

# Herzlich Willkommen beim Kundentag

## BESS Co-Located – Der effizienteste Weg ins Netz?

### Aktuelle Entwicklungen + Fallbeispiel

Tobias Wiest, Key Account Manager Speichervermarktung





1 Aktueller Strommarkt  
und seine  
Herausforderungen

2 Grünstromspeicher der  
effizienteste Weg ins Netz?

3 Dimensionierung und  
Fallbeispiel

4 Fragen



# 1 Aktueller Strommarkt und seine Herausforderungen





## Strukturelle Engpässe

### Mehr erneuerbare Energien = mehr Herausforderungen?

- Mit einem Ziel von 80 % erneuerbare Energien bis 2030 verfolgt Deutschland weiterhin ambitionierte Ausbauziele
  - 2025: Erneuerbare überholen erstmals die konventionelle Stromproduktion
  - **Ganz vorne: Solarenergie** hat mit 74 TWh zur Gesamtproduktion beigetragen
- Dies bringt sowohl Herausforderungen als auch Chancen für den Markt mit sich.



- Keine EE-Produktion
- Hohe Spot Preise



- Übermäßige EE-Produktion bzw. Überschuss/ Abregelung
- Niedrige/Negative Spot Preise
- Hohe Intraday Spreads



- Hohe Auslastung der Netze
- EE- Mengen müssen abregelt werden
- „Kampf“ um Netzanschlüsse für BESS und EE



## Hellbrise oder Solarinfarkt

- Realistische Gesamtlast in Deutschland: **60 – 75 GW**
  - Werktag 100%, Samstag 85-90 %, Sonn-/Feiertag 70-75 %
  
- Installierte PV- Leistung 2025:
  - Gesamt 109 GW (AC)
  - Steuerbar 45% - 49 GW
  - Nicht Steuerbar 55% - 60 GW
  
- Installierte Wind- Leistung 2025:
  - Gesamt 78 GW
  - Onshore 68 GW
  - Offshore 10 GW
  
- Installierte Biomasse- Leistung 2025: 9 GW



### Spanien Netzinferkt 2025:

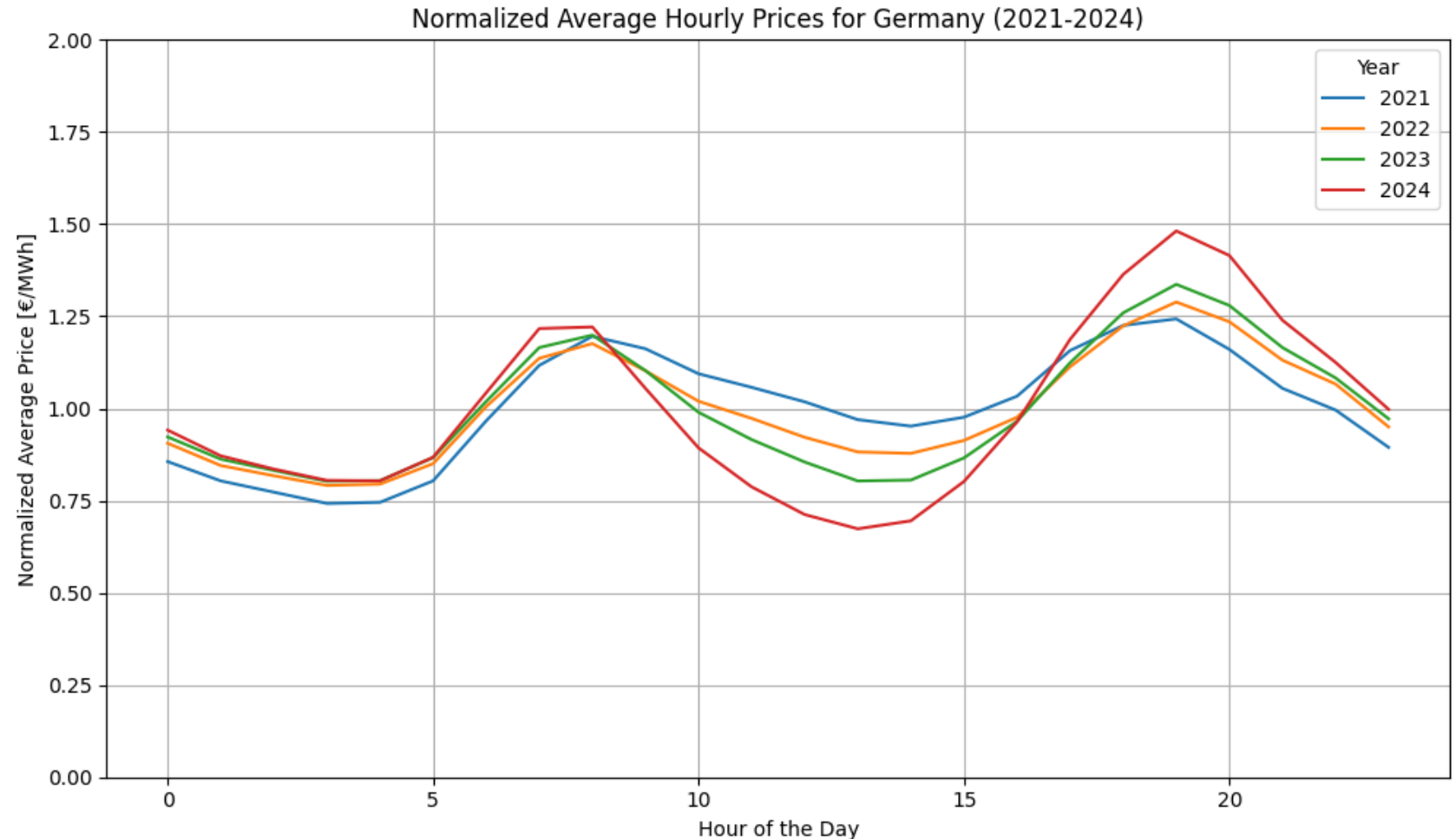
#### Was geschah? – Die Kernpunkte

- **Spannungsprobleme** im spanischen 400-kV-Netz bauten sich ab dem Vormittag auf; teils wurden fast **435 kV** erreicht (oberer technischer Grenzwert). wikipedia
- Gegen **12:32 Uhr** kam es zu einer **Kaskade von Schutzabschaltungen**, nachdem erste Wind- und Solarparks aufgrund von Überspannung ausfielen. Dadurch stieg die Spannung weiter an. diepresse
- Die Spannung entglitt vollständig, was zu einem **Systemzusammenbruch (Blackout, ENTSO-E Stufe 3)** führte – einem sogenannten **Schwarzfall**. wikipedia



## Einfluss der Solareinspeisung: „The duck is growing“

- Die „**Duck-curve**“ zeigt prinzipiell die Stromnachfrage im System abzüglich der Erzeugung der **nicht disponiblen Energieerzeugungsquellen, d.h. Wind- und Solar („Nettolast“)**. Diese Nettolast muss von steuerbaren Kraftwerken gedeckt werden, was zu den rechts gezeigten Preiseffekten führt.
- Bei den dargestellten **normalisierten Preisen** wird jeder Datenpunkt (Stündlicher day-ahead Preis) durch den jährlichen Durchschnittspreis aller Stunden geteilt => Zentrierung um Ø-Wert 1.
- Damit wird die **Form der Kurve** hervorgehoben, ohne die **absoluten Preisniveaus** widerzuspiegeln, und ermöglicht somit einen Vergleich mit den Vorjahren.

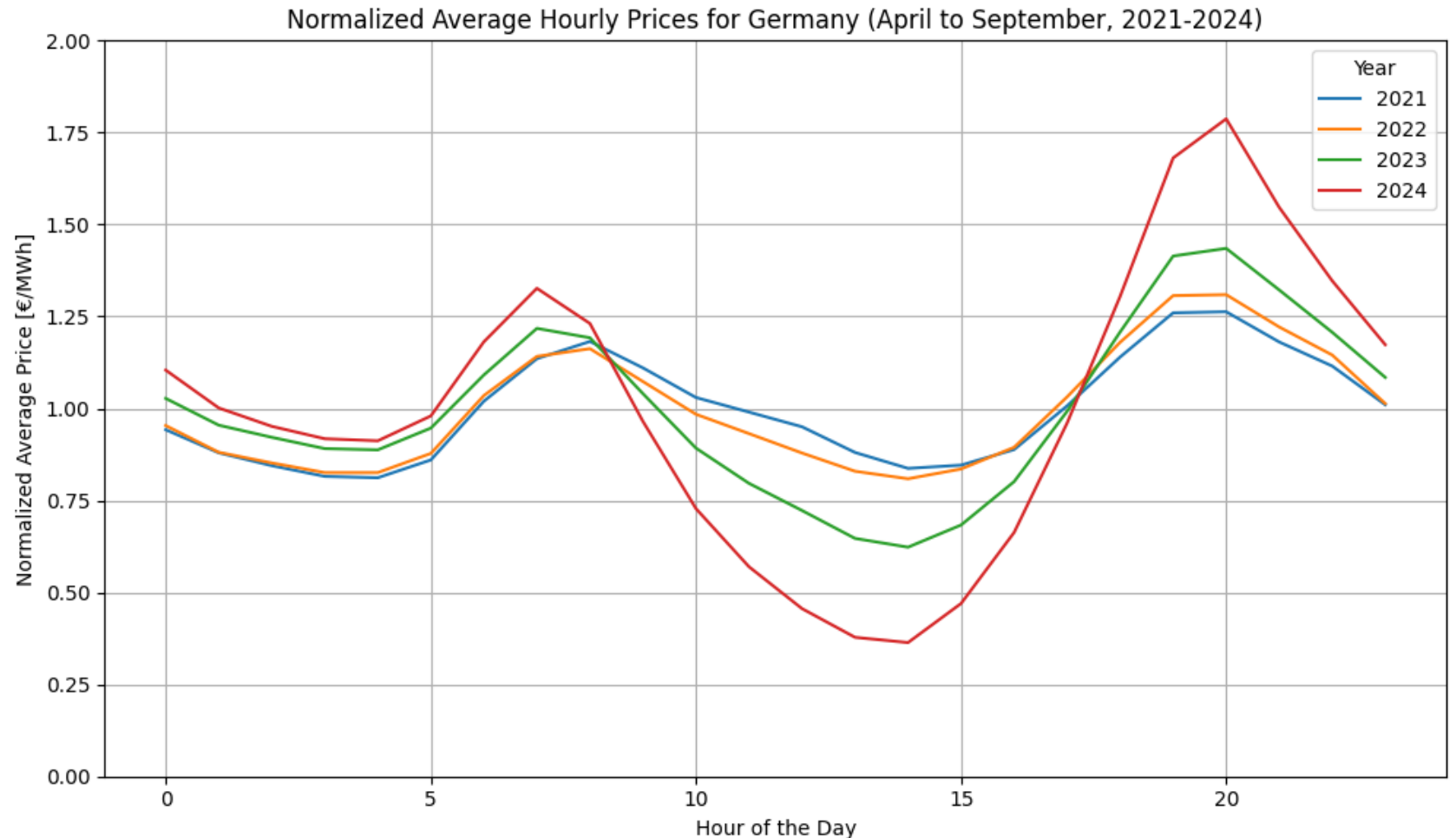


Quelle: GEM Energy Analytics



## „The duck is growing“ – Fokus auf das Sommerhalbjahr

- Wenn man sich speziell auf die **Sommer- bzw. „Sonnensaison“** konzentriert (April bis September), werden die Auswirkungen nochmals deutlicher. Die Preise am Nachmittag betragen im Durchschnitt etwa ein Drittel des Durchschnittspreises, während die Preise in der Spitzenstunde 175% des Durchschnittspreises erreichen.
- Das Jahr **2024** ist in diesen Trends nochmals **deutlich stärker ausgeprägt** als die Vorjahre.

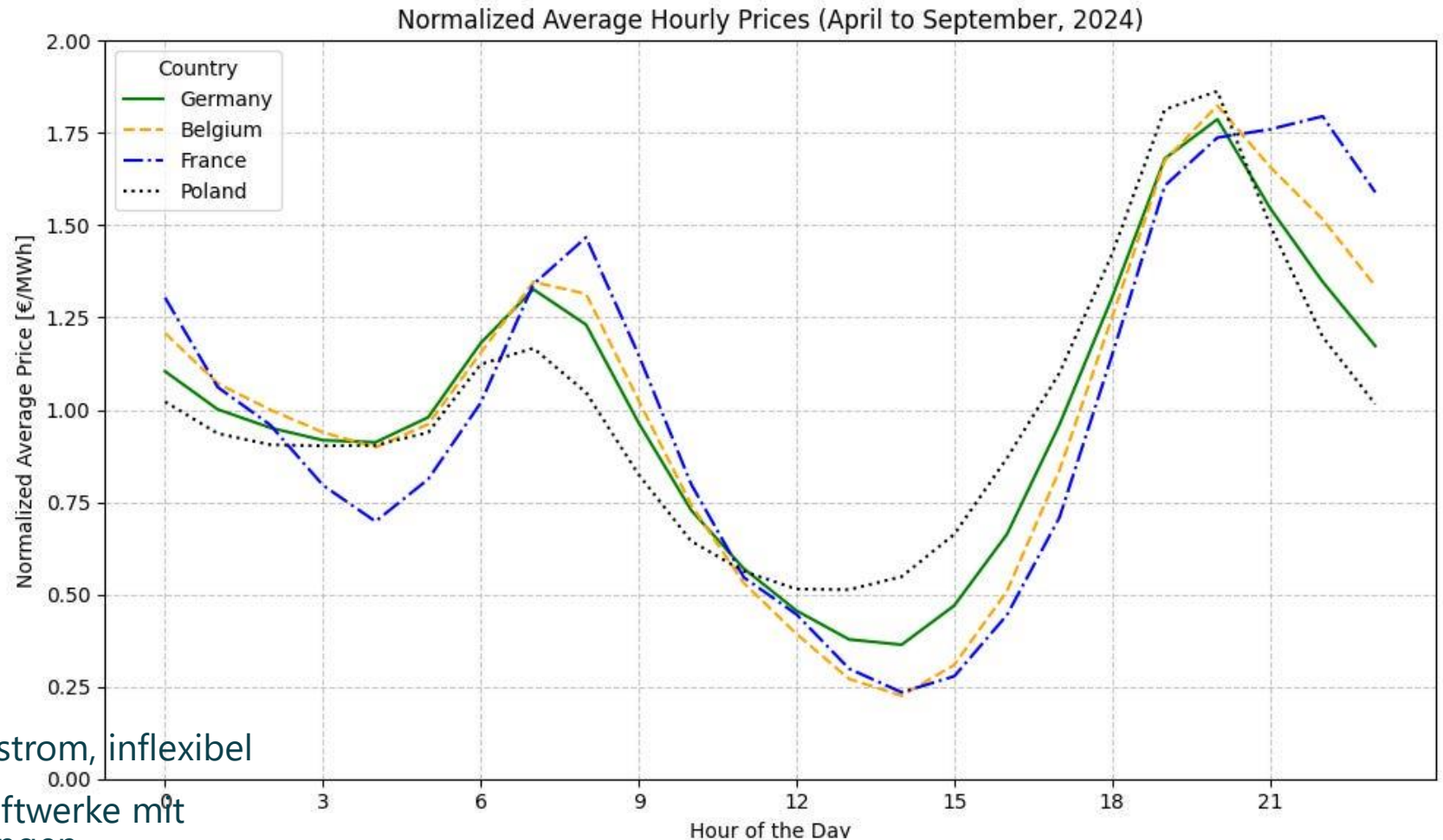


Quelle: GEM Energy Analytics



## „The duck is growing“ – Nachbarländer

- Da das europäische Netz zusammengeschaltet ist und die Solarkapazität in allen Ländern wächst, **verlaufen die Kurve ähnlich.**
- Nebenstehend finden Sie die Grafiken für das Jahr 2024 im Vergleich mit drei Nachbarländern: **Belgien, Frankreich und Polen.**
- Polen scheint etwas weniger betroffen zu sein, während Frankreich und Belgien etwas stärker betroffen sind. Der Preis in BE und FR erreicht um 14.00 Uhr 25% des Durchschnittspreises (durchschnittlich siebenmal billiger als in der Spitzenstunde).



Warum Frankreich so tief: ca. 2/3 Atomstrom, inflexibel

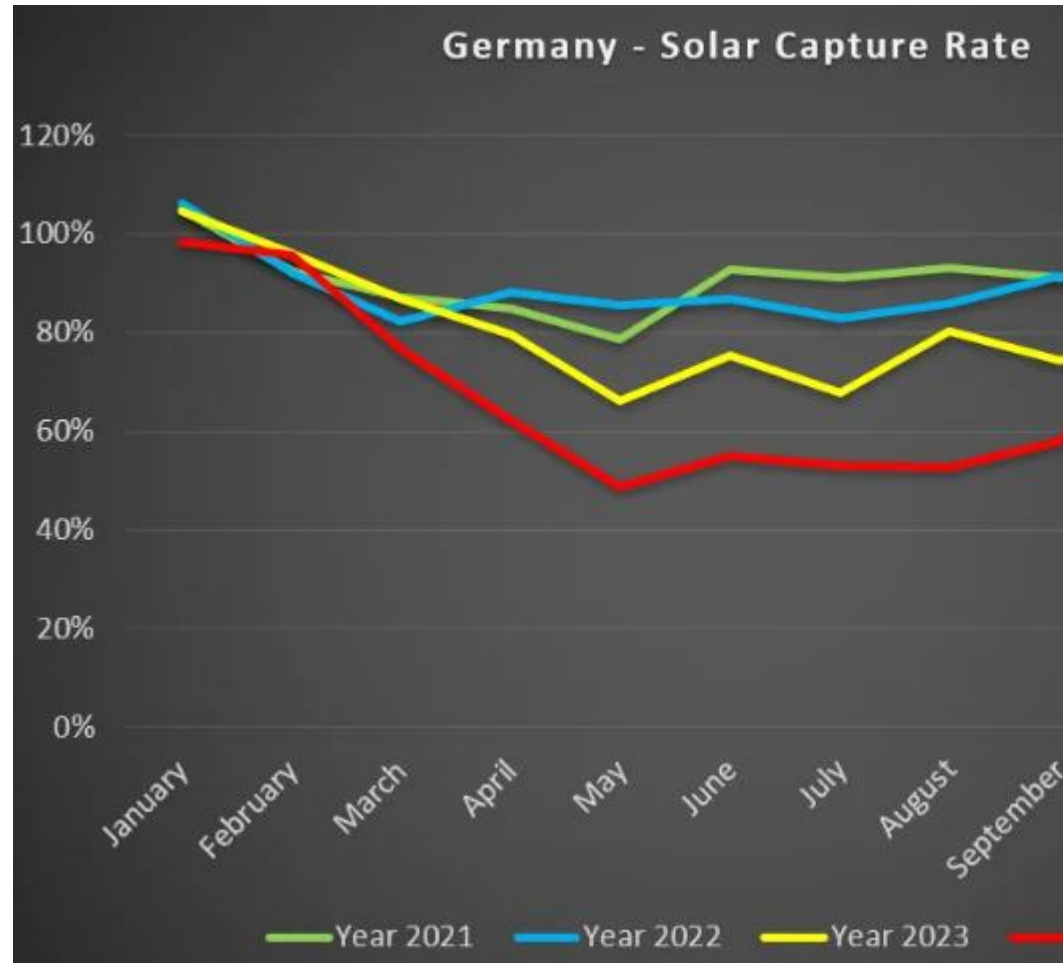
Warum Belgien: sehr viele inflexible Kraftwerke mit Must run- Einschränkungen

Quelle: GEM Energy Analytics



# Solar capture rates in Deutschland und Nachbarländern

- Im Jahr 2024 lag die solar capture rate (CR) in Deutschland praktisch die gesamte Sommersaison unter 60% (Mai bis September), mit dem niedrigsten Monat unter 50% im Mai.
- Auf Jahresbasis lag die CR in Deutschland bei 76% (2023) und im Jahr 2024 bei rd. 65%.
- Es hat sich auch gezeigt, dass die CR für in fast allen europäischen Ländern gesunken ist.



|      |           | Germany | France | Spain | Greece |
|------|-----------|---------|--------|-------|--------|
| 2021 | January   | 105%    | 111%   | 106%  | 111%   |
|      | February  | 92%     | 99%    | 95%   | 102%   |
|      | March     | 87%     | 91%    | 91%   | 95%    |
|      | April     | 85%     | 89%    | 92%   | 95%    |
|      | May       | 79%     | 88%    | 93%   | 93%    |
|      | June      | 93%     | 94%    | 97%   | 101%   |
|      | July      | 91%     | 97%    | 98%   | 102%   |
|      | August    | 93%     | 96%    | 95%   | 101%   |
|      | September | 91%     | 97%    | 95%   | 99%    |
|      | October   | 92%     | 104%   | 96%   | 97%    |
|      | November  | 104%    | 100%   | 94%   | 99%    |
|      | December  | 123%    | 113%   | 95%   | 106%   |
| 2022 | January   | 106%    | 107%   | 98%   | 98%    |
|      | February  | 92%     | 100%   | 92%   | 95%    |
|      | March     | 82%     | 93%    | 98%   | 88%    |
|      | April     | 88%     | 89%    | 84%   | 89%    |
|      | May       | 85%     | 93%    | 92%   | 94%    |
|      | June      | 87%     | 99%    | 91%   | 96%    |
|      | July      | 83%     | 100%   | 96%   | 88%    |
|      | August    | 86%     | 95%    | 88%   | 88%    |
|      | September | 92%     | 99%    | 82%   | 91%    |
|      | October   | 84%     | 98%    | 87%   | 80%    |
|      | November  | 88%     | 99%    | 92%   | 95%    |
|      | December  | 99%     | 111%   | 88%   | 93%    |
| 2023 | January   | 104%    | 111%   | 94%   | 88%    |
|      | February  | 96%     | 95%    | 90%   | 91%    |
|      | March     | 87%     | 91%    | 78%   | 81%    |
|      | April     | 80%     | 90%    | 65%   | 79%    |
|      | May       | 66%     | 80%    | 74%   | 84%    |
|      | June      | 75%     | 82%    | 87%   | 80%    |
|      | July      | 68%     | 84%    | 84%   | 85%    |
|      | August    | 80%     | 86%    | 84%   | 79%    |
|      | September | 74%     | 86%    | 85%   | 76%    |
|      | October   | 78%     | 89%    | 88%   | 79%    |
|      | November  | 94%     | 101%   | 87%   | 88%    |
|      | December  | 96%     | 106%   | 86%   | 86%    |
| 2024 | January   | 98%     | 100%   | 87%   | 94%    |
|      | February  | 96%     | 96%    | 79%   | 84%    |
|      | March     | 77%     | 79%    | 50%   | 68%    |
|      | April     | 62%     | 60%    | 41%   | 55%    |
|      | May       | 49%     | 52%    | 46%   | 74%    |
|      | June      | 55%     | 63%    | 62%   | 71%    |
|      | July      | 53%     | 65%    | 63%   | 63%    |
|      | August    | 53%     | 64%    | 74%   | 69%    |
|      | September | 58%     | 64%    | 59%   | 65%    |
|      | October   | 78%     | 83%    | 70%   | 59%    |



## Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen ist schwer vorhersehbar, nimmt aber kontinuierlich zu

- Für die Betreiber ist es schwer vorhersehbar wie viele Stunden es in den nächsten Jahren mit negativen Preisen geben wird und wie sich der damit verbundene Entfall der Marktprämie auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte auswirken wird
- Die Anzahl negativer Preise und der damit verbundenen §51-Fälle hat sich seit 2023 wie folgt entwickelt:

| <b>Regelung EEG/Jahr</b>             | <b>2023</b> | <b>2024</b> | <b>2025</b> |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Anzahl Stunden mit negativen Preisen | 301         | 459         | 468         |
| Anzahl §51-Fälle mit 6h-Regelung     | 21          | 34          | 43          |
| Anzahl §51-Fälle mit 4h-Regelung     | 34          | 57          | 68          |
| Anzahl §51-Fälle mit 3h-Regelung     | 45          | 69          | 79          |
| Anzahl §51-Fälle mit 2h-Regelung     | 48          | 81          | 84          |

Anm.: das Jahr 2025 ist bis zum 03.09.2025 berücksichtigt

- Anzahl negativer Stunden für 2025 gesamt: ca. 575 Stunden
- Prognose für 2026 (abhängig vom Gesamtwetterjahr) > 575 Stunden



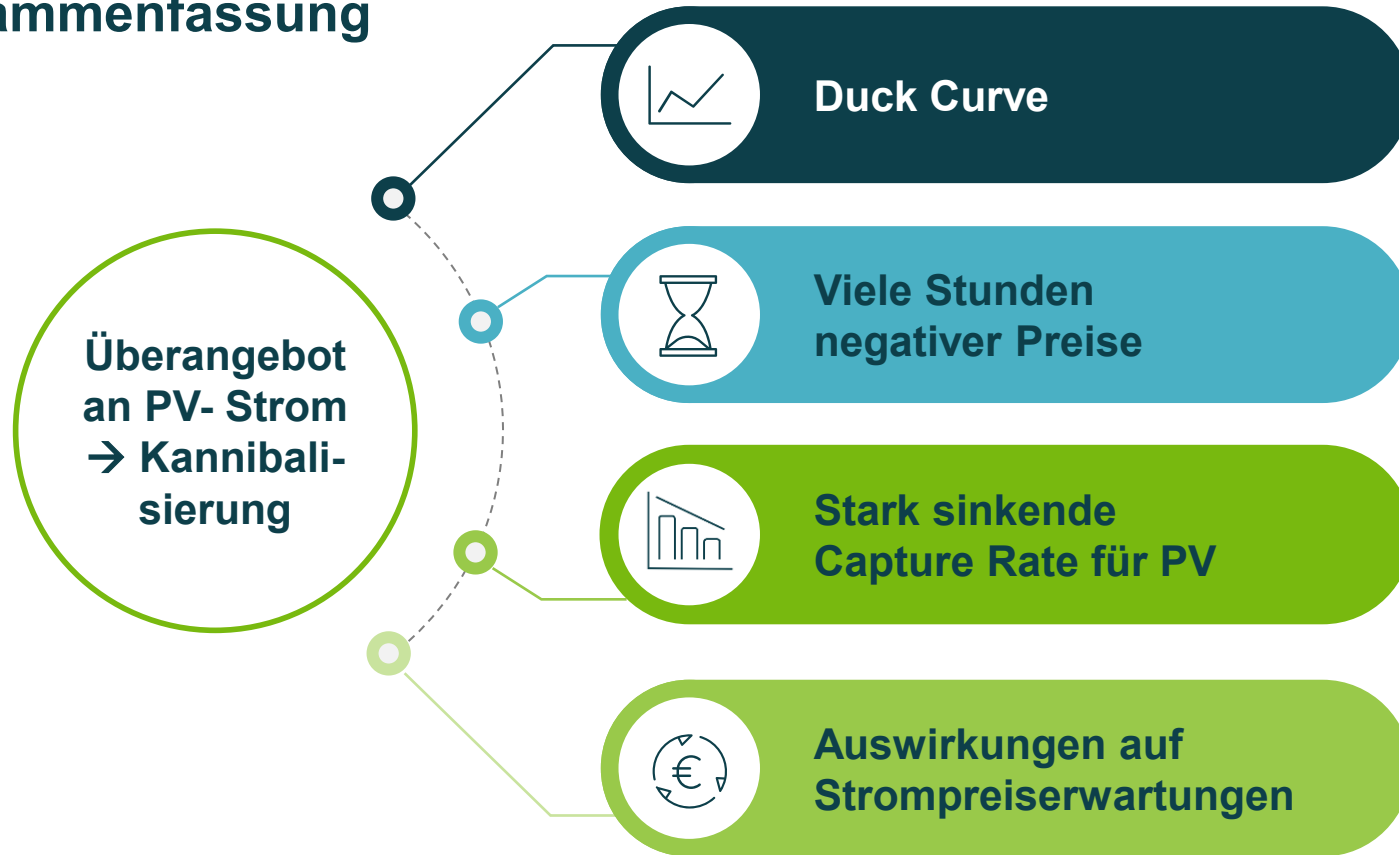
# Haupttreiber von negativen Spotmarktpreisen und §51-Fällen ist die Solareinspeisung in den Frühlings- und Sommermonaten

- Im Jahr 2025 (Stichtag 02.09.2025) fallen 99% der negativen Spotmarktpreise in den Zeitraum der PV-Produktion
- Die neg. Preise waren in der Spitze in 2025 bei - 250 €/ MWh, aber meist nur knapp unter 0, was jedoch je nach §51 Regelung dennoch oft zum Verlust der Marktprämie führt
- Der Energieträger Solar ist somit deutlich stärker vom Risiko des Verlusts der Marktprämie in §51- Fällen betroffen als der Energieträger Wind

| Stunde | neg. Preise |              |
|--------|-------------|--------------|
| 0      | 0           | 0,0%         |
| 1      | 0           | 0,0%         |
| 2      | 0           | 0,0%         |
| 3      | 1           | 0,2%         |
| 4      | 1           | 0,2%         |
| 5      | 1           | 0,2%         |
| 6      | 1           | 0,2%         |
| 7      | 1           | 0,2%         |
| 8      | 2           | 0,4%         |
| 9      | 9           | 1,9%         |
| 10     | 29          | 6,2%         |
| 11     | 55          | 11,8%        |
| 12     | 76          | 16,2%        |
| 13     | 86          | 18,4%        |
| 14     | 78          | 16,7%        |
| 15     | 72          | 15,4%        |
| 16     | 46          | 9,8%         |
| 17     | 8           | 1,7%         |
| 18     | 2           | 0,4%         |
| 19     | 0           | 0,0%         |
| 20     | 0           | 0,0%         |
| 21     | 0           | 0,0%         |
| 22     | 0           | 0,0%         |
| 23     | 0           | 0,0%         |
|        | <b>468</b>  | <b>99,1%</b> |



## Zusammenfassung



## Beispiel des PPA- Preises

| Zeit | Ankauf Fixpreis | Laufzeit Jahre | Preis über Laufzeit |
|------|-----------------|----------------|---------------------|
| 2027 | 36,37           | 1              | 36,37               |
| 2028 | 30,93           | 2              | 33,65               |
| 2029 | 26,14           | 3              | 31,15               |
| 2030 | 24,49           | 4              | 29,48               |
| 2031 | 22,04           | 5              | 27,99               |
| 2032 | 20,20           | 6              | 26,70               |
| 2033 | 19,26           | 7              | 25,63               |
| 2034 | 19,27           | 8              | 24,84               |
| 2035 | 17,58           | 9              | 24,03               |
| 2036 | 21,58           | 10             | 23,79               |

- Aber auch das andere Extrem: Sehr hohe Preise bei Dunkelflaute, z.B. 24.01.2024, 18 Uhr – 1.141 €/MWh (in 2025 bisher nur 378 €/MWh) sorgen für Herausforderungen am Strommarkt.
- Um diesen Extremen entgegenzuwirken, benötigt das Netz mehr Flexibilitäten. Allen voran können hier Batteriespeicher kurzfristig von den Extremen profitieren, längerfristig aber auch dazu beitragen, diese Preisextreme zu glätten.



# Dunkelflaute





# Dunkelflaute

## Technische Einordnung:

- Deutschland hat im Winter einen typischen Stromverbrauch von ca. 60-70 GW.
- 14 Tage Dunkelflaute →  $70\text{GW} \times 24\text{h} \times 14\text{Tage} = 23.500\text{ GWh} = 23,5\text{ TWh}$  benötigte Einspeisemenge

## Zum Vergleich:

- Deutschlands Batteriespeicher 2025: ca. 19 GW / 30 GWh

## EcoStor Betrachtung spricht davon, dass:

- 1000 GWh (1TWh!) erst ~ 30 GW Backup ersetzt
- Schwachstelle von BESS in diesem Zusammenhang:
  - BESS kann nur ausspeichern nicht erzeugen!
  - Theoretisch speziell für diese Engpass- Situation vorgehaltene BESS den Rest des Jahres „arbeitslos“

Quelle: [https://emvg.energie-und-management.de/filestore/newsimgorg/illustrationen\\_Stimmungsbilder/Grafiken/Moegliche\\_Reduktion\\_noetiger\\_Backup-Leistung\\_durch\\_Batteriespeicher\\_-\\_Fuer\\_Vollbild\\_bitte\\_auf\\_die\\_Grafik\\_klicken\\_Quelle\\_Ecostor.orig.pdf](https://emvg.energie-und-management.de/filestore/newsimgorg/illustrationen_Stimmungsbilder/Grafiken/Moegliche_Reduktion_noetiger_Backup-Leistung_durch_Batteriespeicher_-_Fuer_Vollbild_bitte_auf_die_Grafik_klicken_Quelle_Ecostor.orig.pdf)

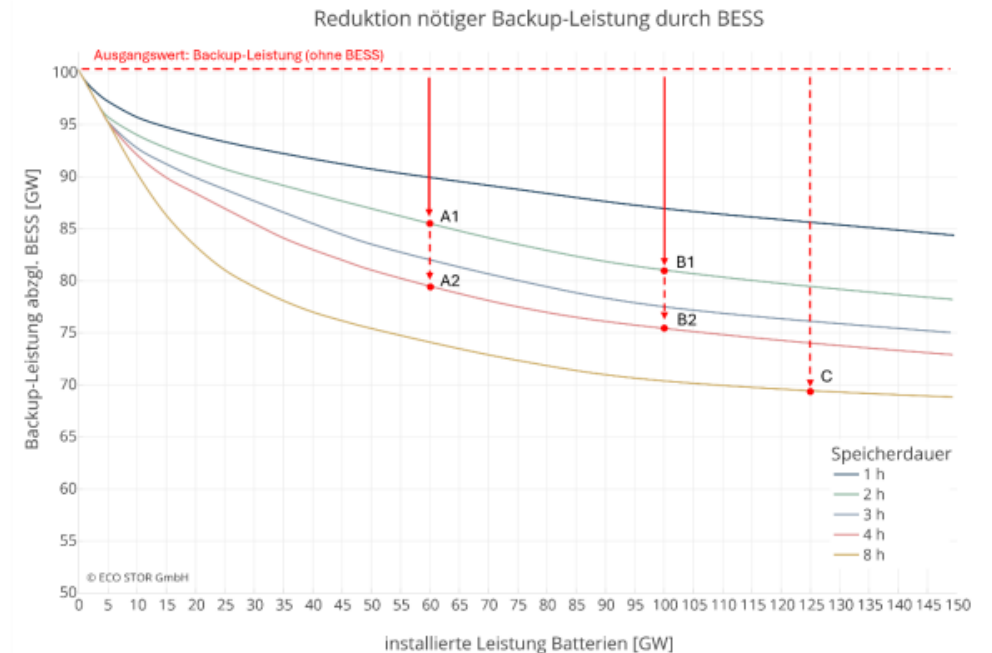
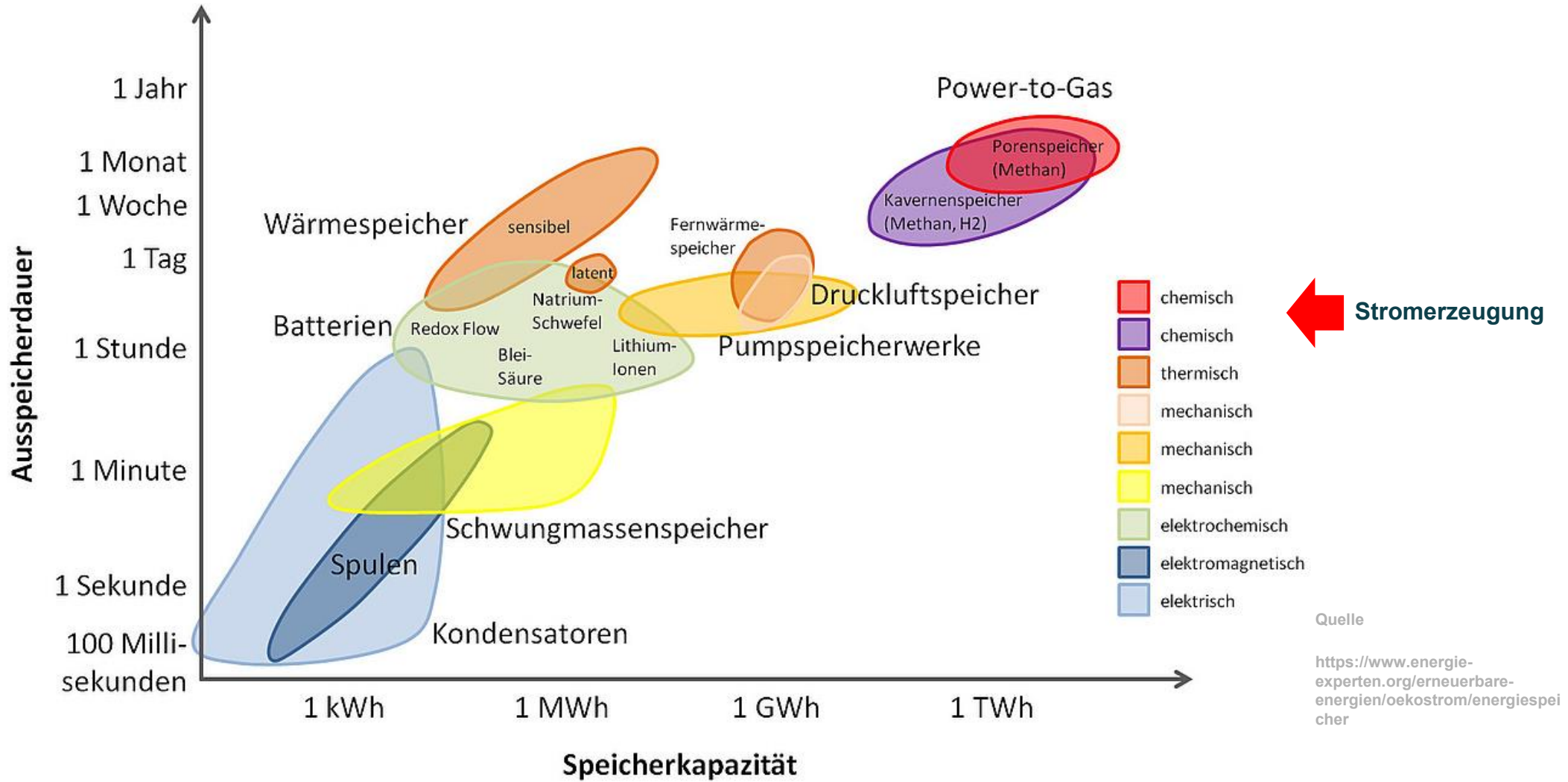


Abbildung 1: Batteriespeicher reduzieren die erforderliche, verbleibende Backup-Leistung deutlich. 60 GW BESS mit 2h Kapazität reduzieren die verbleibende Backup-Leistung zur Nachfragedeckung in der Dunkelflaute um ca. 15 GW (A1), mit 4h wären es ca. 20 GW (A2). 100 GW BESS mit 2h Kapazität reduzieren die verbleibende Backup-Leistung zur Nachfragedeckung um ca. 19 GW (B1), mit 4 h wären es ca. 24 GW (B2). Würde man 1000 GWh Speicherkapazität integrieren (C: 125 MW x 8h-Speicher), reduziert sich die Backup-Leistung um 30 GW.



# Dunkelflaute

## Wir brauchen verschiedene Speichertechnologien





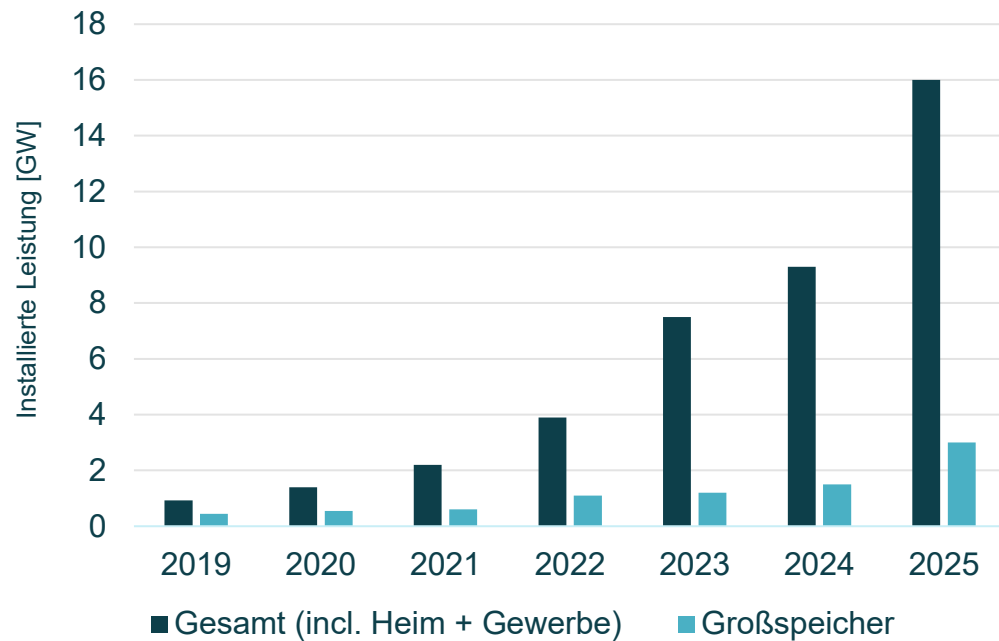
# Netzengpässe





# Die Batteriespeicherleistung ist in den letzten Jahren gestiegen und es werden auch für Großspeicher weiter ansteigende Wachstumsraten prognostiziert.

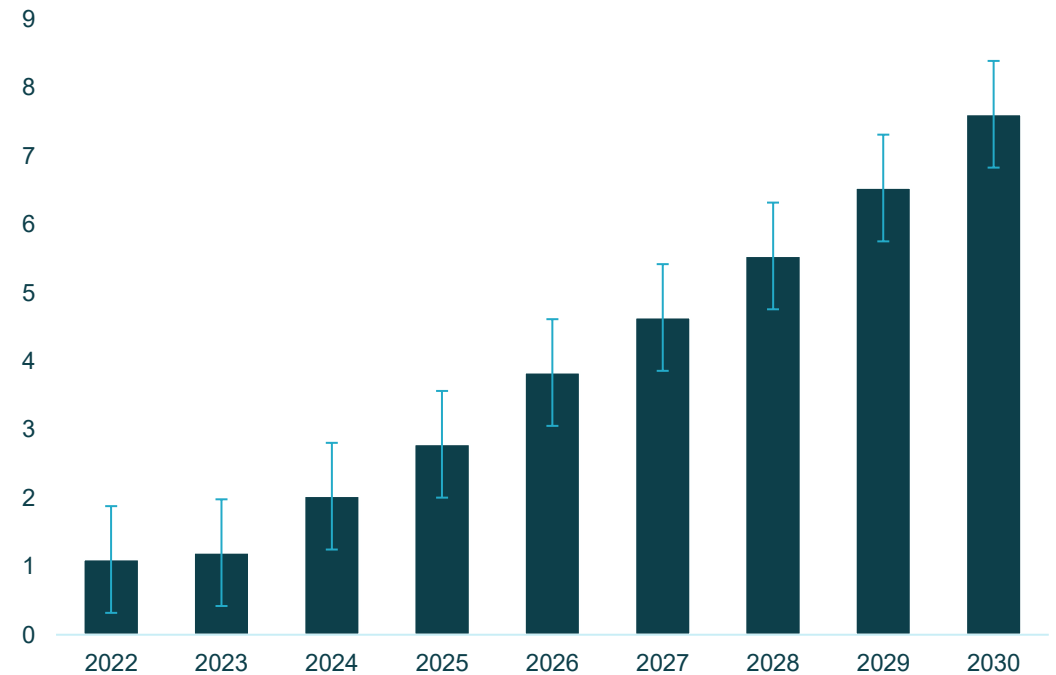
Installierte Speicherleistung in Deutschland



Datenquelle: MaStR

**> 3,0 GW** Großspeicherleistung mit **4,1 GWh** Kapazität installiert bis 2025

Prognose der Großspeicherleistung in Deutschland



Datenquelle: BayWa r.e. Recherche

**Zunehmende jährliche Wachstumsraten lassen ~ 5 GW bis 2027 erwarten**

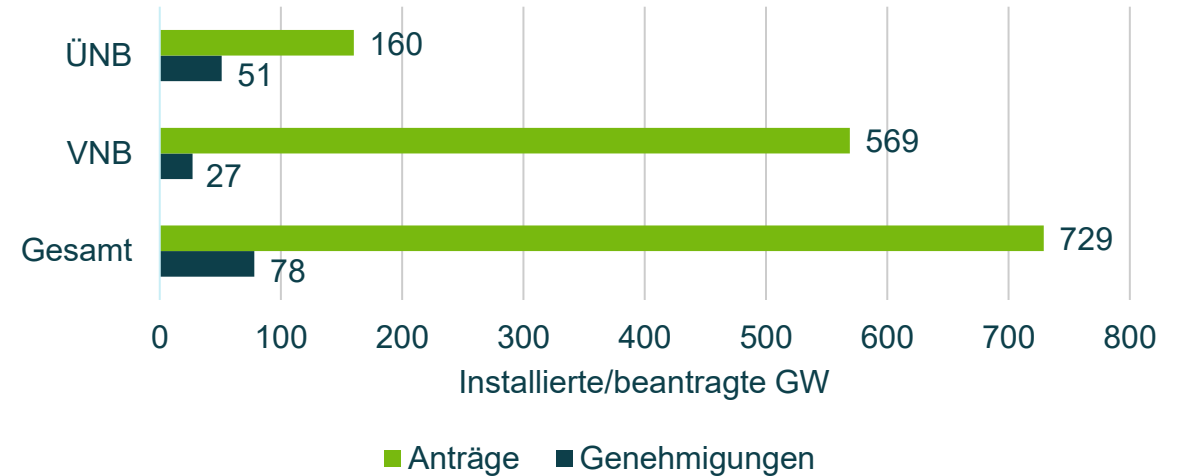


## Netzengpass – Wohin führen die exorbitanten Netzanschlussbegehren

### Marktüberblick 2025/26

- Insgesamt 19 GW / 30,2 GWh in Betrieb
- Anteil Großbatteriespeicher etwa 3 GW / ca. 4,1 GWh
- Sehr hohe Zahl an Netzanschlussanträgen vs. Genehmigungsquote von nur rund 10 %
- Realisierungsquote von lediglich 10–30 % durch Doppelanträge, spekulative oder nicht ausgereifte Projekte und fehlende Finanzierung
- „Reifegradverfahren“ & Ausschluss aus KraftNAV sollen Netzengpässe reduzieren.
- Weitere Maßnahmen: FCAs, Optimierung, mehr Co-Location

BESS Genehmigungen & Anträge 2025







# Drei Modelle des Speicherbetriebs: Stand- Alone, Co-Location und Grünstromspeicher

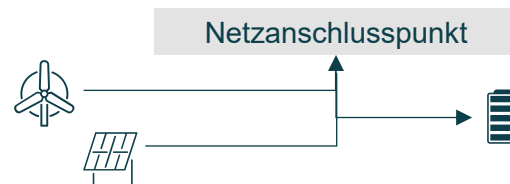
## Stand-Alone BESS

- Leistungen variieren stark von 1 MW bis >> 100 MW
- Trend geht zu Speichern > 20 MW
- Aktuell oftmals 2h-Speicher
- Arbitrage im Spotmarkt (DA/ID) und Regelleistung im Fokus
- Sonderfall: Netzbooster
- **BKZ**
- **NAP sehr schwierig zu bekommen**
- **Restriktionen**
- **FCA (Flexible Connection Agreement)**



## Co-Location | BESS und Erzeugungsanlage

- Leistungen ähnlich wie bei Stand-Alone, Größe hängt aber maßgeblich von der verfügbaren Leistung am NAP ab
- Beide Assets hängen am gleichen Netzanschlusspunkt (NAP)
- EE-Anlage und BESS können abhängig oder unabhängig voneinander vermarktet werden. In Abhängigkeit von der Betreiberstruktur.
- **BKZ**
- **Sonderform Co- Location „fully hybrid“.** Sowohl Grünstrom als auch Graustrom im Speicher genutzt.





# Restriktionen

Abweichend zu Kapitel 10.2.4.1 der VDE-AR-N 4120 gilt für Sollwertvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarkter) ein flacherer Leistungsgradient im Vergleich zur Norm (VDE AR-N 4120) für das Steigern bzw. Reduzieren der Wirkleistungseinspeisung (Betriebsmodus Energielieferung). Dieser Gradient wird individuell in der Anschlussprüfung ermittelt und ist vertraglich vereinbart. Der maßgebliche Leistungsgradient ist der untenstehenden Tabelle Hochspannung (NE3)/Umspannung Höchst- zu Hochspannung (NE2) zu entnehmen.

### Gradient:

Nach eingehender Prüfung kann am Standort XY für die beiden Speichereinheiten jeweils ein Gradient von 10 %/min bezogen auf die Anschlussleistung je Schaltfeld angesetzt werden. D. h. je Speichereinheit gilt ein absoluter Gradient von 2 MW/min.

Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt entschädigungsfrei.

Vereinbarung zur etwaigen Anpassung der Regelungen in den Ziffern:

1. Begrenzung des Wirkleistungsgradienten und
2. Blindleistungsbereitstellung im Betriebsmodus Energielieferung und Energiebezug

Wir behalten uns vor, den vereinbarten Wirkleistungsgradienten und die Blindleistungsbereitstellung zukünftig anzupassen, soweit dies zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs erforderlich und technisch durch den Speicher umsetzbar ist.

In Zeiten mit eingeschränkten Leistungsgradienten muss zudem die Teilnahme am Regelenergiemarkt ausgeschlossen werden. Die Einschränkungen gelten in folgenden Zeiten:

| Zeitfenster Einschränkung Gradienten & Regelenergie |        |        |
|-----------------------------------------------------|--------|--------|
| Monat                                               | Von    | Bis    |
| Januar, Dezember                                    | 06:00h | 20:00h |
| Februar, Oktober, November                          | 08:00h | 18:00h |
| März, April, Mai, Juni, Juli, August, September     | 08:00h | 16:00h |

Die Vermarktung am Regelenergiemarkt, also die Erbringung von Regelleistung in Form von Primärregelleistung (PRL oder FCR, fortlaufend immer als FCR bezeichnet) und/oder Sekundärregelleistung (SRL oder aFRR, fortlaufend immer als aFRR bezeichnet) wird auf einen netzverträglichen Leistungsbetrag nachfolgender Tabelle begrenzt.

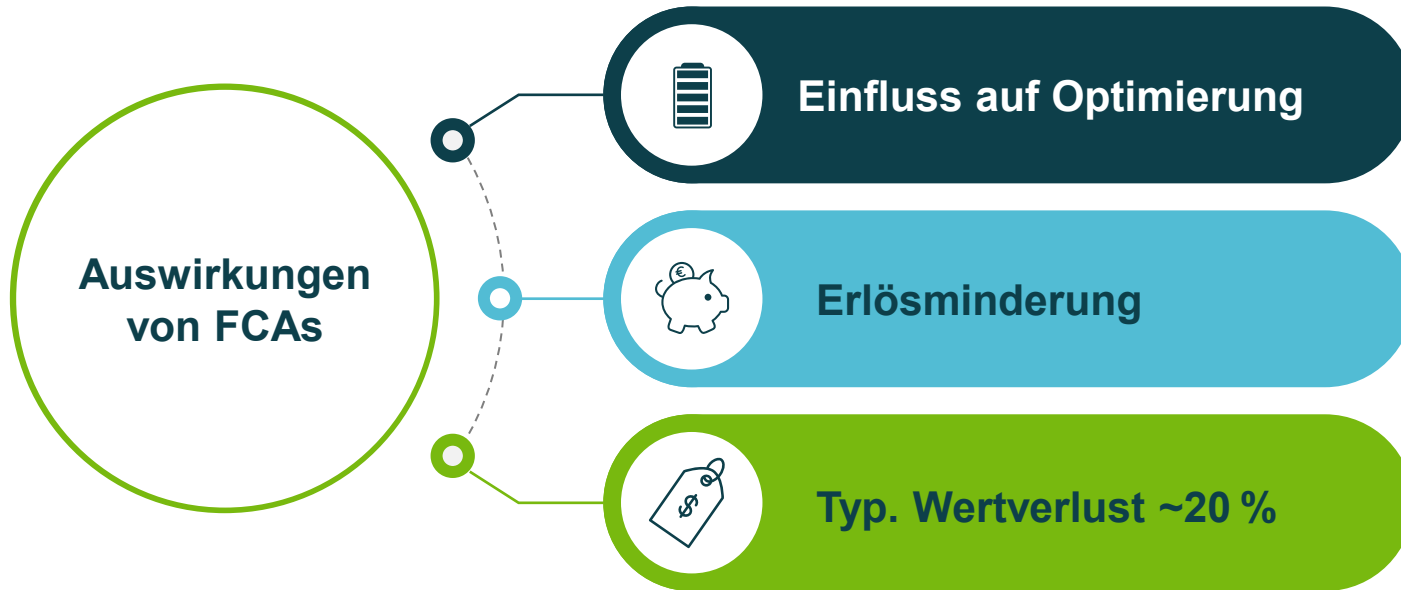
| Netzebene | Max. zulässige Leistung (MW) für Primärregelleistung (FCR) | Max. zulässige Leistung (MW) für Sekundärregelleistung (aFRR) |
|-----------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| NE3       | ±5                                                         | ±5                                                            |
| NE4       | ±5                                                         | ±5                                                            |
| NE5       | ±1                                                         | ±1                                                            |

Die zulässige Leistung in MW gilt sowohl in Einspeise- als auch in Bezugsrichtung, damit symmetrisch (dargestellt als ± in der Tabelle).



# Auswirkungen von Flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCA)

FCA (Flexible Connection Agreement) sind ein heiß diskutiertes Thema, haben aber bisher nur teilweise den Weg in den praktischen Betrieb gefunden.



## Einfluss auf Optimierung

Jede Restriktion einer FCA wirkt sich auf die Optimierung eines Assets aus.

## Die Erlösminderung

...hängt stark von der Art der Einschränkung und dem Zeitpunkt der Mitteilung ab

## Typischer Wertverlust ~20 %

...solange die Netzdienstleistungen nicht betroffen sind, selbst bei sehr kleinen Ramps von 0,025 %/s (z.B. ~1 h up/down ramp).



## Wie stellen sich Netzbetreiber die Kommunikation vor

**BESS- und Netzbetreiber sollten:**

Über Systemdienstleistungen und netzunterstützende Betriebsweisen von BESS sprechen

Spitzenlasten managen und flexible Kapazitäten erhöhen

**Anschluss**

**Systemdienstleistungen**

**Netzstabilität**

**Spitzenlastmanagement**

**Effiziente Integration**

Flexible Anschlussvereinbarungen und Engpassmanagement besprechen

Gemeinsam einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten

Gemeinsam die Integration erneuerbarer Energien unterstützen

Quelle: Vorschläge von TransnetBW zum Thema: Diskurs TSO mit Betreibern zur Problematik Netzanschluss, batcon1, Terralayer 2026



## ② Ausweg Grünstromspeicher?





## Strukturelle Engpässe

### Problem

Der parallele Ausbau der Solarenergie und stockende Genehmigungsverfahren für BESS führen zu Unsicherheit, schränken die Wirtschaftlichkeit von Projekten ein und verlangsamen das Ausbautempo.

## Co-Location als Lösungsansatz

### Lösungsansatz

Die Kopplung erneuerbarer Energieanlagen mit Batteriespeichern gewinnt an Bedeutung, da sie Genehmigungsprozesse erleichtert, die Integration ins Stromnetz verbessert und die Wirtschaftlichkeit von Projekten stärkt.

## Dimensionierung zählt

### Aber

Bestimmung des optimalen Verhältnisses von Erzeugung und Speicher und der Handelsstrategien, die den größten Projektertrag ermöglichen.



**Co-Location ist auf dem Weg zum neuen Standard und wird Standalone- Speicher bereits dieses Jahr überholen.**



# Drei Modelle des Speicherbetriebs: Stand- Alone, Co-Location und Grünstromspeicher

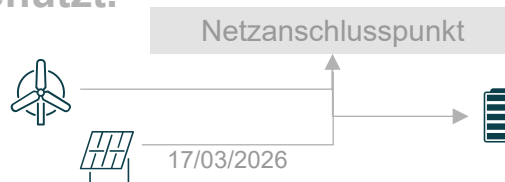
## Stand-Alone BESS

- Leistungen variieren stark von 1 MW bis >> 100 MW
- Trend geht zu Speichern > 20 MW
- Aktuell oftmals 2h-Speicher
- Arbitrage im Spotmarkt (DA/ID) und Regenergie im Fokus
- Sonderfall: Netzbooster
- **BKZ**
- **NAP sehr schwierig zu bekommen!!!**



## Co-Location | BESS und Erzeugungsanlage

- Leistungen ähnlich wie bei Stand-Alone, Größe hängt aber maßgeblich von der verfügbaren Leistung am NAP ab
- Beide Assets hängen am gleichen Netzanschlusspunkt (NAP)
- EE-Anlage und BESS können abhängig oder unabhängig voneinander vermarktet werden. In Abhängigkeit von der Betreiberstruktur.
- **BKZ**
- **Sonderform Co- Location „fully hybrid“.** Sowohl Grünstrom als auch Graustrom im Speicher genutzt.



## Grünstromspeicher

- Speicherleistung oft im Bereich 2 - 30 MW
- Speicherleistung im Optimum bei 33% - 50% der PV- Leistung
- Speicherkapazität | Vollständiger Lade- bzw. Entladevorgang innerhalb von 2 Stunden (Optimum)
- Netzbezug ist nicht erlaubt
- **Anschluss über vorhandenen NAP**
- **Kein BKZ**
- Sonderform: Anlagen nach InnoA: Restriktivere Vorgaben, höhere Zuschläge





## Vorteile bei Grünstromspeicher: Günstiger, leichter Netzzugang über bestehenden Anschluss.

### Einsparungen

#### Weniger Kosten pro MWh Strom:

- Geteilte Netzinfrastrukturkosten
- Geteilte Kosten für die Landnutzung
- Geteilte Kosten während der Projektentwicklung und -ausführung
- Geteilte O&M-Kosten

### Leistungssynergien

#### Höhere Wertigkeit (“Veredelung”):

- Glättung der Stromeinspeisung aus volatilen EE (v.a. PV- Strom) - Netzdienlichkeit
- Bessere Auslastung des Netzanschlusspunktes und ggf. sogar Überbauung des NAP möglich
- Aus §51 Zeiten „gerettete Marktprämie“ durch Verschiebung von Einspeisung
- Speichermehrwert durch Verschiebung der „PV- Einspeisung“ und Systemdienstleistungen

### Weitere Vorteile

#### Zugang zum Netzanschluss wird oft erst möglich

- Einfachere Genehmigungsverfahren
- Kürzere Umsetzungszeiträume (bei Retrofit)
- Längere Lebensdauer BESS

**...Aber: Bis > 50% geringere Erlöse als Stand-Alone BESS**





## Grünstromspeicher als Fully- Hybrid, mögliche Erweiterung von Grün auf Grau

### Fully Hybrid bisher nur selten umgesetzt

- Bisher keine Abgrenzungsmöglichkeiten für Grün-/Grau- Strom im Speicher
- Selten Graustrombezug an PV- NVP, wenn dann Verwendung als Co- Location Grau
- Ggf. Infrastruktur für notwendiges Messkonzept bei für Hybrid (Abgrenzung der Mengen) und notwendige Schaltungen für späteren Graustrombezug bereits vorsehen.
- Graustrombezug, wenn nachträglich genehmigt beflügelt den Business Case



# Abgrenzung von Grün- und Graustrom im Speicher, der Weg zu Fully- Hybrid



Bundesnetzagentur

## MiSpeL

Festlegung zur Marktintegration von  
Stromspeichern und Ladepunkten

– Konsultation –

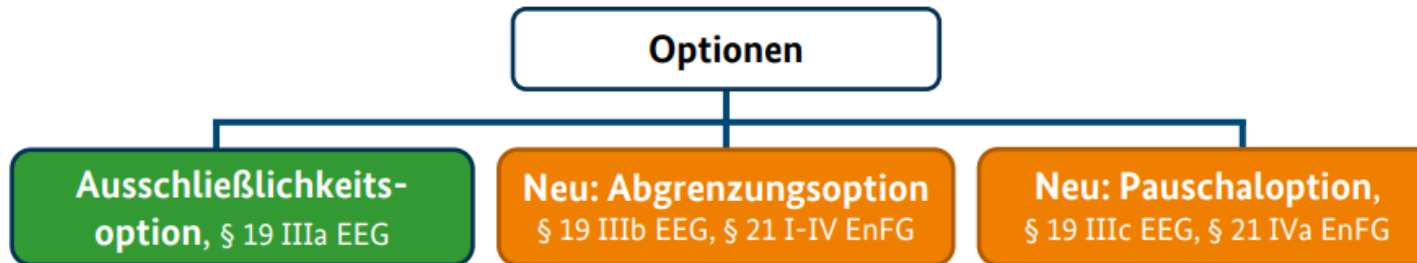
Jan Sötebier, Peter Stratmann  
Referat Erneuerbare Energien  
Bundesnetzagentur





# Abgrenzung von Grün- und Graustrom im Speicher: MiSpeL schafft neue Optionen

## Erweckung aus dem Dornröschenschlaf



### Neue Optionen bei „Zwischenspeicherung“ von EE- und Netz-Strom:

- EEG-Förderung: Marktprämie für anteilig „**zwischen gespeichertem**“ **EE-Strom** auch aus Misch-Stromspeichern und/oder bidirektionalen Ladepunkten (§ 19 EEG).
- Umlage-Saldierung für die „Rückspeisung“ von anteilig „**zwischen gespeichertem**“ **Netzbezug** (§ 21 EnFG).

**Marktaktive Speicher-Nutzung** wird möglich (auch für **Arbitrage**).



## Ziele der MiSpeL- Festlegung

### Ziele der MiSpeL-Festlegung

#### Marktaktive Nutzung von kleinen und großen Speichern ermöglichen

- **Co-Location-Speicher** (z.B. mit Solarparks) arbeiten auch im Winter.\*
- **Spitzenkappungs-Speicher** der Industrie reagieren auch auf Preise.
- **Prosumer-Speicher** (> 10 GW) können in den **Marktbetrieb** wechseln.
- **Ladepunkte** für Elektromobile können wie Speicher im Markt genutzt werden.

#### Marktchancen und Systemnutzen gehen Hand in Hand

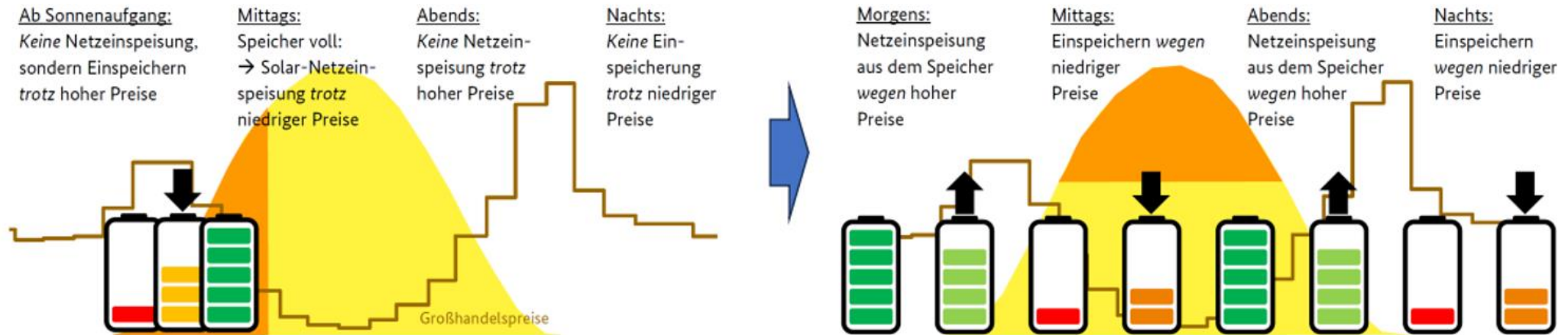
- Der Speicher nutzt seine Flexibilitäten fürs Portemonnaie und zur Integration des EE-Stroms.
- Private Vorteile resultieren aus volkswirtschaftlich günstigem Verhalten.
- Im Markt werden Stromspitzen gekappt und Dunkelflauten überbrückt.



\* Für InnAusV-Anlagen kann weiterhin allein die Ausschließlichkeitsoption genutzt werden.



# Abgrenzung von Grün- und Graustrom im Speicher: Heimspeicher marktfähig machen



Präsentation Workshop der Bundesnetzagentur zum MiSpeL:

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG\\_Aufsicht/MiSpeL/DL/BNetzA-Workshop-Folien.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/BNetzA-Workshop-Folien.pdf?__blob=publicationFile&v=2)



### 3 Dimensionierung und Fallbeispiel





## Entscheidender Faktor beim Grünstromspeicher: Dimensionierung zur PV- Anlage

- Optimales Verhältnis zwischen PV-Anlage, NVP und Speicher hängt von der Gesamtbetrachtung ab, die vor allem auch die Einkaufskonditionen des Speichers beinhaltet.
- Grundsätzlich gilt, die PV- Anlage muss den Speicher sinnvoll laden können, auch in den Übergangszeiten des Jahres. Stillstandszeiten des Speichers in denen er nicht be-/ entlädt minimieren.

### Exemplarische Backtesting- Erlöse aus 2025 (2h Speicherkapazität, Standard-PV-Profil, incl. Abschlägen, ohne Regelenergieabrufe)

- 1:1:1 → ca. 60 - 65 %
- 2:2:1 → 100% ca. 90.000.- €/MW\*a
- 3:3:1 → ca. 110 - 115%
- 4:4:1 → ca. 120 - 125%



## Dimensionierung Speicherkapazität

„4 h Speicher können wesentlich mehr meiner sonst abgeschalteten Mengen einspeichern“  
Grundsätzlich richtig, allerdings zu welchem Preis?

- Auch hier gilt es die richtige Dimensionierung zu finden
- Für die doppelte Kapazität habe ich auch nahezu den doppelten Preis
- Betrachtung aus Vermarktungssicht: Mehrertrag 4h- zu 2h- Speicher: 20 – 30%
- Gründe:
  - Höchste Spreads in der 1. Stunde, dann immer weniger
  - Speicher wird zu wenig genutzt, Verhältnis der „Fixkostenumlage“ deutlich geringer
  - Multi Market Ansatz: ggf. ist die Teilnahme an der Regelenergie lukrativer, als Stunde 3 und 4 „vollaufen zu lassen“
- Betrachtung aus Vermarktungssicht.  
wenn zusätzliche Aspekte mit einbezogen werden, kann sich das Ergebnis ggf. ändern
  - z.B. deutlich günstigere Einkaufskonditionen
  - Spekulative Annahmen für die Zukunft
  - Speichern der Strommengen in PV- Peak Zeiten aus Netzdienlichkeit (ggf. Anreize) oder volkswirtschaftlichem Gedanken

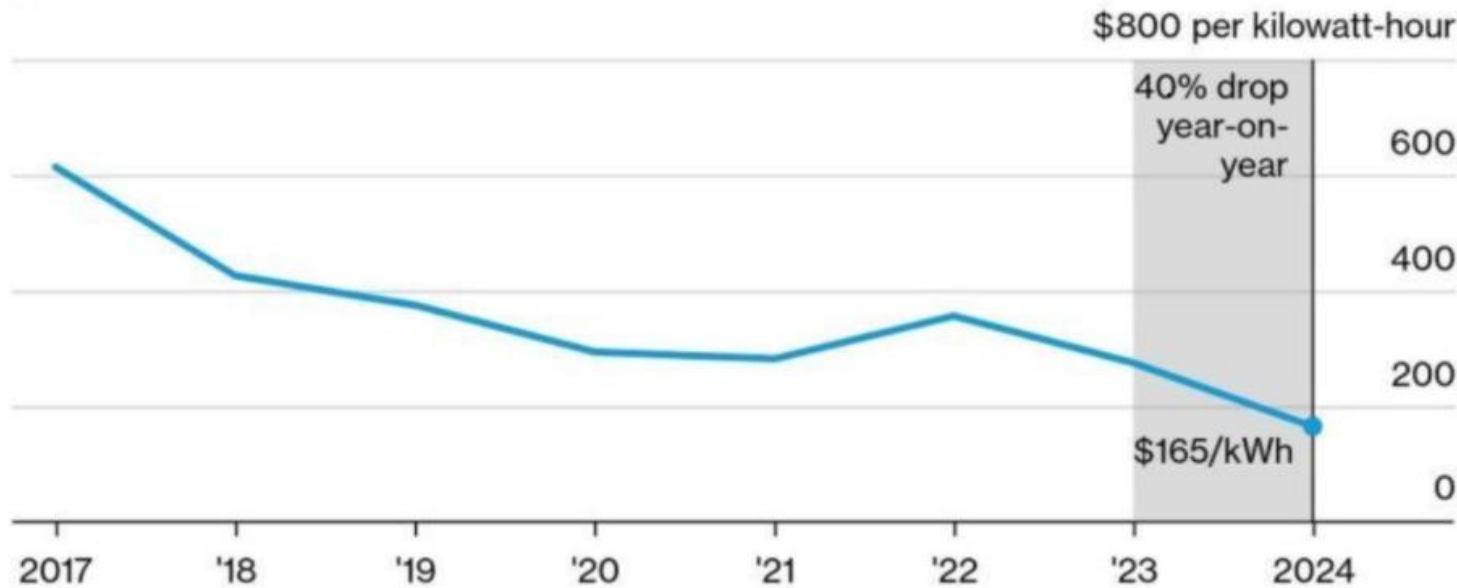


## Die BESS Hardwarepreise fallen aktuell analog zu den Zellpreisen stark, was die Attraktivität von BESS erhöht.

### Energy Storage System Costs Drop 40% to Lowest in 2024

Historical prices for turnkey energy storage systems

Global average price in real 2024 \$/kWh (based on usable capacity)



Source: BloombergNEF

Note: Turnkey systems include all project equipment excluding EPC and grid connection. Pricing based on usable capacity. Prices for 2023 and 2024 are for all durations and volume-weighted averages by region, while 2017-2022 prices are for four-hour systems only. Additional details in BNEF report.


BloombergNEF

- Benchmark für den Moduleinkauf (aber z.B. China zieht den Schnitt nach unten, daher Region beachten)
- Bedingte Aussagekraft für Projekte: EPC recht klar, Netzanschluss aber stark Projektabhängig (UW vorhanden, Länge der Trasse, BKZ, etc.), **bei Grünstromspeichern fallen einige Kosten nicht an oder geringer aus**
- Guter Wert für Investitionskosten eines Grünstromspeichers (Capex) < 250 €/kWh für 2h Speicher



**Wir übertragen die Backtestingergebnisse in einen High-Level Business Case, um die Auswirkungen von NVP:PV:BESS auf die Gesamtanlagen- Amortisation zu illustrieren.**

### Annahmen Business Case PV- Anlage


| Komponente                                  | Muster-PV  |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| PV- Leistung                                | 10 MWp                                                                                        |
| Netzverknüpfungspunkt                       | 10 MVA                                                                                        |
| Modul- Degradation p.a. [%]                 | 0,5 %                                                                                         |
| PV CAPEX [in €/ MWp, EPC]                   | <b>450.000</b>                                                                                |
| PV CAPEX [in €/ MWp Projektierung + Sonst.] | <b>150.000</b>                                                                                |
| OPEX [in €/a je installiertem MWp Leistung] | 15.000                                                                                        |
| Eingespeiste +vergütete Menge nur PV        | 850 MWh/MWp                                                                                   |
| Anzulegender Wert                           | 50 €/MWh                                                                                      |
| Vermarktung                                 | 4 [%]                                                                                         |

- Zwecks Klarheit sind OPEX konstant
- Erlöse konstant über 20 Jahre
- Modullebensdauer 25- 30 Jahre



## Wir übertragen die Backtestingergebnisse in einen High-Level Business Case, um die Auswirkungen von NVP:PV:BESS auf die Gesamtanlagen- Amortisation zu illustrieren.

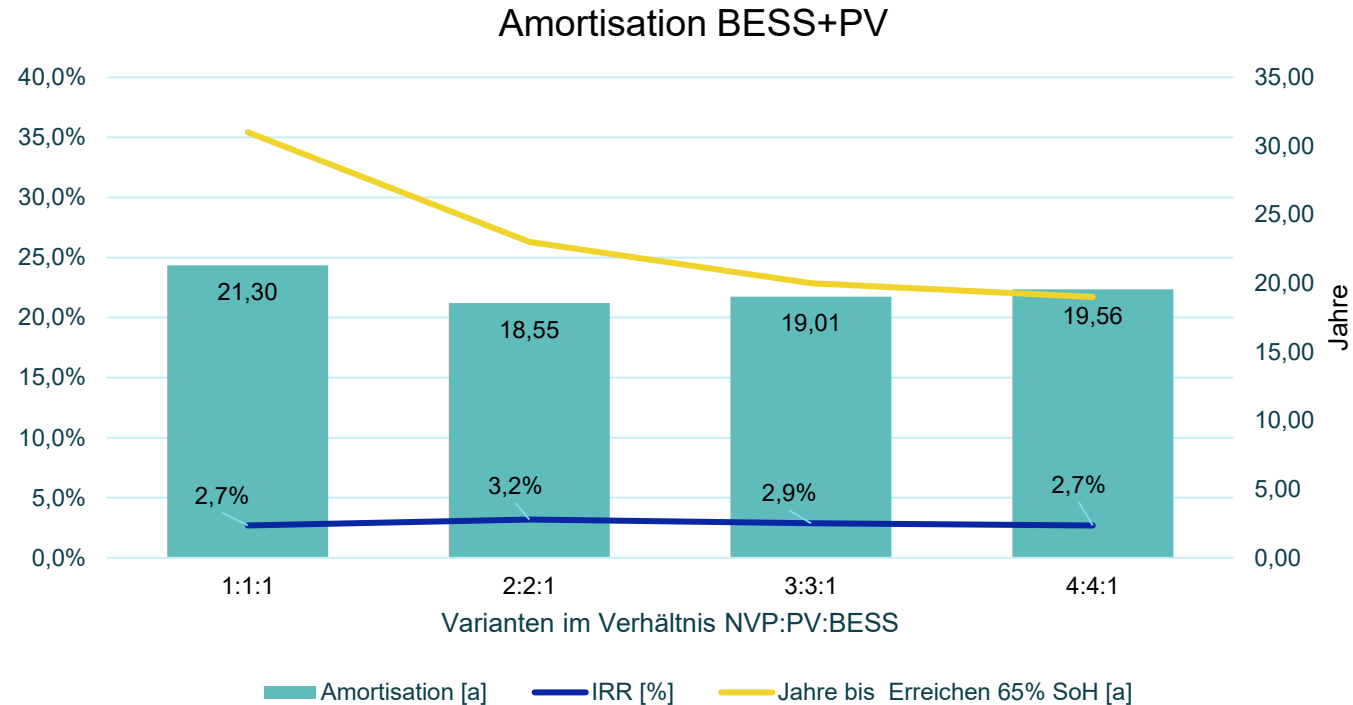
### Annahmen Business Case BESS

| Komponente                                         | Muster-BESS  |
|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| BESS Leistung   Kapazität                          | 1MW   2,2 MWh                                                                                   |
| Nutzbare Kapazität BoL                             | 2 MWh                                                                                           |
| Degradation pro Zyklus [%]                         | 0,005 %                                                                                         |
| Degradation p.a. [%] (bezogen auf Kapazität in t0) | Jahr 1: 3%, dann 1%                                                                             |
| BESS CAPEX [in € je installierter MWh Kapa.]       | <b>220.000</b>                                                                                  |
| OPEX [in € je installiertem MW Leistung]           | 20.000                                                                                          |
| Trader Profit Share                                | 8 [%]                                                                                           |
| Abschläge NV/Besicherung Multi-Market              | 15% der Roherlöse                                                                               |

- Roherlöse, reduziert um die Abschläge = Backtestingergebnisse
- Regelenergieabrufe in der Betrachtung noch nicht enthalten
- Roherlöse reduzieren sich proportional zur degradierenden Speicherkapazität, keine Marktentwicklungen eingepreist.
- BESS kann genutzt werden bis 8.000 Zyklen über- oder 65% SoH unterschritten ist
- Zwecks Klarheit sind OPEX konstant
- Annahmen zur Speicherlebensdauer eher theoretisch bis 30 Jahre, normale Garantiebedingungen eher max. 15 Jahren



## IRRs im unteren einstelligen Bereich, Amortisation des Gesamtinvest mit kleineren Grünstromspeichern aufgrund der höheren Erträge pro MW schneller.



**Bei 1:1:1 Speicher IRR am geringsten und Amortisation am längsten, aber Lebensdauer durch geringere Zyklen erhöht. Mit kleineren Speichern lässt sich mit geringerem Invest die Amortisationszeit der Gesamtanlage und sogar verkürzen.**



## Einschätzung Aurora noch deutlicher: Je kleiner der BESS im Verhältnis zur PV, desto größer die IRR

- In einer Grünstromspeicher-Konfiguration ist die IRR bei einer geringen BESS-Dimensionierung von 0,1 MW BESS/MW Netz am höchsten und erreicht einen Wert von 5,4 %.
- Eine im Verhältnis zur Batterie größere Solaranlage ermöglicht eine stärkere Batterieladung, wodurch sich die täglichen Zyklen und die Einnahmen erhöhen. Folglich führen kleinere Batteriegrößen tendenziell zu höheren Projekt-IRRs.

### Bei Colocation Graustrom hingegen, ergibt die 1:1:1 Variante hingegen den höchsten IRR

- Für einen Graustromspeicher ergibt sich der optimale Business Case bei einer Batteriegröße von 1 MW pro 1 MW Netzleistung, was eine IRR von 12,7 % ergibt.
- Dies liegt daran, dass die IRR von Batterien, wenn keine betrieblichen Einschränkungen bestehen, höher ist als die von Solaranlagen, was bei größeren Batteriegrößen eine höhere IRR für das Gesamtsystem bedeutet.

Quelle: Aurora Flexibility Market Report Germany aus November 2025

**Fragen?**



**Vielen Dank!**

**Tobias Wiest**

Key Account Manager Speichermarkt

[Tobias.wiest@baywa-re.com](mailto:Tobias.wiest@baywa-re.com)

0151 655 37 658



# Copyright

© Copyright BayWa r.e. AG, 2026

The content of this presentation (including text, graphics, photos, tables, logos, etc.) and the presentation itself are protected by copyright. They were created by BayWa r.e. AG independently.

Any dissemination of the presentation and/or content or parts thereof is only permitted with written permission by BayWa r.e. Without written permission of BayWa r.e., this document and/or parts of it must not be passed on, modified, published, translated or reproduced, either by photocopies, or by others – in particular by electronic procedures. This reservation also extends to inclusion in or evaluation by databases. Infringements will be prosecuted.