BayWa r.e.

r.e.think energy

Live long or live fast – BESS-Betrieb & Vermarktung in der Praxis

Windenergietage, 13. November 2025

Agenda

1. BESS-Betriebsführung
2. BESS-Vermarktung
3.

1 BESS-Betriebsführung

Unterschätzt – aber erfolgskritisch

BESS ist DAS „Buzzword“ im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien

NEWS

US developers plan to add 15GW of utility-scale battery storage in 2024

NEWS

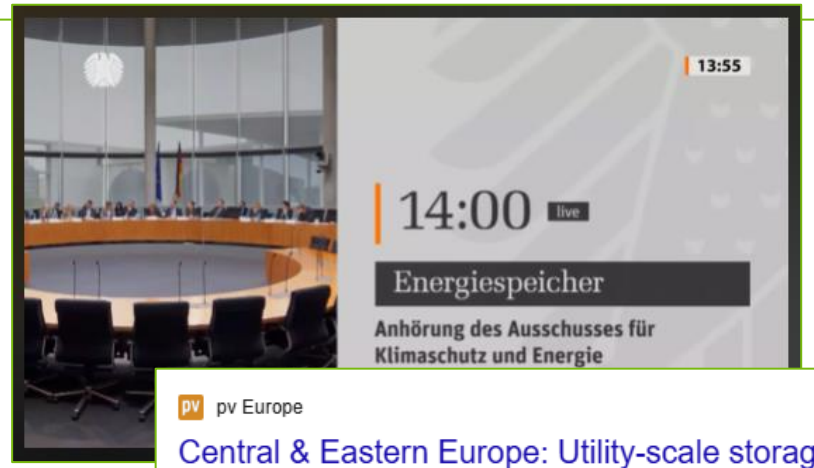
Storage a ‘key element’ for new 2040 renewable energy targets, leaked EU draft says

Eleven countries sign on to BESS consortium at COP28

The consortium's members are targeting 5GW of BESS by the end of 2024 and creating a roadmap to reach their 90GW goal by 2030.

RWE Clean Energy

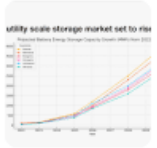
RWE connects its first utility-scale battery storage project to the California grid



pv Europe

Central & Eastern Europe: Utility-scale storage market set to increase fivefold by 2030

In many countries in Central Europe, the market for large-scale battery storage is growing rapidly. The drivers are diverse, but there are...

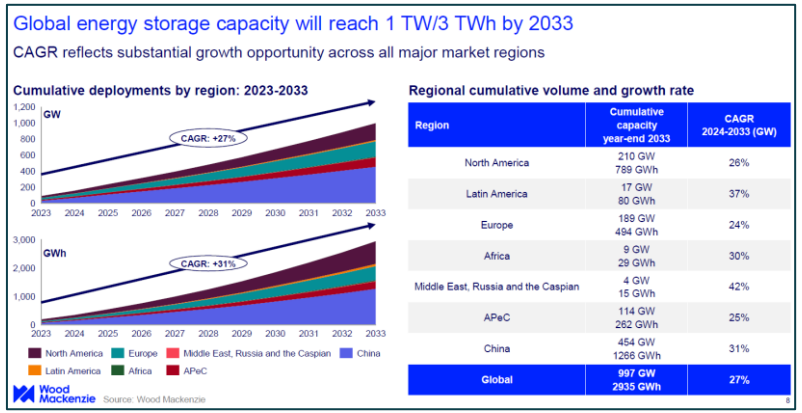


IDTechEx

Germany's Strong Renewable Energy Growth and Global BESS Developments

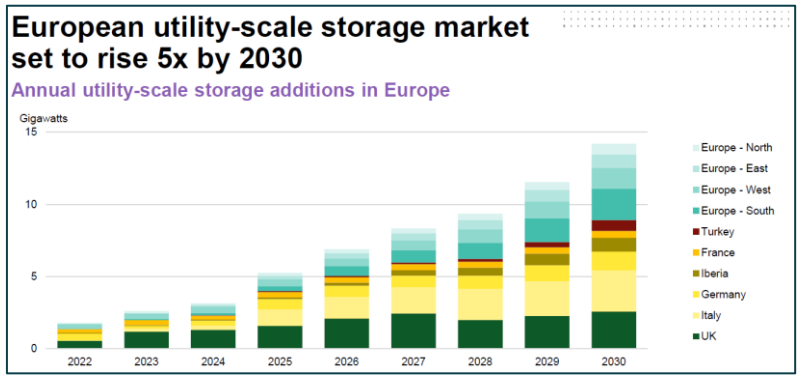
Stationary energy storage technologies are seen growing on a global scale, with the introduction of new sustainability targets and...

Globaler BESS-Zuwachs und sinkende Zellpreise: Goldene Zeiten



Region	Cumulative capacity year-end 2033	CAGR 2024-2033 (GW)
North America	210 GW 789 GWh	26%
Latin America	17 GW 80 GWh	37%
Europe	189 GW 494 GWh	24%
Africa	9 GW 29 GWh	30%
Middle East, Russia and the Caspian	4 GW 15 GWh	42%
APeC	114 GW 262 GWh	25%
China	454 GW 1266 GWh	31%
Global	**997 GW 2935 GWh**	**27%**

Quelle: Wood Mackenzie



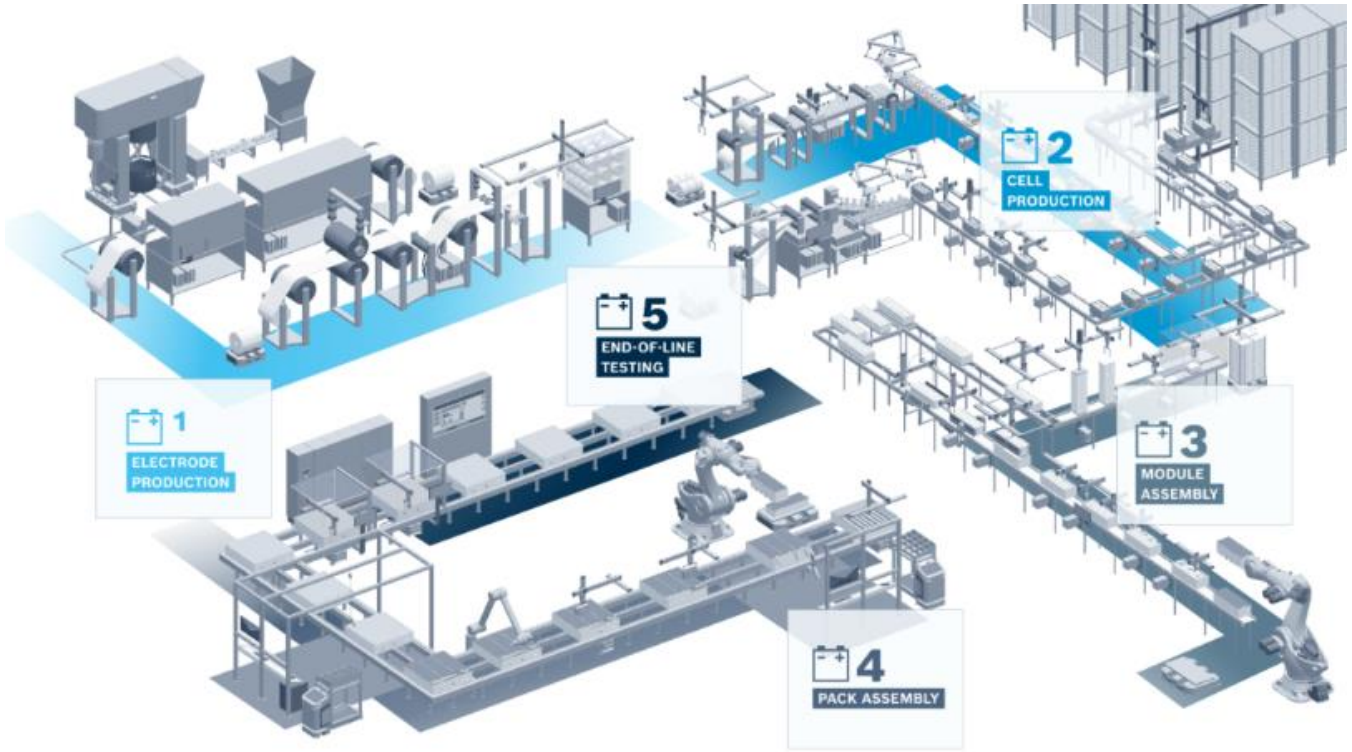
Quelle: Bloomberg

Zuwachs

Preise

Quelle: Bloomberg NEF

Was bringen diese Marktbedingungen mit sich?



Quelle: Boschrexroth

Über **50%** produzierter Li-Ionen Zellen stammen von Produktionslinien, die jünger als **3 Jahre** alt sind.

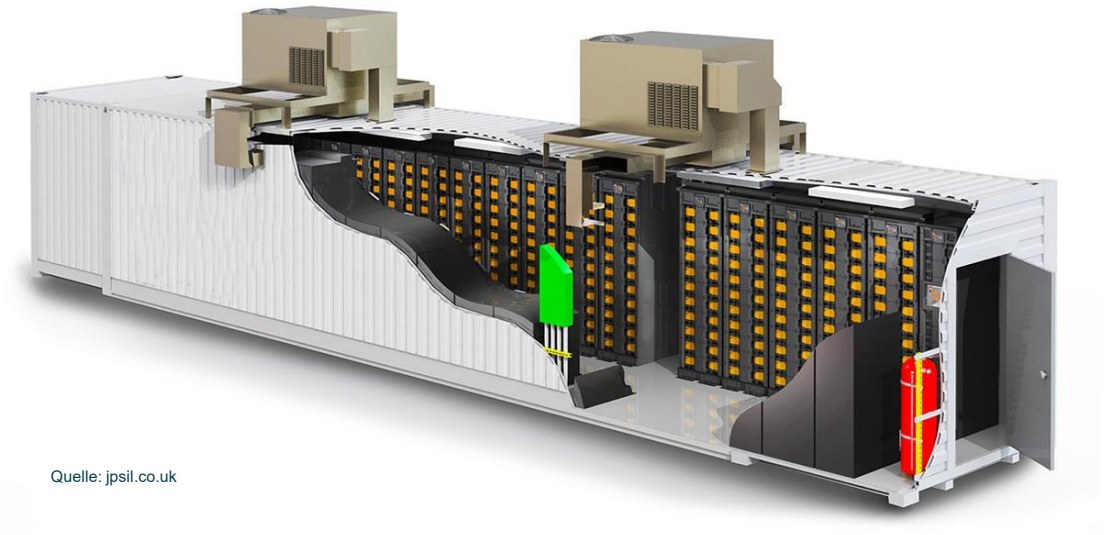
Die Qualität einer jeden Zelle wird dabei von über **1.000** Prozessparametern beeinflusst. Stellenweise unter **Reinraumbedingungen**.

In der Pilot- und Anlaufphase dieser Produktionsstraßen können bis zu **90%** Ausschuss entstehen.

Jeder verlorene Prozentpunkt kann dabei bis zu **30.000€** Verlust pro Tag bedeuten.

Selbst bei einem „perfekten“ Produktionsprozess nach Six Sigma sind **3-4 fehlerhafte** Zellen pro 1 Million produzierter Einheiten zu erwarten.

Was bringen diese Marktbedingungen mit sich?



Quelle: jpsil.co.uk

1MWh-Container beinhaltet zwischen
1.200* und **20.000**** einzelne Batteriezellen.

In einem 50MWh BESS-Asset sind somit zwischen
60.000 und **1.000.000** einzelnen Batteriezellen verbaut.

Größter BayWa r.e.-Batteriespeicher in Europa: Grünes Licht für 500 MW-Speicher von BayWa r.e. in Schottland

© Adobe Stock

München – Der Markt für Batterie-Energiespeicher (BESS) wächst weltweit mit hohem Tempo. Speichersysteme werden immer wichtiger, um die Erzeugung und den Verbrauch von regenerativem Strom zu optimieren und die Stabilität der Stromnetze zu gewährleisten. BayWa r.e. hat nun die Genehmigung für das bislang größte BESS-Projekt des Energieunternehmens in Europa erhalten.

Quelle: Windbranche.de

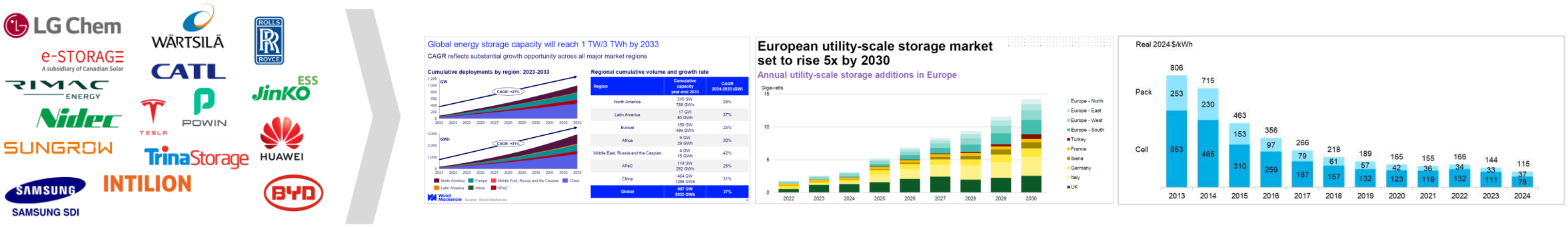
Der globale Trend geht hin zu **immer größeren Assets**.

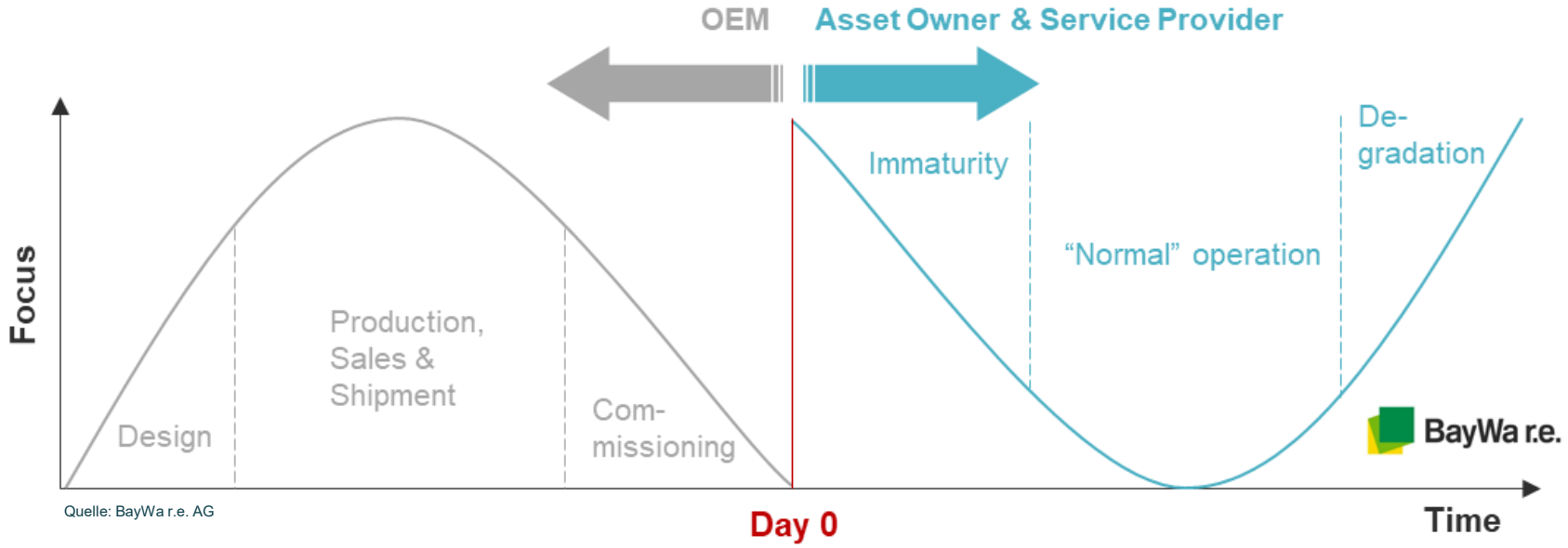
Wir können also davon ausgehen, dass die allermeisten

BESS-Systeme bereits vor Inbetriebnahme **fehlerhafte Zellen** beinhalten.

*bspw. 280Ah prismatische LFP-Zelle
**bspw. 18650 NMC-Rundzelle

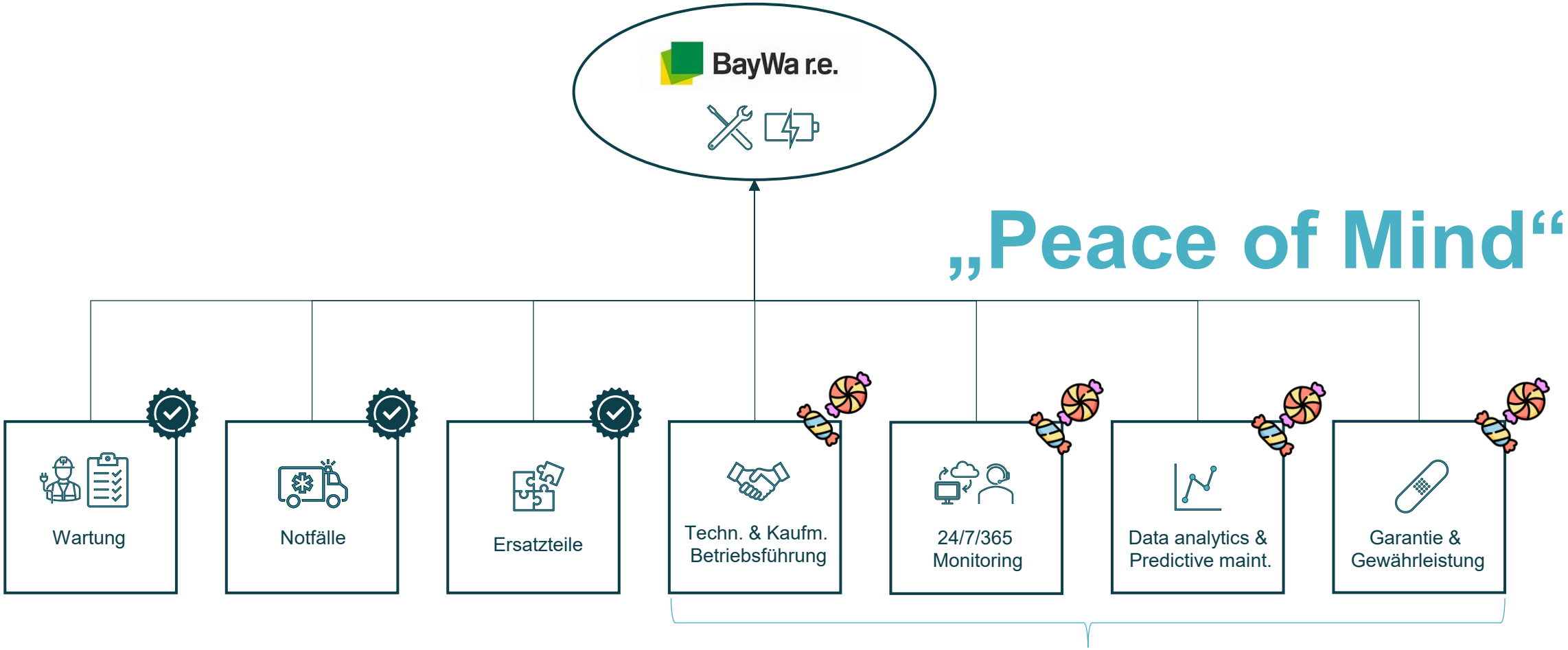
OEMs fokussieren sich auf die Globale Nachfrage | Wir fokussieren uns auf ihr BESS Asset





Quelle: BayWa r.e. AG

Was macht in einem guten Service-Konzept den entscheidenden Unterschied?



BESS liefern ca. **10x** mehr Daten als ein vergleichbares Wind-Asset und sogar ca. **100x** mehr Daten als ein vergleichbares PV-Asset. ***Data is key!***

Unser modulares Leistungsangebot

BASIC

Monitoring:
- Tägliche Überprüfung der BESS-Anlage im Überwachungssystem des OEM (Mo–Fr; 9 Uhr–18 Uhr)
- Kommunikation möglicher Alarme und Fehlermuster an die relevanten Stakeholder

Data Analytics:
- Kein Data Analytics

Reporting:
- Jährliche Incident-Reports

ADVANCED

Monitoring:
- Integration der BESS-Anlage in das BayWa r.e. Monitoring-System
- Überwachung der BESS-Anlage (Mo–Fr; 9 Uhr–18 Uhr)
- Standard BESS-Überwachungsdashboard
- Daten-Granularität: BESS-Rack-Ebene
- Daten-Auflösung: alle 15 Minuten

Data Analytics:
- Kein Data Analytics

Reporting & Asset Management:
- Jahresberichte basierend ausschließlich auf BMS-Daten
- Berichte enthalten Standard-BESS-KPIs (z. B. SoC, Zyklen, Laden / Entladen)
- Remote-Support bei Systemstörungen
- Ein vor-Ort-Einsatz bei Systemstörungen

PREMIUM

Monitoring:
- Integration der BESS-Anlage in das BayWa r.e. Monitoring-System
- 24/7/365 Überwachung der BESS-Anlage
- Kundenspezifisches BESS-Überwachungsdashboard
- Daten-Granularität: BESS-Modul-Ebene
- Daten-Auflösung: alle 5 Minuten

Data Analytics:
- SoC- und SoH-Berechnung auf Basis eines Digital-Twin-Datenmodells anstelle von BMS-Daten
- Erkennung von System-Imbalances
- Garantieverfolgung einzelner garantierelevanter KPIs und Schwellenwerte

Reporting & Asset Management:
- Quartalsberichte basierend auf „Digital Twin“ Daten
- Berichte enthalten Standard-BESS-KPIs (z. B. SoC, Zyklen, Laden / Entladen)
- Berichte enthalten erweiterte KPIs, Erkenntnisse aus Datenanalysen und Verfügbarkeitsauswertungen
- Expertenzusammenfassung zum Gesamtzustand des BESS
- Remote-Support bei Systemstörungen mit Einblicken aus BESS-Analysen
- Proaktive Empfehlungen für predictive maintenance Maßnahmen
- Unterstützung bei Garantie- und Versicherungsfällen bis zu 40 Stunden pro Jahr
- Vier vor-Ort-Einsätze bei Systemstörungen

PREMIUM PLUS

Monitoring:
- Integration der BESS-Anlage in das BayWa r.e. Monitoring-System
- 24/7/365 Überwachung der BESS-Anlage
- Kundenspezifisches BESS-Überwachungsdashboard
- Daten-Granularität: BESS-Zell-Ebene
- Daten-Auflösung: alle 15 Sekunden

Data Analytics:
- SoC- und SoH-Berechnung auf Basis eines Digital-Twin-Datenmodells anstelle von BMS-Daten
- Erkennung von System-Imbalances
- Schätzung potenzieller finanzieller Verluste durch Minderleistung des Systems
- Strategische Zusammenarbeit mit einem führenden Batterieforschungsinstitut (TWAICE)
- Garantieverfolgung einzelner garantierelevanter KPIs und Schwellenwerte

Reporting & Asset Management:
- Monatsberichte basierend auf „Digital Twin“ Daten
- Berichte enthalten Standard-BESS-KPIs (z. B. SoC, Zyklen, Laden / Entladen)
- Berichte enthalten erweiterte KPIs, Erkenntnisse aus Datenanalysen und Verfügbarkeitsauswertungen
- Expertenzusammenfassung zum Gesamtzustand des BESS
- Remote-Support bei Systemstörungen mit Einblicken aus BESS-Analysen
- Proaktive Empfehlungen für predictive maintenance Maßnahmen
- Unterstützung bei Garantie- und Versicherungsfällen bis zu 80 Stunden pro Jahr
- 10 vor-Ort-Einsätze bei Systemstörungen

EXTRA

- Herstellerunabhängige Einrichtung der initialen Datenanbindung und SCADA-Kommunikation zwischen der BESS-Anlage und dem 24/7/365-Leitstand von BayWa r.e.
- Implementierung einer zuverlässigen lokalen Internetverbindung und Netzwerkinfrastruktur über die „System Safe Box“
- Cybersecurity-Prüfungen der BESS-Anlage
- „Digital Commissioning“ und regelmäßige digitale Systemüberprüfung des BESS

Daten zu erhalten, ist das eine. Ob sie Sinn machen, ist das andere.

		Rev: 00	BayWa r.e.
Doc N°: 8614MR202503	Monthly Operational Report March 2025	Date: 03/04/2025	

b. Main Measures Monthly Data

Month Starting Date	Daily AC Charged Energy [MWh]	Daily AC Discharged Energy [MWh]	Average State Of Charge [%]	Average State Of Health [%]	Maximum instantaneous Discharge Peak Power at GCP [MW]	Maximum instantaneous Charge Peak Power at GCP [MW]
01 November 2024	54.66	10.95	33.77	14.98	5.21	-3.61
01 December 2024	86.86	40.28	24.04	97.50	5.31	-3.20
01 January 2025	153.98	93.49	35.02	98.92	5.31	-4.40
01 February 2025	220.45	159.48	40.36	100.00	5.31	-5.33
01 March 2025	254.68	177.46	32.71	99.48	5.31	-5.37
01 April 2025						
01 May 2025						
01 June 2025						
01 July 2025						
01 August 2025						
01 September 2025						
01 October 2025						

Quelle: BayWa r.e. AG

„Average State of Health“ ist **nicht** der **SoH**, sondern die **durchschnittliche Verfügbarkeit** der **BESS Racks** innerhalb des Assets.

Dieser Fehler wurde nach umfassender Analyse von **unserem Asset Manager** gefunden und der KPI daraufhin **beim Hersteller** neu konfiguriert.

Der Mythos State of Health „SoH“

Quelle: AI

„**SoH**“ beschreibt den „**State of Health**“ eines BESS-Systems. Also den generellen **Gesundheitszustand**.

Der **SoH** kann **nicht** einfach aus dem BESS **gemessen werden**, sondern ist immer ein **berechneter Wert**, der von **vielen Parametern** beeinflusst wird.

Kalendarisches Alter
Je älter, desto schlechter

Temperatur
Ideal zwischen 20 - 40°C

C-Rate
Je höher, desto „ungesünder“

Lade- & Entladezyklen
Je mehr, desto „ungesünder“

Depth of Discharge
Kritisch zwischen 0 - 20% u. 80 -100%

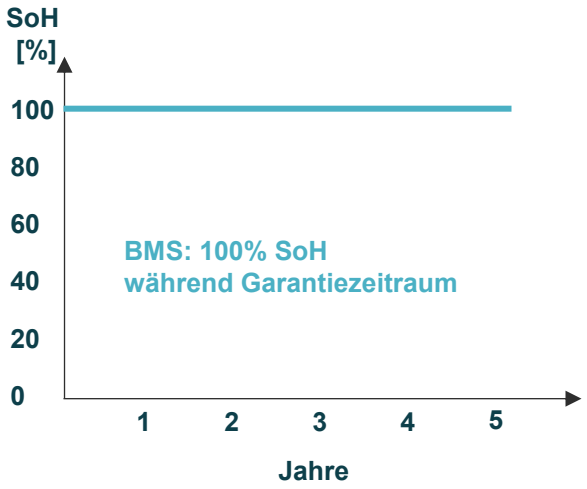
Resting SoC
Ideal zwischen 40 - 60%

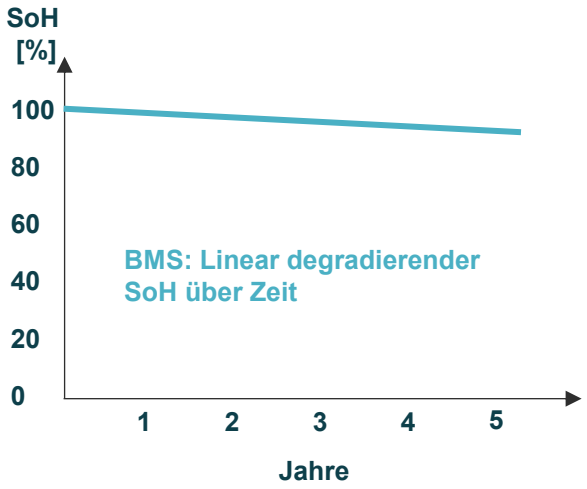
SoH Berechnung BMS vs. Digital Twin

BESS BMS

Internationaler **Preiskampf** am Batteriemarkt hat auch Auswirkungen auf **systeminterne Bauteile**.

Battery Management Systems (BMS) sind teilweise **nicht** mit **notwendiger Sensorik** versehen, um tiefergehende Daten abzugreifen. Wenn Daten vorhanden sind, dann oftmals mit **sehr simplen Algorithmen** im Hintergrund.

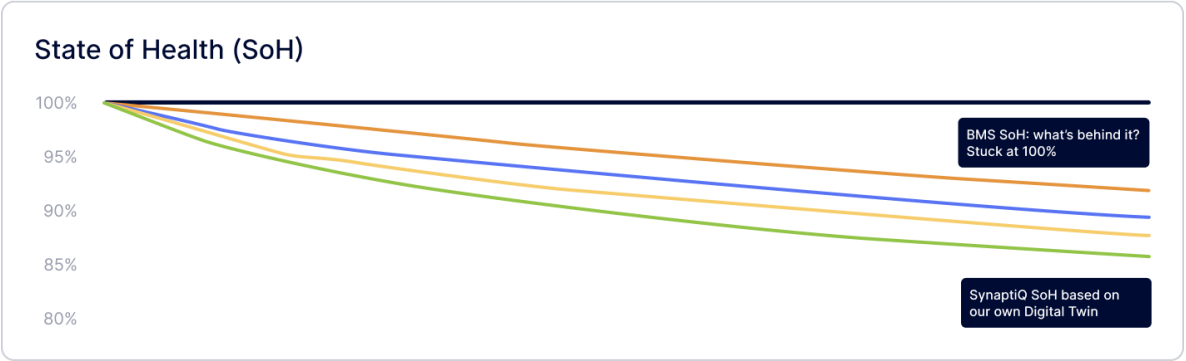




Digital Twin

Digital Twin bezieht in Echtzeit **elektrische, thermische** und **chemische** und Parameter in die **SoH-Kalkulation** ein und ist somit sehr viel näher an dem **reellen Gesundheitszustand** eines BESS.

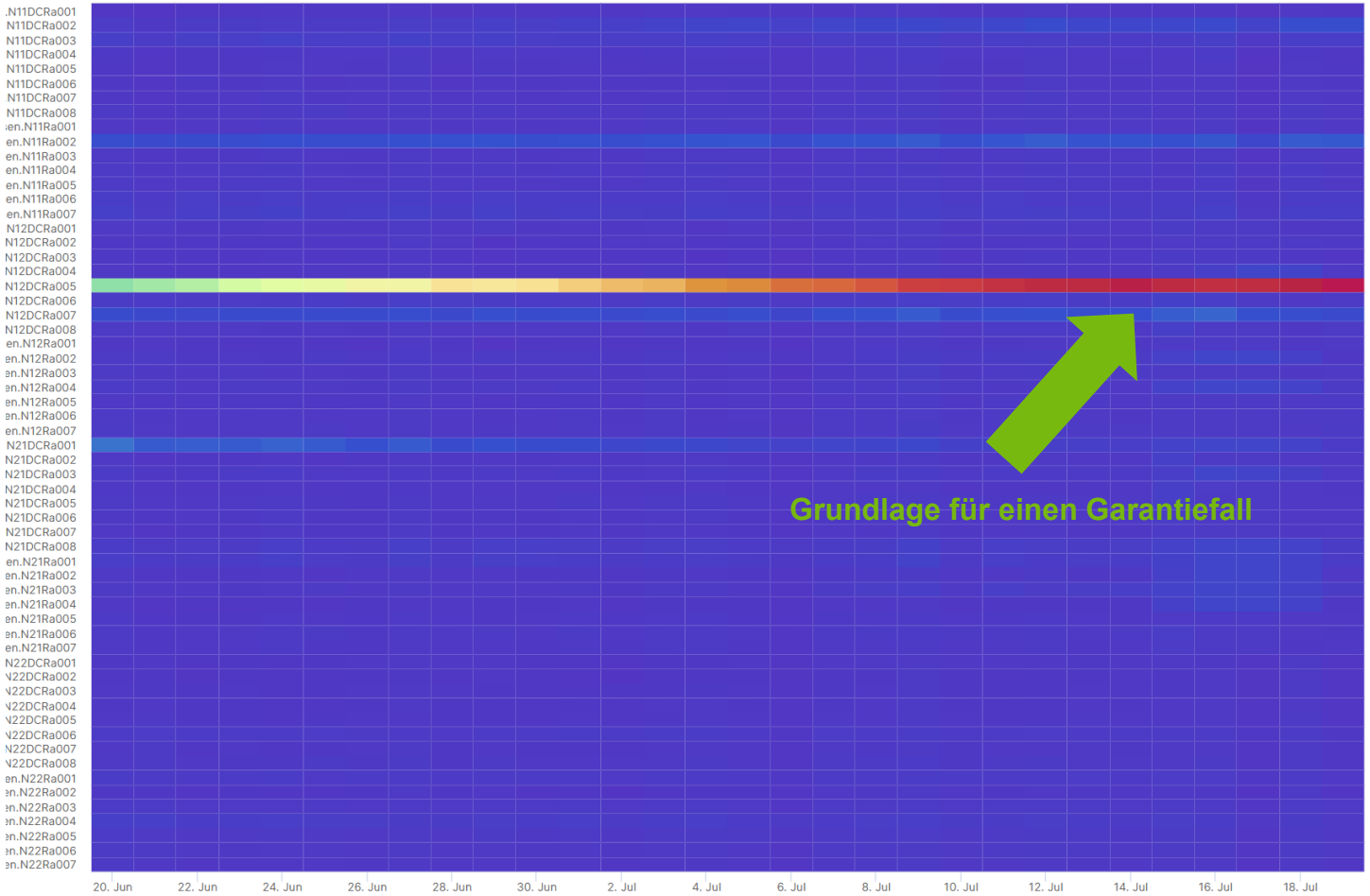
Der Algorithmus kann **herstellerspezifisch** für jedes BESS-System **angepasst** werden.



Quelle Diagramme: BayWa r.e. AG

Predictive Maintenance – SoC Imbalance

Heatmap: State of Charge (SoC) - Spread von einzelnen Batteryracks



Quelle: BayWa r.e. AG

Batteriezellen innerhalb des Systems sollten hinsichtlich ihres Ladezustands immer möglichst **gut synchronisiert** sein. Das ist **keine Selbstverständlichkeit** und kann von **Fertigungstoleranzen**, **chemische Inhomogenitäten** oder unterschiedlichen **Temperaturgradienten** beeinflusst werden.

Einzelne **Batteriezellen** sind zu tausenden innerhalb des Systems miteinander **gekoppelt**. Dabei gilt für die **Leistungsfähigkeit** des Systems vereinfacht gesagt dieselbe Logik wie für einen Zug. Ein Zug kann nur so schnell fahren, wie der langsamste Wagon.

Die **verminderte Leistungsfähigkeit** des BESS-Systems kann je nach System und Vermarktungsmodell zu **mehreren Zehntausend Euro Verlust** pro MW im Jahr bedeuten.

Neben dem kommerziellen Aspekt, kann es hier **ohne entsprechendes Einschreiten** auch zu einem **sicherheitsrelevanten Risiko** kommen.

Fakten aus dem täglichen Betrieb

In 8/10 Fällen

entdeckt unser Technisches Asset Management Fehlerbilder vor dem OEM*

(z.B. Rack imbalances, kritische Temperaturwerte, Performanceverluste)

*exemplary BayWa r.e. IPP asset within the first 2 years of operation

Fakten aus dem täglichen Betrieb

40% einer Arbeitswoche

verbringt unser Technisches Asset Management mit der Bearbeitung OEM spezifischer Probleme*.
(z.B. Remote Resets der Assets, Kommunikation wiederherstellen, Alarm-Management)

*exemplary BayWa r.e. IPP asset within the first 2 years of operation

Herausforderung: Grundsätzlicher Interessenskonflikt im Betrieb von BESS

O&M Verantwortung

- Verlässlichkeit maximieren
- Notfälle und Reparaturen minimieren
- Getrieben von der Verfügbarkeit & Lebensdauer

Risiko: Zu konservativer Betrieb des BESS und damit möglicher Verlust von potenziellen finanziellen Einnahmen.

„Live Long“

Vs.

Kommerzielle Verantwortung

- Profit maximieren
- Einzige Einschränkung: Garantiebestimmungen
- Getrieben vom Finanzmodell

Risiko: BESS überlastet und damit höherer technischer Verfall des BESS und Verletzung von Garantieanforderungen des Herstellers.

„Live Fast“

❷ BESS-Vermarktung

Erlöse und Erlösabhängigkeiten im Fokus

Wie die BESS Vermarktung (bei uns) nicht abläuft.

Durch Anpassungen der Restriktionen sowie Einbindung genauer Daten zur Verfügbarkeit des BESS können die individuellen Parameter oder Strategien im Modell berücksichtigt werden.

Input

- Wettervorhersagen
- Preisprognosen
- Verfügbarkeiten / SoH
- Technische Parameter
- …

Optimierungsmodell

Ziel: Maximiere Gewinn

Restriktionen (Bsp.)

- Maximal 2 Zyklen/Tag
- Max. 365 Zyklen/Jahr
- SOC nie < 2%
- SOC nie > 98%
- Bedingungen für zusätzliche Zyklen
- …

Kontinuierliche Re-Optimierung

Output

- **Fahrplan**
- **Order & Bedingungen**
- **Vorhaltung**

Qualitative Bewertung der Einsatzmöglichkeiten der Batteriespeicher: Wer Langlebigkeit will, sollte sich auf die Regelenergiemärkte fokussieren?

	Regelenergie			Spotmarkt	
	FCR	aFRR	mFRR	Intraday	Day-Ahead
Erlöse aktuell	★★★	★★★	★★☆	★★★	★★☆
Erlöspotential	★★☆	★★☆	★★☆	★★★	★★☆
Zyklensparsamkeit	★★★	★★★	★★☆	★☆☆	★☆☆
Präqualifizierung notwendig?	✓	✓	✓	☒	☒
Komplexität	★☆☆	★★★	★★☆	★★★	★★☆

- Hohe Erlöse in den eher leistungsorientierten Systemdienstleistungen reduzieren aktuell noch die Notwendigkeit für hohe Zyklen
- Technische Rahmenbedingungen (Garantie, Lebensdauermaximierung) erzeugen v.a. im Spotmarkt-Handel Zielkonflikt mit Erlösoptimierung
- Perspektivisch größere Markttiefe im Spotmarkt und performantere Hardware legen den Fokus auf optimierten Betrieb

Unsere neue Backtesting-Simulation integriert jetzt auch aFRR Energy (Regelarbeitsmarkt) zusätzlich zu Day-Ahead, Intraday, FCR und aFRR Capacity (Leistung).

Annahmen und Modellierung

Berücksichtigte Märkte

- Day-Ahead
- Intraday über ID1 Preisindex (daher keine Intradayerlöse durch kontinuierlichen Handel möglich)
- FCR
- aFRR up (positiv) und down (negativ), sowohl Arbeit, als auch Leistung

Notation	Abkürzung	Bedeutung
FCR	PRL	Frequency Containment Reserve = Primärregelleistung
aFRR up	SRL positiv	Automated Frequency Restoration Reserve = Sekundärregelleistung
aFRR down	SRL negativ	

Preise und Technik

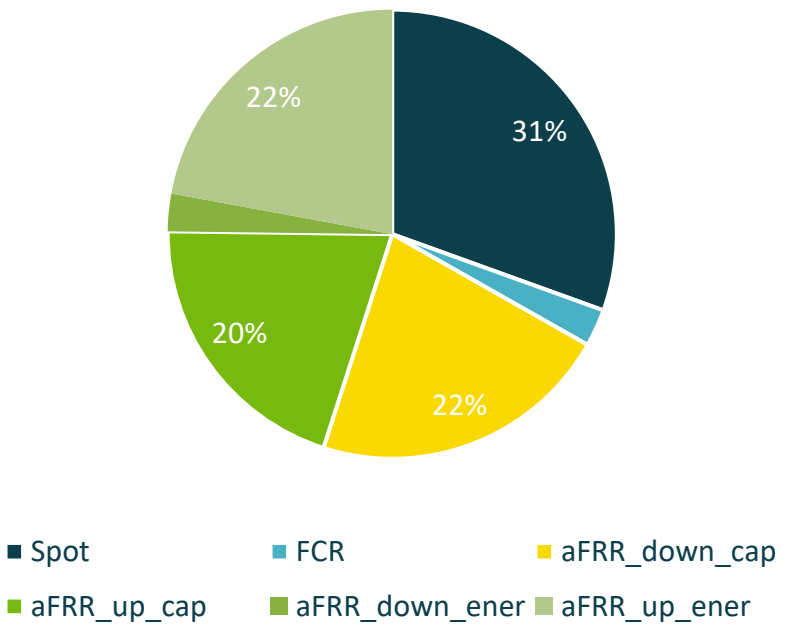
- **Perfect Foresight** (d.h. Modell kennt alle Preise)
- **Keine virtuellen Trades, "physische Einsatzoptimierung"**
- SOC wird in den nächsten Tag übergeben
- Zyklen sind pro Tag definiert, d.h. keine späteres "Auffüllen" möglich
- **RTE: 90%** (symmetrisch bei Charge und Discharge)

Teilnahme an der Regelenergie

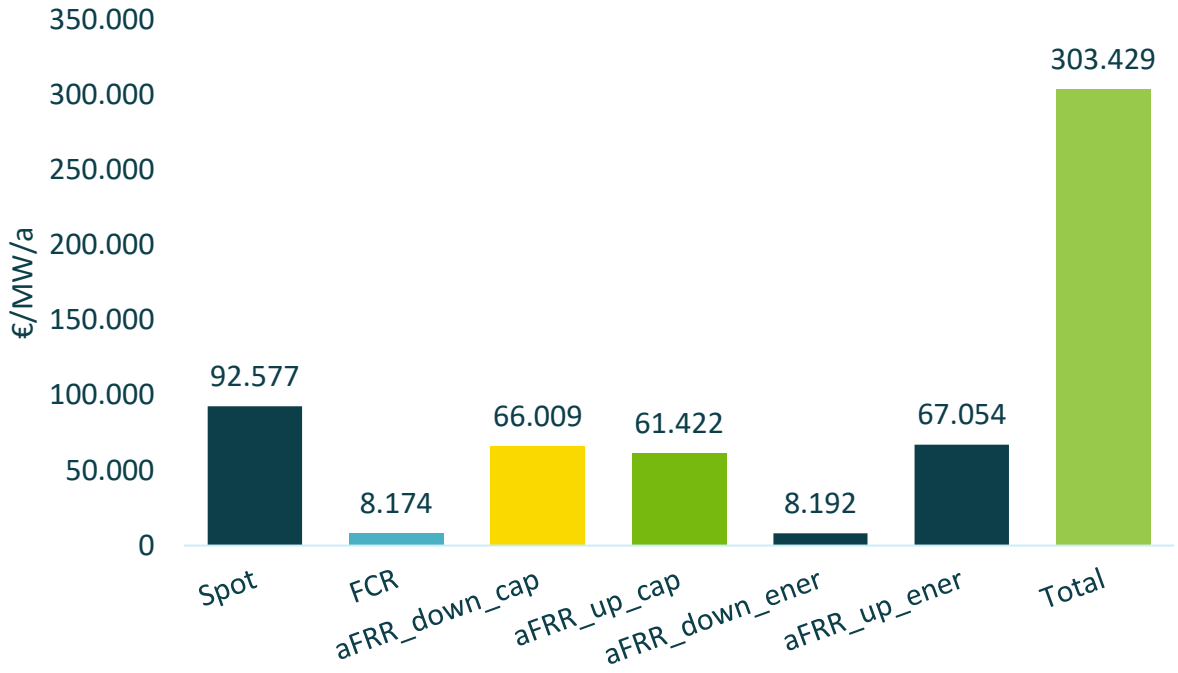
- Zuvor erreichter State of Charge ist notwendig (min. 1h Full Load)
- Zufallskomponente bei den Leistungspreisauktionen (aFRR up, aFRR down) → **2/3 Erfolgsquote in der Bezuschlagung**
- Bezuschlagte Preise auf Basis eigener Erfahrungen (Pay-as-bid Märkte aFRR up, aFRR down)
- In der FCR können max. 80% der Leistung angeboten werden (wegen Nachlademanagement)

Der sog. “Revenue Stack” eines Standalone BESS (2h | 2 Zyklen/Tag | 90% RTE) besteht zu 45 % aus Regelleistungs-, zu 31% aus Spothandels- und zu 24% aus Abruferlösen.

Anteil der Erlöse pro Markt Q3/2024-Q2/2025

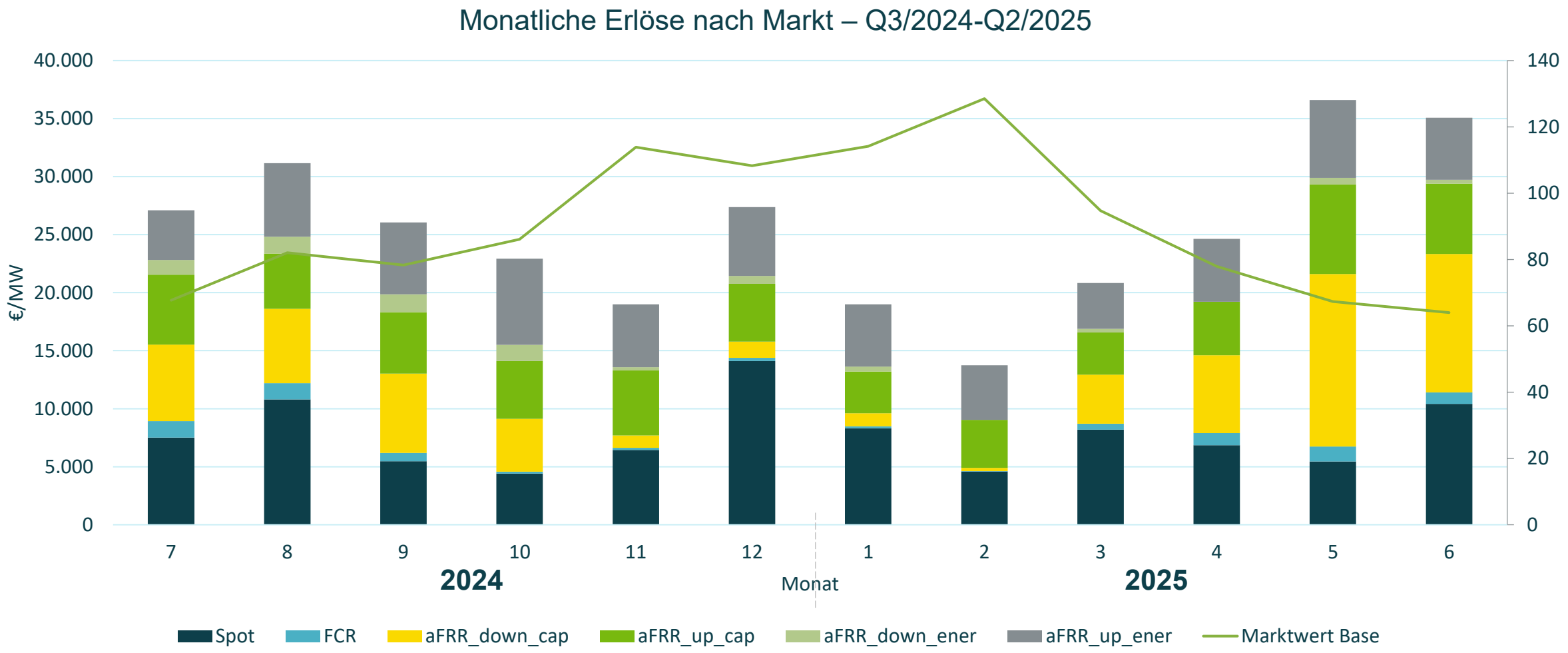


Erlöse pro Markt und Gesamt Q3/2024-Q2/2025

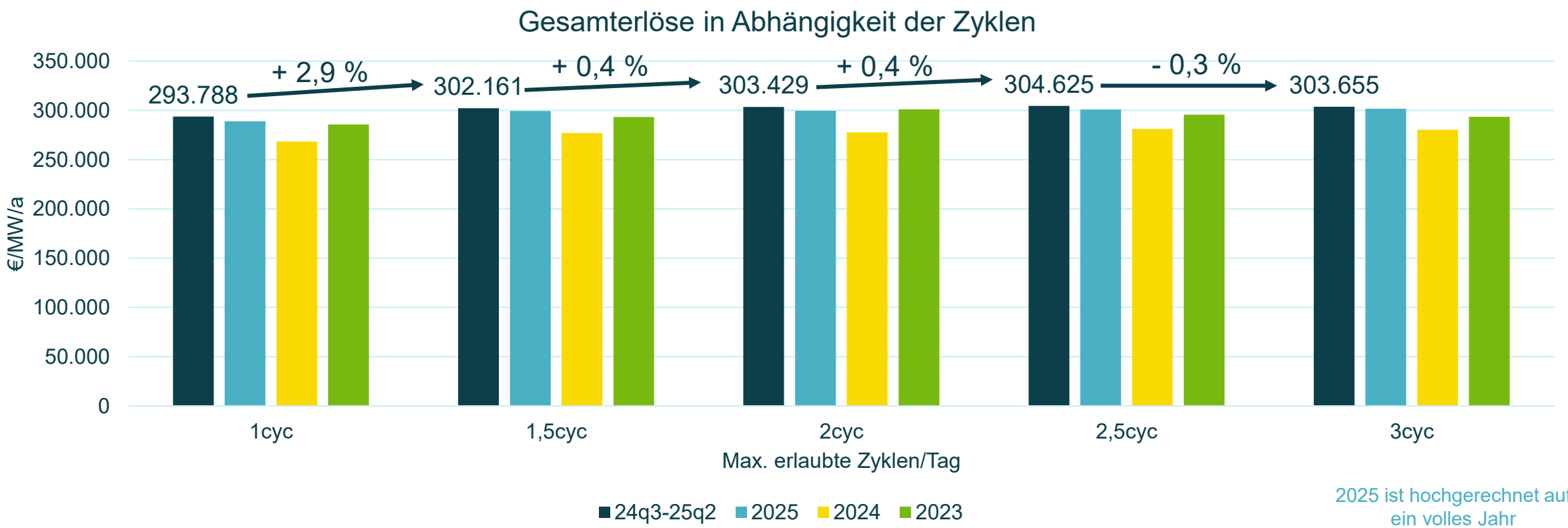


- Sehr hohes Preisniveau in der Regelleistung im 1. Halbjahr 2025
- Weiterhin attraktive Volatilität in den Spotmärkten, viele Negativpreise (wenn auch zunehmend nur leicht <0 €/MWh)

Der Revenue Stack im Detail: Der Anteil einzelner Märkte am Gesamterlös schwankt stark und die Erlöse bewegen sich invers zum Marktpreisniveau.



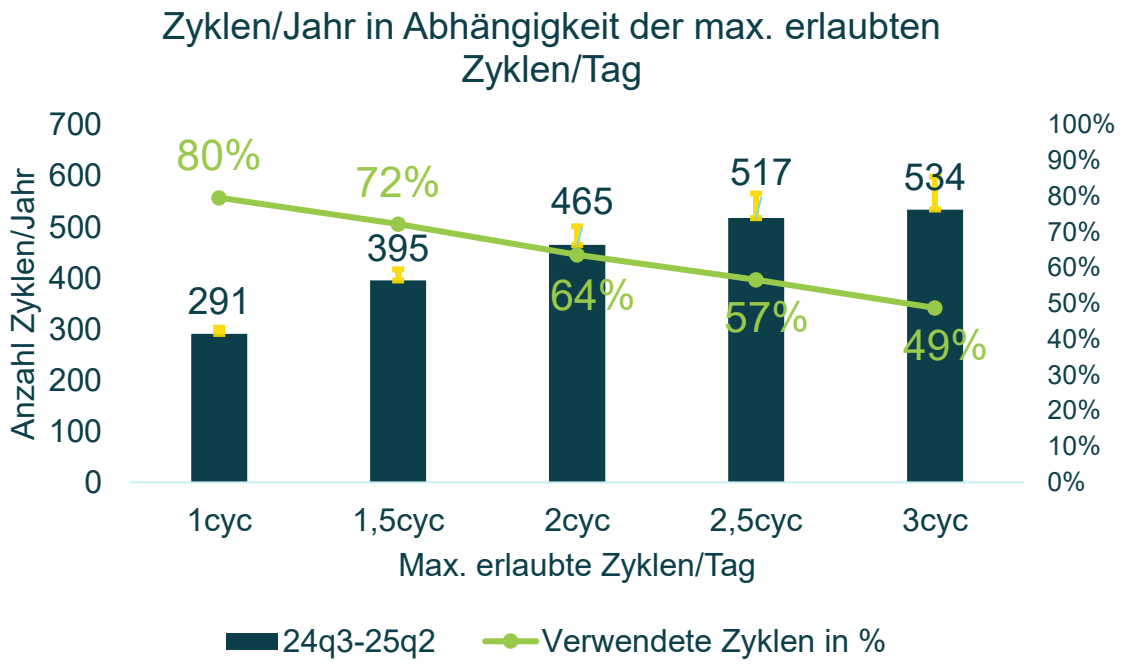
Das Backtesting zeigt nur Mehrerlöse von 3,3% bzw. 10.000 €/MW/a bei Wechsel von 1 Zyklus/Tag auf max. 2 Zyklen/Tag.

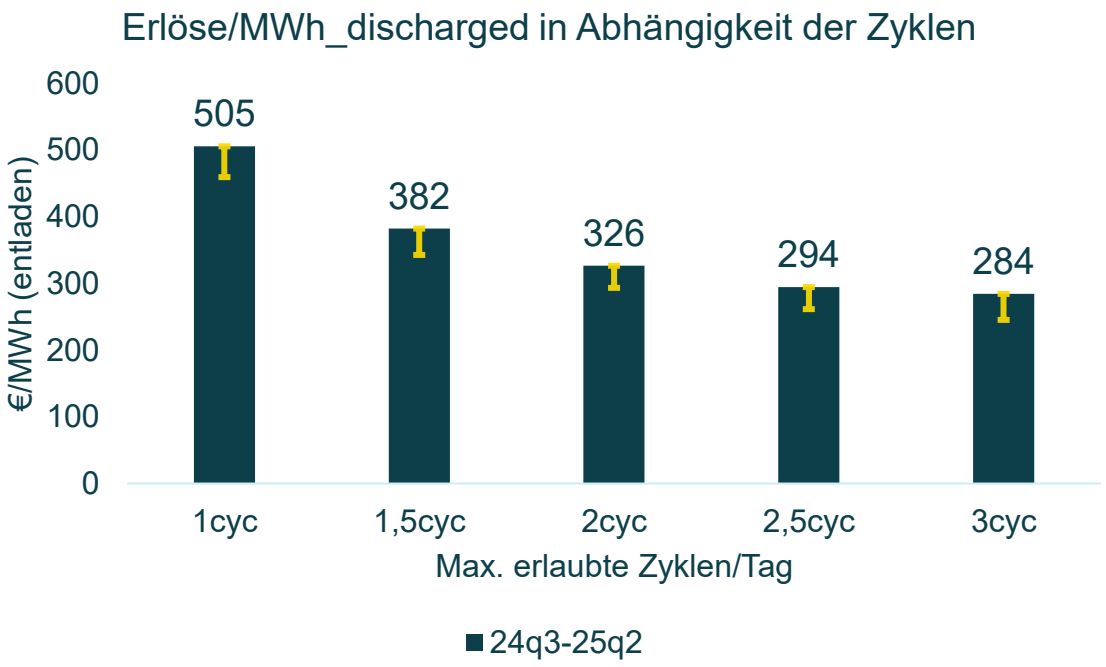


2025 ist hochgerechnet auf ein volles Jahr

Erlösseitig gibt es historisch keinen wesentlichen Unterschied zwischen “Live Long” und “Live Fast”.

Mit zunehmenden maximal erlaubten Zyklen pro Tag steigen auch die Zyklen/Jahr, aber die maximal möglichen Zyklen werden prozentual immer weniger genutzt.

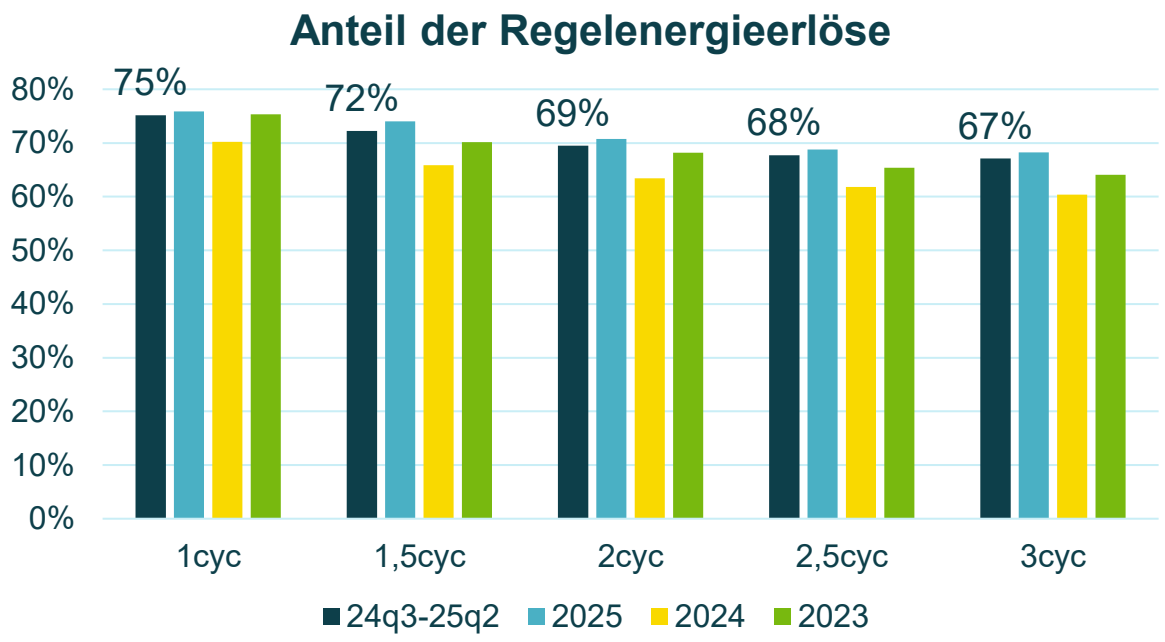




Fehlerbalken = Max-Min 2023-2025

Die Anzahl der Zyklen steigt stärker als die Erlöse, sodass die Erlöse pro ins Netz gespeister MWh sinken. Bei 1 Zyklus/Tag nutzt das Modell 80% der möglichen Zyklen, bei 3 Zyklen/Tag nur noch 49%.

Der hohe Regelenergieanteil zieht sich durch alle Vermarktungsvarianten und beträgt bei 1 Zyklus/Tag 75% und bei 3 Zyklen/Tag immer noch rund 67%.



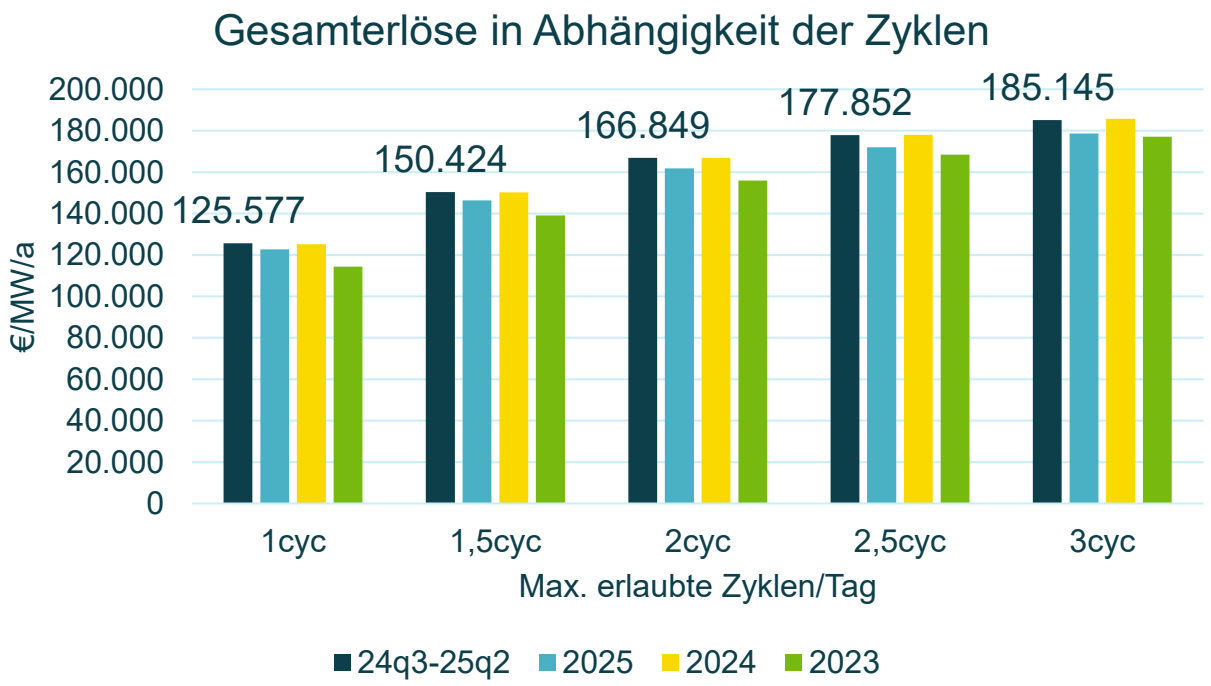
Gründe für hohen Anteil RE an den Erlösen:

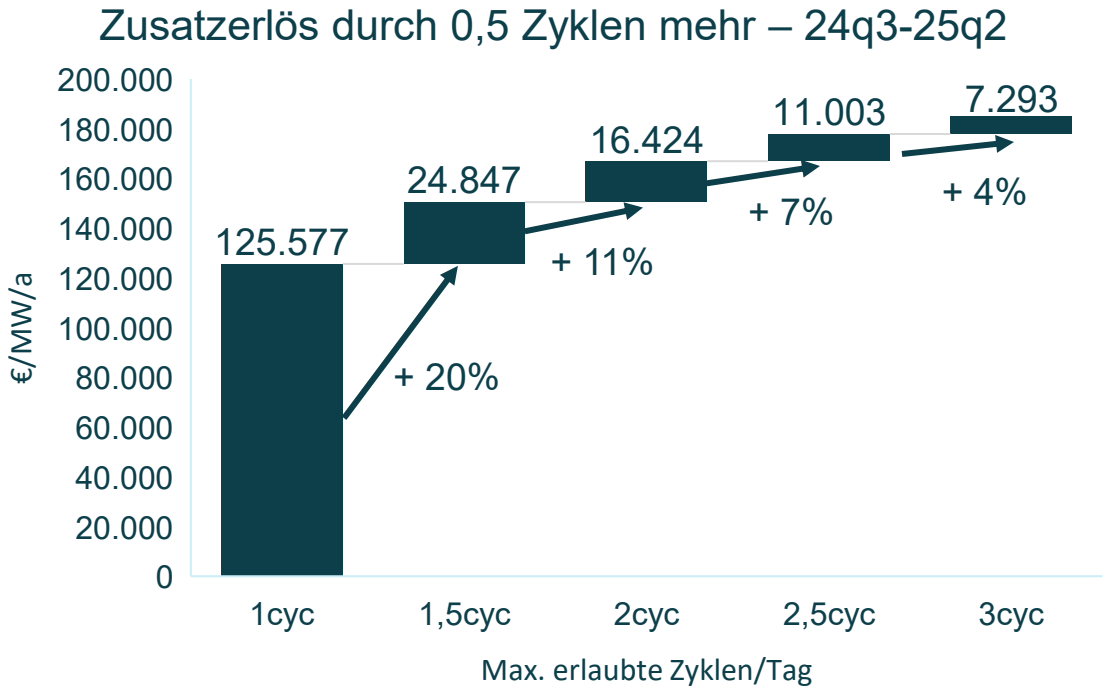
- Opportunitätskosten durch attraktive Spreads und Negativpreise v.a. ab März/April
- Stilllegung konventioneller Kraftwerke
- Relativ wenig präqualifizierte BESS-Leistung in der aFRR (500 MW in 12/2024*, Teile davon sicherlich nicht komplett vermarktbar bzw. auch in der FCR, bei rund 2 GW aFRR-Marktgröße)
- Teile der Speicher mit Einschränkungen in der Teilnahme (z.B. InnoA → primär aFRR up)

* Quelle: regelleistung.net, 4ÜNB-Regelreserve Anbieterworkshop

Die oft prophezeite Sättigung der Regelenergiemärkte ist bislang ausgeblieben. Perspektivisch werden aufgrund der RE-Marktgrößen aber keine "Übergewinne" in Relation zu den Zyklen möglich sein.

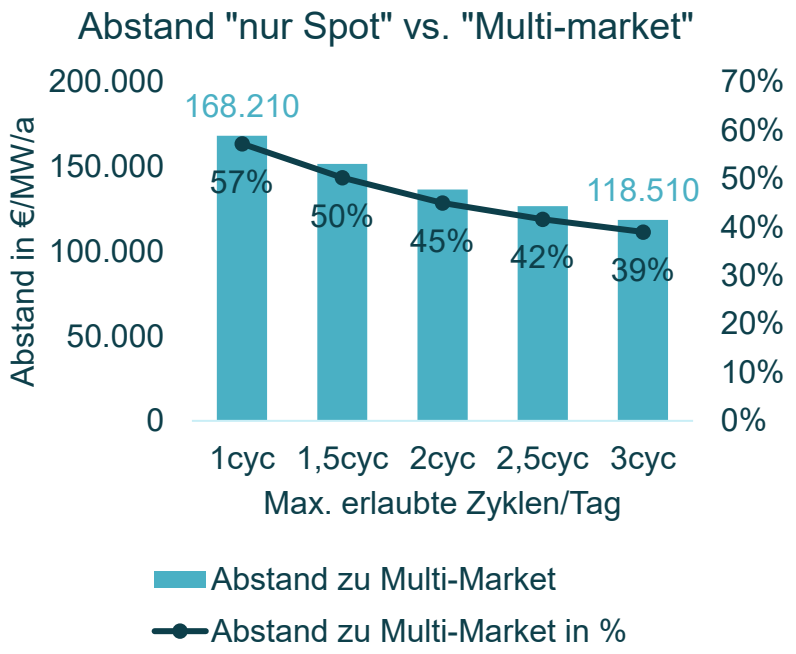
Aufgrund der zuerwartenden Sättigung der Regelenergiemärkte optimieren wir physisch nur auf den Spotmärkten (DA+ID). Hier zeigen sich deutliche Mehrwerte durch zusätzliche Zyklen.

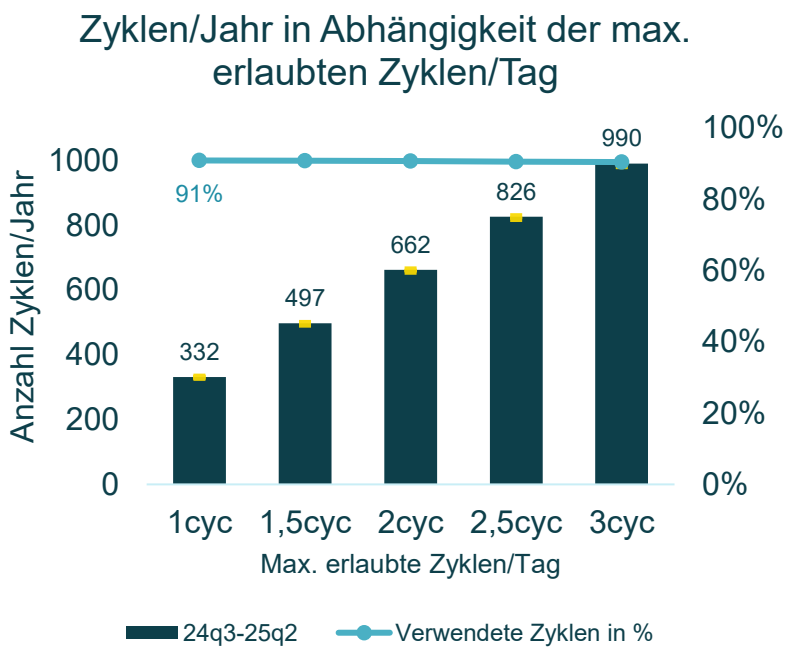


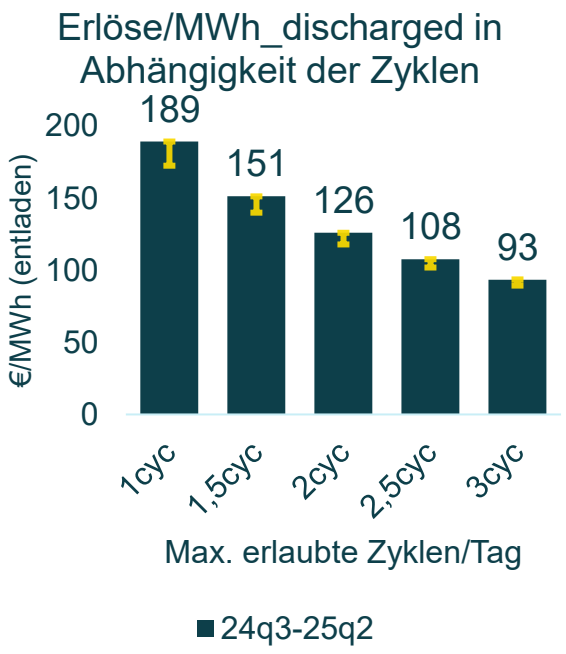


“Live long” und “Live fast” zeigen im Zukunftsszenario deutliche Erlösunterschiede. Die Erlöse belaufen sich bei einem Zyklus auf 126 k€/MW, bei 3 Zyklen/Tag aber auf fast 50% mehr.

Die Zyklen werden nun deutlich mehr ausgenutzt, aber zusätzliche Zyklen sind weniger wert-haltig, sodass bei 3 Zyklen/Tag noch gut 118k€ weniger als bei Multi-Market erlöst werden.

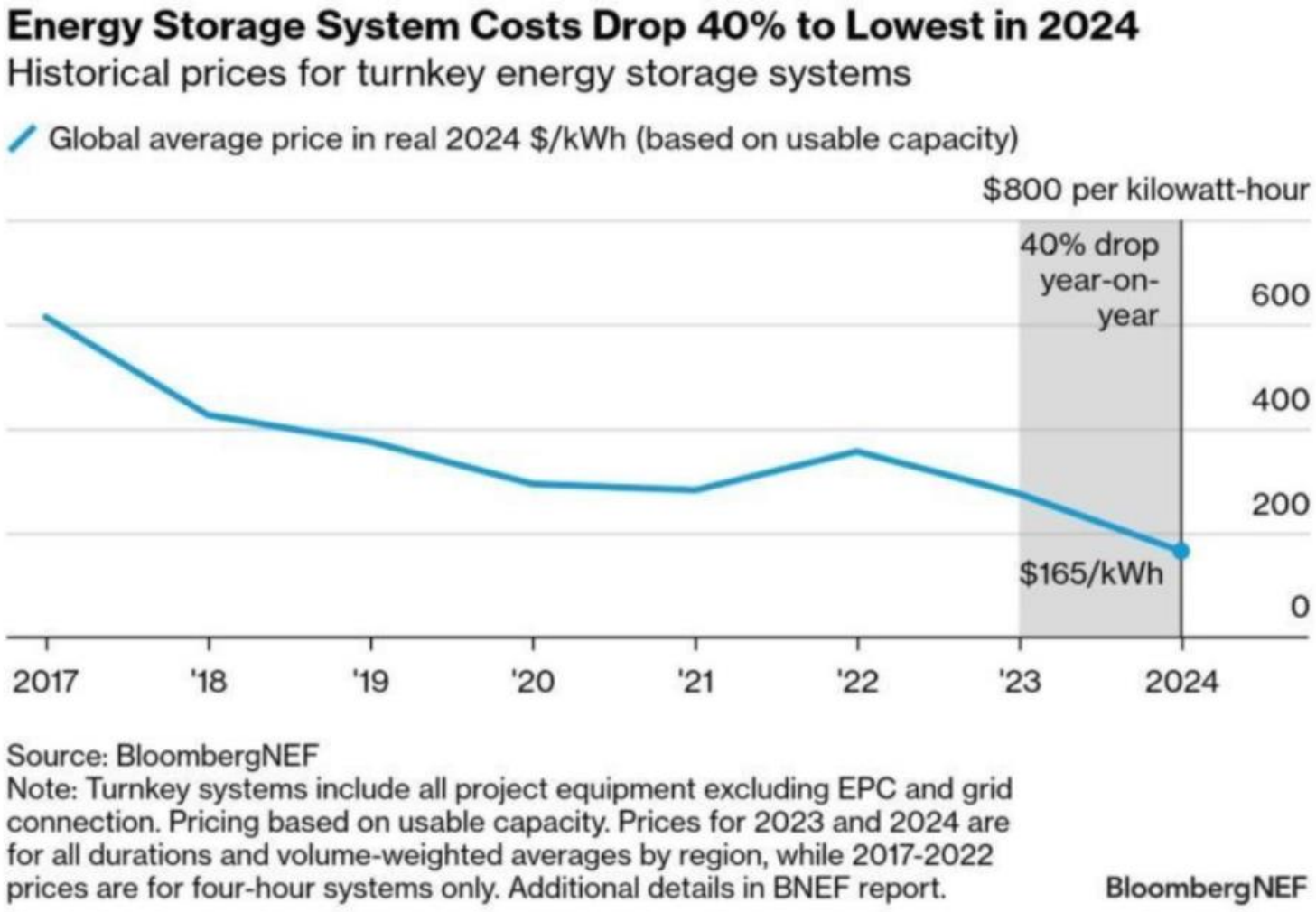






- **Rein physisches Trading hat einen Erlösabstand von min. 118k €/MW (39%) versus Multi-Market (Spot+RE)**
- **Mit steigender Zyklenzahl sinkt der Abstand der Erlöse zur Multi-Market-Optimierung**
- **90 % der möglichen Zyklen werden genutzt, im Extrem 1.000 Zyklen/Jahr → stärkere BESS-Beanspruchung**

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



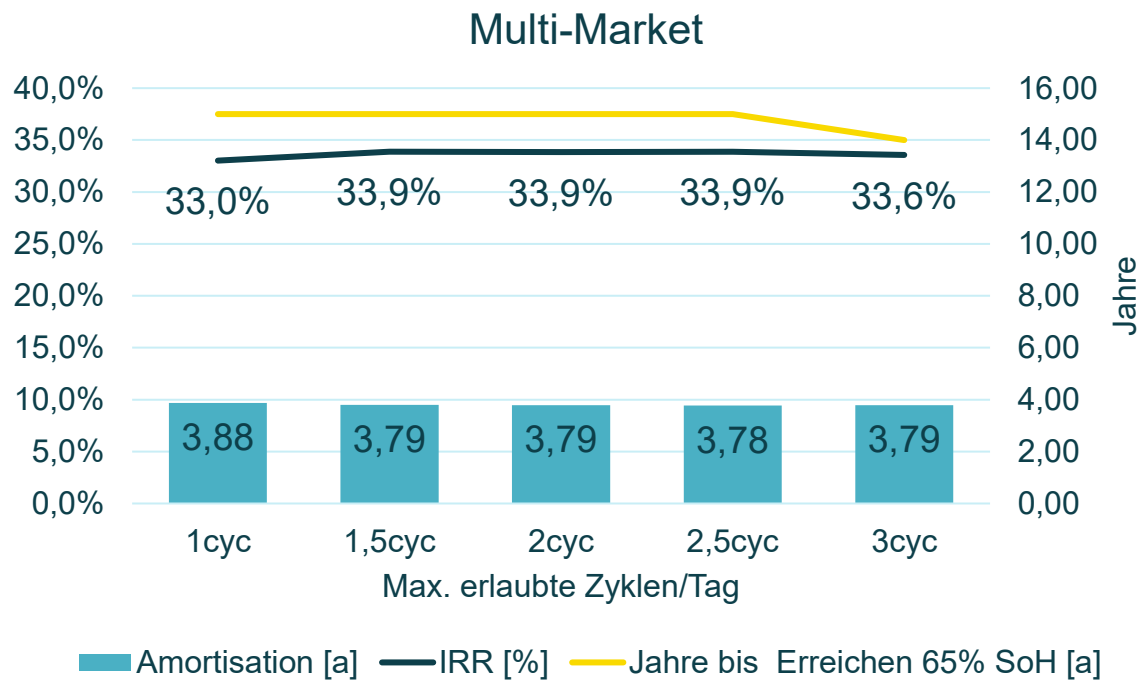
- Benchmark für den Moduleinkauf (aber z.B. China zieht den Schnitt nach unten, daher Region beachten)
- Bedingte Aussagekraft für Projekte: EPC recht klar, Netzanschluss aber stark Projektabhängig (UW vorhanden, Länge der Trasse, BKZ, etc.)
- Guter Wert für Investitionskosten (Capex) <300 €/kWh für 2h Speicher

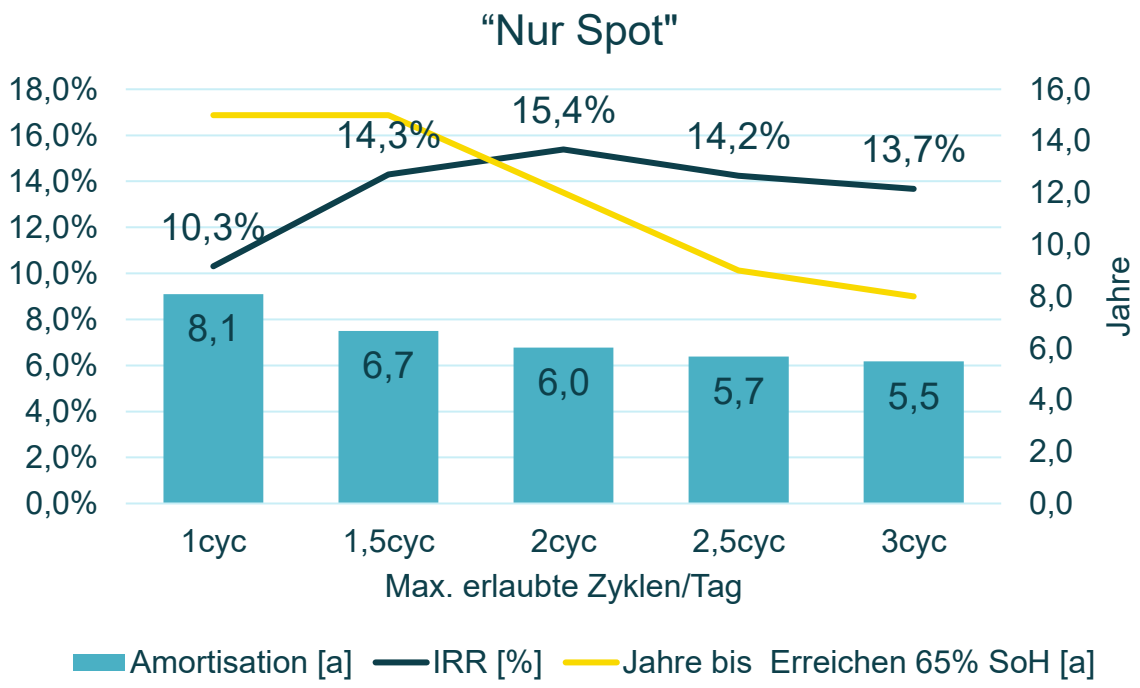
Wir übertragen die Optimierungsergebnisse in einen High-Level Business Case, um das Zusammenspiel aus Erlösen, Zyklen und Lebensdauer zu illustrieren.

Annahmen Business Case	
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.]	275.000
OPEX [in € je installiertem MW Leistung]	20.000
Trader Profit Share	6 [%]
Abschläge NV/Besicherung Multi-Market	15% der Roherlöse
Abschläge NV/Besicherung “Nur Spot”	5% der Roherlöse

- Roherlöse aus den vorherigen Simulationen, reduziert um die Abschläge
- Roherlöse reduzieren sich proportional zur degradierenden Speicherkapazität
- BESS kann genutzt werden bis 8000 Zyklen über- oder 65% SoH unterschritten ist
- Zwecks Klarheit sind OPEX konstant, d.h. erhöhte Zyklen erfordern nicht mehr O&M-Kosten
- Max. 15 Jahre

Kurzfristig sind attractive IRRs von 34% und mehr möglich, im Szenario mit eintretender Kannibalisierung in der Regelenergie (“nur Spot”) dagegen 10-15%.





Im Multi-Market Modell sind im Beispiel 1-1,5 Zyklen/Tag sinnvoll verglichen mit dem Risiko/Aufwand, wohingegen im Szenario “nur Spot” das Optimum im Bereich von 2-2,5 Zyklen/Tag liegt.

Unglückliche Planung von Wartungen oder Fahrplanabweichungen haben schnell drastische Auswirkungen auf Erlöse. Darum ist Verfügbarkeit so wichtig.

Beispiel einer Nichtverfügbarkeit

- 15 min in der Mittagszeit im April
- BESS soll mit voller Leistung laden
- BESS lädt 0

Szenario 1: Gemeldete Nichtverfügbarkeit für 24h

- Höchste DA-Tagespreise: 118 €/MWh, 112 €/MWh
- Niedrigste DA-Tagespreise: -115 €/MWh, -106 €/MWh
- **Entgangene Erlöse konservativ: 461 €**
- **Entgangene Erlöse mit Intraday + RE: ~ 650 €**
- **Gesamterlöse des Monats der Beispielanlage: ~ 5000 € (1 MW)**

Szenario 2: BESS führt Fahrplan in 1/4h nicht aus

- Annahme bei Verkauf zu DA: Einnahmen von 106 €/MWh = 26,50 €
- reBAP -449 €/MWh (hoch, aber kein Spike, vierstellige Werte regelmäßig) → Ausgleichsenergiekosten von 112,25 €
- Verlust von ~96€ (2% der Monatserlöse in 1/4h)

Wir bieten drei grundsätzliche Vergütungsoptionen für BESS an, die sich in ihrer Risikoaufteilung und Strukturierung unterscheiden.

Vergütungsmodelle Standalone BESS

1 Tolling

- €/MW Festpreis (Tolling) für jedes MW installierte Leistung am Netzanschlusspunkt (höher als in Modell 2)
- Geknüpft an Mindestverfügbarkeit

2 Floor Price oder Profit Share

- Floor Price in €/MW (feste Mindestvergütung) oder Profit Share (= Erlösbeteiligung, ca. 90% für Kunde)
- Geknüpft an Mindestverfügbarkeit
- Struktur: Max (Floor; Profit * Anteil Kunde) → Auszahlung des größeren Betrags
- Auch als „Und“ Variante (Floor + Profit Share) oder als X% Tolling und Y% Profit Share verfügbar

3 Profit Sharing

- Profit Share: Anteilige Auszahlung der Erlöse aus Regelenergie- und Spot-Vermarktung (unter Berücksichtigung von Imbalance)
- Struktur | Profit Share
  - Anteil x % Kunde (höher als in Modell 2)
  - Anteil (100-x) % BayWa r.e

Eher hoch — **Bedeutung der “Langlebigkeit”** — Eher niedriger

Zusammenfassung aus Vermarktersicht: Kurzfristig können auch ohne höheres Zyklisieren gute Erlöse erzielt werden, mittelfristig versprechen mehr Zyklen zusätzliche Erlöse

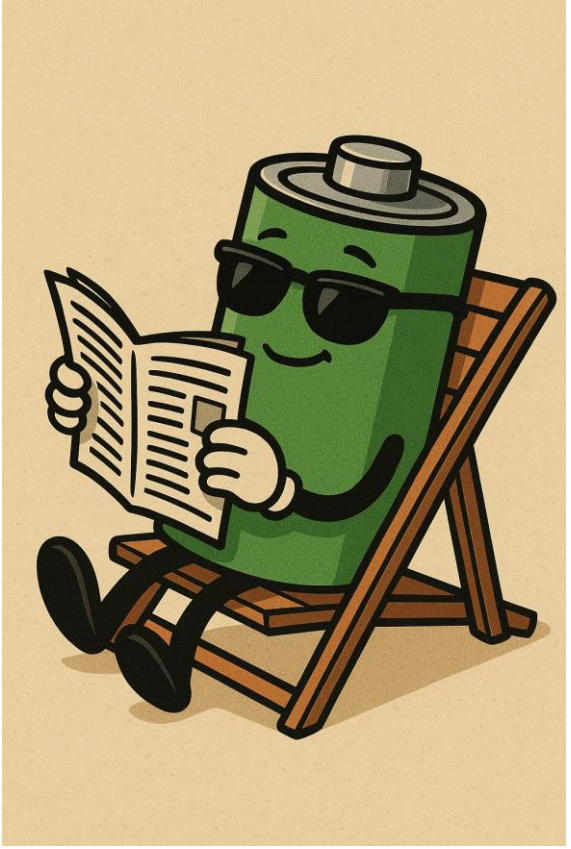
- **Kurzfristig lassen sich auch ohne viele Zyklen sehr gute Erlöse erzielen aufgrund des hohen Preisniveaus in der Regelenergie**

- **Auch wenn schon lange prophezeit: mittelfristig keine Erlösupside mehr durch die Regelenergiemärkte → Wert zusätzlicher Zyklen steigt**
  - Abwägung zwischen potenziell entgehenden ID-Chancen am nächsten Tag vs. Einsparung von Zyklen → ggfs. Wird Regelenergie sogar mit Abschlägen behandelt
  - Mittelfristig auch Wind+PV in der Regelenergie zu erwarten (15min Leistungsprodukte, Pilotprojekte)

- **Garantiebedingungen im Detail beachten/verhandeln: 1 Zyklus/Tag entspricht erlösseitig nicht 365 Zyklen/Jahr**
  - Operative Erfahrung zeigt Zusatzerlöse von geschätzt 2-4% bei erlaubter Überschreitung des Tagesdurchschnitts an einzelnen Tagen
  - V.a. relevant bei InnoA und Grünstromspeichern mit PV aufgrund der Saisonalität und den Preisspitzen (+ zugehörigen Intraday-Opportunitäten morgens und abends

Wie lautet nun die Antwort auf die Frage:

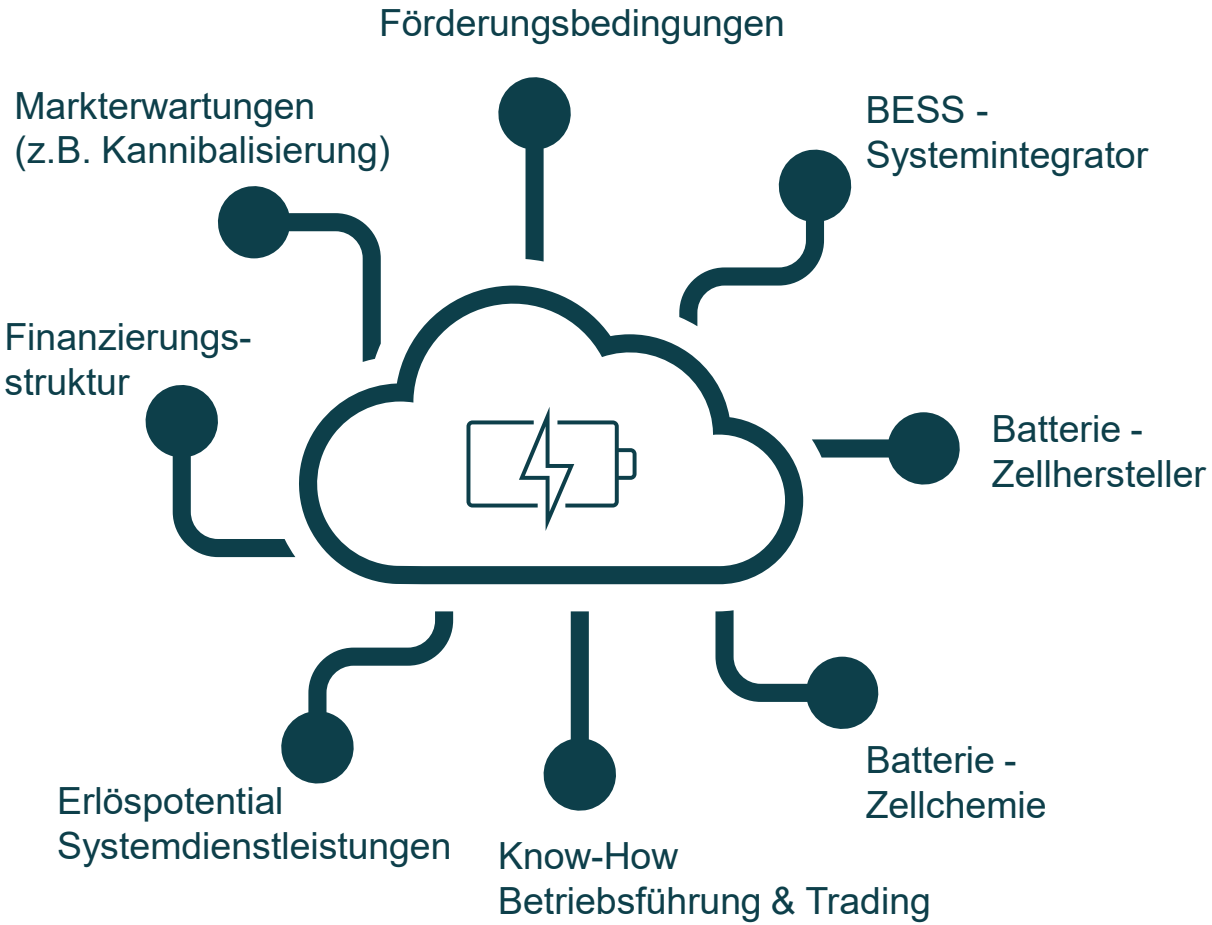
Live long?



oder

Live fast?

Fazit



Die Frage, ob man im Betrieb auf „**Live long**“ oder „**Live fast**“ setzt, ist sehr **komplex** und kann **nicht pauschal** für alle Assets gleich beantwortet werden.

Eine **erfolgreiche** und **sinnvolle** Betriebsstrategie kann von Asset zu Asset **unterschiedlich** sein und hängt dabei von etlichen **Einflussfaktoren** ab.

Szenario 1:

Gute Spreads und Volatilität
+
Kannibalisierungs“angst“
+
Schnelles Payback wichtig
+
Erfahrene Betriebsführung
+
Solider BESS-Integrator

Tendenz: Live fast

Szenario 2:

Gute Regelleistungserlöse
+
Förderung (InnoA, Hybrid)
+
Sicherheit wichtig (z.B. Tolling)
+
Unerfahrene Betriebsführung
+
Nicht-etablierter BESS-Integrator

Tendenz: Live long

Unsere Referenten

Konstantin Fellner
+49 89 383932 1010
konstantin.fellner@baywa-re.com

Service Portfolio Europa,
Batterietechnik & Servicemarkt,
Technische Betriebsführung

Tobias Wiest
+49 89 383932 1312
tobias.wiest@baywa-re.com

Direktvermarktung,
Vermarktungskonzepte,
Kundenbetreuung

Copyright

© Copyright BayWa r.e. AG, 2025

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.