

WEBINAR

POWERED BY
pv magazine



9. Dezember 2025

15:00 – 16:30Uhr

Wie sich Geschäftsmodelle und Erlöschancen von Batterie-Großspeichern verändern



Michael Fuhs

Chefredakteur
pv magazine



Lukas Ebner

Consultant
enervis energy advisors



Tilmann Rothe

Consultant
enervis energy advisors

Haben Sie noch Fragen?  

Schicken Sie sie über die Registerkarte Q&A ein.  Wir versuchen, so viele wie möglich zu beantworten!

Dort können Sie uns auch über technische Probleme informieren.

Wir zeichnen dieses Webinar heute auf. 

Wir werden Sie per E-Mail darüber informieren, wo Sie die Aufzeichnung und die Folien finden, damit Sie sie in aller Ruhe ansehen können.  

Wie sich Geschäftsmodelle und Erlöschancen von Batterie-Großspeichern verändern

Ihre Referenten heute:

Kontaktieren Sie uns gerne!



TILMANN ROTHE
Tilmann.rothe@enervis.de
+49 (0)151 2598 1932



LUKAS EBNER
lukas.ebner@enervis.de
+49 (0)175 2113 403



enervis schafft Mehrwert aus Marktexpertise

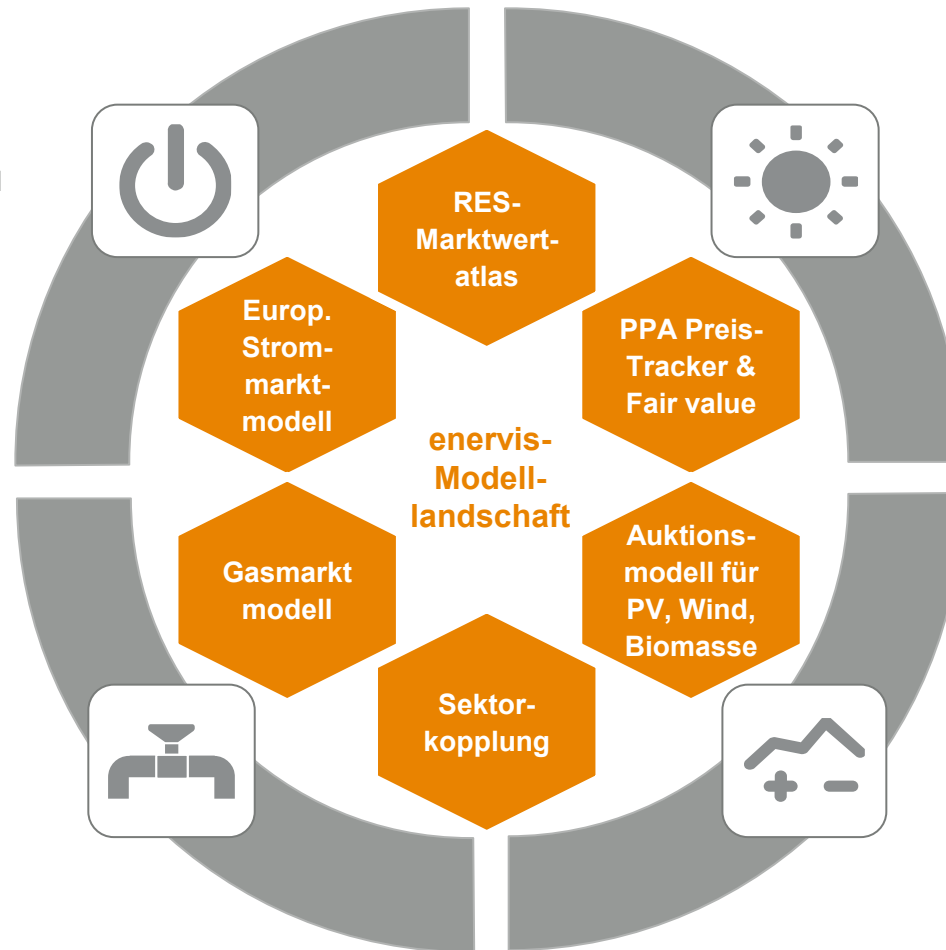
Unser Beratungsansatz basiert auf über 20 Jahren Expertise auf verschiedenen Energiemärkten.

Strommarkt & BESS

- Marktanalyse & Strompreisprognose
- Marktstudien & Marktbeobachtung
- Anlagenbewertung für Kraftwerke und Speicher (Batterie, Wasserkraft)
- Bankable Erlösberichte für BESS
- Due diligence

Gas, Wärme & Sektorkopplung

- Gasmarkt- & Beschaffungsanalyse
- Analyse des Gasnetzes
- Strategien für den regionalen Wärmemarkt
- Marktstrategien zur Sektorkopplung (Strom, Wärme, Mobilität)
- H2-Marktanalyse (Segmente, Nachfrage, Bewertung)



Erneuerbare Energien & PPA

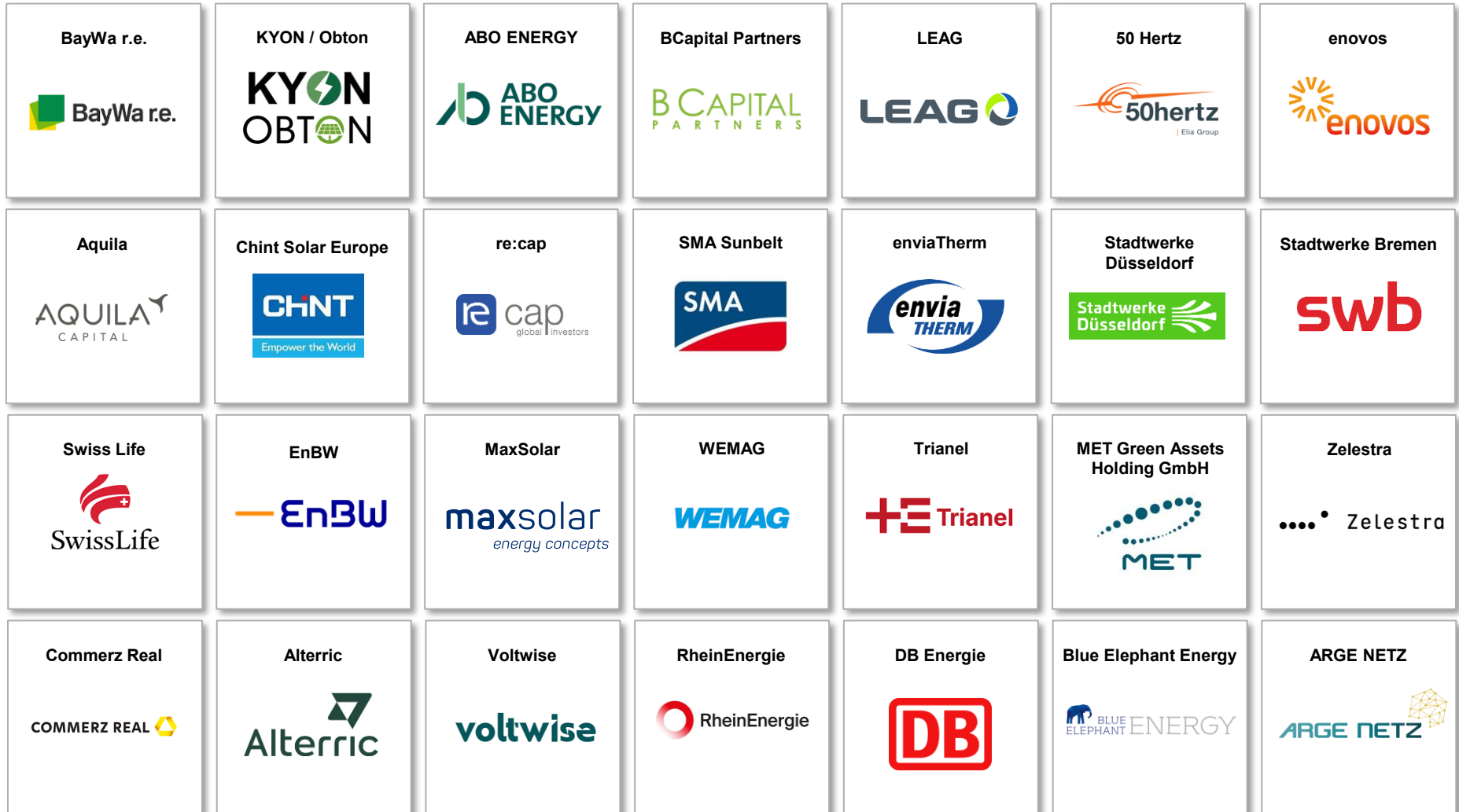
- Vermarktungsstrategien
- Bietstrategien in Auktionen
- PPA-Bewertung und Unterstützung von Bieter- und Käuferseite im PPA-Prozess, von der Strategie bis zum Vertrag
- Due Dilligence für EE-Projekt

Markt & Regulierung

- Studien zu Fragen der Energiepolitik und des Marktdesigns
- Regulatorische Gestaltung und begleitende Marktregeln
- Politische Risikobewertungen und strategische Auswirkungen für Unternehmen
- Regulatorische Due Dilligence

Referenzen Batteriebewertung und RE/ID-Prognosen

enervis führt seit vielen Jahren energiewirtschaftliche Bewertungen von Batteriespeichern für eine Reihe Versorger, Betreibern und Investoren durch. Hier eine Auswahl von Referenzen:



Marktüberblick und aktuelle Entwicklungen in DE

Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Kannibalisierung

Einfluss Ausbau Gaskraftwerke

Netzentgelte

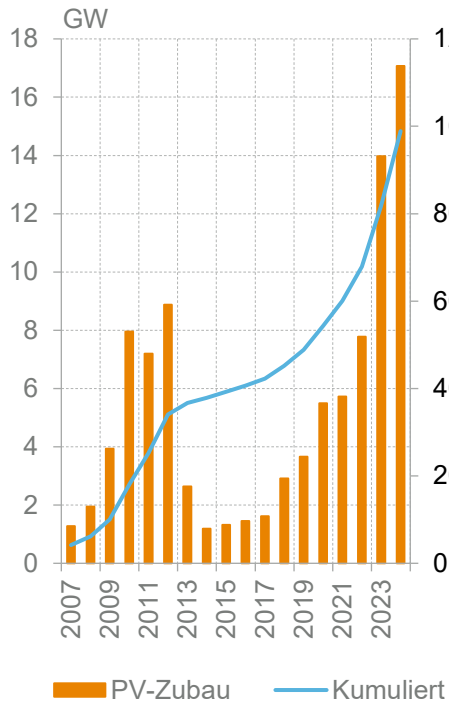
Rampenbeschränkungen

Geschäftsmodell Grünstromspeicher

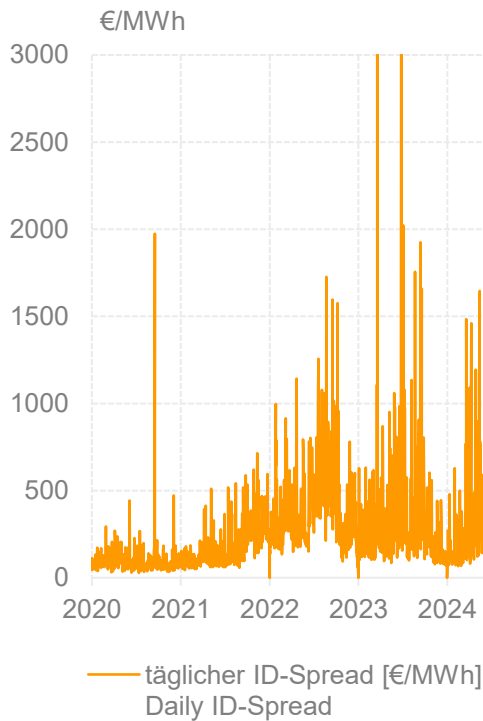
Ausblick auf Flexibilisierung durch §19 3b EEG

Was sind die Beweggründe für den aktuellen Boom?

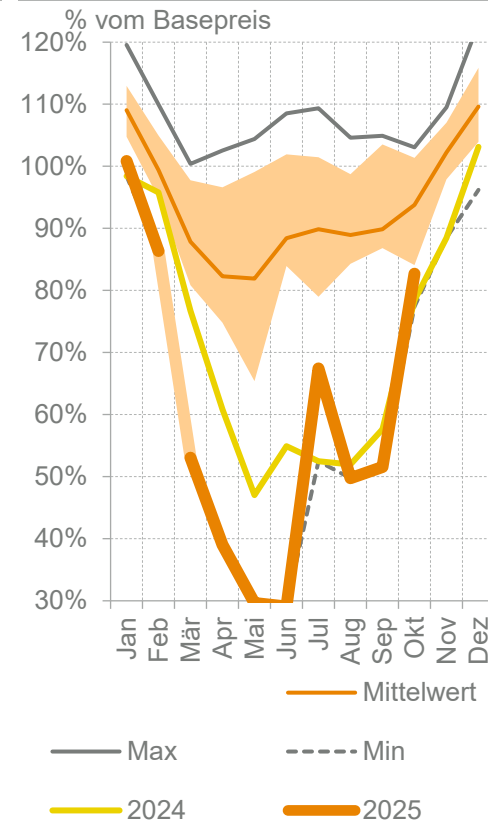
PV-Rekordausbau führt zu ...



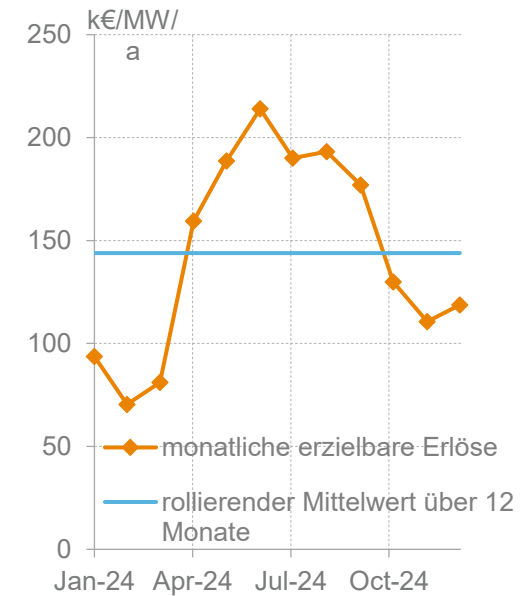
... steigender Volatilität ...



... zunehmender Kannibalisierung ...



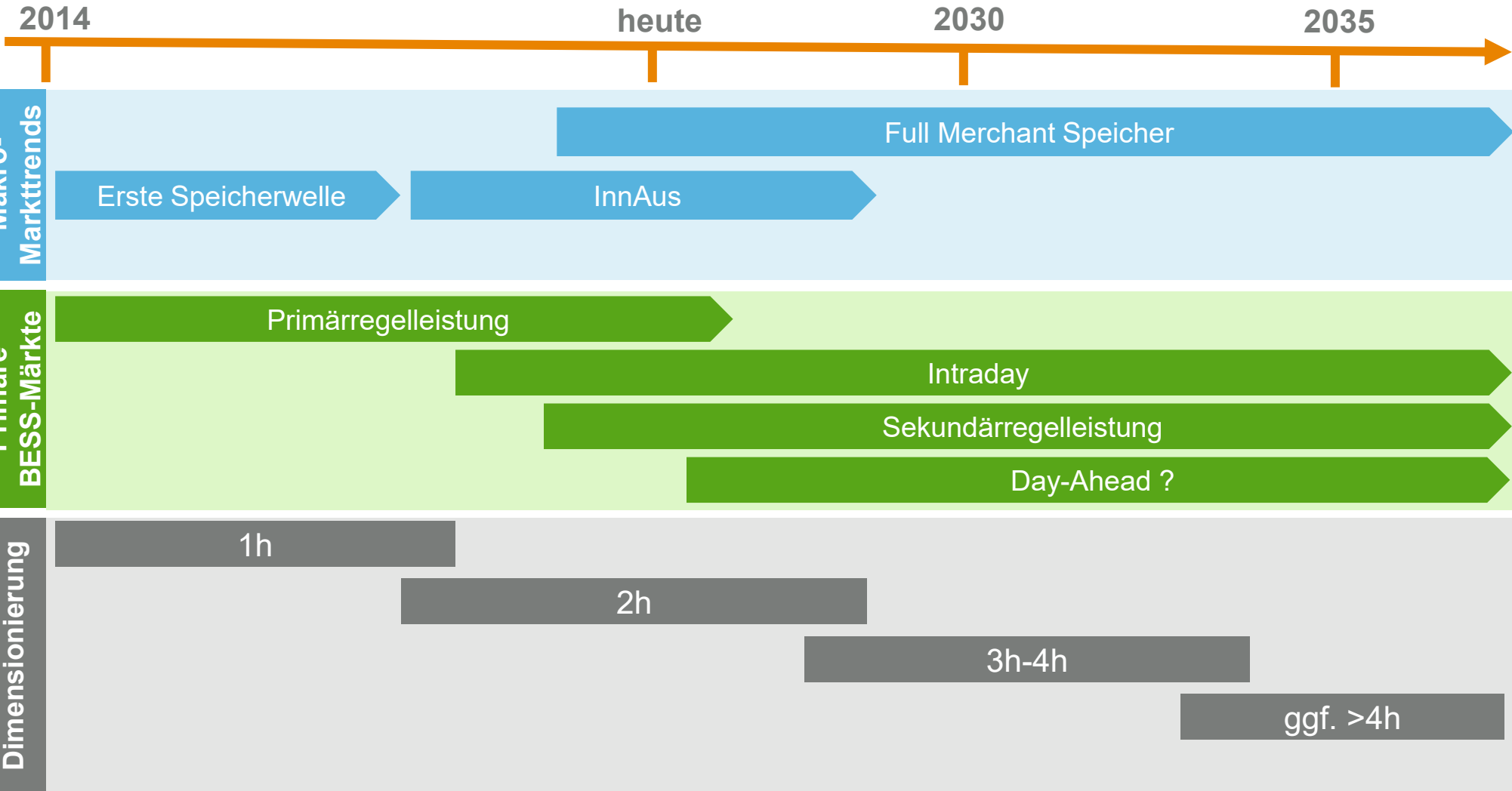
...hoher BESS Rentabilität



Marktüberblick und aktuelle Entwicklungen in DE

Zeitlinie Marktentwicklung Batteriespeicher

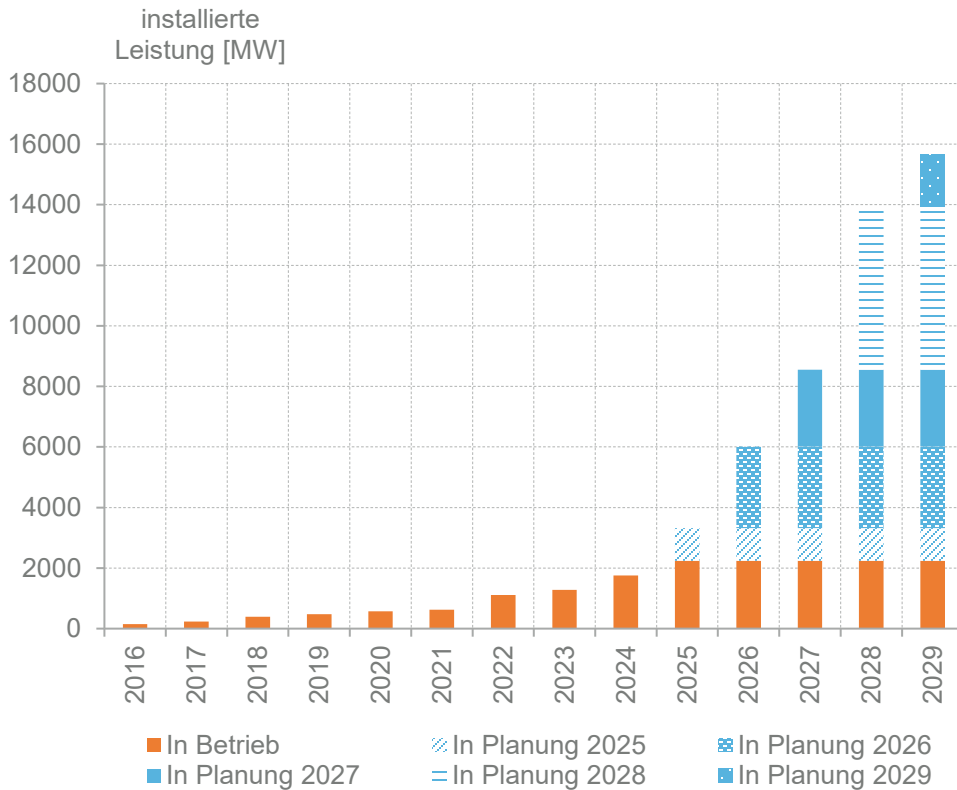
Aktuell sind vor allem Full Merchant 2h Speicher mit Vermarktung am Intraday-Markt zu beobachten. Der Trend geht hin zu längeren Speicherdauern und einer Multi-Market-Optimierung.



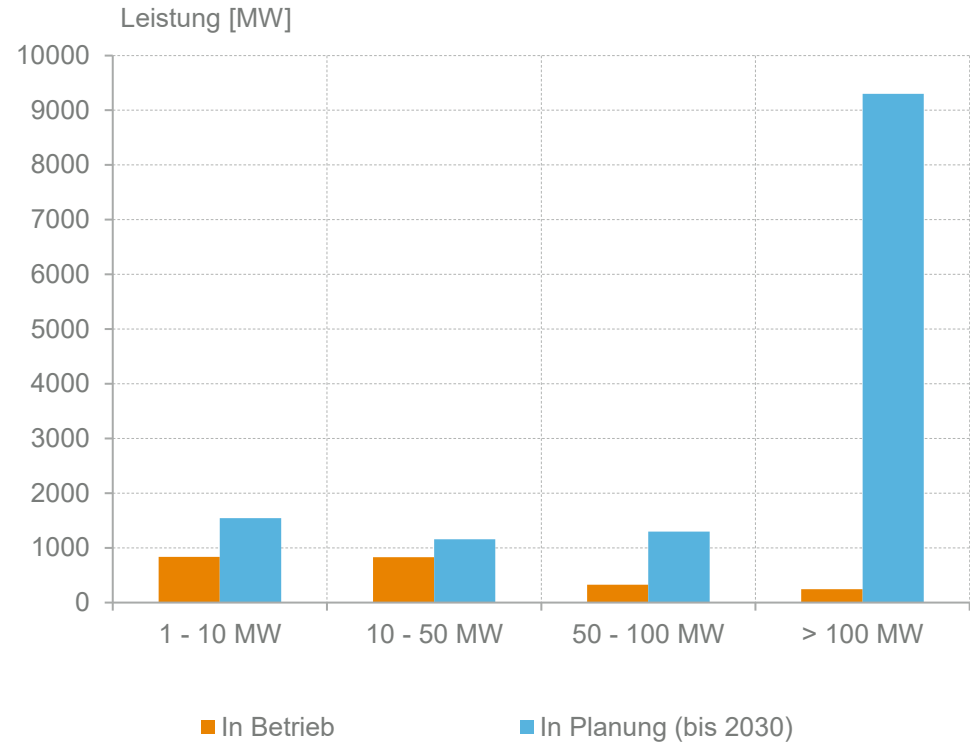
Installierte Leistung von Batteriespeichern, DE

Zuletzt wurden in den letzten drei Jahren sehr viele Batteriespeicher installiert. Insgesamt sind ca. 2,3 GW an Speichern >1 MW in Deutschland in Betrieb (November 2025). Derzeit sind bis 2029 mehr als weitere 13 GW geplant und angekündigt.

Akkumulierte Batterieleistung in DE



Leistung nach Projektgröße

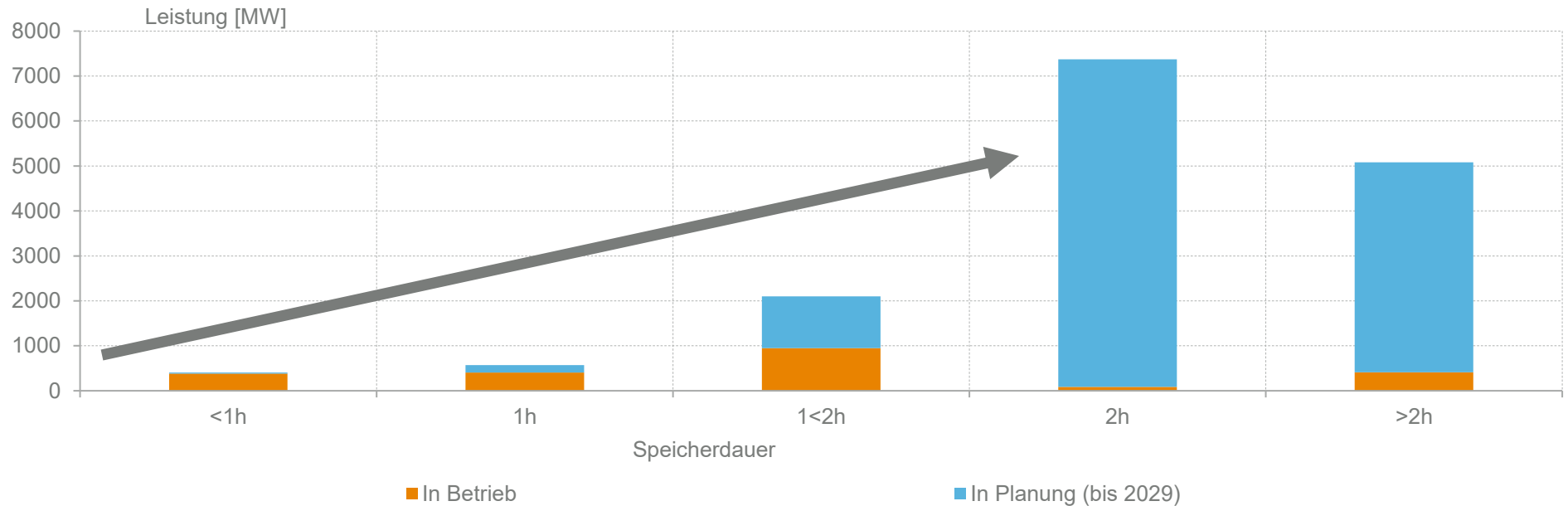


Speicher ab 1 MW, Quelle MaStR (November 2025) & öffentliche Ankündigungen

Dimensionierung – die Speicherdauer wird länger

Viele installierte Speicher sind aktuell noch 1h Speicher für den Einsatz am Primärregelleistungsmarkt, aber seit 2022 überwiegen längere Speicherdauern bei den neu installierten Speichern.

Speicherdimensionierung



Speicher ab 1 MW, Quelle MaStR (November 2025) & öffentliche Ankündigungen

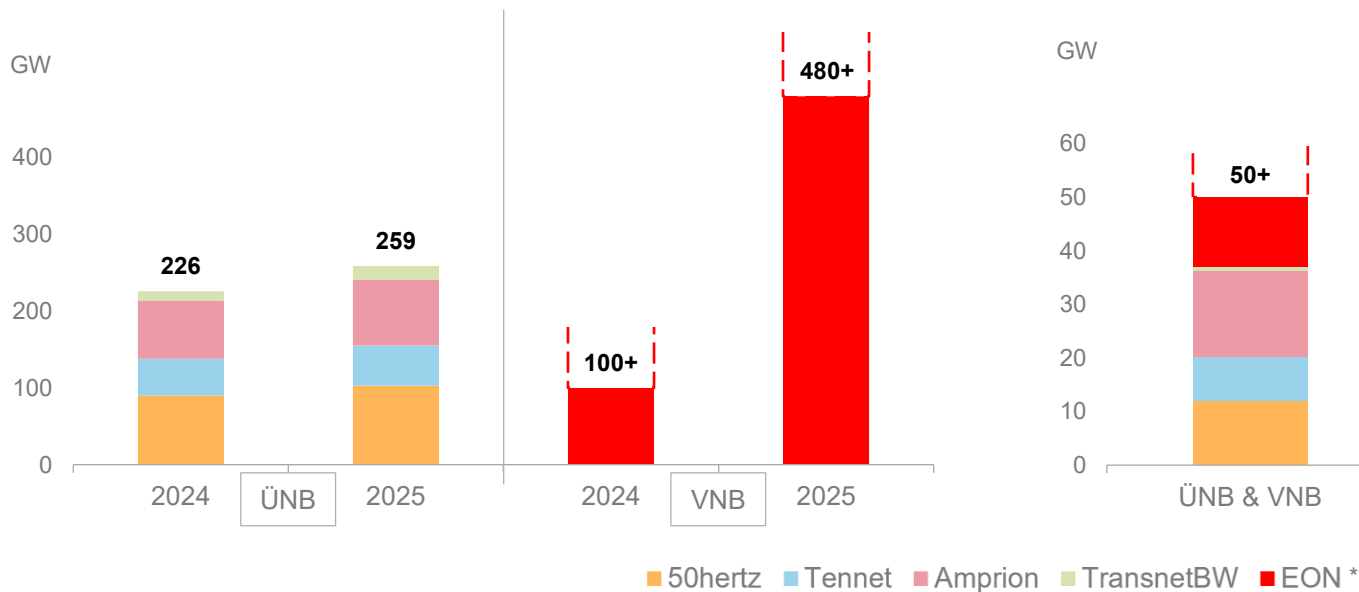
- **Entwicklung hin zu $\geq 2h$ Speichern aktuell sehr deutlich**
- **Wichtige Treiber sind die Innovations-ausschreibung und stark fallende Zellkosten**

Anfragen vs. Zusagen von ÜNB und VNB bis 2029

Durch Anreiz für frühe Reservierung ohne konkrete Pipeline werden viele Projekte mehrfach angefragt. Das Anfragevolumen übersteigt aktuelle Zusagen um ein Vielfaches, insbesondere bei VNBs.

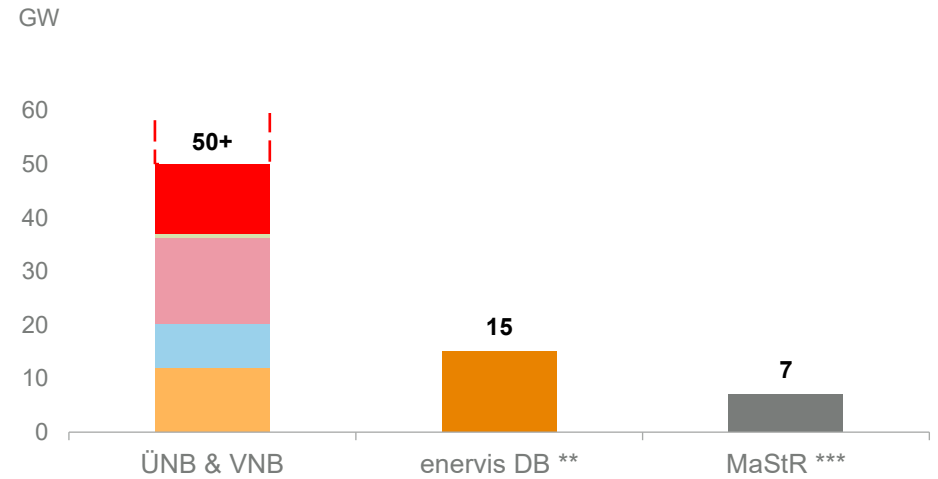
Anfragen

- Summe aller Anfragen bis zum Jahresende
- Anstieg von 2024 zu 2025, v.a. bei VNBs



Zusagen

- Zahlen mit hohen Unsicherheiten behaftet
- entsprechen nicht unbedingt dem realen Zubau



* EON deckt nur etwa 1/3 aller VNB ab

** laut MaStR zuzüglich weiterer angekündigter Speicher

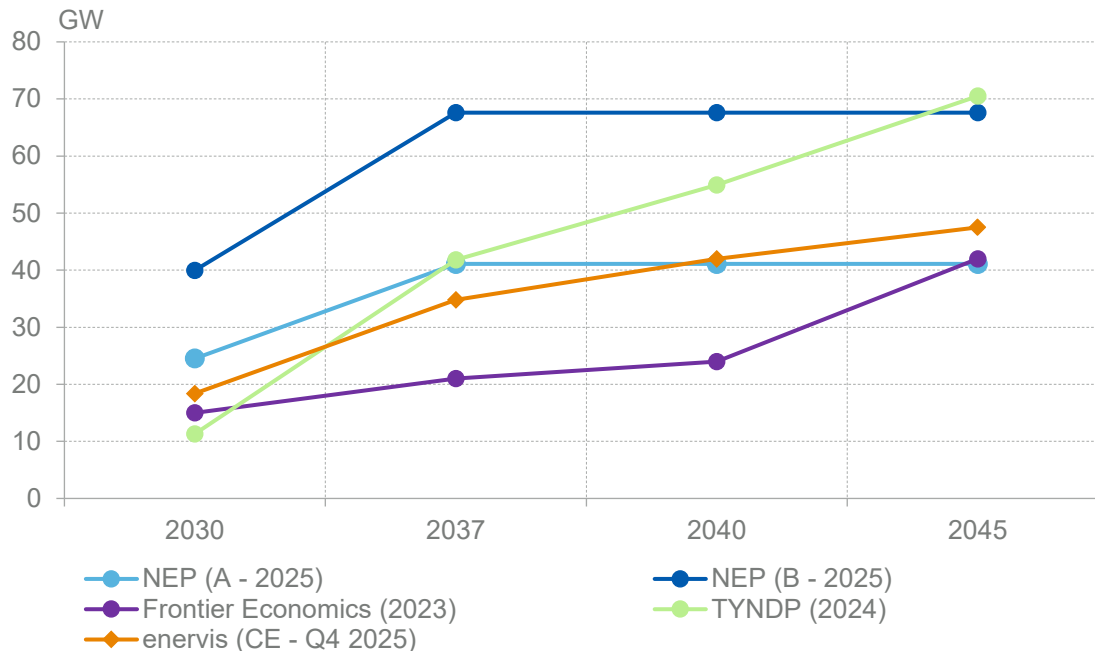
*** lediglich Plausibilitäts- und Vollständigkeitsprüfung durch BNetzA, keine Verifikation

Quellen: PV Magazine, MaStR, enervis intern

Großbatteriespeicher - Langfristperspektive

Die langfristige Entwicklung des Ausbaus von weiteren Batteriespeichern hängt von verschiedenen Faktoren ab, allen voran deren Wirtschaftlichkeit. Es existieren mehrere Studien zu dem erwarteten Ausbau, wobei jeweils ein unterschiedliches Strommarktsystem unterstellt wird.

Projektionen Großbatteriespeicher*



- In unserem aktuellen Strommarktszenarien (Q4 2025) geht enervis von einer installierten Leistung von ca. 10,8 GW bis 23 GW bis 2030 aus.

Treiber für weiteren Ausbau

- **Entwicklung der CAPEX**
- **Sonstige Kosten (Netzkosten, Baukostenzuschuss etc..)**
- **Verfügbarkeit von Netzanschlüssen**
- **Entwicklung der Erlösmärkte**
 - ID
 - FCR
 - aFRR
- **Entstehung sonstiger Erlösmöglichkeiten**
 - Z.B. Kapazitätsmarkt
 - Sonstige Systemdienstleistungen

* Die Werte zwischen den Stützjahren wurden linear interpoliert, NEP-Werte sind über die drei Szenarien gemittelt, teilweise große Spannweite

Quellen: BNetzA: Netzentwicklungsplan 2037/2045, Juni 2024, Kurzstudie Frontier Economics: Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem, Dezember 2023, ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) 2024, Mai 2024

5 Shades of Green and Grey

Grundsätzlich lassen sich Geschäftsmodelle unterscheiden je nachdem ob ein Netzbezug ermöglicht werden kann oder nicht.

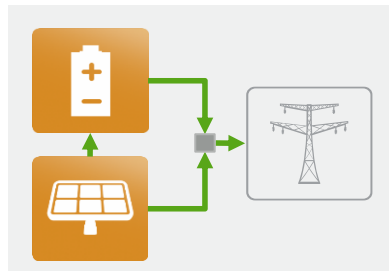
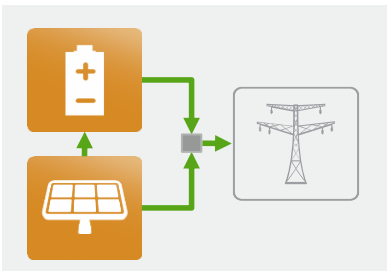
Ohne Netzbezug

Mit Marktprämie

- Speicher darf nur aus EE laden
- **Risikoarme Umsetzung durch Förderung. Aber begrenzter Einsatz des Speichers**
- **Vergütung:** Marktwerte, Marktprämie, Speichererlöse (Arbitrage)

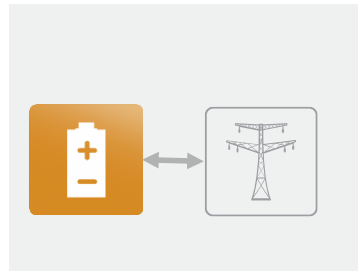
Grünstrom-BESS ohne Förderung

- Grünstromspeicher darf nur aus EE laden
- Arbitrage + Vorteile Ausgleichsenergie
- **Speichereinsatz und Erlöspotentiale eingeschränkt**
- **Vergütung:** PPA für EE-Erzeugung und BESS-Einsatz oder Spotvermarktung



Stand-Alone

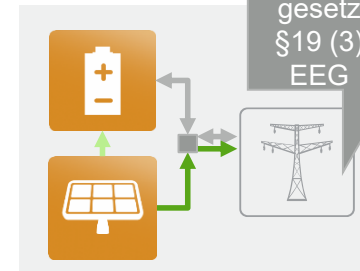
- Freie Vermarktung des BESS an Spotmärkten und für Regelleistung
- **Aktuell am meisten umgesetzter Speicher-Business-Case.**
- **Vergütung:** Speichererlöse



Mit Netzbezug

Gemeinsamer Netzanschluss

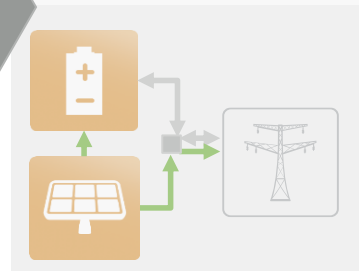
- Freie Vermarktung des BESS unter Einschränkung am NVP durch EE-Asset
- **Vergütung: EE:** Marktwerte + Marktprämie, **Vergütung BESS:** Speichererlöse



Solar-spitzen-gesetz §19 (3) EEG

Zukünftige Ausgestaltung

- Flexibler Einsatz zu EE-Mengenrettung & Graustrombetrieb
- **Nach Festlegung durch BNetzA**
- **Vergütung: EE:** Marktwerte + Marktprämie, **Vergütung BESS:** graue Speichererlöse + Marktprämie



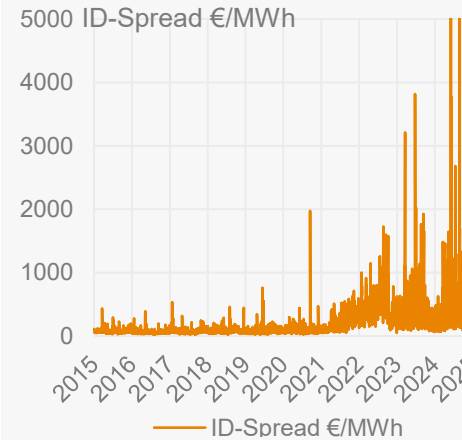
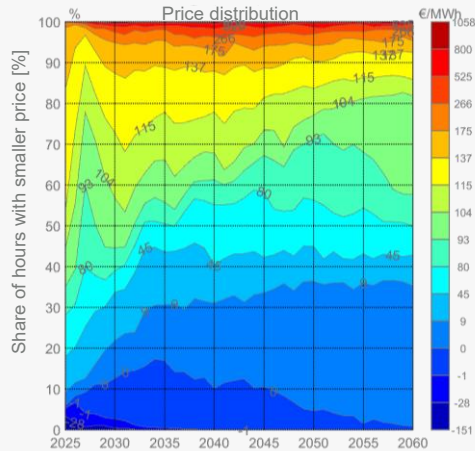
Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Kannibalisierung

Kannibalisierungsrisiken für Batteriespeicher

Day-Ahead-Markt

- sehr große Markttiefe
- Der Ausbau der EE führt zu begrenzter Kannibalisierung

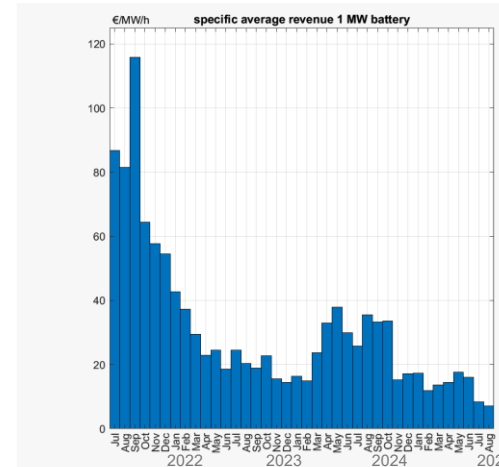
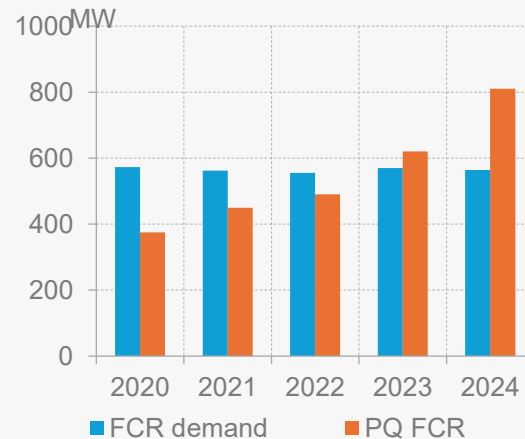


ID-Markt

- Zunehmende Markttiefe getrieben durch den Ausbau der EE
- Handelsvolumen steigt mit EE-Ausbau

FCR

- Geringere Markttiefe
- Kannibalisierung erwartet – jedoch im Rahmen der Opportunität an Spotmärkten

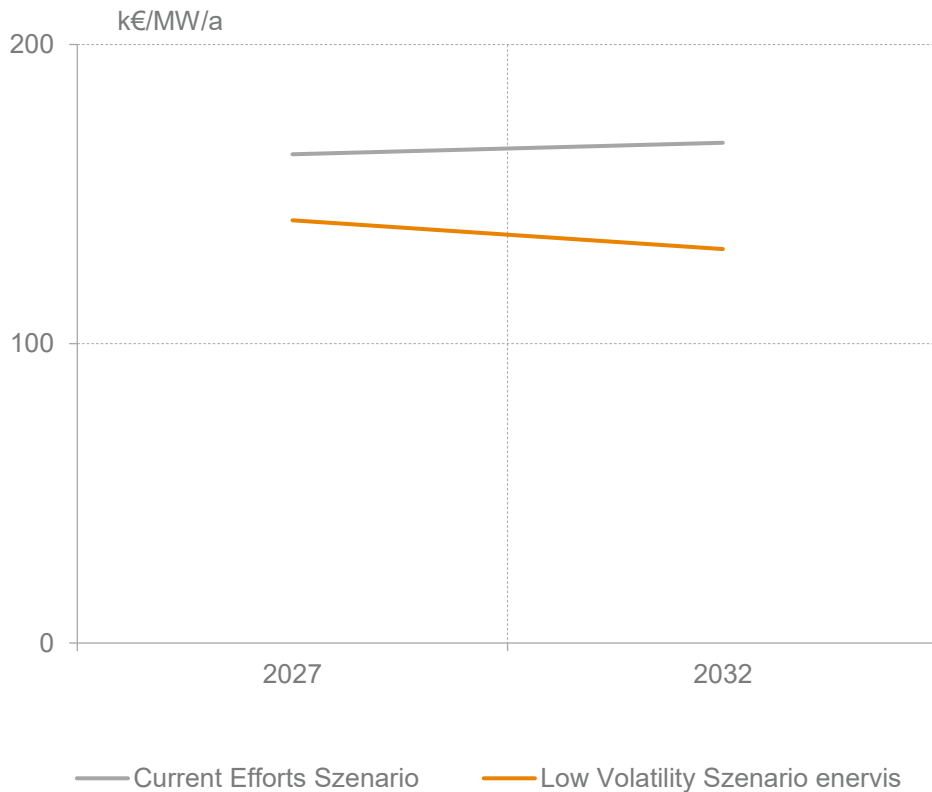


aFRR

- Leistung und Energie Komponente
- Begrenztes Upside durch aFRR_{capacity}
- aFRR_{energy} schnellere Kannibalisierung erwartet

Erlösvergleich Stand-Alone BESS für Current Efforts und Low Volatility

Erlöspotential bei unterschiedlichen enervis Szenarien



BESS Parameter: 2h Speicher, 2 Zyklen/Tag, 100% DoD, 87,5% RTE, 95% Verfügbarkeit

Kommentar

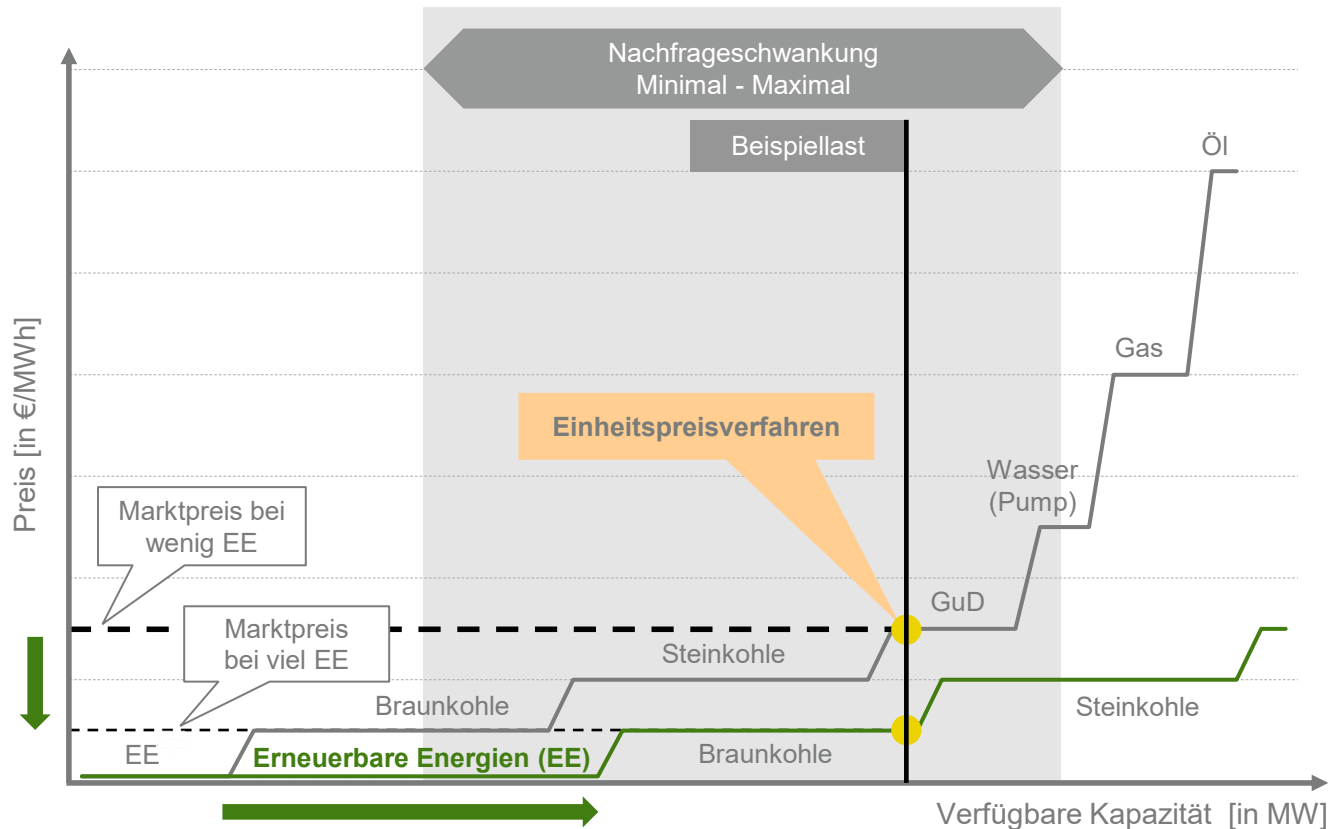
- Hoher Zubau an Flexibilität und abschwächender Zubau an EE-Kapazitäten führt zu mittel- & langfristig starker sinkenden Spreads und einer stärkeren Kannibalisierung der Erlöse für Flexibilitäten

Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Einfluss Ausbau von Gaskraftwerken

Preisbildung auf dem Strommarkt – Merit-Order-Kurve

Im „EOM“ (Energy Only Market) bildet sich der Strommarkt anhand der variablen Kosten der Stromerzeugung. Mehr Gaskapazitäten führen zu weniger Knappheitspreisen bei sehr hohen Lasten.



Merit-Order-Effekt & Einfluss Gaskapazitäten



Einheitspreisverfahren

- Der Strompreis einer Stunde gilt für alle Anbieter und Nachfrager im Markt

Gaskapazitäten

Zunehmende Kapazität von Gaskraftwerken



Weniger Stunden mit sehr hohen Preisen

Einflussfaktoren auf die Merit-Order-Kurve:

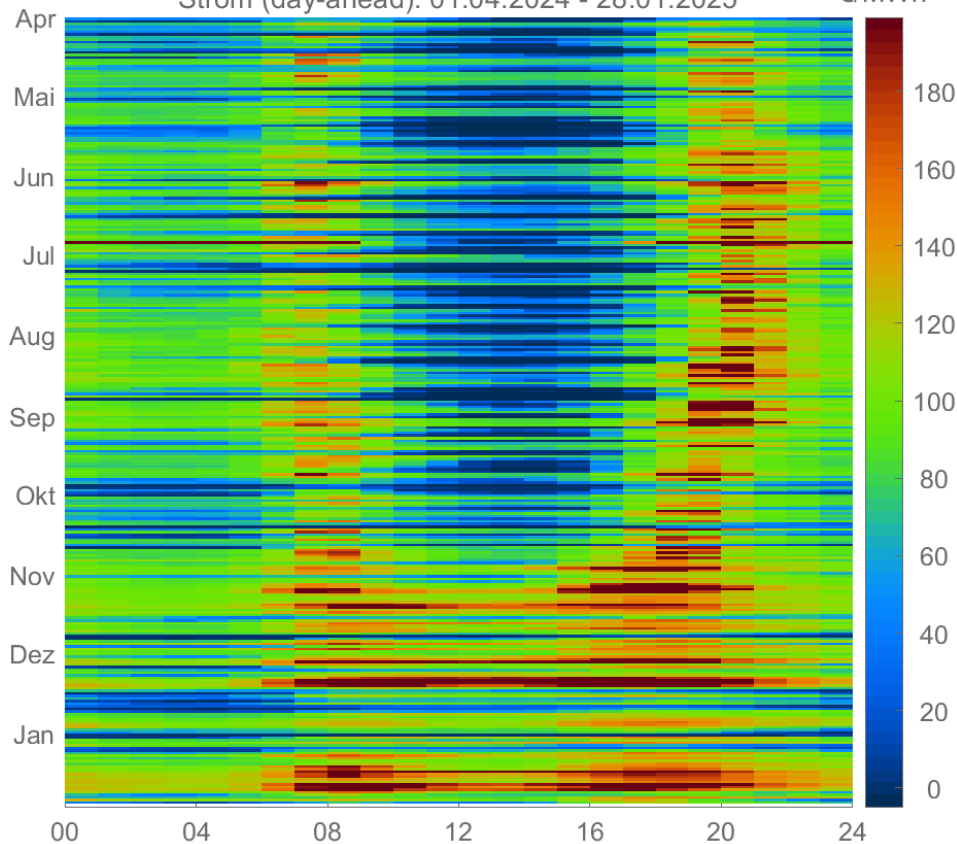
Kurzfristig: Verfügbarkeit Wind & Sonne, Brennstoff- und CO₂-Preise

Langfristig: Kapazitätsveränderungen → Zubau von EE

Strom – Jahresübersicht Spotpreise

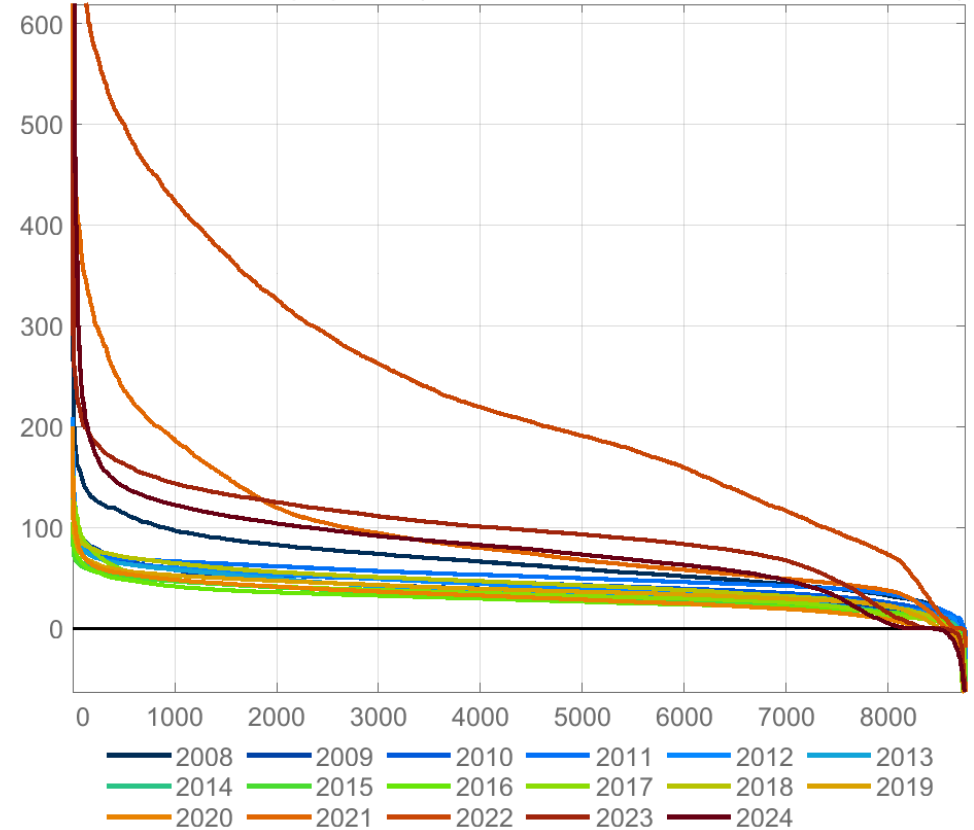
Jahresverlauf Strompreise

Strom (day-ahead): 01.04.2024 - 28.01.2025 €/MWh



Historische Preisdauerlinien

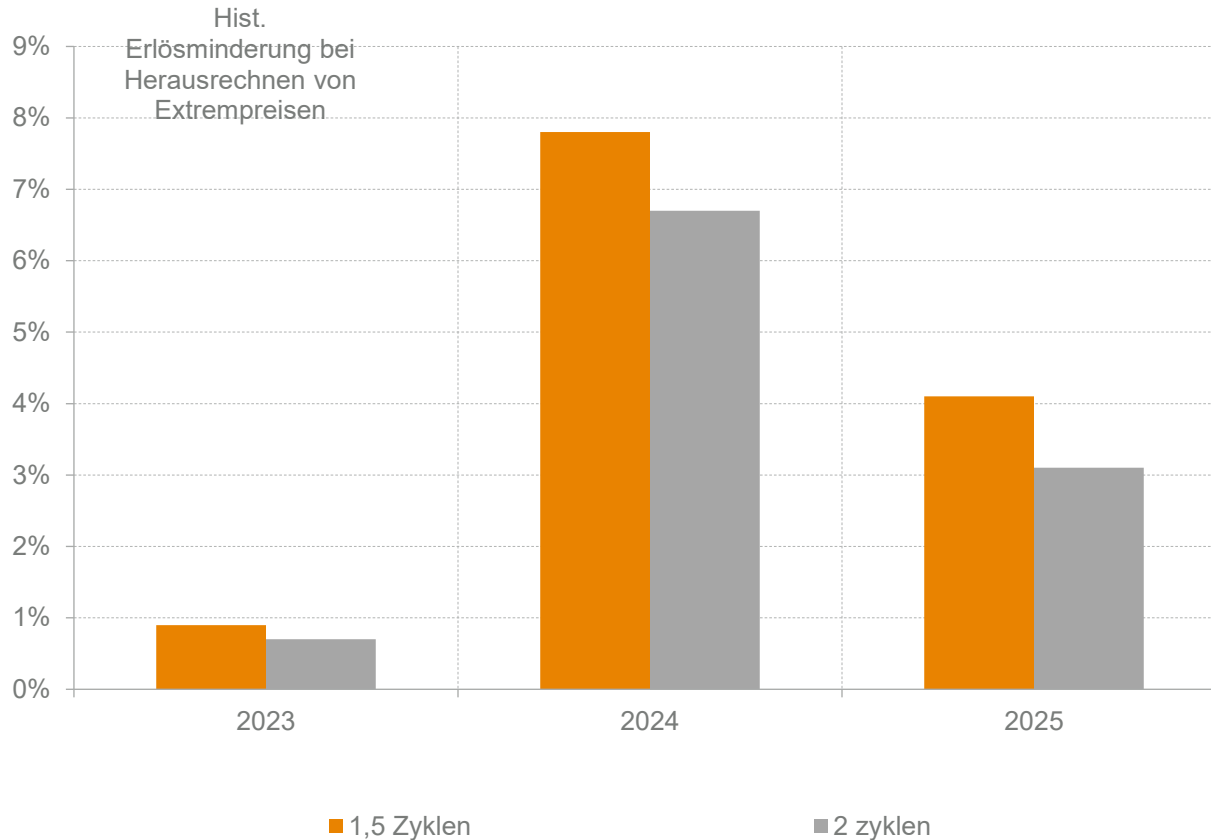
Dauerlinien der Spotpreise (aktuell min. -135.45, max. 2325.83 €/MWh)



Historische Analyse Gaskraftwerke

Durch den Zubau von Gaskraftwerken wird die Merit Order weiter nach rechts verschoben und mehr Extrempreise werden abgeschnitten. Analyse der Erlösminderung durch Wegfall aller Preise über 300 €/MWh

Erlösminderung bei historischer Betrachtung bei Vernachlässigung von Extrempreise über 300 €/MWh



* Vernachlässigung der Marktentkopplung im Juni 2024

Kommentar

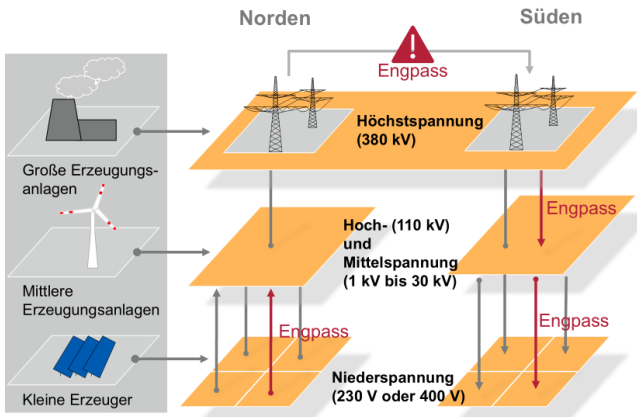
- **Erlösminderung anhand der Vernachlässigung aller Stunden mit Preisen oberhalb von 300 €/MWh am DA-Markt**
- **Ergebnis sehr stark abhängig von Wetterjahr und insbesondere Dunkelflauten-Ereignissen**

Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Netzentgelte

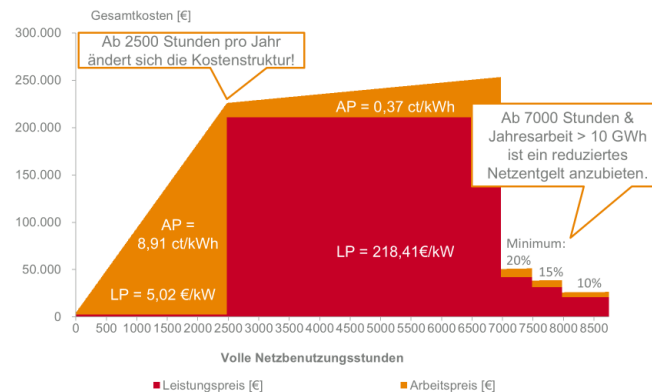
Strukturelle Herausforderungen und veraltete Regulierung erfordern Reform der Netzentgelte

Strukturelle Probleme



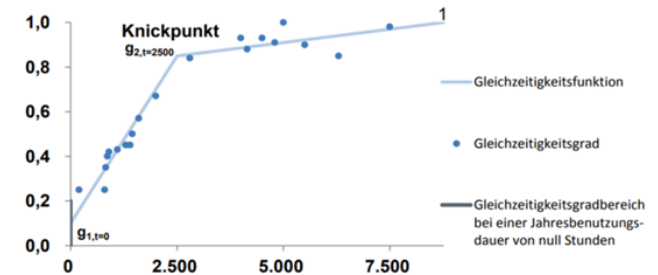
- **Netzengpässe:** Nord-Süd-Gefälle in der Netzauslastung. Hohe Redispatch-Kosten mit lokaler Umlegung
- **Netzausbau:** Netzausbau getrieben durch den EE-Zubau
- **Neue Verbraucher:** Zusätzliche Last durch E-Autos und Wärmepumpen
- **Besiedlungsdichte:** Hohe Netzentgelte in dünn besiedelten Gebieten

Netzentgeltsystematik



- **Tarifsystematik:** Verbrauchs- bzw. gleichlastorientiert, aber nicht netzlastorientiert LP auf individueller Höchstlast statt auf Netzlast ausgelegt
- **Fehlende Steuerungswirkung:** Kein Anreiz zur Lastverschiebung bei Netzengpässen
- **Netzentgeltrabatte:** verhindern die Nutzung von Flexibilitäten
- **Geringe Kostenreflexivität:** Keine NNE für Erzeuger und Verbraucher

Gleichzeitigkeitsfunktion



- **g-Funktion** ist veraltetes Instrument bei dezentraler Einspeisung
- **Eigenverbrauchsphänomene** und **flexibles Nutzungsverhalten** werden nicht abgebildet (verringern Strombedarf, aber nicht zu Spitzenlastzeiten)
- **Keine verursachungsgerechte Kostenverteilung**

Zusammenfassung

Grundpreis

Einführung aus Gründen der **Verteilungsgerechtigkeit** möglich aber **ohne Anreize für Investition und Betrieb** von Erzeugern und Speichern.

Leistungspreis

Erzeugt **ineffiziente Anreize** für den **Anlagenbetrieb**.

BKZ & Kapazitätspreis

Setzt **Anreize** für die **Investitionsentscheidung** aber **nicht** für den **Betrieb**.

Arbeitspreise

Setzen **Anreize** für den **Betrieb** der Anlagen, müssten aber **zeitlich** und **regional gestaffelt** ausgestaltet werden.

Netzentgelte - Beispielrechnung

Netzentgelte führen zu deutlichem Erlösrückgang

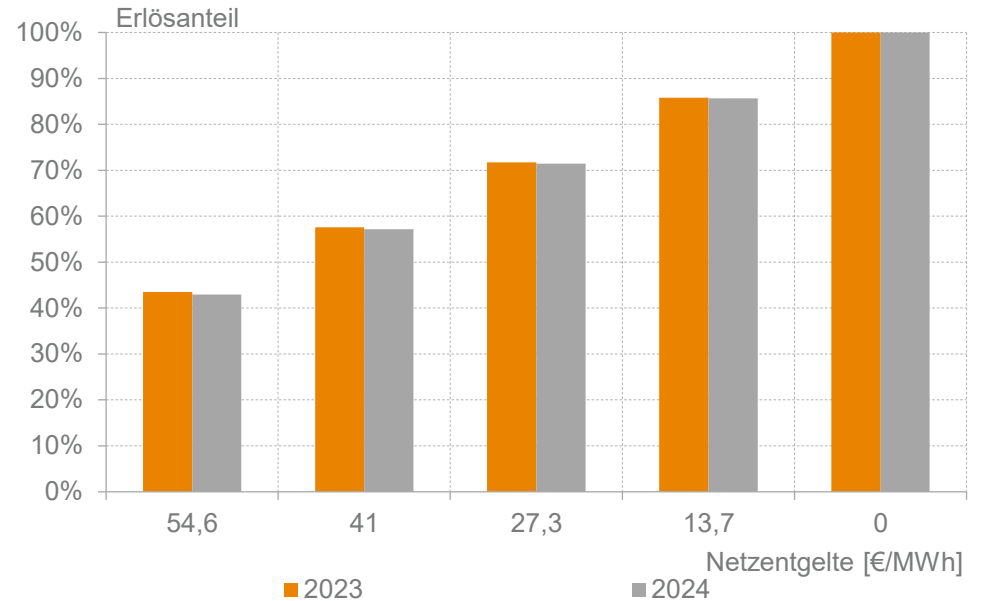
Links: Case Study Prämissen; rechts: Netzentgelte werden nur auf den physischen Energieumsatz angewendet

Setup & BESS Parameter

- Statische Arbeits-Netzentgelte
- Analyse von 4 verschiedenen Grid Fee Levels (100%, 75%, 50%, 25%)
- Historische Analyse eines typischen 2h BESS
- IRR Vergleich zum Abgleich des Einflusses
- Basierend auf Amprion Arbeitsentgelten auf Höchstspannung (100% = 54,6 €/MWh)

Leistung	1 MW
Kapazität	2 MWh
RTE	87 %
# Zyklen	1,5 cycles/day
DoD	90 %
Betrachtungszeitraum	2023-2024

Einfluss auf historische ID-Erlöse



- **Volle Netzentgelte auf physischen Energieumsatz reduzieren historische Erlöse um bis zu mehr als 50%**

*Hinweis: nicht für den Handel berücksichtigt, rein volumenbasierter Abzug.
Netzentgelte basieren auf Amprion Netzentgelten für Höchstspannung*

Netzentgelte: Auswirkungen auf den IRR

Die Wirtschaftlichkeit eines BESS-Projekts wird in hohem Maße durch Netzentgelte beeinflusst.

Netzentgelte	54,6	41	27,3	13,7	0	Kein LP*
IRR	-11%	-2%	5%	9%	14%	19%
	unrentabel		?	rentabel		

- Bei 100% bzw. 75% der beispielhaften Netzentgelte wird das Projekt gänzlich unrentabel.
- Selbst wenn nur 25% der energiebasierten Netzentgelte angesetzt werden, bleibt die Rentabilität fraglich.
- Die Einführung von leistungsbasierten Netzentgelten reduziert die IRR bereits um 5 %-Punkte (0 vs. Kein LP).
- Wird zusätzlich ein BKZ von 100 €/kW erhoben, sinkt die IRR im Durchschnitt um etwa 2 %.

* Kein LP = Keine leistungsbasierten Netzentgelte

Annahmen	
CAPEX	280 €/kWh
OPEX	12 €/kW/a
Revenue Share	8%
Lebensdauer	15 Jahre
Leistungsbasiertes Netzentgelt	24.380 €/MW/a

- **Methodik:**
 - Historisch abgeleitete Erlösminderung auf die enervis-BESS-Erlösprognose angewendet.
 - Einfache IRR-Berechnung mit zusätzlicher Berücksichtigung der leistungsbasierten Netzentgelte.

Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Lastrampen

Lastrampenbeschränkungen für BESS

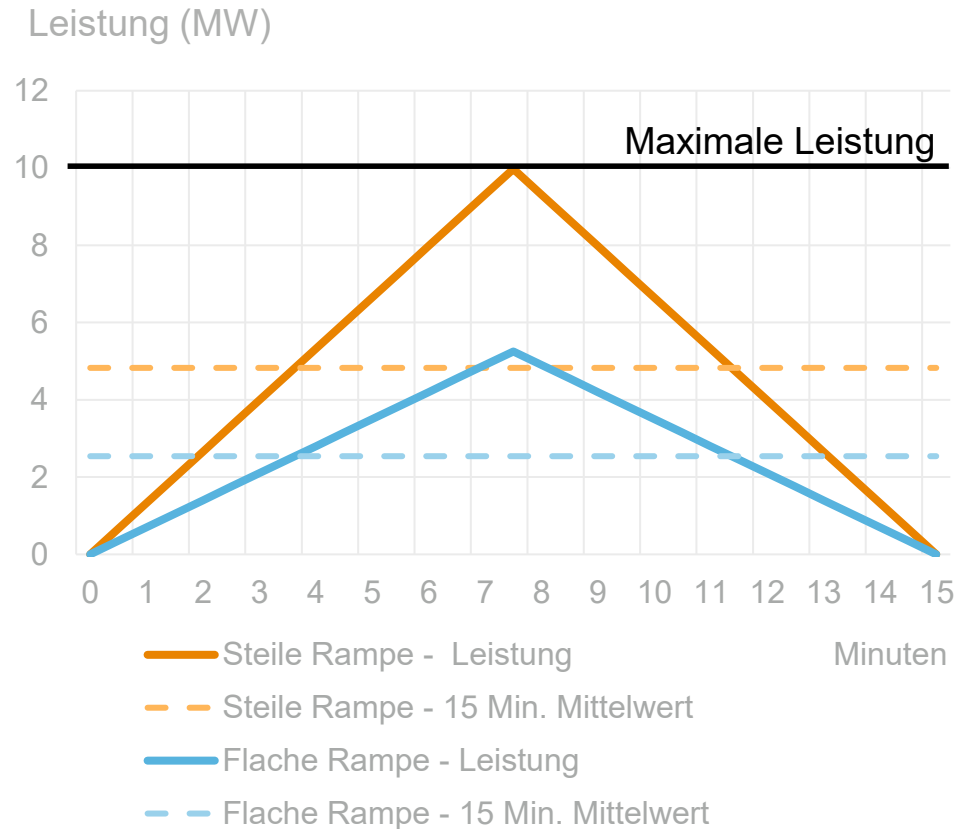
Übliche Rampen und Beispiele

Vorgaben zu Lastrampenbeschränkungen

- Immer mehr Vorgaben zu Lastrampen insbesondere im Hochspannungsnetz
- Angabe der Werte in %/Minute oder in MW/Minute möglich
- Relative Einschränkungen rangieren zwischen 1% - 40% der Leistung / Minute
- Konsequenz: Anbotbare Leistung für ein einzelnes Viertelstundenprodukt limitiert

	Leistung (MW)	Rampe (MW/Min.)	Rampe (%/Min.)
Steil	10	1,33	13,33
Flach	10	0,7	7

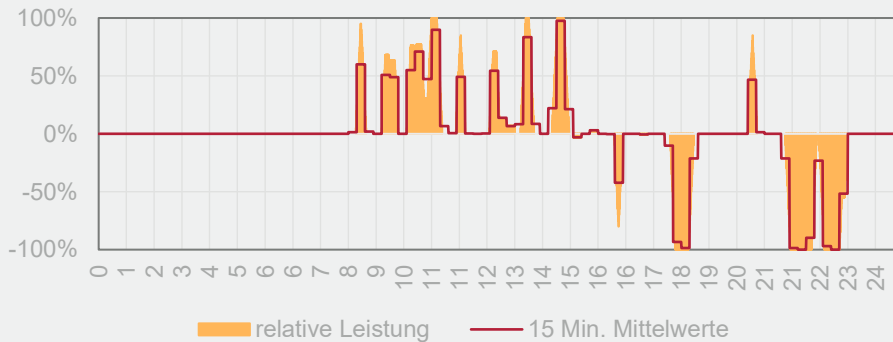
Beispielhafter 15 Minuten-Block



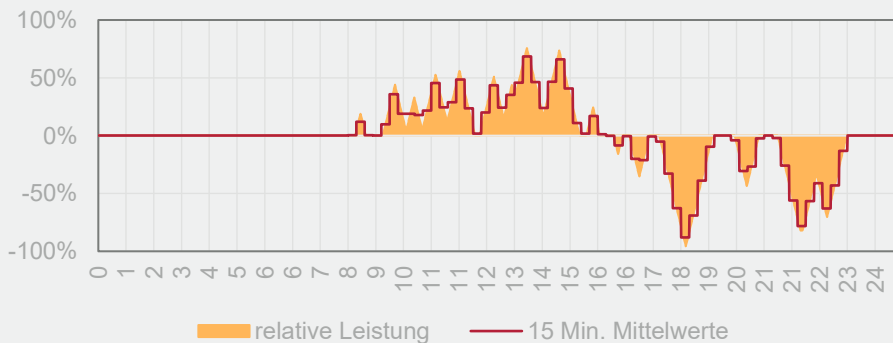
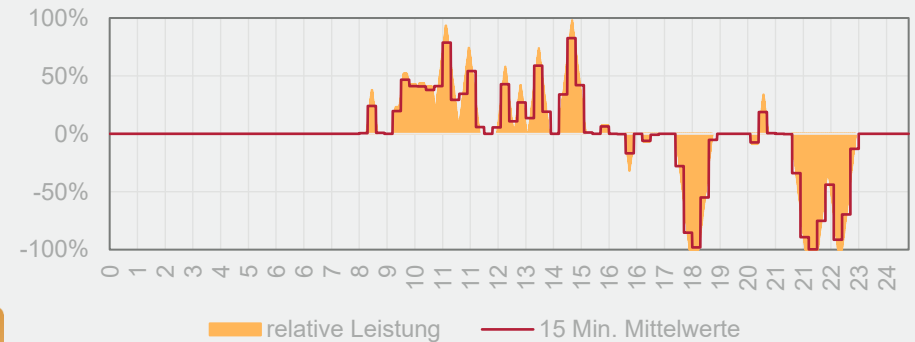
Lastrampenbeschränkungen im Vergleich

Beschränkung auf 1-10% des Lastgradienten und resultierender Einfluss auf das Einsatzverhalten und die handelbare Leistung des BESS. Beispiel mit 2h und 1,5 Zyklen.

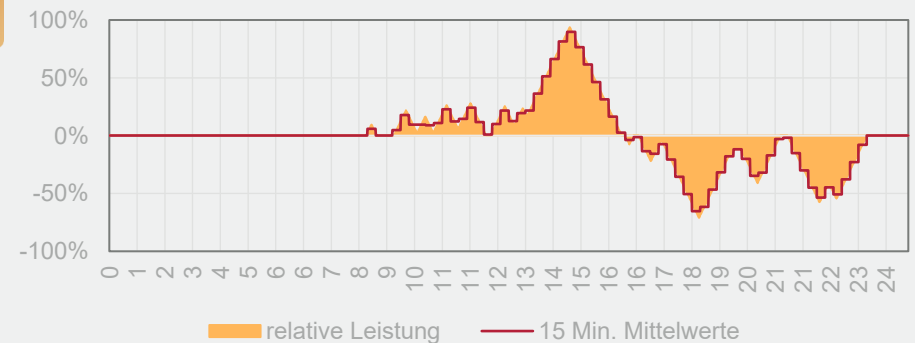
10% Lastrampenbeschränkung



4 % Lastrampenbeschränkung



2% Lastrampenbeschränkung

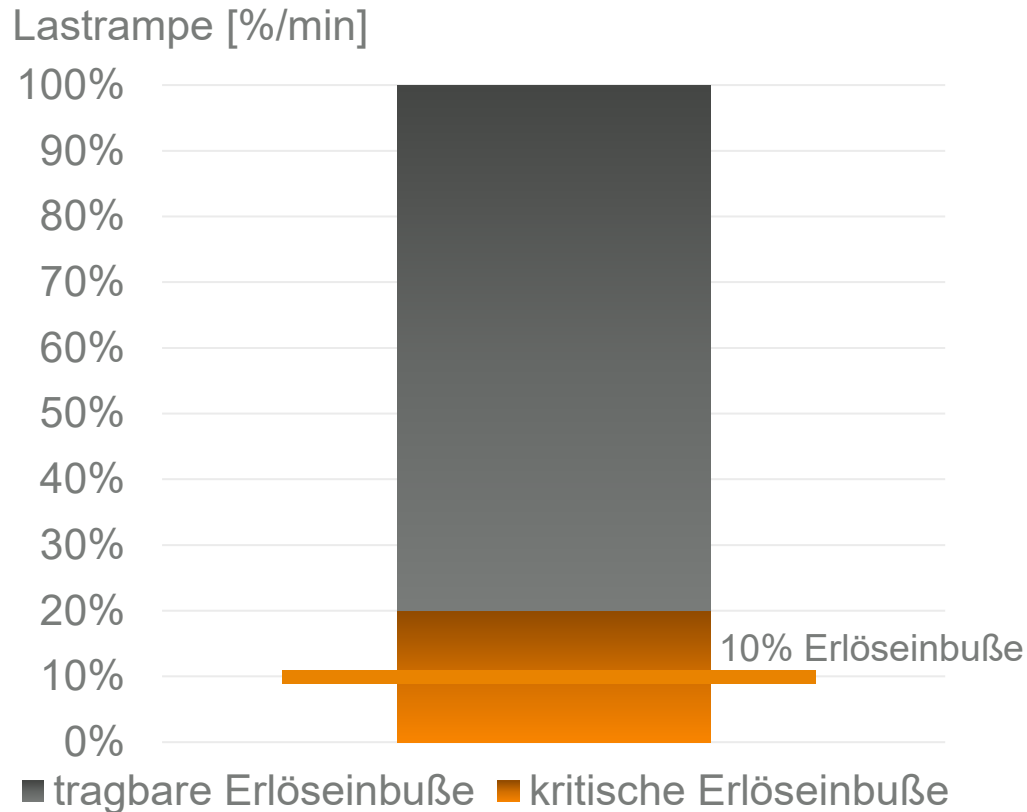


1% Lastrampenbeschränkung

Implikationen auf die Wirtschaftlichkeit

Beispielhafte Erlöseinbuße aus Lastrampenbeschränkungen. Resultierende Erlöseinbuße als Opportunitätskosten am ID-Markt aus Einschränkungen dargestellt.

Resultierende Erlöseinbuße



Implikationen für BESS- Erlöse

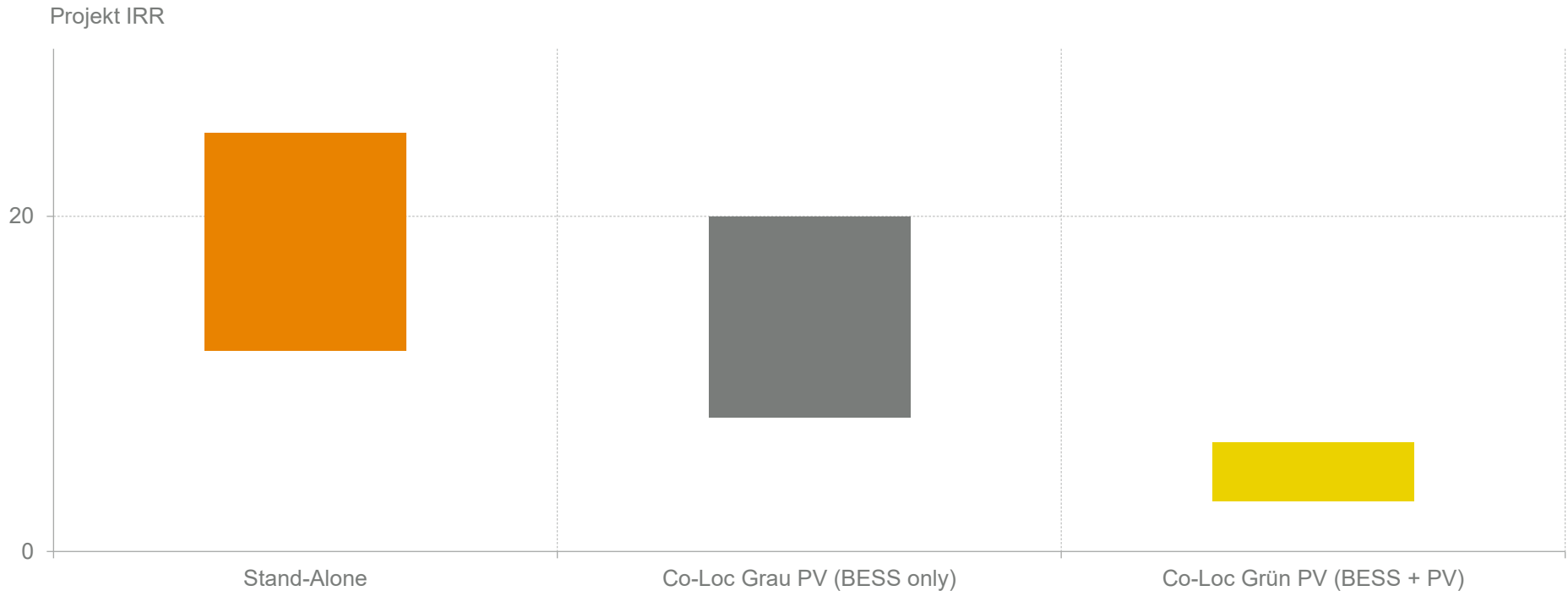
- Eine Lastrampenbeschränkung reduziert kurzfristig die erzielbaren Erlöse aus den betrachteten Märkten.
- Bei starken Beschränkungen der Lastrampen können höhere Zyklenzahlen nicht erreicht werden → Resultierende Erlöseinbuße
- Insbesondere unterhalb von 10 % Last/min ergeben sich zunehmend hohe Erlöseinbuße für den Business-Case in diesem Beispiel.



Erlöseinbuße abhängig von konkreter Speicherkonfiguration. Projektspezifische Bewertung notwendig.

Geschäftsmodell Grünstromspeicher

Stand-Alone Projekte zunehmend schwer umsetzbar, geraten Co-Location Projekte in den Fokus – auch Grünstromspeicher



Annahme: Co-Location: jeweils 25% BESS | 2h Speicherdauer | 85% RTE anhand aktueller Kostenbenchmark; Erlöse enervis Q4 Current Efforts

Grünstromspeicher Einordnung

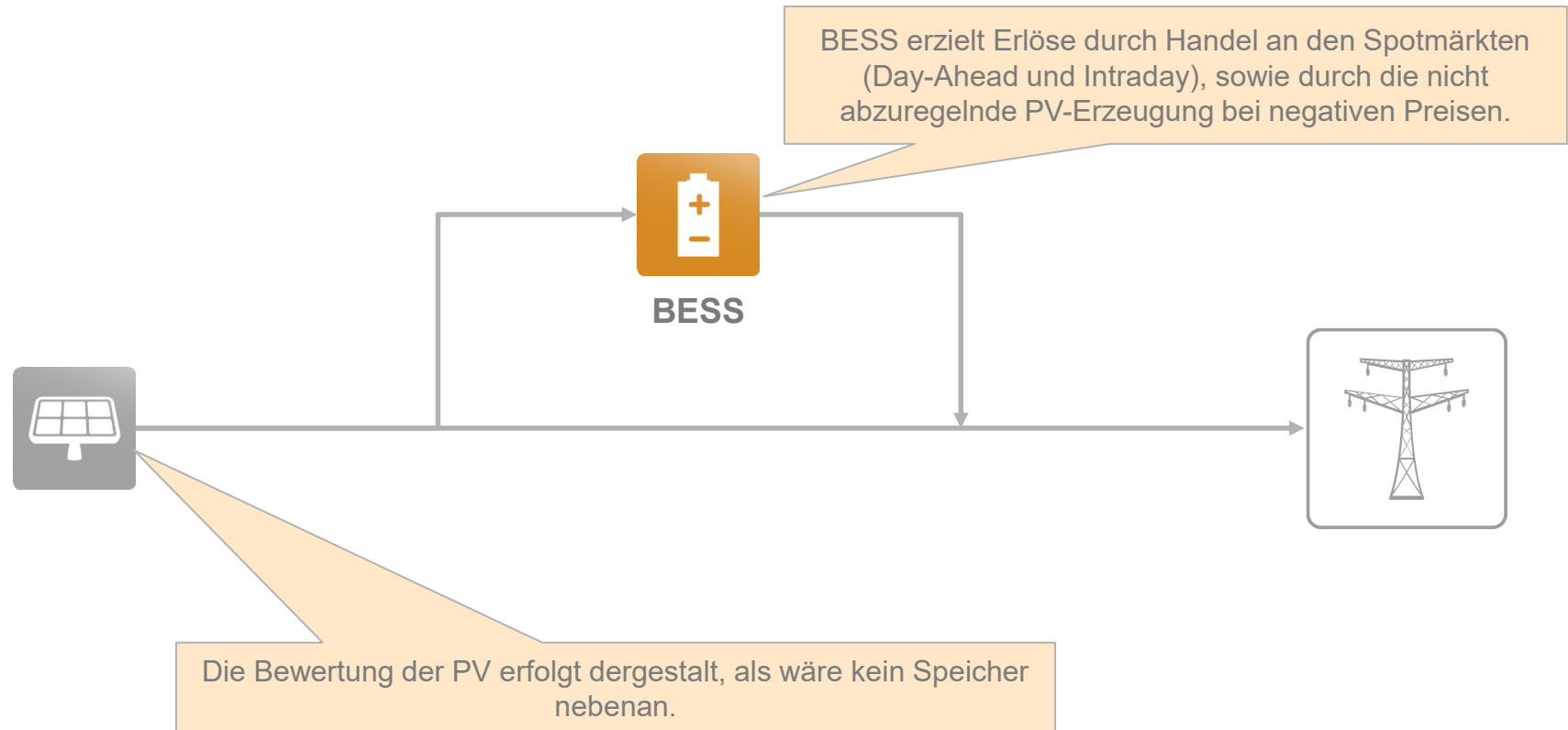
- **Warum sprechen wir darüber?**

- Bezugsleistung wird zunehmend zum Engpass auf der Erzeugungsseite – einzige Chance ist Grünstromspeicher
- PV Marktwerte sinken zunehmend ab und steigendes Risiko aus negative Preisen für PV-Erlöse
- Auch Windausschreibungen zunehmend unter Druck

- **Verbesserung** der Projektwertigkeit eines **EE-Projekts**

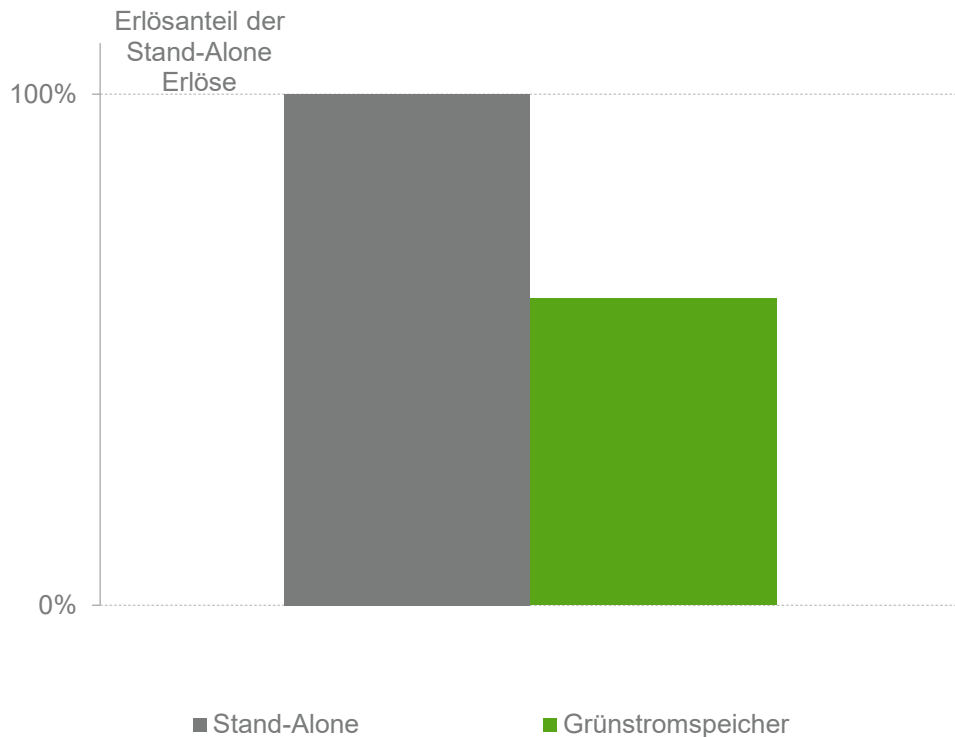
Beispielhaftes Anlagenschema Grünstromspeicher

Beispiel einer Standardkonfiguration für ein PV-Projekt mit zugehörigem Grünstromspeicher.



Erlösanteil von Grünstromspeicher an Stand-Alone

Erlösvergleich Stand-Alone und Grünstromspeicher



Stand-Alone Parameter: 2h Speicher, 2 Zyklen/Tag, 100% DoD, 87,5% RTE, 95% Verfügbarkeit; Grünstromspeicher: 2h Speicher, 33% der PV-Leistung; 1 Zyklus/Tag, 100% DoD, 87,5 % RTE

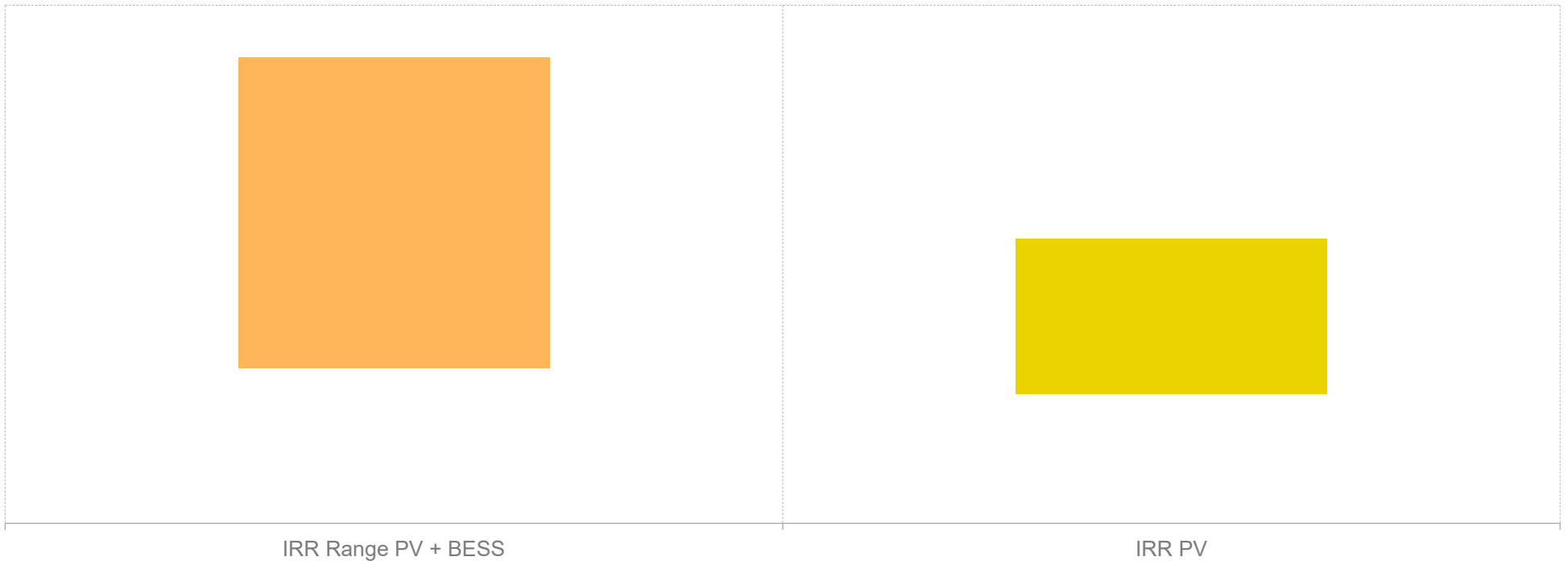
Grünstromspeicher – rechnet sich das?

- Erlöse für Grünstromspeicher deutlich geringer – aber Projekte können bei niedrigen BESS-Kosten wirtschaftlich sein
- Wovon hängt die optimale Dimensionierung für einen Grünstromspeicher ab?
 - Kosten PV und BESS für unterschiedliche Größen
 - Marktprämie
 - Risikobereitschaft und Markterwartung
 - Erlöserwartung für Speicher

Signifikante Steigerung des IRR möglich durch BESS

Auszug aus unserem neuen Grünstromspeicherreport.

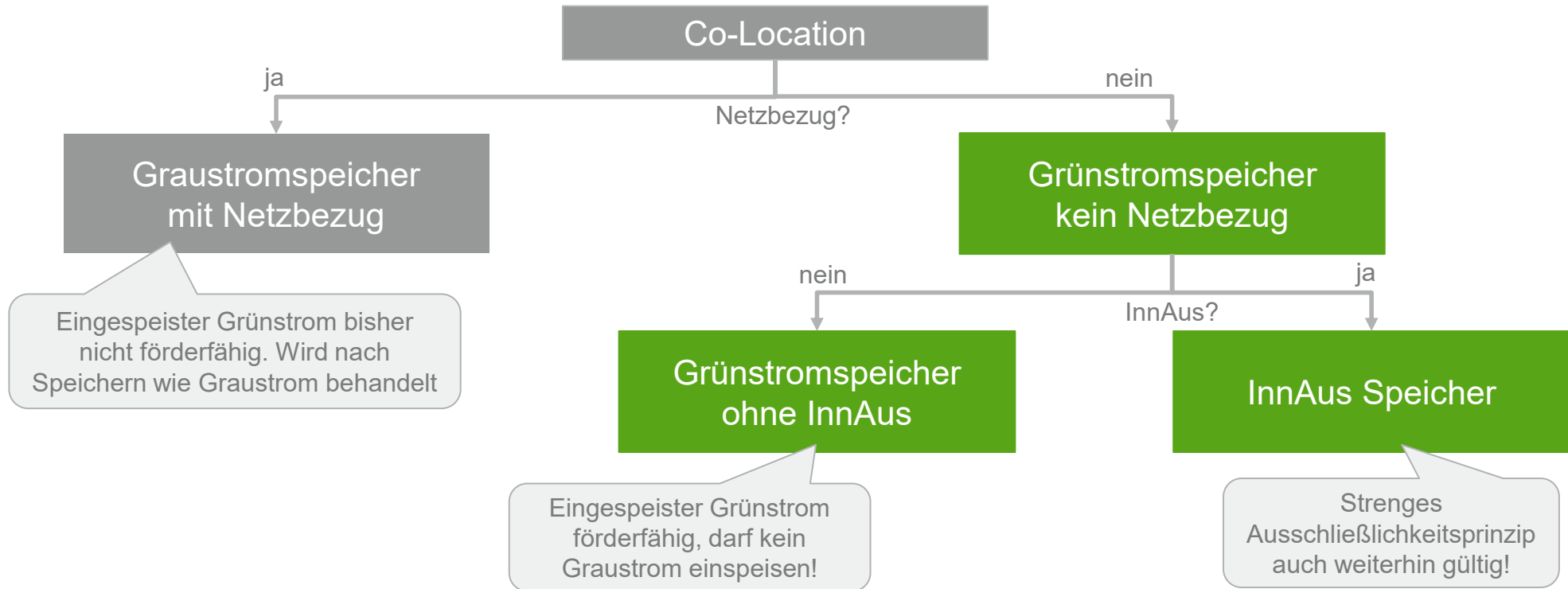
Vergleich PV Rendite vs. PV + BESS



Ausblick auf Flexibilisierung durch §19 3b EEG

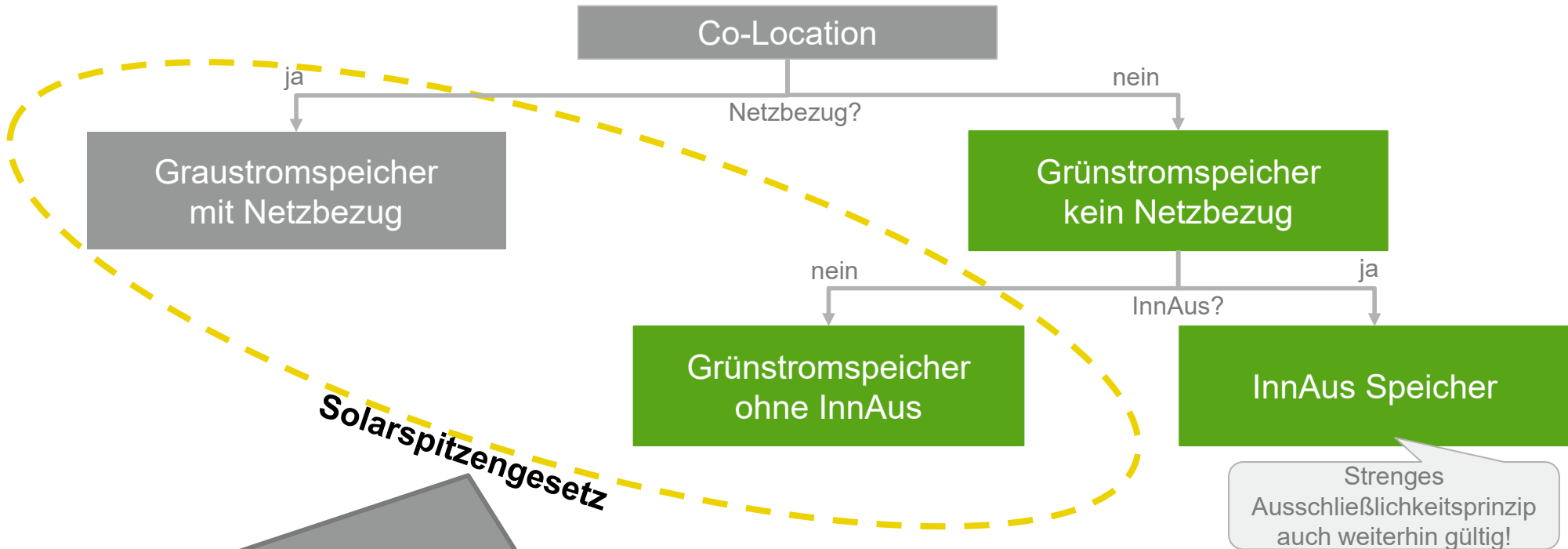
Ausschließlichkeitsprinzip - Status Quo

Speicher gelten gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2023 nur dann als sog. fiktive Anlagen i.S.d. EEG wenn sie **ausschließlich** aus **erneuerbaren Energien** oder **Grubengas** stammende Energie aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.



Ausschließlichkeitsprinzip - Status Quo

Speicher gelten gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2023 nur dann als sog. fiktive Anlagen i.S.d. EEG wenn sie **ausschließlich** aus **erneuerbaren Energien** oder **Grubengas** stammende Energie aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.



Speicherflexibilisierung (§19 3 EEG):

1. Pauschalmodell für Heimspeicher
2. erweiterte Abgrenzungsoption

- Ermöglicht messtechnische Abgrenzungen der Mengen aus EE-Anlage bzw. Netz und entsprechend anteilige Vergütung mit Marktprämie für EE-Strom
- Tritt erst in Kraft nach Festlegungen durch die BNetzA in Kraft

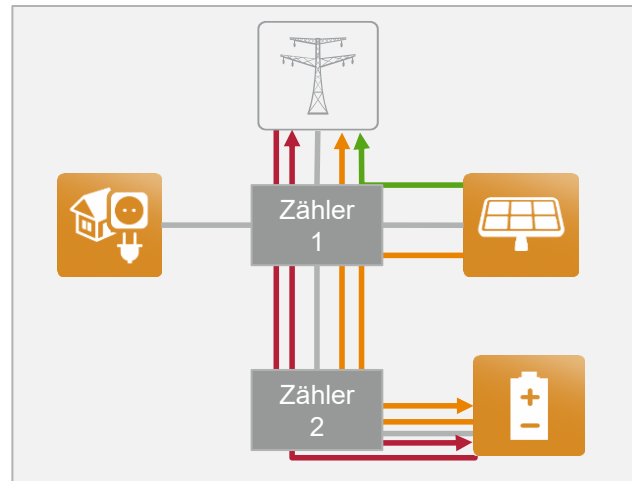
Abgrenzungsoption für Speicher & Ladepunkte

Die Abgrenzungsoption ermöglicht eine anteilige Förderung und Umlageprivilegierung bei einem gemischten Betrieb (EE-Strom + Netzstrom) von Speichern und Ladepunkten. Somit können Grünstromspeicher auch für Marktaktivitäten eingesetzt werden.

Mess- und Zuordnungsprinzip

- **viertelstündlich** erfasste Messwerte und **mathematische Zuordnungsregeln** zur Bestimmung förderfähiger und saldierungsfähiger Strommengen
- Netzstrom hat Vorrang bei gleichzeitiger Einspeisung
- Speicherverluste müssen bilanziert werden
- mindestens zwei Zweirichtungszähler
- Ausschluss anderer Vermarktungs- und Privilegierungsoptionen an derselben Stelle

Darstellung



- **Förderfähigen Netzeinspeisung direkt aus der EE-Anlage**
- **und aus dem Stromspeicher**
- **in Abgrenzung zur saldierungsfähigen Netzeinspeisung.**

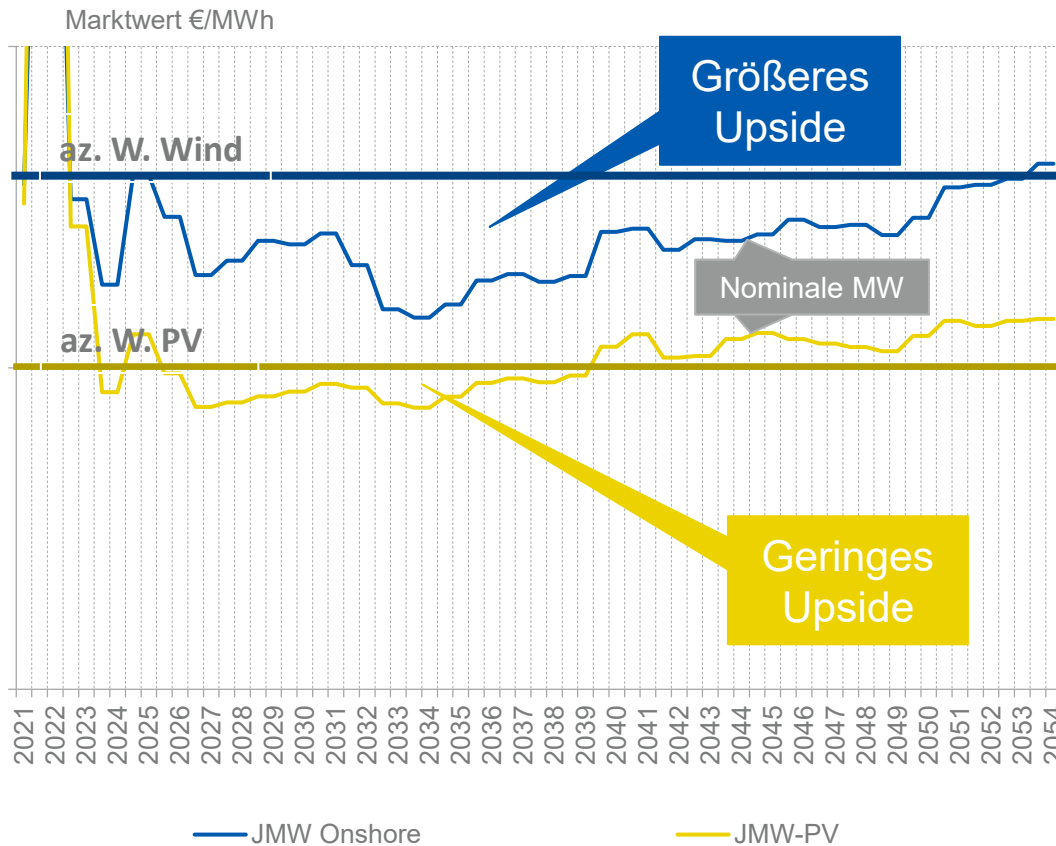
Keine physikalische Rückverfolgung von Stromflüssen, sondern nur rechnerische Zuordnung auf Jahresbasis.

Voraussetzungen

- Ausschließliche Direktvermarktung
- Einheitliche Bilanzierung
- Erfassung und Zuordnung der gesamten Netzeinspeisung
- Erfassung und Zuordnung des gesamten Netzbezugs
- Marktprämien-Berechnung anhand Jahresmarktwert
- Keine InnAus-geförderte Anlagenkombination mit Stromspeicher
- Für Neu- und Bestandsanlagen

BESS als Upside für EEG-Projekte?

Analyse anhand beispielhafter Jahresmarktwerte



Kommentar

- Mengenrettung interessant in Zeiten negativer Preise
- Höhe des Upsides hängt stark von anzulegendem Wert und §51 Regelung ab
- Upside für PV-Projekte i.d.R. klein, da kaum MP gezahlt wird
- Für Wind kann es ein Upside darstellen

Fazit – Flexibilisierung Grün-Graustrom BESS

- Für Wind wie auch PV können große Mengen gerettet werden – allerdings wird für diese Grünstrommengen nur die MP ausbezahlt nicht der gesamte aW
- Je höher die MP, desto lukrativer ist die Flexibilisierung
 - Wechsel im Windbereich kann relevant sein
 - bei PV irrelevant für Neuanlagen
- Die zu erwartende Änderung birgt nur **kleines finanzielles Upside** für Co-Location
- Anderer Blickwinkel: Sicht aus Grünstromspeicherperspektive – was bringt zusätzlicher Netzbezug (auch z.B. mit geringerer Leistung als der Größe des BESS)?
 - Hier deutliche Upsides möglich
 - Einfluss hängt von zu zahlendem BKZ ab

Batteriespeicher – enervis Leistungen

enervis bewertet Ihre Speichieranlagen auf Basis von enervis Stromszenarien und fundamentalen Preisprognosen. Wir unterstützen beim Aufbau und der Vertiefung von Wissen über den BESS-Sektor, bei der Bewertung von Investitionsmöglichkeiten und allen kommerziellen Entscheidungen beim Aufbau und Betrieb von BESS.

BESS-Erlösbewertung

- Online-Tool enerStorage Pro
- Maßgeschneiderte BESS-Projektbewertung
 - Stand-Alone
 - Co-location
 - Merchant mit oder ohne EEG
 - Innovationsausschreibung
 - PV/Wind
 - Kundenspezifische Anlagenkonzepte
- Historische Bewertung

Bewertete Märkte

Day-Ahead

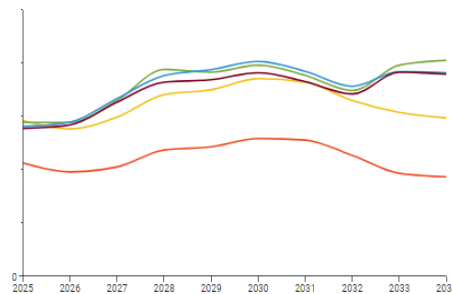
FCR

Intraday

aFRR (Leistung)

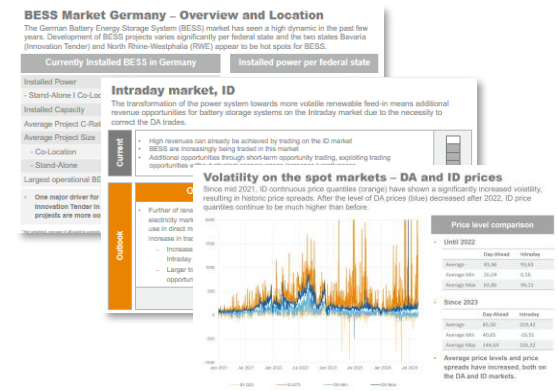
BESS-Veranstaltungen & Marktinformationen

- PV-Grünstromspeicher Report
- Öffentliche Online-Seminare und Webinare
- Inhouse BESS Workshop
- BESS Market Report
- BESS Index



Sonstige Leistungen

- Due Diligence
- Wirtschaftlichkeitsbewertung von Projekten
- Strategische Beratung
- Prüfung von Vermarktungsverträgen



viele Leistungen ebenfalls verfügbar für Österreich und die Schweiz

NEU in enerStorage Pro: Graustromspeicher + Wind

Bankable Stand-alone & Co-location BESS-Bewertungen / 40+ Nutzer von Projektentwicklern über Energieversorger bis Investoren und Banken/ Intuitiv, schnell und zuverlässig - jederzeit und von überall über einen Online-Zugang abrufbar / Basierend auf den anerkannten enervis-Preisprognosen

The screenshot displays the 'Project overview' section with a table of projects. Below it, there are several panels: a 'Co-Location' chart showing power output over time, a 'SYSTEM' configuration panel with 'Stand Alone' and 'Co-Location' tabs, and a 'PROJEKTPARAMETER' panel with various input fields and a map of Germany.

Leistungen im Überblick

- Excel Erlöszeitreihen
- Management Summary
- Kurzdokumentation Strommarktszenario
- Dimensionierung Netzanschluss, EE & BESS
- Optional: Detaillierter Bericht über bankable Erlöse
- Vergleich von Stand-Alone und Co-Location

- Szenario Aktualisierung vierteljährlich
- Unabhängige Parametrierung und Bewertung eines Batteriespeichersystems - zu jeder Zeit

Business Cases



Stand-Alone

Co-Location

PV

Wind

Verfügbare Märkte

- Intraday ID
- Primärregelleistung (FCR)
- Sekundärregelleistung (aFRR)

Nutzungshinweise

© **enervis energy advisors GmbH**. Alle Rechte sind vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen). Insbesondere die unerlaubte kommerzielle und gewerbliche Nutzung, die Vervielfältigung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung nicht gestattet.

Soweit gesetzlich zulässig und vertraglich nicht abweichend geregelt, schließt enervis jegliche Haftung für Schäden aus, die aus der Verwendung dieser Dokumentation entstehen.

Die in dieser Dokumentation enthaltenen Daten und Informationen wurden nicht von enervis erhoben und nicht im Detail geprüft. Es handelt sich hierbei teilweise um öffentlich zugängliche Daten. enervis übernimmt deshalb keine Gewähr oder Haftung für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in dieser Dokumentation enthaltenen Daten.

Diese Dokumentation berücksichtigt weder Ereignisse, die nach diesem Zeitpunkt eingetreten sind, noch deren Auswirkungen auf den Inhalt dieser Dokumentation. Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die die aktuelle Perspektive in Bezug auf zukünftige Ereignisse und Marktentwicklungen widerspiegeln. Die tatsächlichen Ergebnisse können wesentlich von den in dieser Studie geäußerten oder implizierten Erwartungen aufgrund bekannter und unbekannter Risiken und Unsicherheiten abweichen.

Die hier dargestellten Inhalte sind untrennbar mit der konkreten Fragestellung und den Rahmenbedingungen des zugrundeliegenden Themas / Projektes verknüpft, die sich möglicherweise nicht aus dem Dokument selbst erschließen. Die Inhalte dieses Dokuments beanspruchen daher keinerlei Aussagekraft für andere Fragestellungen unter anderen Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für Dokumente, die nicht explizit als Gutachten gekennzeichnet sind. Die Übertragbarkeit auf andere Fragestellungen (wie z.B. in Gerichts- und Schiedsverfahren) ist generell nicht gegeben und wäre durch enervis im Einzelfall zu prüfen, sowie schriftlich zu bestätigen. Dokumentationen, die als „Kurzstudien“ gekennzeichnet sind, geben die Inhalte eines Projektes nur verkürzt wieder. Dokumentationen, die als „Ergebnispapiere“ gekennzeichnet sind, fokussieren darüber hinaus die Ergebnisse eines Projektes und gehen nicht detailliert auf Herleitung oder Methodik ein.

Zu konkreten Fragestellungen sollte stets eine anlassbezogene und qualifizierte Beratung (z.B. durch Berater, Rechtsanwälte) eingeholt werden.



enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
Germany
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail kontakt@enervis.de

WEBINAR

POWERED BY
pv magazine



9. Dezember 2025

15:00 – 16:30Uhr

Wie sich Geschäftsmodelle und Erlöschancen von Batterie-Großspeichern verändern Fragen und Antworten



Michael Fuhs

Chefredakteur
pv magazine



Lukas Ebner

Consultant
enervis energy advisors



Tilmann Rothe

Consultant
enervis energy advisors

WEBINAR

POWERED BY
pv magazine

Mehr
Informationen zu
Batteriegroß-
speichern auf
unserer Webseite

Zur Produktdatenbank Gewerbe- und Großbatteriespeicher

Zur Produktdatenbank [Gewerbe- und Großbatteriespeicher aller Hersteller mit allen Details](#)

Unsere Übersicht zu kleineren Home-Batteriespeichern finden sie hier.

Premium Selection

Einträge in die pv magazine Marktübersichten und Datenbanken sind grundsätzlich kostenfrei. Die Premium-Darstellungen sind von den Herstellern zusätzlich gebucht.



Anbieter: Ads-tec Energy
Produkt: ChargePost 201 kWh
[Zur Datenbank-Detailübersicht](#)

[Zur Produktmeldung](#)



Anbieter: Cegasa
Produkt: E/Xpand HV
[Zur Datenbank-Detailübersicht](#)

[Zur Produktmeldung](#)



Anbieter: Denios
Produkt: POWER SAFE XL
[Zur Datenbank-Detailübersicht](#)

[Zur Produktmeldung](#)



Anbieter: E3/DC by Hager Energy
Produkt: Hauskraftwerk S20 X PRO-Serie
[Zur Datenbank-Detailübersicht](#)



Anbieter: EcoFlow
Produkt: PowerOcean (dreiphasig)
[Zur Datenbank-Detailübersicht](#)



Anbieter: ELMI Power
Produkt: All-in-One 360 (AIO 360)
[Zur Datenbank-Detailübersicht](#)

**Wir aktualisieren unsere
Marktübersicht für Gewerbe-
und Batteriegroßspeicher!**

Wenn Sie einen kostenfreien
Eintrag wünschen, fordern Sie
unseren Fragebogen an bei
[Cornelia.Lichner@pv-
magazine.com](mailto:Cornelia.Lichner@pv-magazine.com).

**LESEN SIE
WEITER**



Neue Ausgabe

Schwerpunkt Großanlagen vor Herausforderungen

Rechnen sich reine Grünstromspeicher an PV-Anlagen?
Guten Karten für Tracker & Cybersicherheit bei Solaranlagen



Photovoltaik verkaufen

Gründe für den Rückgang der Absätze im Privatkundenmarkt.
Große Installateursumfrage! Antworten auf häufige Fragen – von Installateuren und Endkunden.

Online-News unter www.pv-magazine.de

Beliebt bei Lesern

Bundeswirtschaftsministerium will große Batteriespeicher sofort aus KraftNAV nehmen

Der BEE kritisiert, dass die Politik kein geeignetes Verfahren vorschlägt, wie Netzanschlüsse künftig erfolgen sollen.



Nächste Veranstaltungen...

Freitag, 12. Dezember 2025
11:00 - 12:00 Uhr

**Flexibilitäts-
vermarktung für
mehr Rendite bei
C&I-
Batteriespeichern**

Dienstag, 27. Januar 2026
15:00 - 16:00 Uhr

**Wie ein C&I-
Montagesystem
Effizienz, Flexibilität
und Sicherheit
steigern kann**

**Ständig neue Webinare zu
interessanten Themen!**

**Unter
[www.pv-
magazine.de/webinare](http://www.pv-magazine.de/webinare)**

**Auch auf Englisch unter:
[www.pv-
magazine.com/
webinars](http://www.pv-magazine.com/webinars)**

WEBINAR

POWERED BY
pv magazine



Michael Fuhs

Chefredakteur
pv magazine

Vielen Dank und auf Wiedersehen!