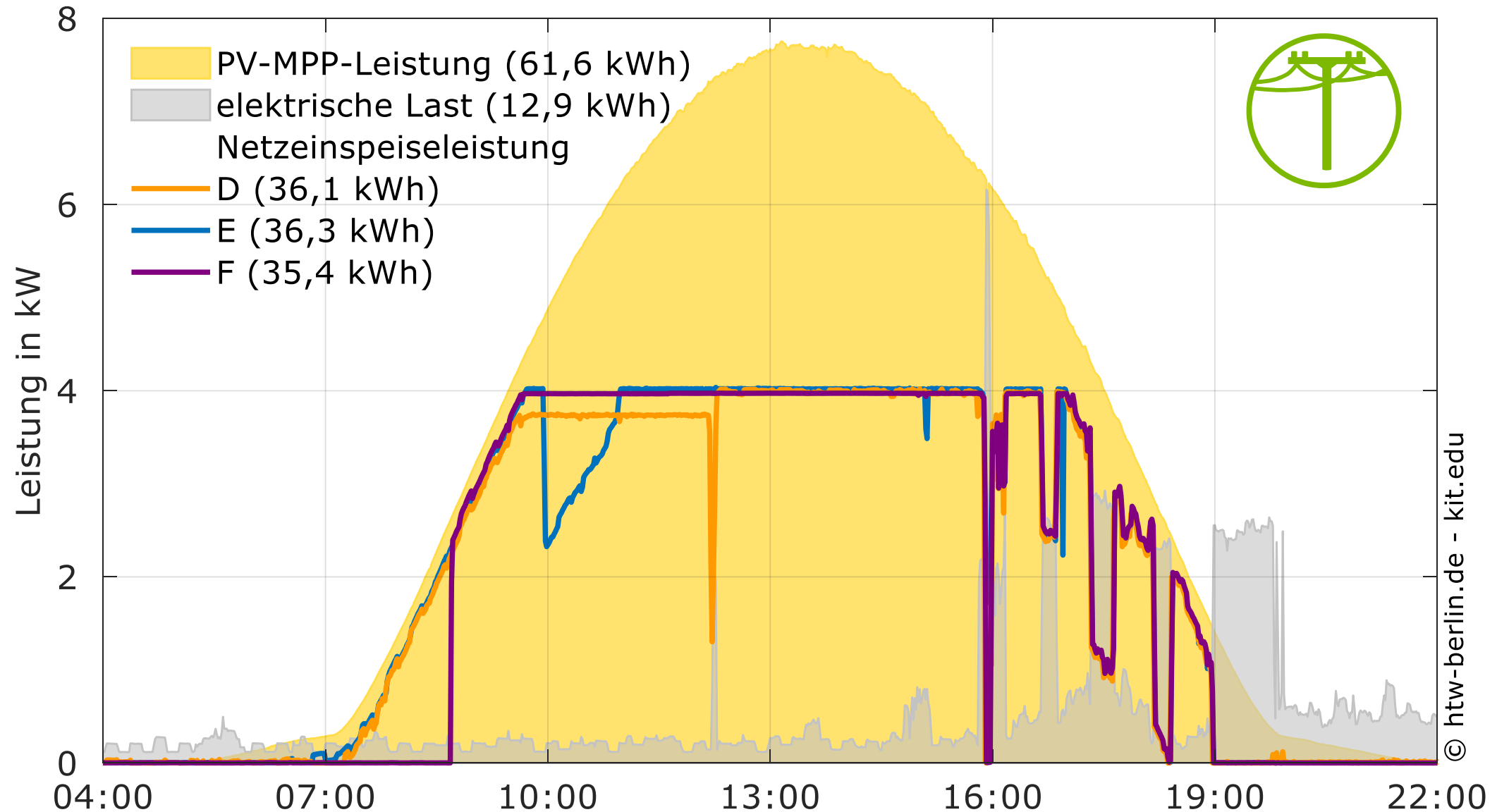
# Gibt es Unterschiede im Einspeiseverhalten?



© htw-berlin.de - kit.edu

Netzeinspeiseleistung der PV-Speichersysteme A, B und C bei prognosebasierter Batterieladung. Gelb dargestellt ist die MPP-Leistungsvorgabe der im Teststand verbauten PV-Simulatoren.

# Gibt es Unterschiede im Einspeiseverhalten?



Netzeinspeiseleistung der PV-Speichersysteme D, E und F bei prognosebasierter Batterieladung. Gelb dargestellt ist die MPP-Leistungsvorgabe der im Teststand verbauten PV-Simulatoren.

# Gibt es Unterschiede im Einspeiseverhalten?

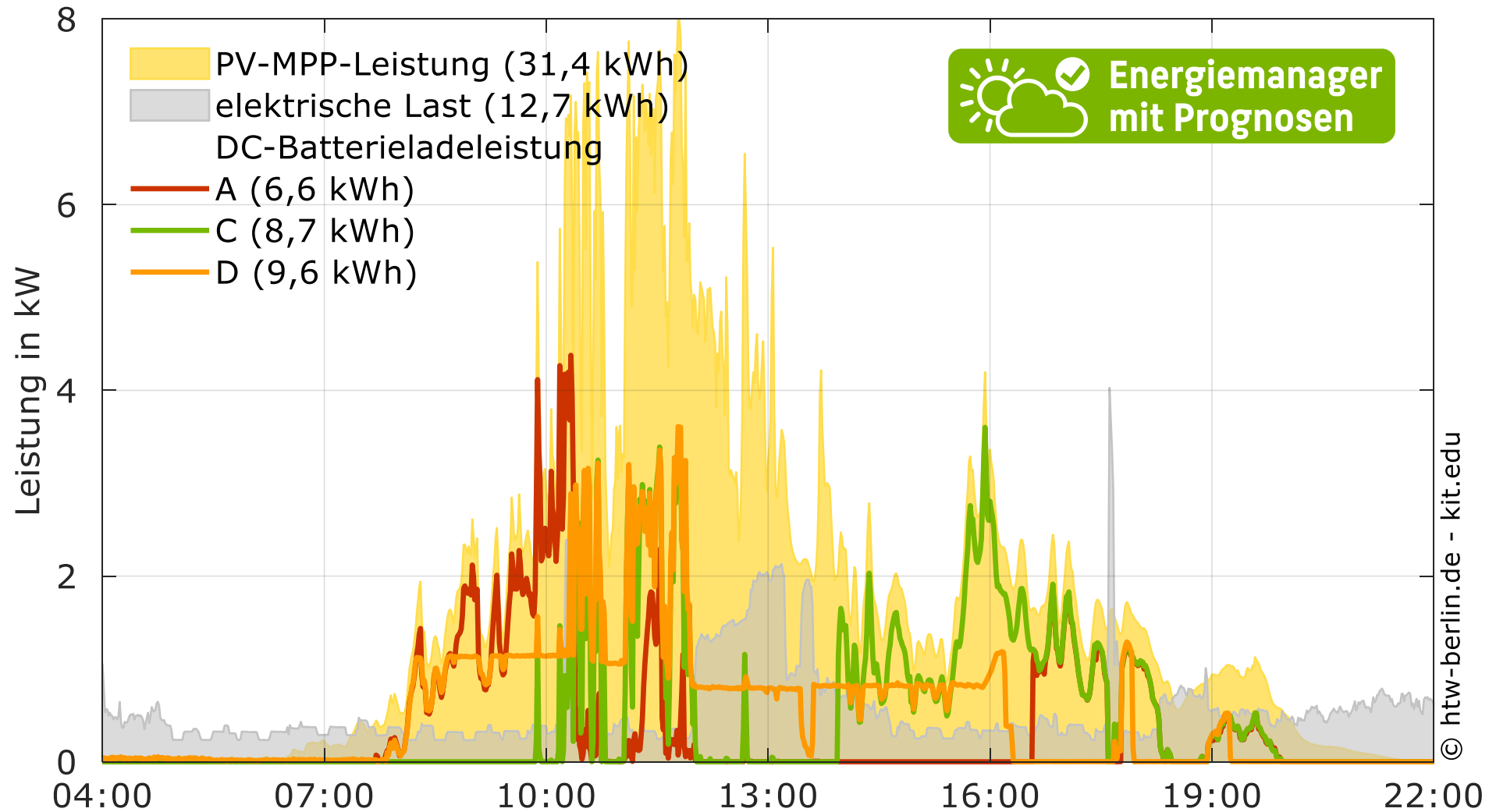
- Die **Netzeinspeiseleistung** der PV-Speichersysteme A, B und C unterscheidet sich stärker untereinander als die der Systeme D, E und F.
- Da zwischen der sonnenBatterie (System C) und dem PV-Wechselrichter keine direkte kommunikative Kopplung via Ethernet möglich ist, musste sonnen die Abregelung des PV-Wechselrichters durch ein zusätzliches Gerät zur Leistungsreduktion umsetzen. Dadurch lässt sich die **Leistungsabgabe** des PV-Wechselrichters auf die **Leistungsstufen 60 %, 30 % oder 0 %** der Nennleistung des PV-Generators begrenzen und somit nicht stufenlos einstellen.
- Das Energiemanagement des Herstellers sonnen regelt letztlich mehr PV-Leistung ab, als zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze erforderlich gewesen wäre. Im Mittel liegt die Einspeiseleistung nur bei etwa 3,5 kW und damit **0,5 kW unterhalb der zulässigen Einspeisegrenze**.
- Die Ladung des Systems B erfolgt so spät, dass nur **wenig PV-Energie oberhalb der Einspeisegrenze in den Batteriespeicher fließt**.

# Gibt es Unterschiede im Einspeiseverhalten?

- Bei der Analyse der in einem Intervall von 200 ms erfassten Messdaten fällt darüber hinaus auf, dass das System F von RCT Power die Leistungsabgabe des Hybridwechselrichters innerhalb weniger Sekunden auf den zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze erforderlichen Wert limitiert.
- RCT Power nutzt somit nicht wie die anderen 5 Hersteller die zulässige **10-Minuten-Mittelwert-Regelung** aus. Dadurch regelt das System F insbesondere an bewölkten Tagen mehr PV-Leistung ab, was die in das Netz eingespeiste Energiemenge schmälert.
- Sekündlich aufgelöste **Simulationsanalysen** von PV-Speichersystemen über ein gesamtes Betriebsjahr ergaben, dass etwa **1,5 Prozentpunkte mehr PV-Energie abgeregelt** werden muss, wenn die 10-Minuten-Mittelwert-Regelung nicht in Anspruch genommen wird und die Einspeiseleistung sofort limitiert wird.



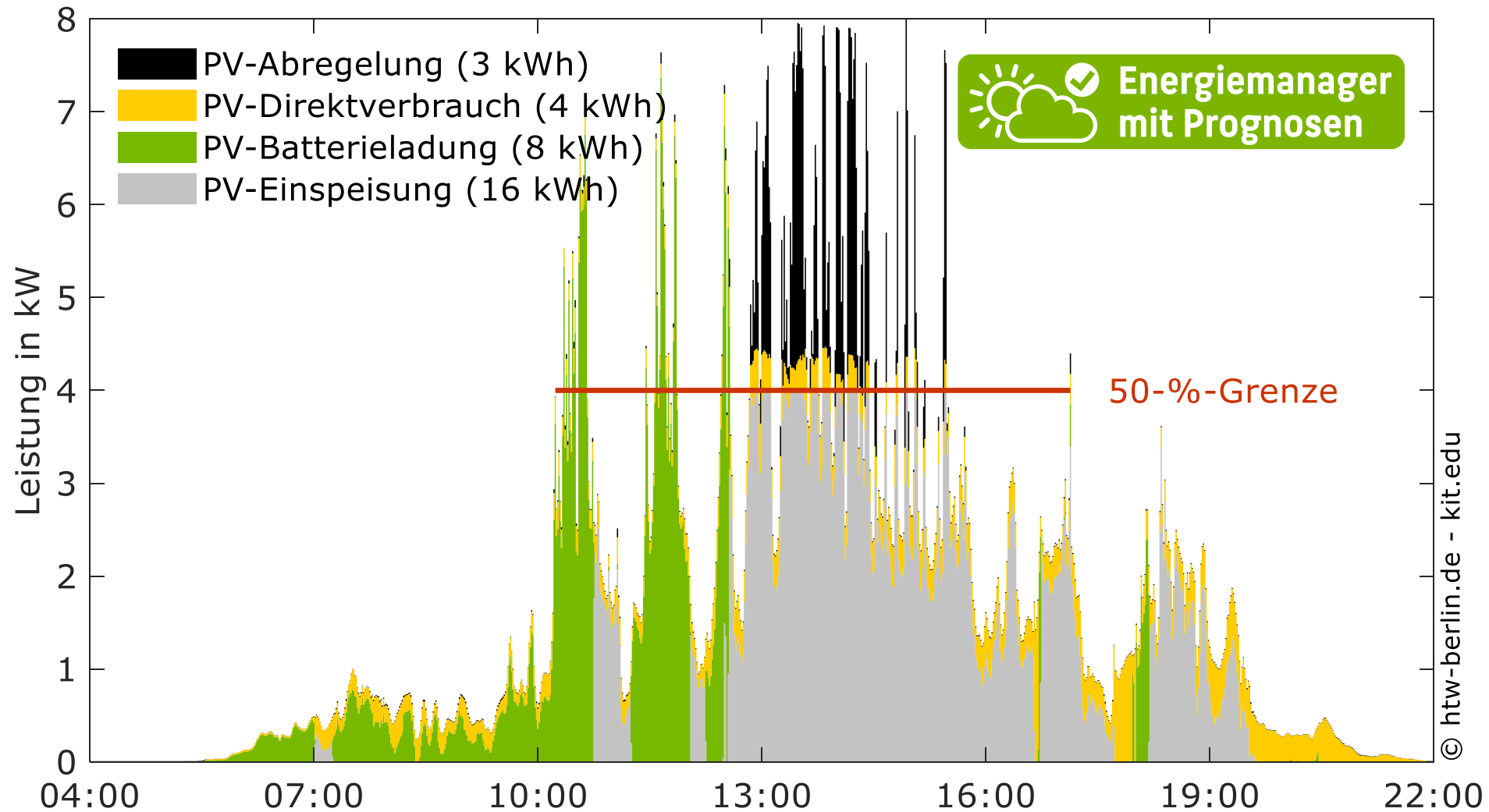
# Wie gut funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement an wechselnd bewölkten Tagen?



# Wie gut funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement an wechselnd bewölkten Tagen?

- Auch an **wechselnd bewölkten Frühlings- oder Herbsttagen** können PV-Anlagen zeitweise Leistungswerte oberhalb der Hälfte ihrer Nennleistung bereitstellen.
- Der Optimierungsalgorithmus des Systems D von Fenecon begrenzt dessen Ladeleistung häufig auf **niedrige Ladeleistungen**.
- Das Energiemanagementsystem von sonnen (System C) **prognostiziert** die zur Verfügung stehenden **Überschüsse an diesem Tag nicht korrekt**, sodass der Speicher nicht den maximalen Ladezustand erreicht. Das trifft auch auf das System A zu.
- Dass der Batterieladezustand zum Ende des Ladevorgangs nur 89 % beträgt, ist allerdings an diesem Tag nicht nachteilig. Der Grund: Die Batterie wird in der darauffolgenden Nacht **nicht leer**, sodass kein zusätzlicher Netzbezug durch einen höheren Ladezustand hätte vermieden werden können.

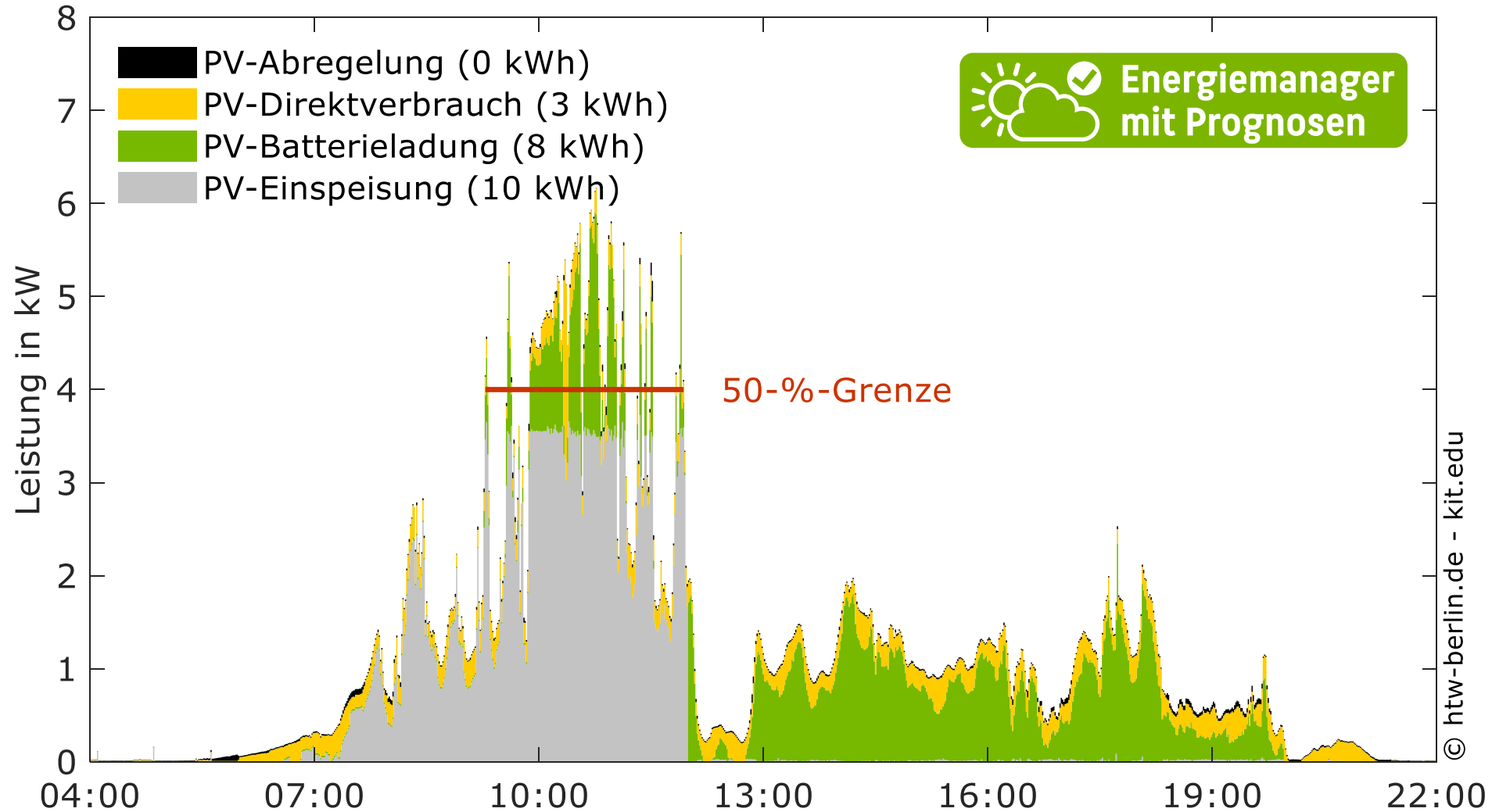
# Was passiert, wenn an einem Tag mehr Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?



# Was passiert, wenn an einem Tag mehr Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?

- Unterschätzen die Prognosen an einem Tag die anfallende überschüssige PV-Energie, wird unter Umständen **zu früh mit der Batterieladung begonnen**. Dadurch muss in der Folge mehr PV-Energie abgeregelt werden, wie auf der Seite zuvor am Beispiel des Systems F von RCT Power ersichtlich wird.
- Mit einer genaueren Solarleistungsprognose hätte die **geladene Energiemenge** an diesem Tag **ausgereicht, um die Abregelung vollständig zu verhindern**. Die 3 kWh, die an dem Tag abgeregelt wurden, hätten ins Netz eingespeist und vergütet werden können.

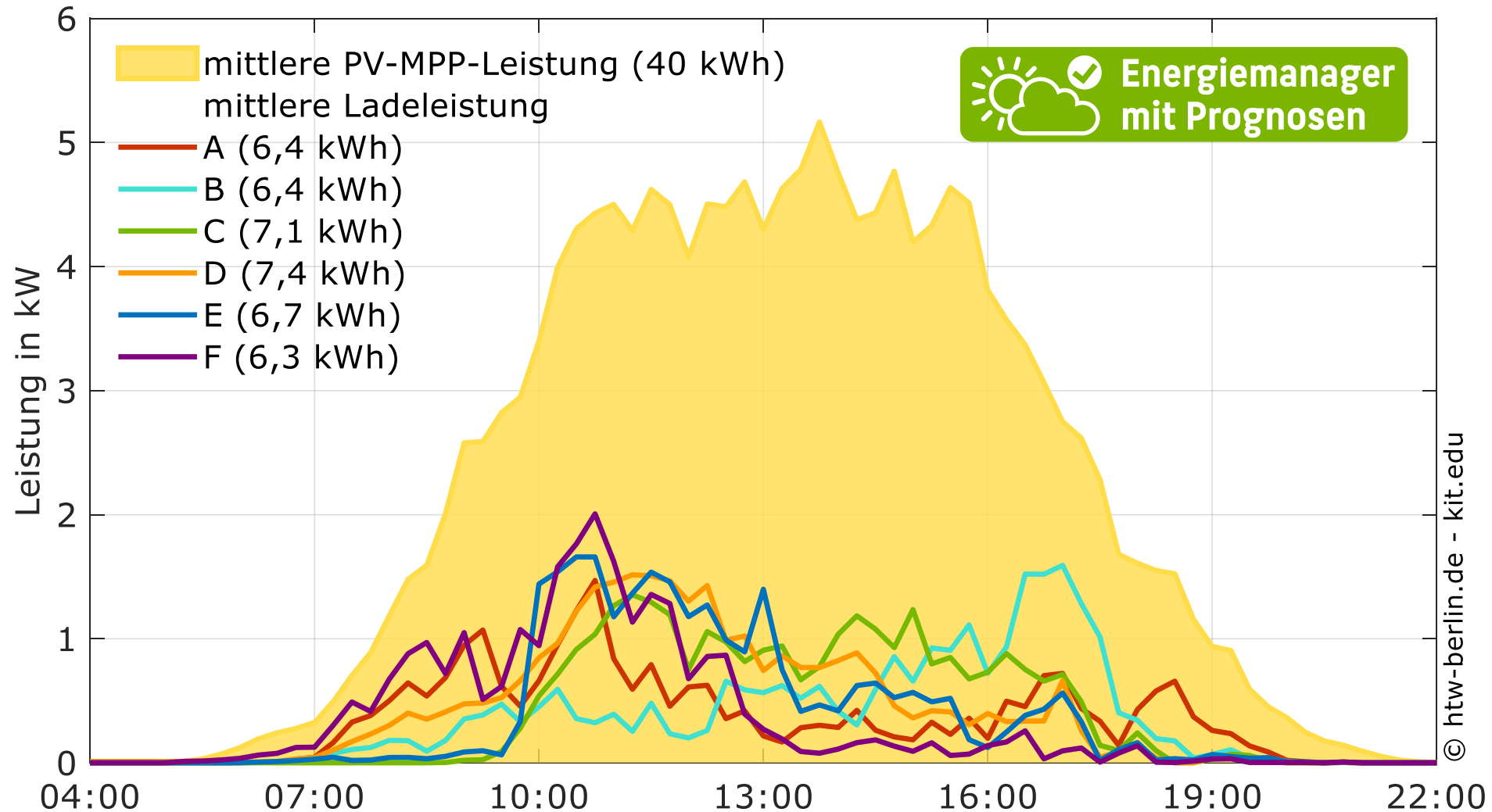
# Was passiert, wenn an einem Tag weniger Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?



# Was passiert, wenn an einem Tag weniger Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?

- Die Auswirkungen der **Überschätzung der Erzeugung** durch die Algorithmen sind auf der vorherigen Seite am Beispiel der sonnenBatterie veranschaulicht.
- Der Heimspeicher kann die **Abregelung** an dem Tag **vollständig verhindern**, da er die Überschüsse oberhalb der 50-%-Grenze komplett aufnimmt.
- Die von dem System bis zum Tagesende aufgenommenen **Solarüberschüsse reichen nicht mehr aus, um das System vollständig zu laden**. Wird der Batteriespeicher prognosebasiert betrieben, beeinflusst die **Prognosegüte** somit die Höhe des erreichbaren Autarkiegrads und des resultierenden PV-Stromertrags. Des Weiteren kann eine ungenaue Bestimmung des Ladezustands dazu führen, dass der Batteriespeicher am Ende des Tages nicht komplett geladen ist.

# Gibt es systematische Unterschiede im Ladeverhalten der getesteten PV-Speichersysteme?

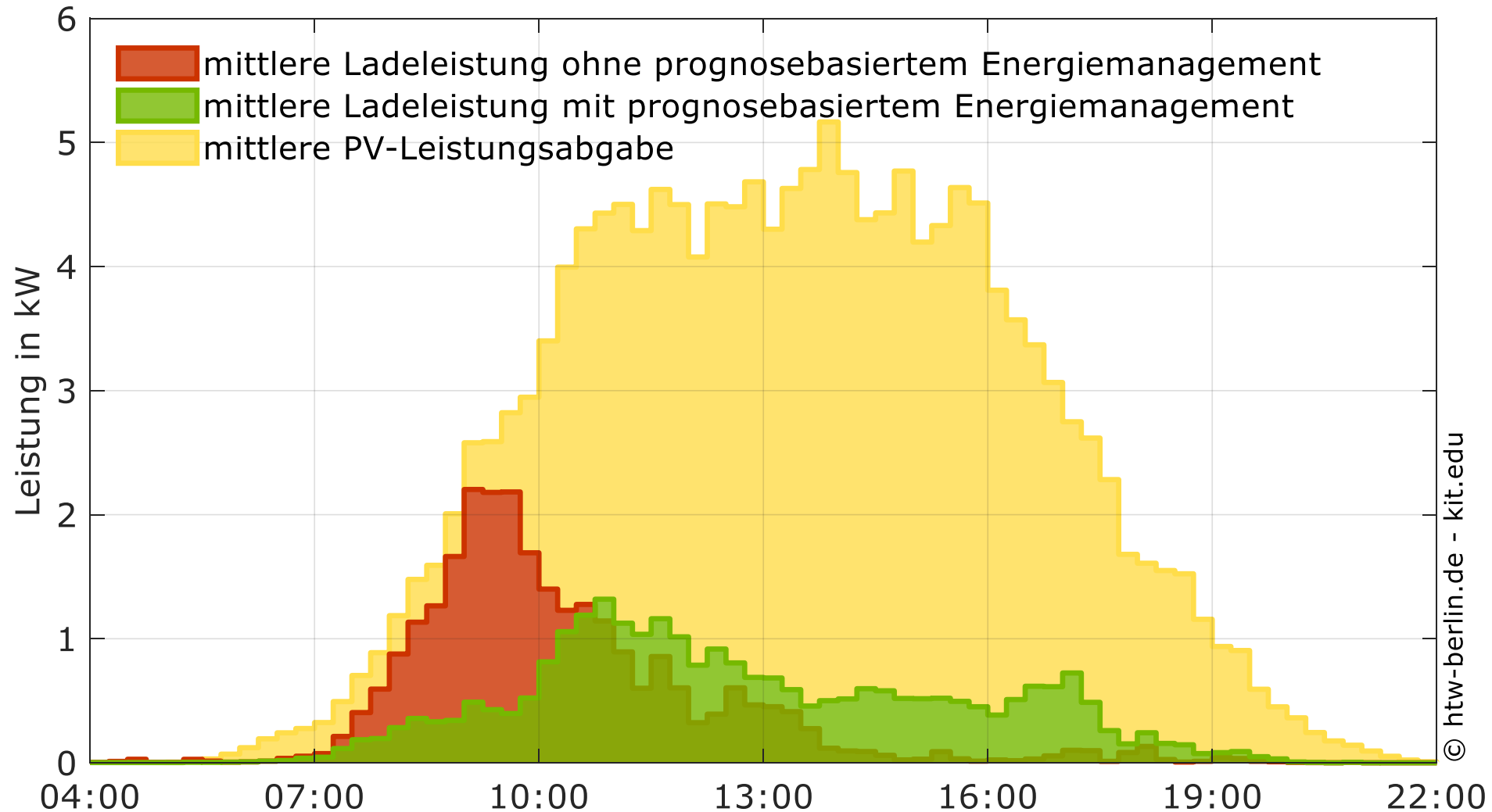


# Gibt es systematische Unterschiede im Ladeverhalten der getesteten PV-Speichersysteme?

- Die Systeme A, D (Fenecon) und E (Kostal) nehmen im Mittel etwa zwei Drittel der Energie bereits vor 13:00 Uhr auf.
- Während es beim Heimspeicher F von RCT Power im gleichen Zeitraum sogar mehr als 90 % sind, lädt das System B hingegen nur 31 % am **Vormittag**.
- Die Systeme C (sonnen) und E (Kostal) laden im Testzeitraum so gut wie nie vor 10:00 Uhr.
- Obwohl die nutzbare Speicherkapazität des Systems D von Fenecon im Vergleich zu System C um 1 kWh geringer ist, nimmt es im Mittel 0,3 kWh mehr Energie pro Tag auf. Wie beispielhaft in dem Bild zu sehen ist, wird die Ladeleistung an mehreren Tagen auf ein niedriges Niveau reduziert. Die damit erfolgreiche **Verzögerung der Batterieladung** führt allerdings zu höheren Umwandlungsverlusten.
- Darüber hinaus fällt auf, dass das System A häufig kurz vor 19:00 Uhr noch einmal den Batteriespeicher lädt.



# Wann laden die getesteten PV-Speichersysteme, wenn diese ohne ein prognosebasiertes Energiemanagement betrieben werden?



# Welche Faktoren beeinflussen die Höhe der Abregelungsverluste?

- Die resultierende **Höhe der Abregelungsverluste** hängt unter anderem von folgenden Eigenschaften der PV-Speichersysteme ab:
  - nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers
  - Nennleistung des Wechselrichters und des Batteriespeichers
  - Wechselrichter- und Batteriewirkungsgrad
  - Güte der Prognosen (PV-Leistung und elektrische Last)
  - Güte der Ladezustandsbestimmung
  - Qualität des Optimierungsalgorithmus
  - Qualität der Regelung zum schnellen Ausgleich von Prognosefehlern
  - Dauer bis zur nächsten Aktualisierung des Ladefahrplans
  - Abregelungsverhalten (Möglichkeit der stufenlosen Abregelung)

# Wie gut reduziert das prognosebasierte Energiemanagement die Abregelungsverluste?

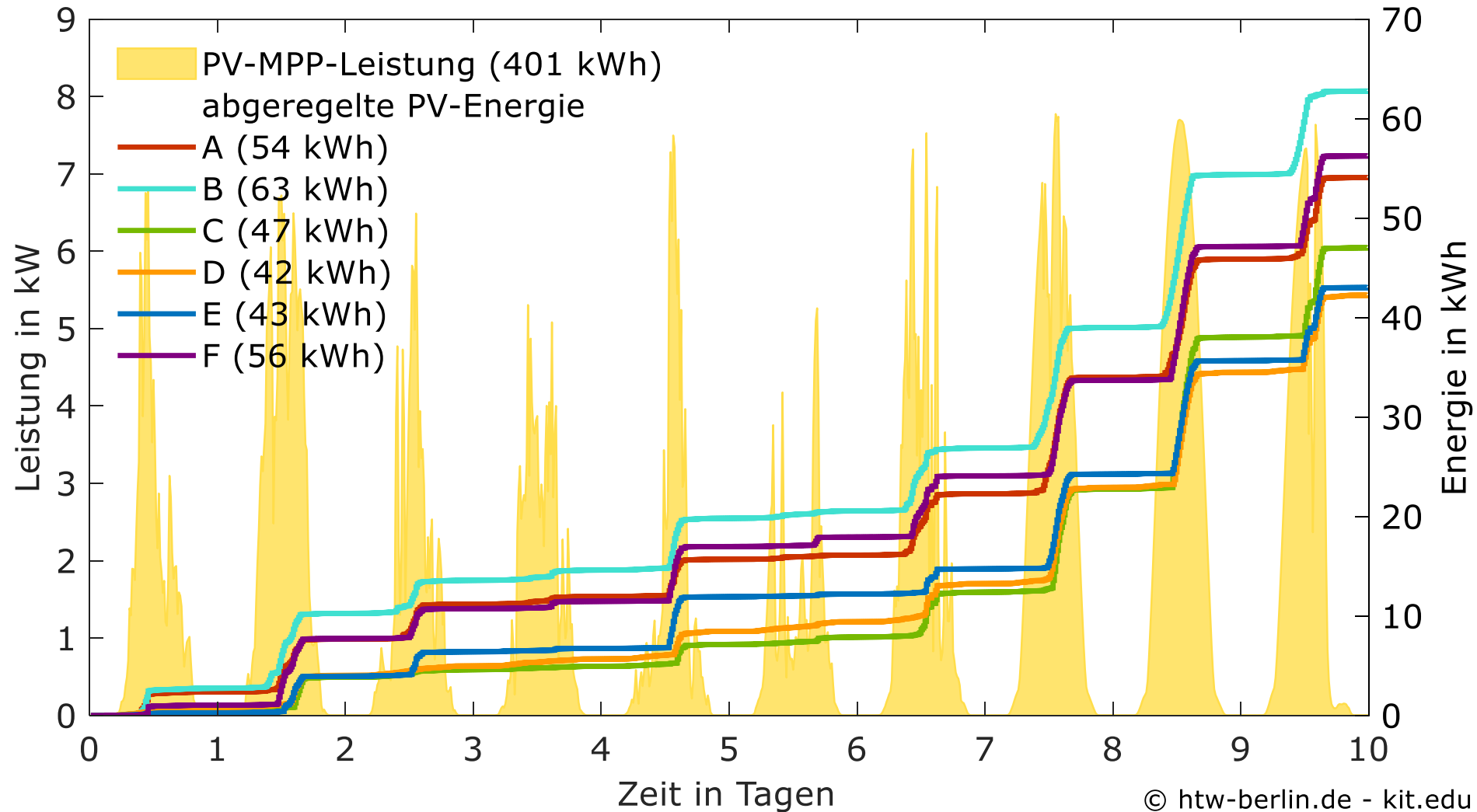
| System | ohne Prognosen |        | mit Prognosen |        | abs. Abw. | rel. Abw. |
|--------|----------------|--------|---------------|--------|-----------|-----------|
| A      | 66,5 kWh       | 16,6 % | 54,1 kWh      | 13,5 % | -12,4 kWh | -3,1 PP   |
| B      | 70,8 kWh       | 17,7 % | 62,8 kWh      | 15,7 % | -8,0 kWh  | -2,0 PP   |
| C      | 86,4 kWh       | 21,6 % | 47,0 kWh      | 11,7 % | -39,4 kWh | -9,9 PP   |
| D      | 70,9 kWh       | 17,7 % | 42,2 kWh      | 10,5 % | -28,7 kWh | -7,2 PP   |
| E      | 66,1 kWh       | 16,5 % | 43,0 kWh      | 10,7 % | -23,1 kWh | -5,8 PP   |
| F      | 71,7 kWh       | 17,9 % | 56,2 kWh      | 14,0 % | -15,5 kWh | -3,9 PP   |

Abregelungsverluste der getesteten PV-Speichersysteme zur Einhaltung der 50%-Einspeisegrenze über 10 Sommertage ohne und mit prognosebasiertem Ladebetrieb. Die relativen Werte der Abregelungsverluste beziehen sich auf den theoretisch möglichen PV-Ertrag von 401 kWh. Zur besseren Lesbarkeit der Tabelle wurden die einzelnen Werte je nach ihrer Lage innerhalb der Bandbreite eingefärbt. Die besten Werte innerhalb der jeweiligen Kategorie sind grün hinterlegt. Die nutzbare Speicherkapazität liegt zwischen 6,9 kWh (F) und 10,0 kWh (C). Die relative Abweichung ganz rechts in der Tabelle ist in der Einheit Prozentpunkte (PP) angegeben. Die im Rahmen des zehntägigen Tests ermittelten Abregelungsverluste lassen sich nicht auf die Dauer eines Betriebsjahres hochrechnen.

# Wie gut reduziert das prognosebasierte Energiemanagement die Abregelungsverluste?

- Die hohen Abregelungsverluste der sonnenBatterie (System C) sind insbesondere auf das **verbesserungswürdige Abregelungsverhalten** des Energiemanagements in Kombination mit dem PV-Wechselrichter zurückzuführen.
- System E von Kostal und System B wurden in Kombination mit einem 7-kWh-Batteriespeicher betrieben. Der Vergleich der Ergebnisse dieser beiden Systeme zeigt: System B regelt mehr PV-Energie ab. Das ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Einspeiseleistung des Systems E die zulässige Einspeisegrenze häufig um 10 W bis 30 W überschreitet. Zum anderen sind die **MPPT-Verluste**, die in dieser Studie in den ausgewiesenen Abregelungsverlusten enthalten sind, des PV-Wechselrichters von System B höher als die des Kostal-Hybridwechselrichters.
- Mehr als **zwei Drittel der Abregelungsverluste** sind auf die **letzten 4 sonnigen Tage** des Messzeitraums zurückzuführen, wie die folgende Grafik anhand des Verlaufs der kumulierten Abregelungsverluste zeigt.

# Wie gut reduziert das prognosebasierte Energiemanagement die Abregelungsverluste?



© htw-berlin.de - kit.edu

# Wieso ist es sinnvoller, ein prognosebasiertes Energiemanagement anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu bewerten?

- Je geringer die Abregelungsverluste sind, desto mehr Energie kann die PV-Anlage in das Stromnetz einspeisen.
- Alle 6 getesteten PV-Speichersysteme sind in der Lage, durch ihr implementiertes und auf Prognosen basierendes Energiemanagement die **Netzeinspeisung** zu steigern.

| System | Netzeinspeisung |         | Netzbezug |         |
|--------|-----------------|---------|-----------|---------|
| A      | +9,4 kWh        | +4,5 %  | -2,9 kWh  | -10,9 % |
| B      | +10,6 kWh       | +5,2 %  | +3,0 kWh  | +18,0 % |
| C      | +37,8 kWh       | +20,9 % | -0,2 kWh  | -2,4 %  |
| D      | +26,9 kWh       | +13,7 % | -1,1 kWh  | -7,7 %  |
| E      | +25,1 kWh       | +12,3 % | +1,5 kWh  | +9,9 %  |
| F      | +14,8 kWh       | +7,1 %  | -0,5 kWh  | -3,1 %  |

Absolute und relative Änderung des Netzbezugs und der Netzeinspeisung während des zehntägigen Testzeitraums durch das prognosebasierte Batterieladen im Vergleich zum frühzeitigen Batterieladen. Zur besseren Lesbarkeit der Tabelle wurden die einzelnen Werte je nach ihrer Lage innerhalb der Bandbreite eingefärbt. Die besten Werte innerhalb der jeweiligen Kategorie sind grün hinterlegt. Während des Tests durfte die Einspeiseleistung 4 kW (50 % der 8-kW-PV-Anlage) nicht überschreiten.

# Wieso ist es sinnvoller, ein prognosebasiertes Energiemanagement anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu bewerten?

- Die **Netzeinspeisung** der Systeme B und E von Kostal steigt stärker an, als die Abregelungsverluste durch das prognosebasierte Energiemanagement verringert werden. Das hat unterschiedliche Gründe:
  - Tendenziell nehmen die Batteriespeicher im prognosebasierten Betrieb weniger Solarenergie zur Batterieladung auf.
  - Bei System E von Kostal steigt im Betrieb mit Prognosen unter anderem die **mittlere Ladeleistung** und damit auch die Umwandlungseffizienz an.
  - Bei System B kommt es während der Messkampagne mit aktiviertem prognosebasierten Energiemanagement zu **2 Netznachladungen** in der dritten Nacht. Damit ist der Batteriespeicher bereits vor Sonnenaufgang nicht mehr vollständig entladen und nimmt am Folgetag weniger Solarstrom auf.
  - Zum anderen lädt der Heimspeicher B teilweise so spät, dass er seinen **vollgeladenen Zustand** nicht mehr wie im Betrieb bei frühzeitiger Batterieladung erreicht.

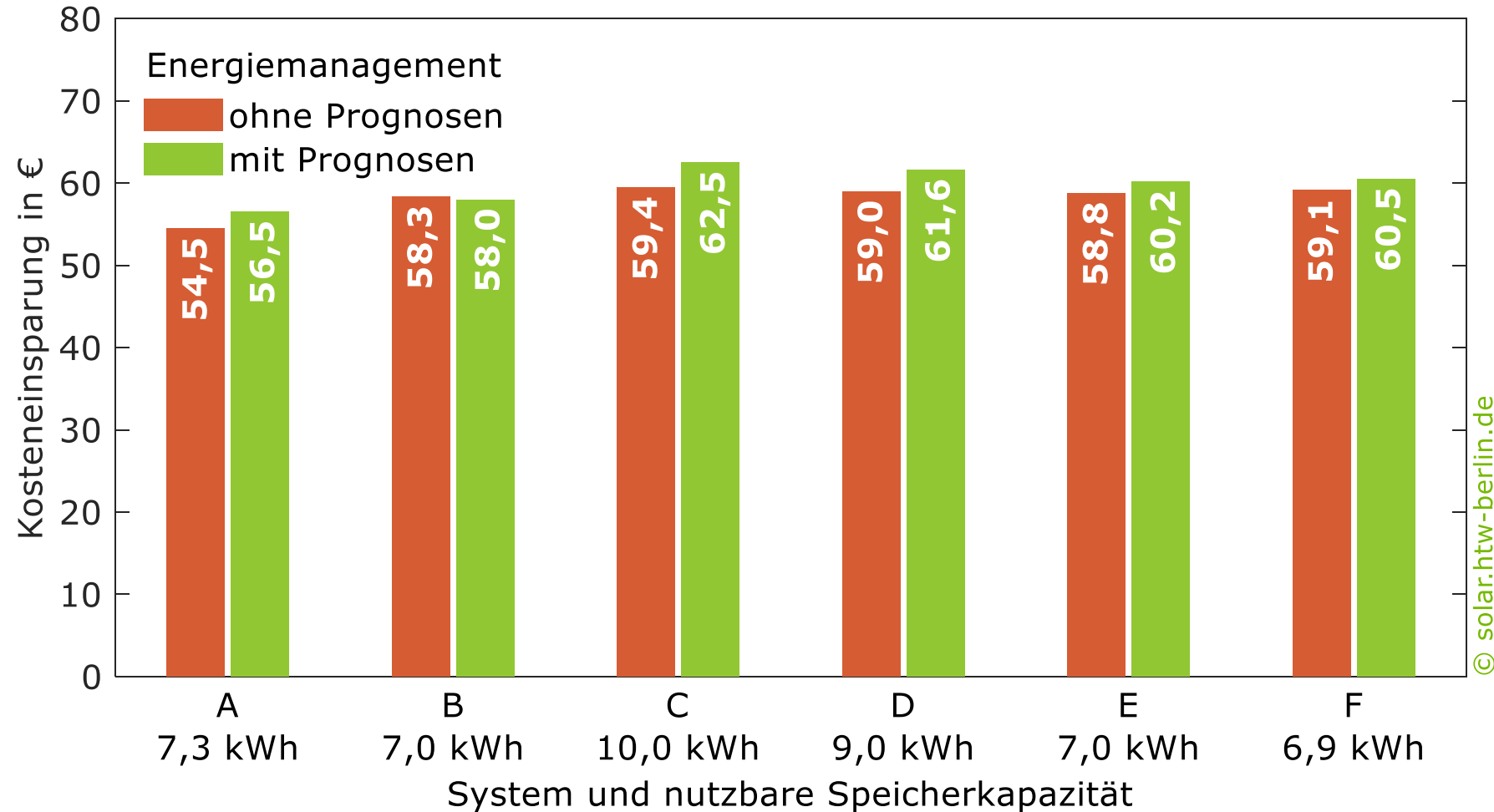
# Hinweise zur korrekten Interpretation der Testergebnisse



- Die Testergebnisse beschränken sich auf einen Zeitraum von **10 Sommertagen**. Im Frühjahr und Herbst bei stark wechselhaftem Wetter können sich die PV-Speichersysteme bei aktiviertem prognosebasierten Energiemanagement unter Umständen anders verhalten.
- Dass System C von sonnen bei prognosebasierter Batterieladung die höchsten Einsparungen erzielt, liegt vor allem daran, dass dieses System tendenziell **mehr Solarstrom als notwendig abregelt**. Besonders stark ausgeprägt war dies während des Tests bei frühzeitiger Batterieladung ohne Prognosen, was die Ergebnisse mit prognosebasiertem Energiemanagement besser dastehen lässt.
- Ein Batteriespeicher kann sich auch unter identischen Betriebsbedingungen aufgrund der **ungenauen Ladezustandsbestimmung**, der **Erhaltungsladung** oder der erforderlichen Vollladung **zur Kalibrierung der Ladezustandsbestimmung** unterschiedlich verhalten. Zum Beispiel floss bei System B nachts während des Tests mit aktiviertem prognosebasierten Energiemanagement etwa 1 kWh mehr Energie aus dem Stromnetz in den Batteriespeicher. Rechnet man diesen zusätzlichen Netzbezug heraus, verbessert dies die Kostenbilanz im prognosebasierten Betrieb um 0,6 Prozentpunkte.
- Die durch die verzögerte Ladung verlängerte **Batterielebensdauer** wurde in den Kosteneinsparungen nicht berücksichtigt.
- Im Rahmen des Energiemanagement-Tests haben mehrere der 6 beteiligten Unternehmen **Stellschrauben zur Optimierung ihrer Energiemanagementstrategien** identifiziert. Es ist daher davon auszugehen, dass diese ihr prognosebasiertes Energiemanagement durch **Software-Updates** verbessern werden.



# Wie wirkt sich das prognosebasierte Energiemanagement auf die Ausgaben für den Netzbezug und auf die Netzeinspeiserlöse aus?

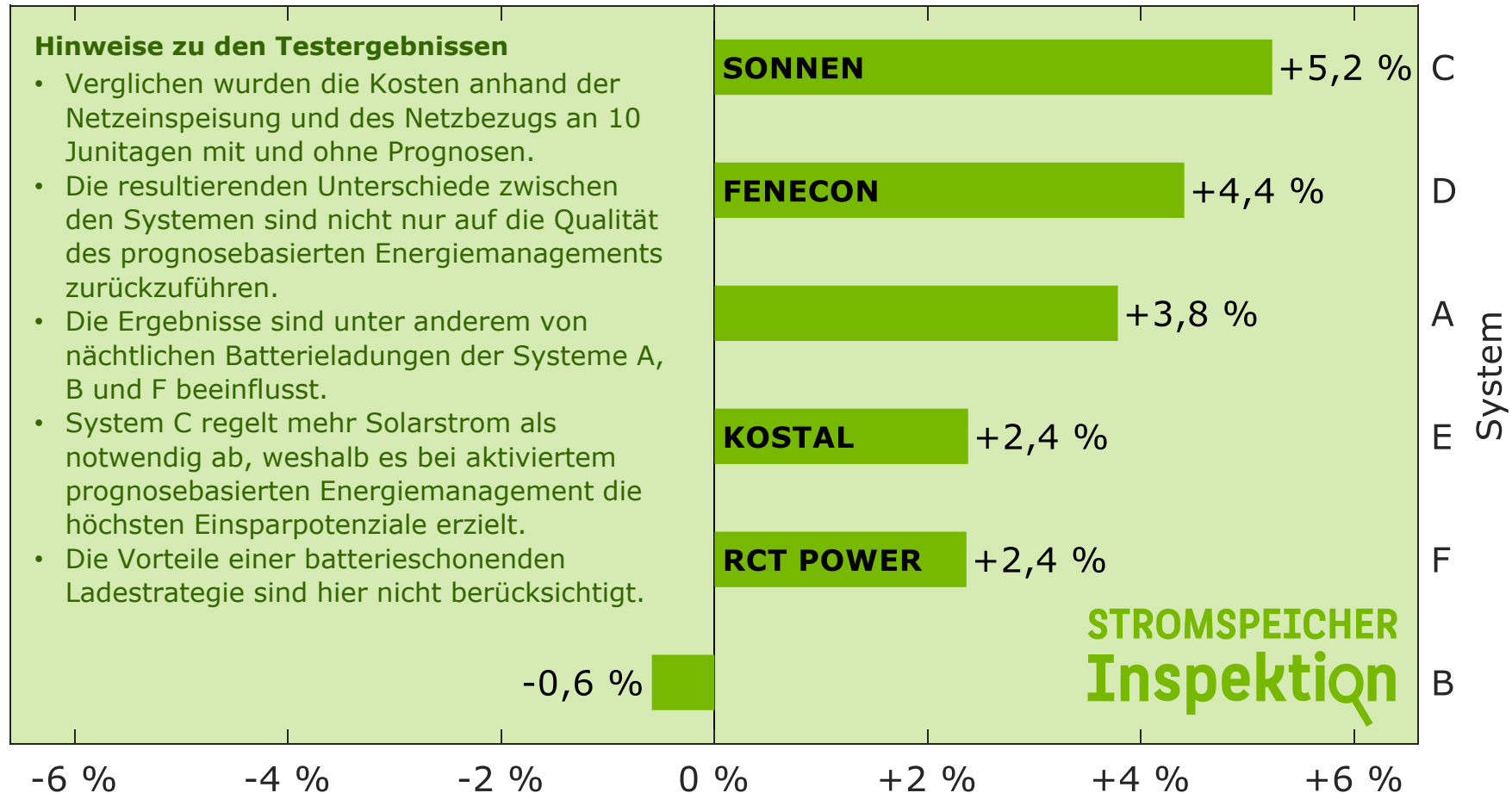


Vergleich der Kosteneinsparung durch den Einsatz einer prognosebasierten Betriebsstrategie gegenüber einer frühzeitigen Batterieladung. Die Systeme wurden unter identischen und realen Bedingungen über jeweils 10 Tage im Juni 2024 vom KIT vermessen. Während des Tests musste die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des 8-kW-PV-Generators begrenzt werden. Die finanziellen Auswirkungen auf die Netzeinspeisung und den Netzbezug wurden mit einer Einspeisevergütung von 8 ct/kWh und einem Bezugspreis von 40 ct/kWh ermittelt. Einflüsse auf die Batterielebensdauer wurden in der hier dargestellten Grafik nicht berücksichtigt.

# Welcher finanzielle Vorteil resultiert aus dem Einsatz der prognosebasierten Energiemanagementstrategie?

- Den Berechnungen liegt zugrunde, dass die in das Netz eingespeiste Energie mit **8 ct/kWh** vergütet und Energie aus dem Netz für **40 ct/kWh** bezogen wird.
- Aus den resultierenden Ausgaben für den Netzbezug und den Einnahmen aus der Netzeinspeisung lassen sich die durch das PV-Speichersystem erzielten **Kosteneinsparungen** berechnen. Die ermittelten Einsparungen beziehen sich auf die Ausgangssituation ohne PV-Speichersystem.
- Verglichen wurden anschließend die Kosteneinsparungen der PV-Speichersysteme während der 2 Testzeiträume **mit und ohne prognosebasiertem Energiemanagement**.
- Dass der Kostenvorteil bei System C von sonnen so hoch ausfällt, ist vor allem dem sehr rigiden **Abregelungsverhalten** geschuldet. Zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze regelte das Energiemanagement insbesondere während des Tests mit der Standardladestrategie „frühzeitiges Laden“ überdurchschnittlich viel Solarstrom und letztlich mehr als notwendig ab.

# Welcher finanzielle Vorteil resultiert aus dem Einsatz der prognosebasierten Energiemanagementstrategien?



Änderung der Kosteneinsparung durch ein prognosebasiertes Energiemanagement

Relative Änderung der Kosteneinsparung durch den Einsatz einer prognosebasierten Betriebsstrategie gegenüber einer frühzeitigen Batterieladung. Die Tests wurden über jeweils 10 Tage im Juni 2024 vom KIT durchgeführt. Die Systeme mussten die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des 8-kW-PV-Generators begrenzen. Den Berechnungen liegt eine Einspeisevergütung von 8 ct/kWh und ein Netzbezugspreis von 40 ct/kWh zugrunde. Die durch die verzögerte Ladung verlängerte Batterielebensdauer wurde in den ermittelten Kosteneinsparungen nicht berücksichtigt.

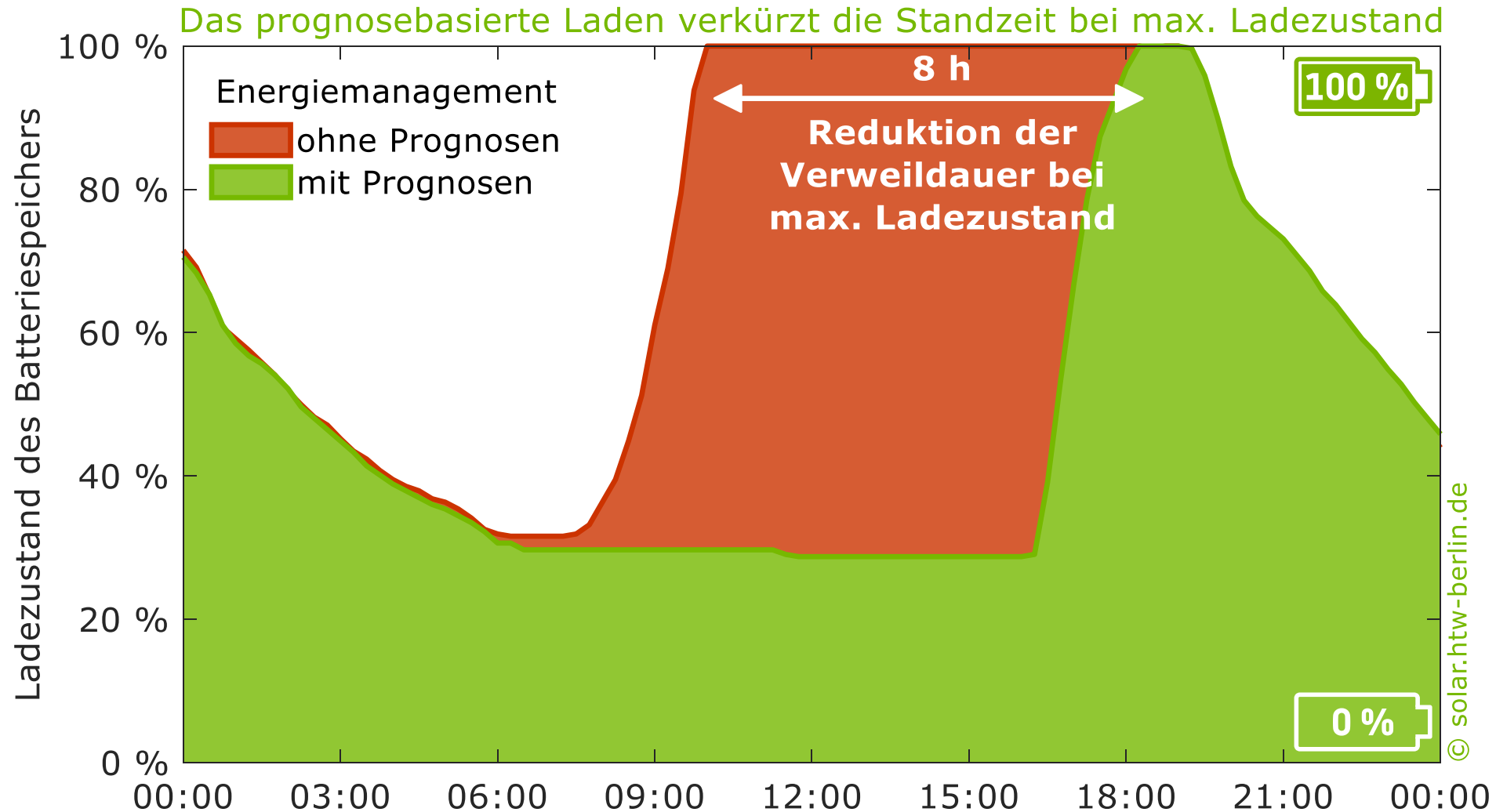
# Welcher finanzielle Vorteil resultiert aus dem Einsatz der prognosebasierten Energiemanagementstrategien?

- Fenecon, Kostal und RCT Power nutzen ausschließlich **lokal erfasste Messdaten**, um die Erzeugung und den Verbrauch zu prognostizieren. Diese 3 Hersteller belegen, dass ein prognosebasiertes Energiemanagement auch ohne Bezug von Online-Wetterprognosen ökonomisch vorteilhaft sein kann.
- Da die prognosebasierte Betriebsstrategie von System B dazu tendiert, den Batteriespeicher sehr spät und zum Teil nicht vollständig zu laden, steigt der Netzbezug am stärksten an. Beide Effekte haben zur Folge, dass für System B während des Testzeitraums durch die Prognosen **kein ökonomischer Vorteil** erzielt werden kann und sogar höhere Kosten resultieren als im Betrieb bei frühzeitiger Batterieladung.
- Dass diese prognosebasierte Ladestrategie von System B andere Vorteile hat, wird nachfolgend anhand der Auswirkungen der Energiemanagementstrategien auf die **Batteriealterung** erläutert.

# Warum hängt die Lebensdauer der Lithium-Ionen-Batteriespeicher von der Energiemanagementstrategie ab?

- Wie schnell Batteriezellen altern, hängt nicht nur vom Zelltyp und von der Zellqualität ab, sondern auch vom **Anwendungsfall** und von den **Betriebsbedingungen**. Generell wirken sich folgende Situationen negativ auf die Batterielebensdauer aus:
  - hohe Ladezustände
  - hohe Temperaturen
  - hohe Lade- und Entladeleistungen
  - hohe Zyklientiefen
- Je geringer der **maximal zulässige Ladezustand** ist, desto höher ist folglich die Batterielebensdauer. Dadurch steht allerdings auch ein kleinerer Teil der Speicherkapazität im täglichen Betrieb zur Speicherung des Solarstroms zur Verfügung.
- Das Ende der Nutzungsdauer ist meist erreicht, nachdem die Batteriekapazität auf 80 % der Anfangskapazität gefallen ist.

# Wie kann durch ein prognosebasiertes Energiemanagement gezielt die kalendarische Batteriealterung minimiert werden?



# Wie kann durch ein prognosebasiertes Energiemanagement gezielt die kalendarische Batteriealterung minimiert werden?

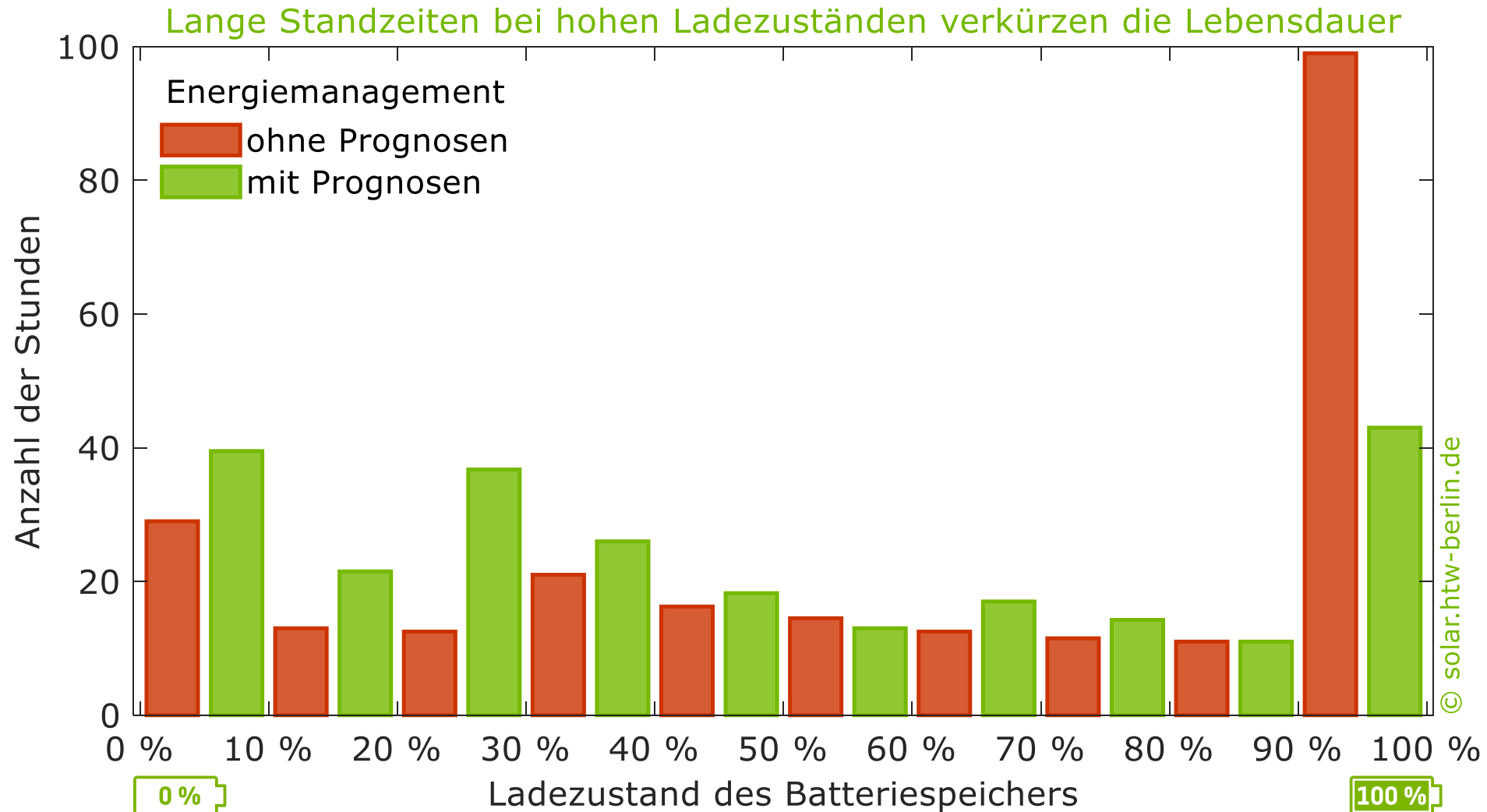
- Energiemanagementstrategien, die die kalendarische Batteriealterung reduzieren, zielen darauf ab, den Ladezustand so gering wie möglich zu halten.
- **Charakteristisch für alterungsoptimierte Ladestrategien** ist häufig folgendes Verhalten:
  - Die **Ladung des Batteriespeichers** mit Solarstrom wird im Tagesverlauf möglichst lang **hinausgezögert**, sodass er viele Stunden bei geringen Ladezuständen verweilt.
  - Der Batteriespeicher lädt an sonnigen Tagen vorrangig in den **späten Nachmittagsstunden**.
  - Es wird nur so viel Energie tagsüber gespeichert, wie in der darauf folgenden Nacht zur Versorgung der elektrischen Verbraucher benötigt wird. Ein zusätzliche **Sicherheitsreserve** kann vorteilhaft sein, falls nachts doch mehr Strom verbraucht werden sollte, als zuvor prognostiziert wurde.

# Wie kann durch ein prognosebasiertes Energiemanagement gezielt die kalendarische Batteriealterung minimiert werden?

- Auf Basis des prognostizierten Stromverbrauchs während des Zeitraums zwischen Sonnenuntergang und -aufgang wird der **erforderliche Ladezustand** berechnet, der tagsüber zum Ende des Ladevorgangs erreicht werden muss.
- Nachdem dieser Ladezustand im Tagesverlauf erreicht wurde, **endet der Ladevorgang** auch dann, wenn noch überschüssige PV-Energie gespeichert werden könnte.
- Wenn erst am späten Nachmittag damit begonnen wird, den Batteriespeicher zu laden, bleibt im weiteren Tagesverlauf weniger Zeit, um durch Anpassung des Ladefahrplans etwaige **Prognosefehler** auszugleichen.



# Wie beeinflusst die Energiemanagementstrategie die Verweildauer des Batteriespeichers bei maximalem Ladezustand?

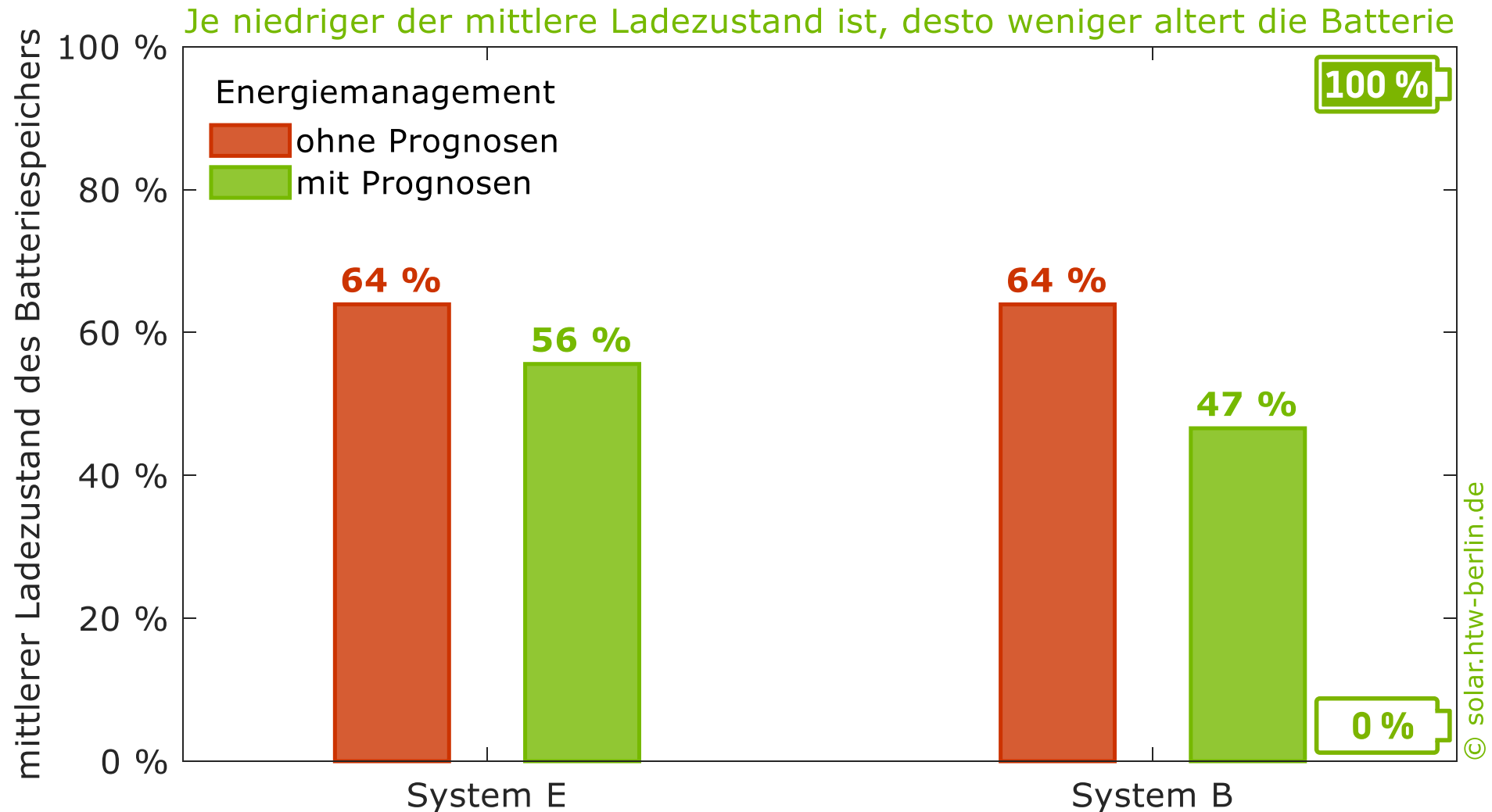


Einfluss der Energiemanagementstrategie auf die Häufigkeitsverteilung der Batterieladezustände während des zehntägigen Tests. Bei hohen Ladezuständen ist die kalendarische Alterung von Lithium-Ionen-Batterien höher (System: B, Daten: Monitoringportal).

# Wie beeinflusst die Energiemanagementstrategie die Verweildauer des Batteriespeichers bei maximalem Ladezustand?

- Zur Beantwortung dieser Frage wurden die vom **Batteriemanagementsystem (BMS) ermittelten Ladezustände** des Systems B während des Testzeitraums analysiert.
- Lädt der Batteriespeicher frühzeitig, resultieren an 99 h des 240-stündigen Tests Ladezustände zwischen 90 % und 100 %.
- Dieser Zeitraum wird durch die prognosebasierte Ladestrategie des Systems B auf 43 h mehr als halbiert.
- Sowohl bei NCM- als auch bei LFP-Batterien ist die **kalendarische Alterung umso höher, je höher der Ladezustand des Batteriespeichers ist.**
- Li und Danzer [1] konnten mithilfe von Simulationsberechnungen für ein gesamtes Betriebsjahr nachweisen, dass eine **batteriealterungsoptimierte Ladestrategie** die Verweildauer bei Ladezuständen oberhalb von 85 % von jährlich 70 Tagen auf 19 Tage reduzieren kann.

# Warum steigt die Batterielebensdauer, wenn ein prognosebasiertes Energiemanagement den mittleren Batterieladezustand verringert?

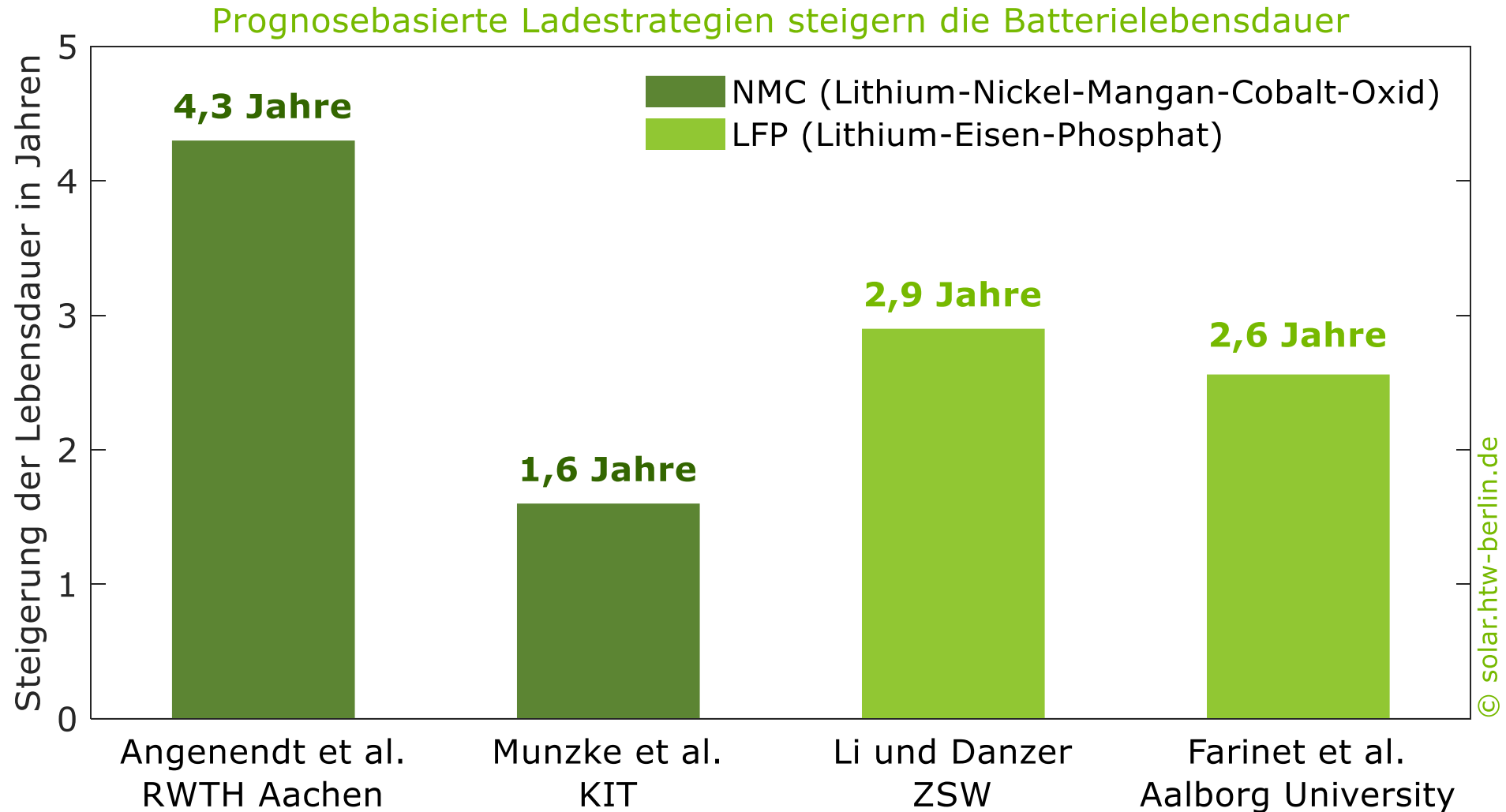


Mittlerer Ladezustand der Systeme E und B während des zehntägigen Tests. Beide Systeme sind mit einem 7-kWh-Batteriespeicher ausgestattet (Daten: Monitoringportal der Hersteller).

# Warum steigt die Batterielebensdauer, wenn ein prognosebasiertes Energiemanagement den mittleren Batterieladezustand verringert?

- Die Batterielebensdauer hängt stark vom **durchschnittlichen Ladezustand** ab.
- Wird gezielt die Standzeit bei hohen Ladezuständen und dadurch der resultierende **Mittelwert des Ladezustands** reduziert, steigt die Lebensdauer des Batteriesystems.
- Durch ein prognosebasiertes Energiemanagement können vor allem die im **Sommer** hohen mittleren Ladezustände reduziert werden.
- Mit den im System E implementierten **prognosebasierten Algorithmen** sinkt der mittlere Ladezustand während des Tests um 8 Prozentpunkte auf 56 %.
- Die vergleichsweise geringe **Verweilzeit** des Systems B **bei maximalem Ladezustand** war der Grund dafür, weshalb der Hersteller durch das prognosebasierte Laden den Mittelwert des Ladezustands um 17 Prozentpunkte auf 47 % reduzieren konnte.
- Wenn dieses System tagsüber noch häufiger nur so viel Energie gespeichert hätte, wie die elektrischen Verbraucher in der darauffolgenden **Nacht** benötigten, wäre sogar ein noch geringerer mittlerer Ladezustand möglich gewesen.

# Um wie viele Jahre steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement die Batterielebensdauer?

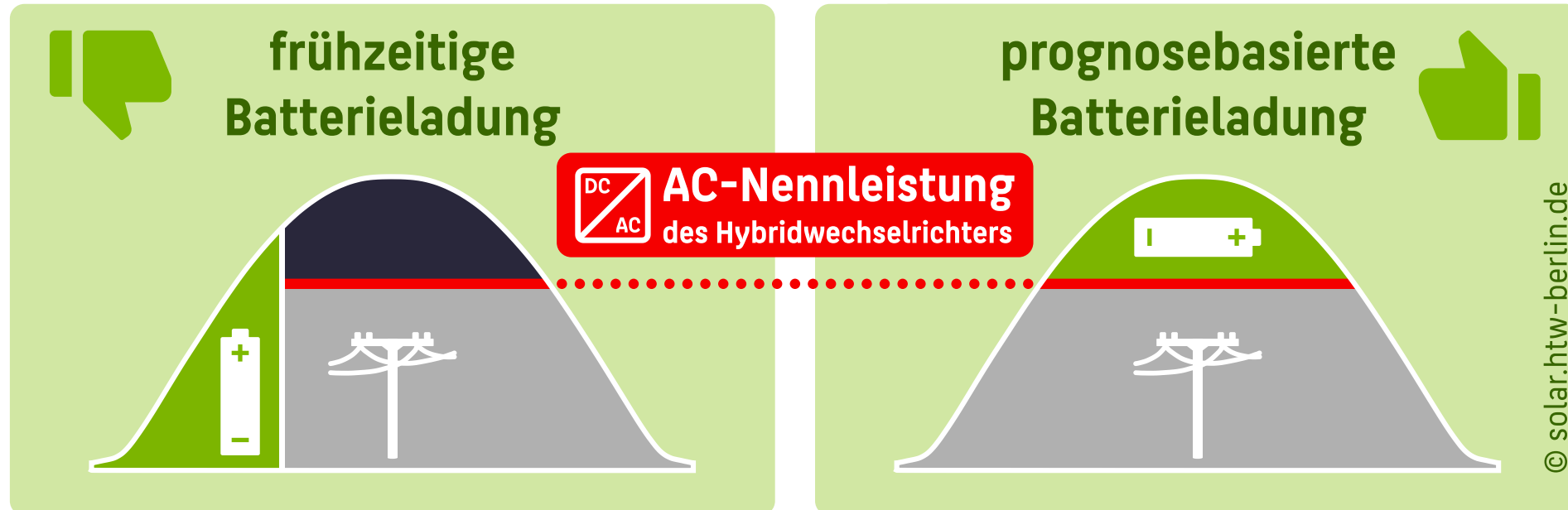


# Um wie viele Jahre steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement die Batterielebensdauer?

- Auch wenn durch eine **prognosebasierte Ladestrategie** unter anderem aufgrund von Prognosefehlern der Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher und damit der erreichbare Autarkiegrad geringer ausfällt, kann **durch die längere Lebensdauer insgesamt mehr Energie gespeichert werden.**
- Es ist zu erwarten, dass die prognosebasierte Energiemanagementstrategie von Hersteller B im Vergleich zu den anderen 5 Anbietern die **Batterielebensdauer** am positivsten beeinflusst.
- Mehrere wissenschaftliche Publikationen kommen letztlich zu dem Ergebnis, dass **ein prognosebasiertes Energiemanagement** aufgrund der geringeren Batteriealterung während der gesamten Nutzungsdauer **in Summe 21 % bis 56 % mehr Netzbezug vermeidet**, als dies bei einem Energiemanagement ohne Prognosen möglich ist.

# Warum sollten DC-gekoppelte Stromspeicher auch dann prognosebasiert laden, wenn keine Einspeisebegrenzung gefordert wird?

Ist der Hybridwechselrichter sehr klein ausgelegt, steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement den Solarstromertrag



Batterieladung   Abregelung von Solarstrom   Netzeinspeisung

# Warum sollten DC-gekoppelte Stromspeicher auch dann prognosebasiert laden, wenn keine Einspeisebegrenzung gefordert wird?

- Wenn die DC-Nennleistung der PV-Anlage größer als die AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters ist, sinken durch die prognosebasierte Batterieladung in den Mittagsstunden die **dimensionierungsbedingten Abregelungsverluste**.
- Wird mithilfe eines prognosebasierten Energiemanagements ausreichend **Speicherkapazität** für die Ladung in der Mittagszeit **freigehalten**, können die dimensionierungsbedingten Abregelungsverluste minimiert werden. Hierzu nimmt der Batteriespeicher andernfalls ungenutzte PV-Leistungsspitzen oberhalb der AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters auf.
- Bei der in der Praxis gängigen **Überbelegung der Hybridwechselrichter** steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement letztlich den Stromertrag der PV-Anlage und die in das Netz eingespeiste Energie.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



[solar.htw-berlin.de/inspektion](https://solar.htw-berlin.de/inspektion)