

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Life Science

Bachelorarbeit

**Optimierung der Wirtschaftlichkeit einer Industrie-Photovoltaikanlage  
durch den Einsatz eines Batteriespeichersystems**

im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

**Sina Ellerbrock**



Abgabe: 17.11.2025

**Erstprüfer:** Prof. Dr. Timon Kampschulte (HAW Hamburg)

**Zweitprüfer:** Dr. rer. nat. Henrik Zahn (8.2 Obst & Hamm GmbH)

Die Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt in Zusammenarbeit  
mit der Firma 8.2 Obst & Hamm GmbH



## **Danksagung**

Ich möchte mich bei allen bedanken, die mich im Verlauf dieser Arbeit begleitet und unterstützt haben.

Mein Dank gilt der 8.2 Obst & Hamm GmbH für die Möglichkeit, meine Bachelorarbeit im Unternehmen durchzuführen, und für die sehr angenehme Zusammenarbeit, die sich durch die Freundlichkeit und Hilfsbereitschaft der Kolleginnen und Kollegen auszeichnete.

Besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr. Kampschulte und Herrn Dr. Zahn für die fachliche Betreuung und ihre Unterstützung bei der Ausarbeitung der Arbeit.

Abschließend möchte ich meiner Familie und meinen Freunden danken, die mir während des gesamten Prozesses Rückhalt gegeben haben.

# Inhalt

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildungsverzeichnis.....                                                    | III |
| Tabellenverzeichnis.....                                                      | IV  |
| Abkürzungsverzeichnis.....                                                    | IV  |
| Formelverzeichnis .....                                                       | V   |
| Symbolverzeichnis.....                                                        | VI  |
| 1 Einleitung.....                                                             | 1   |
| 2 Technische Grundlagen .....                                                 | 3   |
| 2.1 Photovoltaikanlagen.....                                                  | 3   |
| 2.1.1 Aufbau und Komponenten .....                                            | 3   |
| 2.1.2 Ertragsprofile und Einflussfaktoren.....                                | 4   |
| 2.2 Lastprofile von Verbrauchern im Verhältnis zu PV-Erträgen .....           | 5   |
| 2.3 Batteriespeichersysteme.....                                              | 6   |
| 2.3.1 Einordnung und Zielsetzung .....                                        | 6   |
| 2.3.2 Aufbau eines Batteriespeichersystems und zentrale Komponenten .....     | 7   |
| 2.3.3 Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle .....               | 9   |
| 2.3.4 Betriebsgrößen .....                                                    | 10  |
| 2.3.5 Verluste .....                                                          | 11  |
| 2.3.6 Alterung und Lebensdauer .....                                          | 11  |
| 2.3.7 Stand der Forschung.....                                                | 14  |
| 3 Methodisches Vorgehen .....                                                 | 17  |
| 3.1 Datenbasis und Aufbereitung.....                                          | 17  |
| 3.2 Aufbau der Simulation.....                                                | 18  |
| 3.2.1 Basisstrategie - Überschussladen.....                                   | 19  |
| 3.2.2 Erweiterte Steuerungsstrategie .....                                    | 20  |
| 3.3 Wirtschaftliche Abschätzung.....                                          | 24  |
| 4 Darstellung der technischen Simulationsergebnisse .....                     | 27  |
| 4.1 Ergebnisse des Referenzfalls ohne Speicher .....                          | 27  |
| 4.2 Ergebnisse der Basisstrategie.....                                        | 29  |
| 4.3 Ergebnisse der erweiterten Steuerungsstrategie.....                       | 30  |
| 4.3.1 Ergebnisse auf Grundlage der Analyse der Entladetiefe (DoD) .....       | 30  |
| 4.3.2 Ergebnisse auf Grundlage der Analyse des Ruheladezustandes (rSoC) ..... | 32  |
| 5 Bewertung der technischen Ergebnisse .....                                  | 34  |
| 5.1 Auswertung des Referenzfalls ohne Speicher .....                          | 34  |
| 5.2 Bewertung der Ergebnisse der Basisstrategie.....                          | 34  |

|       |                                                                                       |    |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.3   | Bewertung der Ergebnisse der erweiterten Strategie .....                              | 35 |
| 5.3.1 | Bewertung der Ergebnisse auf Grundlage der Analyse der Entladetiefe (DoD) .....       | 35 |
| 5.3.2 | Bewertung der Ergebnisse auf Grundlage der Analyse des Ruheladezustandes (rSoC) ..... | 36 |
| 5.4   | Zusammenfassende Bewertung und Einordnung der technischen Simulationsergebnisse ..... | 37 |
| 5.5   | Grenzen und Unsicherheiten der technischen Simulationsergebnisse.....                 | 38 |
| 6     | Wirtschaftliche Betrachtung .....                                                     | 41 |
| 6.1   | Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung.....                                      | 41 |
| 6.1.1 | Ergebnisse auf Grundlage der DoD-Analyse.....                                         | 41 |
| 6.1.2 | Ergebnisse auf Grundlage der rSoC-Analyse .....                                       | 42 |
| 6.2   | Bewertung der Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung.....                        | 43 |
| 6.2.1 | DoD-basierte Bewertung.....                                                           | 43 |
| 6.2.2 | rSoC-basierte Bewertung .....                                                         | 44 |
| 6.2.3 | Zusammenfassung der wirtschaftlichen Abschätzung.....                                 | 45 |
| 6.3   | Grenzen der wirtschaftlichen Abschätzung .....                                        | 45 |
| 7     | Zusammenfassung und Ausblick .....                                                    | 47 |
|       | Literaturverzeichnis.....                                                             | 49 |
|       | Anhang A - Herstellerdatenblatt Valence U4D-24V100IB.....                             | 53 |

# Abbildungsverzeichnis

|                                                                                                                                                                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Aufbau einer klassischen Photovoltaikanlage.....                                                                                                                                                                   | 3  |
| Abbildung 2: Tagesgänge der globalen Bestrahlungsstärke für verschiedene Tage in Berlin .....                                                                                                                                   | 4  |
| Abbildung 3: Monatssummen der Globalstrahlung für das Jahr 2024 in Deutschland .....                                                                                                                                            | 5  |
| Abbildung 4: Typischer Lastgang eines Gewerbebetriebs mit einem Jahreselektrizitätsbedarf von<br>60.000 kWh an einem Frühjahreswerktag und Erzeugung eines 15-KWp-<br>Photovoltaikanlage .....                                  | 6  |
| Abbildung 5: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher: a)<br>DC-Kopplung des Speichers, b) AC-Kopplung des Speichers.....                                                             | 8  |
| Abbildung 6: Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle.....                                                                                                                                             | 9  |
| Abbildung 7: Einfluss der Entladetiefe auf die Zahl der Ladezyklen bei einer Lithium-Ionen-Batterie<br>.....                                                                                                                    | 13 |
| Abbildung 8: Verläufe von PV-Erzeugung (kWh), elektrischer Last (kWh) und Einspeisung (kWh)<br>ohne Speicher in der Beispielwoche im Sommer .....                                                                               | 27 |
| Abbildung 9: Verlauf der Residuallast ohne Speicher in der Beispielwoche im Sommer .....                                                                                                                                        | 28 |
| Abbildung 10: Verläufe von PV-Erzeugung (kWh), elektrischer Last (kWh) und Einspeisung (kWh)<br>ohne Speicher in der Beispielwoche im Winter.....                                                                               | 28 |
| Abbildung 11: Verlauf der Residuallast ohne Speicher in der Beispielwoche im Winter .....                                                                                                                                       | 28 |
| Abbildung 12: Ergebnisse der Simulation der Basisstrategie: EVA (%) in Abhängigkeit von<br>Speicherleistung (kW) und Speicherkapazität (kWh).....                                                                               | 29 |
| Abbildung 13: EVA (%) in Abhängigkeit von der Speicherkapazität bei konstanter C-Rate = 0,5<br>(Basisstrategie) .....                                                                                                           | 30 |
| Abbildung 14: Ergebnisse der Simulation auf Grundlage der DoD-Analyse: EVA (%) in Abhängigkeit<br>von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei Systeme a) C = 0,5 b) C = 0,25<br>c) C = 0,125 .....                         | 31 |
| Abbildung 15: Ergebnisse der Simulation auf Grundlage der DoD-Analyse: Lebensdauer (a) in<br>Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei Systeme a) C = 0,5<br>b) C = 0,25 c) C = 0,125 .....                 | 32 |
| Abbildung 16: Ergebnisse der Simulation auf Grundlage der rSoC-Analyse: Lebensdauer (a) in<br>Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei Systeme a) C = 0,5<br>b) C = 0,25 c) C = 0,125 .....                | 33 |
| Abbildung 17: Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung auf Grundlage der DoD-Analyse:<br>Rohertrag (€) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei<br>Systeme a) C = 0,5 b) C = 0,25 c) C = 0,125.....  | 42 |
| Abbildung 18: Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung auf Grundlage der rSoC-Analyse:<br>Rohertrag (€) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei<br>Systeme a) C = 0,5 b) C = 0,25 c) C = 0,125..... | 43 |

## Tabellenverzeichnis

|                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 1: Allgemeine Simulationsparameter und Annahmen .....                                            | 18 |
| Tabelle 2: Prüfbedingungen der im Datenblatt ausgewiesenen Zyklenfestigkeit (Valence U4D-24V100IB) ..... | 21 |
| Tabelle 3: Festgelegte SOC-Fenster unterschiedlicher DOD und zugehörige Zyklenzahl bis 80 % SOH .....    | 22 |
| Tabelle 4: Randbedingungen des Referenzbetriebs zur Ableitung der rSoC-basierten Zusatzdegradation ..... | 23 |
| Tabelle 5: Zusatzdegradation des SOH in Abhängigkeit des monatlichen durchschnittlichen rSoC ....        | 24 |
| Tabelle 6: Übersicht der zugrunde gelegten Preis- und Kostenannahmen .....                               | 25 |
| Tabelle 7: Energetische Kenngrößen des Referenzfalls ohne Speicher .....                                 | 27 |

## Abkürzungsverzeichnis

|            |                                                  |
|------------|--------------------------------------------------|
| AC .....   | <i>Alternating Current (Wechselstrom)</i>        |
| BMS .....  | <i>Batterie-Management-System</i>                |
| DC .....   | <i>Direct Current (Gleichstrom)</i>              |
| DoD .....  | <i>Depth of Discharge (Entladetiefe)</i>         |
| EMS .....  | <i>Energie-Management-System</i>                 |
| EoL .....  | <i>End of Life (Ende der Lebensdauer)</i>        |
| EVA .....  | <i>Eigenverbrauchsanteil</i>                     |
| PV .....   | <i>Photovoltaik</i>                              |
| rSoC ..... | <i>resting State of Charge (Ruheladezustand)</i> |
| SEI .....  | <i>Solid Electrolyte Interphase</i>              |
| SoC .....  | <i>State of Charge (Ladezustand)</i>             |
| SoH .....  | <i>State of Health (Gesundheitszustand)</i>      |

## Formelverzeichnis

|                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Formel (1): Energiebilanz einer netzparallelen PV-Anlage .....                        | 4  |
| Formel (2): Eigenverbrauchsanteil photovoltaischer Energie .....                      | 6  |
| Formel (3): Energiebilanz einer netzparallelen PV-Anlage mit Batteriespeicher .....   | 11 |
| Formel (4): Eigenverbrauchsanteil photovoltaischer Energie mit Batteriespeicher ..... | 11 |
| Formel (5): Energiebilanz der Betriebslast.....                                       | 17 |
| Formel (6): Nettoenergiefluss aus Erzeugung und Last .....                            | 18 |
| Formel (7): Bestimmung der Ladeenergie .....                                          | 19 |
| Formel (8): Bestimmung der Entladeenergie .....                                       | 19 |
| Formel (9): Bestimmung des Speicherstandes .....                                      | 19 |
| Formel (10): Bestimmung der Lebensdauer des Batteriespeichers .....                   | 22 |
| Formel (11): Bestimmung des wirtschaftlichen Nutzens .....                            | 25 |
| Formel (12): Bestimmung der Investitionskosten des Batteriespeichers .....            | 26 |
| Formel (13): Bestimmung der Betriebskosten des Batteriespeichers.....                 | 26 |
| Formel (14): Bestimmung der Gesamtkosten über den Betriebszeitraum.....               | 26 |
| Formel (15): Bestimmung des Rohertrags .....                                          | 26 |



# Symbolverzeichnis

| Symbol          | Beschreibung                                               | Einheit |
|-----------------|------------------------------------------------------------|---------|
| $E_{PV}$        | Photovoltaisch erzeugte Energie                            | kWh     |
| $E_{Bez}$       | Aus dem öffentlichen Netz bezogenen Energie                | kWh     |
| $E_{Last}$      | Elektrische Energie der Last des Verbrauches               | kWh     |
| $E_{Eisnp}$     | In das öffentliche Netz eingespeiste Energie               | kWh     |
| $E_{PV,direkt}$ | Direkt am Standort genutzte photovoltaische Energie        | kWh     |
| $E_{Entl}$      | Entladeenergie des Batteriespeichers                       | kWh     |
| $E_{Lade}$      | Ladeenergie des Batteriespeichers                          | kWh     |
| $E_{Netto}$     | Nettoenergiefluss                                          | kWh     |
| $E_{Nenn}$      | Nennkapazität des Batteriespeichers                        | kWh     |
| $E_{SoC}$       | Energiegehalt des Speichers entsprechend dem Speicherstand | kWh     |
| $P_{Nenn}$      | Nennleistung des Batteriespeichers                         | kWh     |
| $\eta_{Entl}$   | Entladewirkungsgrad                                        | kWh     |
| $\eta_{Lade}$   | Ladewirkungsgrad                                           | kWh     |
| $p_{Bezug}$     | Preis für bezogene elektrische Energie                     | €/kWh   |
| $p_{Einsp}$     | Vergütung für eingespeiste elektrische Energie             | €/kWh   |
| $T_B$           | Betriebszeitraum                                           | a       |

# 1 Einleitung

Die Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität ist seit Jahren ein bestimmendes energiepolitisches Ziel in Deutschland und bleibt zugleich eine zentrale gesellschaftliche Aufgabe. Mit dem Klimaschutzgesetz hat sich Deutschland verpflichtet, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden und die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 65 % gegenüber 1990 zu reduzieren (Bundesregierung, 2022). Um diese Ziele zu erreichen, ist ein erheblicher Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich, wobei Photovoltaik (PV) eine zentrale Rolle einnimmt.

Die Bedeutung der Photovoltaik zeigt sich auch in der aktuellen Ausbauentwicklung. Im Jahr 2024 erhöhte sich die installierte PV-Leistung in Deutschland durch einen Nettozubau von 16,9 GW auf rund 100 GW (Wirth, 2025). Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2023 legt darüber hinaus ambitionierte Ausbauziele fest. Vorgesehen ist eine Ausweitung der installierten PV-Kapazität auf 215 GW bis 2030 und auf 400 GW bis 2040 (Wirth, 2025). Um diesen gesetzlich verankerten Ausbaupfad einzuhalten, soll der jährliche Nettozubau bis 2026 auf etwa 22 GW ansteigen. Auf Grundlage dieser Zielmarken müssen bis 2030 zusätzlich etwa 115 GW installiert werden. Der gesetzlich vorgesehene Ausbaupfad verlangt daher, dass der jährliche Nettozubau bis 2026 auf etwa 22 GW ansteigt (Wirth, 2025).

Mit dem fortschreitenden Ausbau der Photovoltaik gewinnen Industrie- und Gewerbedächer zunehmend an Bedeutung, da sie weitläufige und statisch gut geeignete Flächen für zusätzliche Erzeugungskapazitäten bieten (hamburg.de, no date). Für Unternehmen, die eine PV-Anlage betreiben, ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch wirtschaftlich vorteilhaft, da der direkt genutzte PV-Strom den teuren Netzbezug ersetzt, während überschüssige Energie nur zu vergleichsweise niedrigen Einspeisevergütungen vergütet wird, die in den vergangenen Jahren deutlich gesunken sind (Wirth, 2025). Gleichzeitig bleibt das Strompreisniveau für gewerbliche Verbraucher hoch, sodass der eigenverbrauchte PV-Strom einen erheblichen ökonomischen Wert besitzt (BDEW, 2025). Der erreichbare Eigenverbrauch hängt jedoch maßgeblich vom zeitlichen Verlauf des Strombedarfs ab. Analysen verschiedener Gewerbetypen verdeutlichen, dass die potenzielle Eigenverbrauchssteigerung erheblich zwischen unterschiedlichen Anwendungen variiert und im Wesentlichen von der zeitlichen Überdeckung von PV-Erzeugung und Last bestimmt wird (Weniger *et al.*, 2021). Eine realitätsnahe Einschätzung des Potenzials eines Batteriespeichers erfordert daher die Analyse auf Grundlage tatsächlicher Betriebsdaten.

In der vorliegenden Arbeit wird die PV-Anlage eines Industriebetriebs in Mitteldeutschland untersucht, deren energetisches Verhalten im praktischen Betrieb deutliche Abweichungen von den ursprünglich Planungsannahmen aufweist. Die Anlage wurde installiert, um den Netzbezug zu reduzieren und die Energiekosten langfristig zu senken. Die Auswertung der realen Betriebsdaten zeigt jedoch, dass die zeitlichen Verläufe von PV-Erzeugung und elektrischer Last deutlich auseinanderfallen. Infolge dieser zeitlichen Verschiebung wird ein erheblicher Teil der erzeugten PV-Energie eingespeist, während der Betrieb zu anderen Zeitpunkten Strom aus dem Netz beziehen muss. Das vorhandene Eigenverbrauchspotenzial wird damit nicht ausgeschöpft, und die Wirtschaftlichkeit der Anlage bleibt hinter den Erwartungen zurück.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob der Einsatz eines Batteriespeichersystems geeignet ist, die Eigenverbrauchssituation des Betriebs zu verbessern. Ein Speicher könnte zeitliche Unterschiede zwischen PV-Erzeugung und Last ausgleichen, indem er tagsüber entstehende Überschüsse aufnimmt und in Zeiten höheren Bedarfs bereitstellt. In welchem Umfang dies im konkreten Anwendungsfall möglich ist und welche Speichergröße sowie Betriebsstrategie dafür geeignet erscheinen, ist jedoch nicht unmittelbar ersichtlich und erfordert eine systematische Untersuchung.

Ziel dieser Arbeit ist es zu bestimmen, inwieweit ein Batteriespeichersystem den Eigenverbrauch der bestehenden PV-Anlage des betrachteten Industriebetriebs erhöhen kann und wie sich unterschiedliche Speichergrößen und Betriebsstrategien auf die technische Leistungsfähigkeit und die unter vereinfachten Annahmen bewertete Wirtschaftlichkeit auswirken. Dazu werden unterschiedliche Kombinationen aus Speicherkapazität, Leistung und Betriebsführung analysiert, um deren Einfluss auf zentrale Kenngrößen wie Eigenverbrauchsanteil und Lebensdauer systematisch zu bewerten.

Die Analyse erfolgt mithilfe einer eigens erstellten Simulation, deren Eingangsgrößen aus realen 15-Minuten-Messdaten eines vollständigen Betriebsjahres des Industriebetriebs stammen. Zunächst wird ein Referenzfall ohne Speicher analysiert, um das energetische Verhalten des Systems zu charakterisieren. Anschließend werden verschiedene Speichergrößen unter einer einfachen Überschussladeregulierung simuliert. Für eine erweiterte Betriebsstrategie wird ein festes SoC-Fenster definiert, sodass unterschiedliche Entladetiefen vorgegeben und deren Auswirkungen auf die Lebensdauer anhand zweier unabhängiger Bewertungsgrundlagen untersucht werden können. Ergänzend erfolgt eine vereinfachte wirtschaftliche Abschätzung, bei der die ermittelten technischen Ergebnisse mit spezifischen Investitionskosten verknüpft werden.

Die Arbeit gliedert sich wie folgt. Kapitel 2 beschreibt die notwendigen theoretischen Grundlagen zu Photovoltaik, Batteriespeichern und relevanten Alterungsmechanismen. Kapitel 3 erläutert die Datengrundlage sowie den Aufbau des Simulationsmodells. In Kapitel 4 werden die technischen Simulationsergebnisse dargestellt, bevor in Kapitel 5 deren Bewertung erfolgt. Kapitel 6 enthält die wirtschaftliche Abschätzung. Kapitel 7 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick.

## 2 Technische Grundlagen

### 2.1 Photovoltaikanlagen

#### 2.1.1 Aufbau und Komponenten

PV-Anlagen dienen der Umwandlung von Sonnenenergie in elektrischen Strom. Ein wesentliches Merkmal dieser Technologie ist ihre modulare Struktur, die eine flexible Skalierung ermöglicht. Durch die Kombination standardisierter Komponenten lassen sich sowohl Kleinsysteme für mobile Anwendungen als auch großtechnische Anlagen mit mehreren Megawatt Leistung realisieren (Quaschning, 2013).

In der baulichen Umsetzung wird zwischen Dachanlagen, Fassadenanlagen und Freiflächenanlagen unterschieden. Fassadenanlagen stellen eine vergleichsweise neue Bauform dar, die bisher nur vereinzelt umgesetzt wird. Freiflächenanlagen erreichen häufig die höchsten installierten Leistungen, da sie auf großen Flächen von mehreren Hektar errichtet werden können. Die Module sind dabei in Reihen auf Unterkonstruktionen montiert, die in einem definierten Neigungswinkel angeordnet werden. Dachanlagen werden entweder mithilfe von Montageschienen auf Schrägdächern befestigt oder auf Flachdächern mit speziellen Aufständersystemen installiert (Mertens, 2022).

Der grundlegende Aufbau ist bei allen Varianten vergleichbar. Mehrere Module werden in Reihe geschaltet, um eine höhere Spannung zu erzielen. Mehrere solcher Reihenschaltungen gleicher Modulanzahl können anschließend parallel geschaltet werden, wodurch die Gesamtleistung gesteigert wird (Quaschning, 2013, p. 239). Die Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom erfolgt durch den Wechselrichter (Quaschning, 2013, p. 235).

Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau einer PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus. Die dargestellte Systemstruktur aus Modulen, Verkabelung und Wechselrichter lässt sich analog auf großflächige Dachanlagen von Industriegebäuden sowie auf Freiflächenanlagen übertragen.

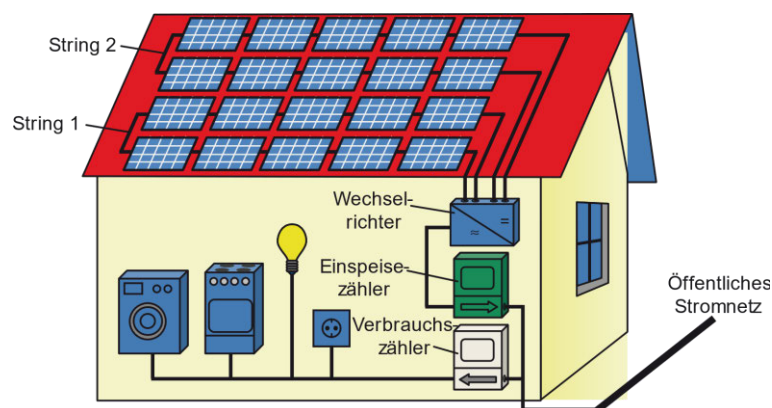


Abbildung 1: Aufbau einer klassischen Photovoltaikanlage (Mertens, 2022, p. 34)

Photovoltaikanlagen können entweder netzparallel, wie in Abbildung 1 dargestellt, oder als Inselssysteme betrieben werden. Die netzparallele Betriebsweise ist in Deutschland die vorherrschende Variante. Dabei wird die erzeugte elektrische Energie vorrangig zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt, während Überschüsse automatisch in das öffentliche Netz eingespeist werden. Deckt die PV-Erzeugung den Bedarf nicht vollständig, wird die fehlende Energie aus dem Netz bezogen.

Inselsysteme sind dagegen nicht mit dem Netz verbunden und erfordern Batteriespeicher, um eine kontinuierliche Versorgung sicherzustellen. Aufgrund des höheren Aufwands und der damit verbundenen Kosten werden sie überwiegend in kleineren, abgelegenen Anwendungen eingesetzt.

Die Energieströme netzparalleler Systeme werden mithilfe von Messsystemen erfasst, die in der Regel als Zweirichtungszähler ausgeführt sind und sowohl den Netzbezug als auch die Einspeisung registrieren. Die Energiebilanz einer netzparallelen PV-Anlage kann durch folgende Gleichung beschrieben werden:

$$E_{PV}(t) + E_{Bez}(t) = E_{Last}(t) + E_{Eisnp}(t) \quad (1)$$

Dabei bezeichnet

$E_{PV}(t)$  die photovoltaisch erzeugte Energie,

$E_{Bez}(t)$  den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Energieanteil,

$E_{Last}(t)$  die vom Verbraucher abgenommene elektrische Energie

und  $E_{Eisnp}(t)$  die in das öffentliche Netz eingespeiste Energie.

### 2.1.2 Ertragsprofile und Einflussfaktoren

Die solare Einstrahlung unterliegt im Tages- und Jahresverlauf charakteristischen Schwankungen, die sich in den Ertragsprofilen von PV-Anlagen widerspiegeln. Abbildung 2 zeigt exemplarisch den typischen Tagesgang der Globalstrahlung beispielhaft für den Standort Berlin (Quaschnig, 2013). Das Leistungsmaximum tritt um die Mittagszeit auf, wenn der Sonnenstand am höchsten ist. Dies führt einerseits zu einer geringeren optischen Weglänge durch die Atmosphäre, wodurch die Strahlungsintensität zunimmt. Gleichzeitig fällt die Strahlung durch den höheren Sonnenhöhenwinkel in einem günstigeren Winkel auf geneigte Modulflächen, was die Ertragsleistung weiter erhöht (Quaschnig, 2013; Mertens, 2022).

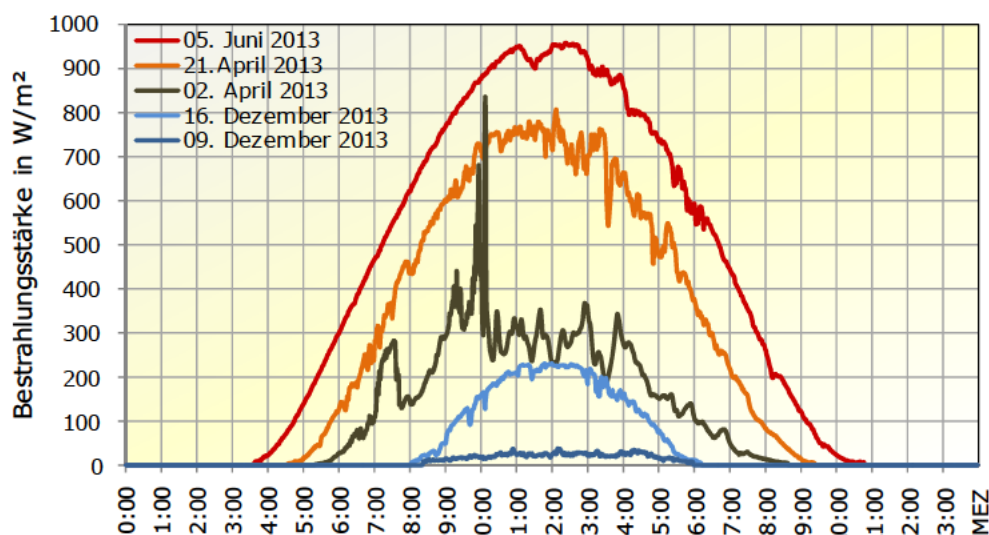


Abbildung 2: Tagesgänge der globalen Bestrahlungsstärke für verschiedene Tage in Berlin (Quaschnig, 2019, p. 76)

Auch im Jahresverlauf treten ausgeprägte Unterschiede auf. Abbildung 3 zeigt die Monatssummen der Globalstrahlung des Jahres 2024 in Deutschland (DWD, 2025). In den Sommermonaten sorgen die längere Sonnenscheindauer sowie der höhere Sonnenstand für eine deutlich gesteigerte Einstrahlung. Im Winter verkürzt sich die Zeitspanne zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang erheblich, was

man deutlich an den dargestellten Tagen im Dezember in Abbildung 2 erkennen kann. Zudem bleibt die Sonnenhöhe niedrig, und die Zahl klarer Tage nimmt ab. Dadurch sinkt das Strahlungsniveau insgesamt deutlich. Das führt zu einem abgeflachten Erzeugungsprofil und geringeren Energieerträgen in den Wintermonaten (Quaschnig, 2013).

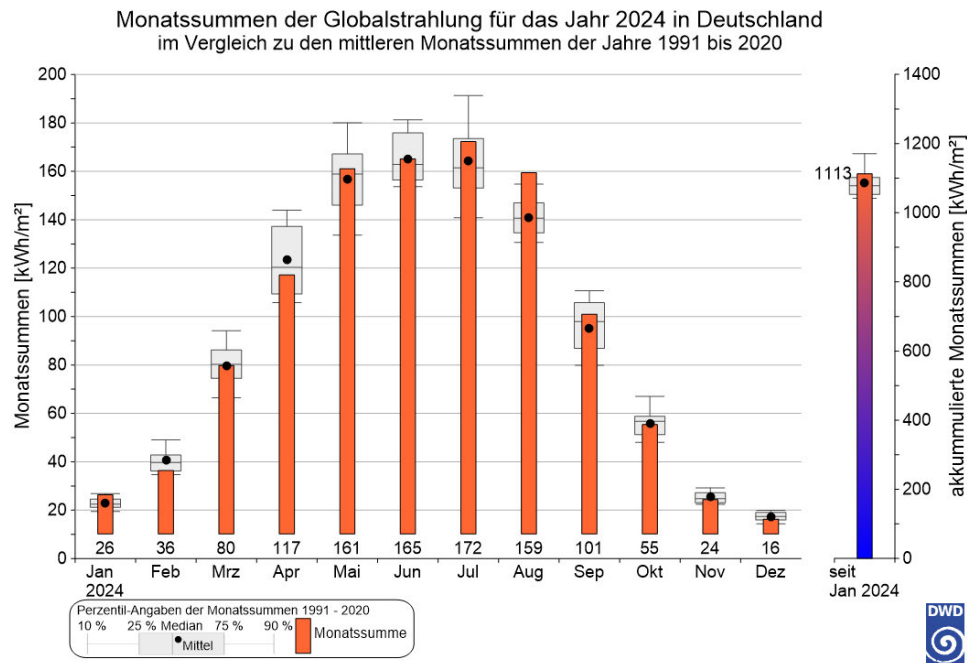


Abbildung 3: Monatssummen der Globalstrahlung für das Jahr 2024 in Deutschland (DWD, 2025)

Neben den astronomisch bedingten Schwankungen beeinflussen auch standort- und anlagenspezifische Faktoren den Ertrag. Dazu zählen insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Modulflächen. In Mitteleuropa führt eine Südausrichtung mit einer Neigung von etwa 35° in der Regel zu den höchsten Jahreserträgen (Mertens, 2022). Abweichungen von dieser Orientierung verändern den zeitlichen Verlauf der Erzeugung und können die Gesamtausbeute verringern.

Auf Systemebene wirken sich zudem technische Einflussgrößen aus. Hohe Zelltemperaturen mindern aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten die elektrische Leistung der Module. Weitere Verluste entstehen durch Verschattung, Verschmutzung und elektrische Widerstände. Diese Effekte tragen dazu bei, dass der tatsächlich erzielte Energieertrag einer PV-Anlage unter dem theoretisch möglichen Wert bleibt (Mertens, 2022).

## 2.2 Lastprofile von Verbrauchern im Verhältnis zu PV-Erträgen

Die Lastprofile von Energieverbrauchern unterscheiden sich erheblich zwischen Privathaushalten und industriellen Betrieben. In Privathaushalten treten die höchsten Lasten typischerweise morgens und abends auf, während der Energiebedarf zur Mittagszeit häufig geringer ist, da viele Personen sich während dieser Zeit an ihren Arbeits- oder Ausbildungsstätten befinden. An Wochenenden kann der Verbrauch zudem stark variieren.

Industrielle Verbraucher zeigen je nach Art der Produktion unterschiedliche Profile. Dauerhaft produzierende Betriebe zeigen meist gleichbleibende Lasten während der Arbeitszeiten mit prozessbedingten Spitzen, während in Nachtzeiten, an Wochenenden und Feiertagen der Verbrauch deutlich abnimmt.

Die Erzeugungsprofile von Photovoltaikanlagen stimmen in der Regel nicht mit den Verbrauchsprofilen überein. Der Anteil der erzeugten photovoltaischen Energie, der direkt am Standort genutzt wird, wird als Eigenverbrauchsanteil (EVA) bezeichnet. Er berechnet sich nach

$$EVA = \frac{E_{PV,direkt}}{E_{PV}} \quad (2)$$

wobei  $E_{PV,direkt}$  die unmittelbar am Standort genutzte photovoltaische Energie und  $E_{PV}$  die insgesamt erzeugte Energie über den Betrachtungszeitraum bezeichnet.

Für eine zuverlässige Bestimmung des EVA ist eine hinreichend feine zeitliche Auflösung der Leistungsmesswerte erforderlich. Zu große Zeitintervalle mitteln Leistungsspitzen heraus und führen zu einer Überschätzung des Eigenverbrauchsanteils. Empfohlen wird eine Aggregation mit höchstens 15-minütigen Intervallen, wobei Minutenmittelwerte vorzuziehen sind, da sie die zeitgleiche Deckung von Erzeugung und Verbrauch genauer abbilden (Quaschnig, 2013, p. 249).

Abbildung 4 zeigt beispielhaft typische Erzeugungs- und Verbrauchsverläufe eines Gewerbebetriebs. Die solare Erzeugung nimmt in den Mittagsstunden deutlich zu, während der Strombedarf über den Tag weitgehend konstant bleibt. Eine zeitgleiche Deckung von Erzeugung und Verbrauch besteht daher nur in diesem Zeitraum, was den grundsätzlich geringen EVA photovoltaischer Systeme ohne Speicherbetrieb verdeutlicht.

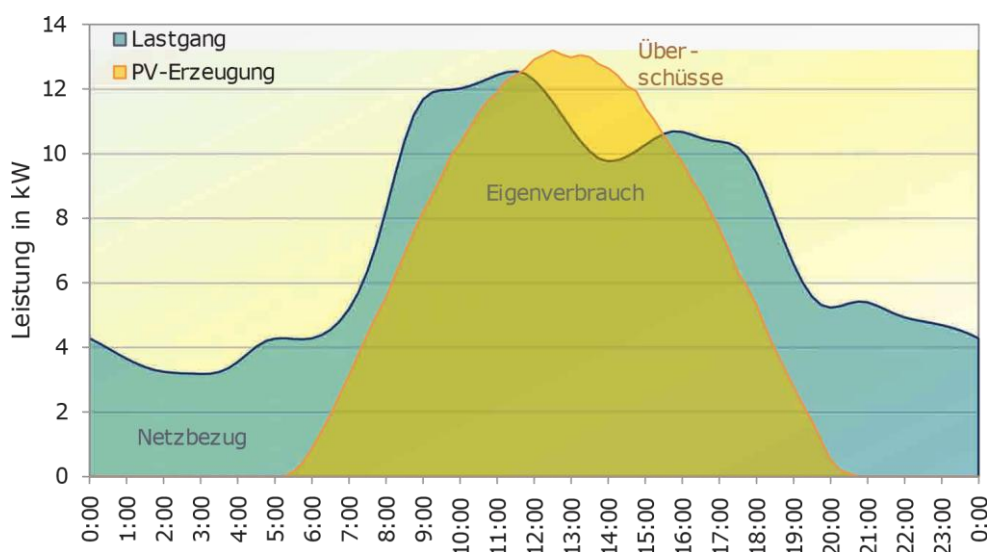


Abbildung 4: Typischer Lastgang eines Gewerbebetriebs mit einem Jahreselektrizitätsbedarf von 60.000 kWh an einem Frühjahreswerktage und Erzeugung eines 15-KWp-Photovoltaikanlage (Quaschnig, 2013, p. 251)

## 2.3 Batteriespeichersysteme

### 2.3.1 Einordnung und Zielsetzung

Die Speicherung elektrischer Energie erfolgt unter anderem mithilfe elektrochemischer Speicher. Hierbei werden Batterien sowohl als wiederaufladbare als auch als nicht wiederaufladbare Speicher eingesetzt. Fachlich korrekt bezeichnet man nur nicht wiederaufladbare Speicher als Batterien, während wiederaufladbare Zellen oder Zellverbünde als Akkumulatoren bezeichnet werden (Schmiegel, 2023).

Im Folgenden wird der mittlerweile gebräuchliche Begriff „Batterie“ auch für wiederaufladbare Zellen verwendet.

Batteriespeicher werden sowohl im mobilen als auch im stationären Bereich eingesetzt. Mobile Systeme versorgen tragbare Geräte und Elektrofahrzeuge. Stationäre Speicher dienen zunehmend der zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch im Energiesystem. In netzgekoppelten PV-Anwendungen ermöglicht ein stationärer Speicher die Aufnahme von Erzeugungsüberschüssen und deren spätere Nutzung zu Zeiten niedriger PV-Leistung. Damit wird die erzeugte Energie zeitlich verschoben, wodurch sich der EVA erhöht. Dies bietet aufgrund der geringen Einspeisevergütung und der im Vergleich höheren Strombezugspreise einen wirtschaftlichen Vorteil (Schmiegel, 2023).

In der Energiespeicherung unterscheidet man grundsätzlich zwei Kategorien. Kurzzeitspeicher dienen der Bereitstellung elektrischer Energie über Zeiträume von wenigen Stunden bis Tagen, während Langzeitspeicher darauf ausgelegt sind, saisonale Schwankungen im Energieangebot zwischen Sommer und Winter auszugleichen. Da die Langzeitspeicherung mit erheblichem technischem und wirtschaftlichem Aufwand verbunden ist, findet sie in Kombination mit PV-Anlagen kaum Anwendung. Soll eine Anlage auch in den Wintermonaten eine Grundversorgung gewährleisten, wird sie in der Regel größer dimensioniert oder durch weitere Energiequellen wie Windkraftanlagen oder konventionelle Generatoren ergänzt (Quaschnig, 2013, p. 218).

Für Speicheranwendungen mit kurzen bis mittleren Zeitspannen haben sich vor allem elektrochemische Sekundärzellen etabliert, da sie eine vergleichsweise kostengünstige und effiziente Lösung bieten. Während mobile Systeme vor allem durch Anforderungen an Gewicht und Volumen begrenzt sind, stehen bei stationären Anwendungen Aspekte wie Langlebigkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit im Vordergrund (Quaschnig, 2013).

### 2.3.2 Aufbau eines Batteriespeichersystems und zentrale Komponenten

Ein stationäres Batteriespeichersystem besteht aus mehreren funktional aufeinander abgestimmten Komponenten, die gemeinsam den sicheren und effizienten Betrieb ermöglichen. Zu den zentralen Bestandteilen zählen der mechanische Aufbau einschließlich Klimatisierung, die Batteriemodule als elektrochemischer Energiespeicher, die Leistungselektronik zur Wandlung und Regelung elektrischer Größen, das Batterie-Management-System (BMS) zur Überwachung und Sicherheit der Zellen sowie das übergeordnete Energie-Management-System (EMS) zur Betriebsführung (Schmiegel, 2023, p. 51).

Der mechanische Aufbau umfasst das Gehäuse, die interne Strukturierung der Module sowie Maßnahmen zur Temperaturkontrolle. Ein effizientes Temperaturmanagement ist entscheidend für die Leistungsfähigkeit, die Lebensdauer und die Sicherheit der Batterien. Die Kühlung kann sowohl passiv, beispielsweise über Luftführung, als auch aktiv durch Flüssigkeitssysteme erfolgen. Gleichzeitig schützt das Gehäuse die Komponenten vor mechanischen Einflüssen, Feuchtigkeit und Schmutz (Schmiegel, 2023, p. 51).

Die Batteriemodule bilden den elektrochemischen Kern des Speichers. Sie speichern elektrische Energie in chemischer Form und geben sie bei Bedarf wieder ab. Die Module werden zu Verbänden zusammengefasst, um die erforderliche Gesamtspannung und Leistung zu erreichen (Schmiegel, 2023, p. 161). Dabei kommen unterschiedliche Zelltechnologien zum Einsatz. Die derzeit am weitesten verbreitete ist die Lithium-Ionen-Technologie, deren Aufbau im folgenden Kapitel 2.3.3 näher beschrieben wird.

Die Leistungselektronik stellt die Verbindung zwischen Batteriespeicher, PV-Anlage, Stromnetz und den Verbrauchern im Gebäude her. Dabei kann die Kopplung entweder auf der Wechselstromseite (AC)



oder auf der Gleichstromseite (DC) erfolgen. Bei der AC-Kopplung ist der Speicher direkt am Wechselstromnetz des Gebäudes angeschlossen und wird über dieses aus der PV-Anlage geladen. Diese Variante ermöglicht eine einfache Nachrüstung bestehender Systeme und flexible Erweiterungen, weist jedoch höhere Wandlungsverluste auf, da ein zusätzlicher Umrichter erforderlich ist.

Bei der DC-Kopplung erfolgt die Anbindung des Speichers auf der Gleichstromseite der PV-Anlage über einen Laderegler und einen DC/DC-Wandler zur Spannungsanpassung. Auf diese Weise lassen sich Wandlungsverluste reduzieren, allerdings erfordert die Umsetzung eine engere Integration in die PV-Leistungselektronik (Mertens, 2022, pp. 145–146; Schmiegel, 2023, p. 192). Abbildung 5 zeigt schematisch die Einbindung von Speicher, PV-Anlage und Wechselrichter in beiden Kopplungsvarianten.

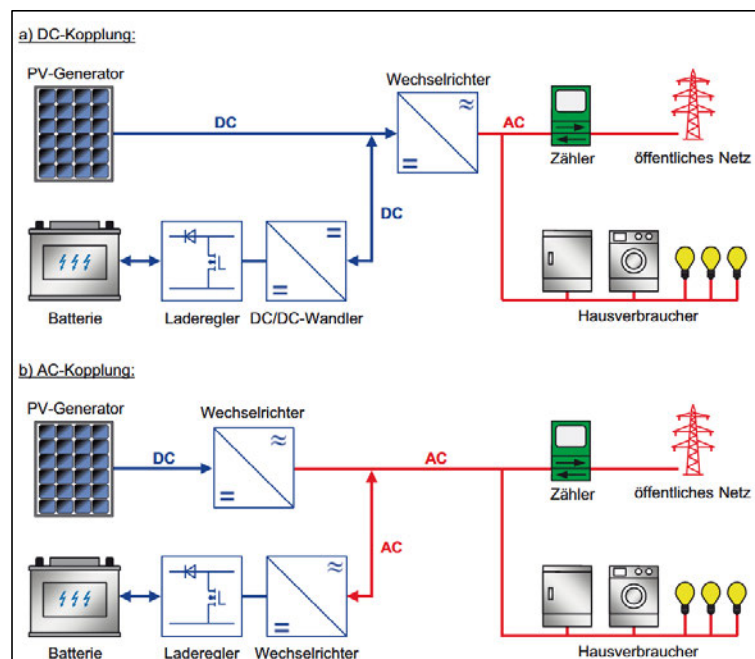


Abbildung 5: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher: a) DC-Kopplung des Speichers, b) AC-Kopplung des Speichers (Mertens, 2022, p. 246)

Das BMS überwacht die einzelnen Zellen und schützt sie vor Über- oder Tiefentladung. Eine seiner wichtigsten Funktionen ist das Balancing, das den Ausgleich unterschiedlicher Ladezustände einzelner Zellen gewährleistet. Da sich Zellen innerhalb eines Batteriepacks in Kapazität und Innenwiderstand geringfügig unterscheiden, können sich diese Abweichungen mit zunehmender Betriebsdauer verstärken. Ohne Balancing würden einzelne Zellen früher ihre Spannungsgrenzen erreichen, was die nutzbare Kapazität reduziert und die Lebensdauer verkürzt (Schmiegel, 2023, p. 185).

Beim passiven Balancing wird überschüssige Energie in stärker geladenen Zellen in Wärme umgewandelt, während beim aktiven Balancing Energie gezielt auf schwächer geladene Zellen übertragen wird. Letzteres ist effizienter, jedoch technisch komplexer und kostenintensiver. Zudem kommuniziert das BMS mit übergeordneten Steuerungen, um den Betrieb des Gesamtsystems zu unterstützen und die Funktionsfähigkeit der Anlage sicherzustellen (Schmiegel, 2023; pv-wissen.de, 2024, p. 166).

Diese zentrale Koordination dieser Abläufe erfolgt durch das EMS, das die Betriebsführung des Gesamtsystems übernimmt und den Energiefluss zwischen PV-Anlage, Speicher, Verbrauchern und

Netzanschluss optimiert. Es legt Lade- und Entladevorgänge fest und sorgt für einen effizienten und sicheren Anlagenbetrieb (Schmiegel, 2023, p. 248 ff.).

### 2.3.3 Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle

Für stationäre Batteriespeichersysteme stehen verschiedene elektrochemische Speichertechnologien zur Verfügung, die sich in Aufbau, Materialien und Leistungsparametern unterscheiden. In der Praxis haben sich Lithium-Ionen-Batterien als dominierende Technologie etabliert, da sie gegenüber anderen Technologien wie etwa Blei-Säure-, Redox-Flow- oder Natrium-Schwefel-Systemen eine höhere Energiedichte, eine gute Zyklenfestigkeit und einen hohen Wirkungsgrad aufweisen. Diese Eigenschaften ermöglichen eine kompakte Bauweise und eine wirtschaftliche Integration in Gebäude- und Netzsysteme. Zudem sind Lithium-Ionen-Batterien infolge eines deutlichen Preisrückgangs in den vergangenen Jahren mittlerweile auch für stationäre Anwendungen wirtschaftlich attraktiv (Schmiegel, 2023, p. 182).

Unter dem Begriff Lithium-Ionen-Batterie wird eine Vielzahl unterschiedlicher Materialkombinationen zusammengefasst. Eine Lithium-Ionen-Zelle besteht aus einer positiven Elektrode, der Kathode, und einer negativen Elektrode, der Anode, die durch einen Separator voneinander getrennt sind. Der Separator verhindert den direkten Kontakt der Elektroden und damit interne Kurzschlüsse, ist jedoch für Lithium-Ionen durchlässig und ermöglicht so den Ionentransport innerhalb der Zelle (pv-wissen.de, 2025).

Die Kathode besteht in der Regel aus einem Lithiummetalloxid, die Anode meist aus Graphit. Zwischen den Elektroden befindet sich der Elektrolyt, der fluorhaltige Lithiumsalze in organischen Lösungsmitteln enthält und den Transport der Lithium-Ionen während des Lade- und Entladevorgangs ermöglicht. Die elektrischen Kontakte werden auf der Kathodenseite durch Aluminiumfolien und auf der Anodenseite durch Kupferfolien realisiert. Die Auswahl des Separators, die Zusammensetzung des Elektrolyten und das Verhältnis von Aktivmaterial zu Ableitfolie beeinflussen wesentliche Parameter wie Betriebssicherheit, Leistungs- und Energiedichte. Der Aufbau und die Funktionsweise einer solchen Zelle sind in Abbildung 6 dargestellt (pv-wissen.de, 2025).

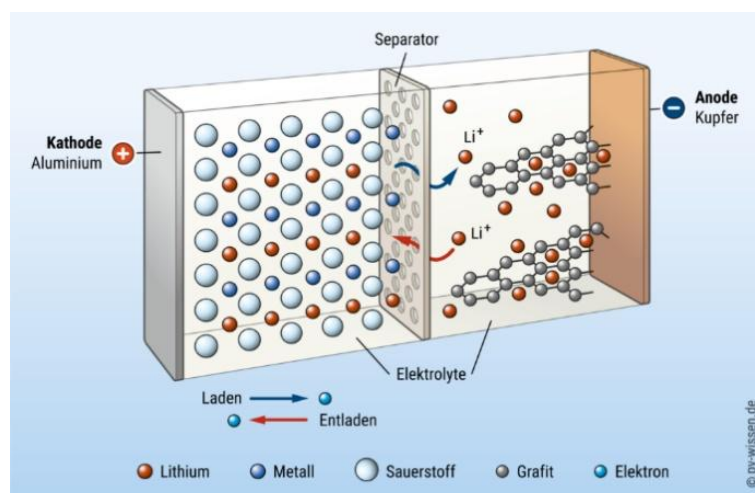


Abbildung 6: Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle (pv-wissen.de, 2025)

Während des Ladevorgangs wandern die Lithium-Ionen von der Kathode durch den Elektrolyten und den Separator zur Anode, wo sie in die Graphitstruktur eingelagert werden. Gleichzeitig bewegen sich Elektronen über den äußeren Stromkreis zur Anode. Beim Entladen verläuft dieser Prozess in umgekehrter Richtung, die Lithium-Ionen diffundieren zurück zur Kathode und die Elektronen fließen über den äußeren Stromkreis zur Versorgung des Verbrauchers. Dieser reversible Prozess ermöglicht eine hohe Energieeffizienz und eine große Zahl nutzbarer Ladezyklen (pv-wissen.de, 2025).

### 2.3.4 Betriebsgrößen

Eine zentrale Kenngröße stationärer Batteriespeichersysteme ist die Kapazität, die die maximal speicherbare Energiemenge in Kilowattstunden (kWh) oder Megawattstunden (MWh) angibt.

Ebenfalls von Bedeutung sind die Lade- und Entladeleistungen, welche die Geschwindigkeit beschreiben, mit der Energie aufgenommen beziehungsweise abgegeben werden kann. Das Verhältnis von Kapazität zu Leistung bestimmt wesentlich die Art und Dauer der möglichen Nutzung eines Speichers. Systeme mit hoher Kapazität und vergleichsweise geringer Leistung können große Energiemengen speichern, diese jedoch nur eingeschränkt kurzfristig bereitstellen. Im Gegensatz dazu ermöglicht ein Speicher mit hoher Leistung und geringer Kapazität eine schnelle Energieabgabe, jedoch nur über einen begrenzten Zeitraum (Schmiegel, 2023, p. 209).

Das Verhältnis dieser beiden Größen wird durch die sogenannte C-Rate beschrieben. Sie kennzeichnet, wie stark ein Speicher relativ zu seiner Nennkapazität be- oder entladen werden kann. Grundsätzlich wird die C-Rate über den Lade- bzw. Entladestrom definiert, kann bei Lithium-Ionen-Zellen aufgrund der über weite Bereiche nahezu konstanten Zellspannung jedoch näherungsweise auch über das Verhältnis von Nennleistung zu Nennkapazität ausgedrückt werden (Nitta *et al.*, 2015; Schmiegel, 2023, p. 26). In dieser Arbeit wird die C-Rate daher als dimensionslose Größe verwendet, die das Verhältnis zwischen Nennleistung und Nennkapazität beschreibt.

Beim Betrieb von Batterien ist zu beachten, dass elektrochemische Zellen nur innerhalb definierter Spannungs- und Ladegrenzen zuverlässig arbeiten. Werden diese Grenzen überschritten, können Nebenreaktionen auftreten, die sowohl die Alterung beschleunigen als auch sicherheitskritische Zustände hervorrufen. Besonders Lithium-Ionen-Speicher reagieren empfindlich auf Über- oder Tiefentladung, da hierdurch irreversible Materialveränderungen entstehen. Eine spezifische Gefährdung stellt der sogenannte Thermal-Runaway-Effekt dar. Wird die Zellspannung deutlich über den zulässigen Betriebsbereich hinaus erhöht, beginnen elektrochemische Zersetzungsreaktionen im Elektrolyten und an den Elektroden. Diese exothermen Reaktionen führen zu einer schnellen Temperatursteigerung, Gasbildung und weiteren Folgeprozessen, die sich gegenseitig verstärken und im Extremfall zu einem Zellbrand führen können (Schmiegel, 2023, pp. 184–185).

Um diese Risiken zu begrenzen und die Lebensdauer der Zellen zu erhöhen, wird der nutzbare Kapazitätsbereich durch den zulässigen Spannungs- und Temperaturbereich begrenzt. Die vom Hersteller angegebene Nennkapazität beschreibt dabei den innerhalb dieses sicheren Betriebsfensters nutzbaren Teil der chemisch verfügbaren Gesamtkapazität. Die Überwachung und Einhaltung dieser Grenzen erfolgt durch das BMS, das den sicheren Betrieb gewährleistet (Schmiegel, 2023, p. 185).

Der Ladezustand, der sogenannte State of Charge (SoC), beschreibt den Anteil der verfügbaren Energie an der Gesamtkapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt. Der SoC wird durch das Batteriemanagementsystem überwacht und zur Steuerung von Lade- und Entladevorgängen genutzt (Schmiegel, 2023, p. 40).

Die Energiebilanz einer netzparallelen PV-Anlage lässt sich unter Einbeziehung eines Speichers wie folgt darstellen:

$$E_{PV}(t) + E_{Bez}(t) + E_{Entl}(t) = E_{Last}(t) + E_{Einsp}(t) + E_{Lade}(t) \quad (3)$$

Wobei  $E_{Entl}$  und  $E_{Lade}$  die Lade- und Entladeenergie des Speichers beschreiben.

Durch den Einsatz des Speichers kann ein größerer Anteil der erzeugten Photovoltaikenergie direkt genutzt werden, wodurch der EVA steigt.

$$EVA = \frac{E_{PV,direkt} + E_{Batt,Entl}}{E_{PV}} \quad (4)$$

Für die Bewertung des Speicherbetriebs ist neben der energetischen Bilanz auch die Anzahl der Lade- und Entladevorgänge von Bedeutung. Ein Zyklus beschreibt dabei einen vollständigen Lade- und Entladevorgang eines Speichers von der minimalen bis zur maximalen nutzbaren Kapazität. In der Praxis treten jedoch überwiegend Teilzyklen auf, bei denen der Speicher nicht vollständig geladen oder entladen wird (Schmiegel, 2023, p. 42).

### 2.3.5 Verluste

Beim Betrieb von Batteriespeichersystemen treten verschiedene Verluste auf, die den energetischen Wirkungsgrad und damit den nutzbaren Anteil der gespeicherten Energie beeinflussen. Auf Zellebene entstehen diese Verluste durch ohmsche Widerstände und elektrochemische Nebenreaktionen. Sie wirken sich sowohl beim Laden als auch beim Entladen aus und werden über den Lade- und Entladewirkungsgrad beschrieben (Schmiegel, 2023). Für Lithium-Ionen-Batterien liegen beide Werte typischerweise bei etwa 96 % (Weniger *et al.*, 2023).

Neben diesen Hauptverlusten können in der Leistungselektronik zusätzliche Umwandlungsverluste auftreten. Diese entstehen bei der Spannungswandlung zwischen Gleich- und Wechselstrom und hängen von der Art der Systemkopplung ab. Sie sind bei AC-gekoppelten Systemen höher, da die Energie mehrfach umgeformt wird, während DC-gekoppelte Systeme aufgrund geringerer Wandlungsstufen effizienter arbeiten (Mertens, 2022).

Darüber hinaus kann es zu Selbstentladungsverlusten kommen, die auf chemische Prozesse im Ruhezustand der Zellen zurückzuführen sind. Ihr Einfluss ist bei modernen Lithium-Ionen-Speichern jedoch vernachlässigbar. Schimpe *et al.* (2018) zeigen in einer detaillierten elektro-thermischen Modellierung eines stationären PV-Speichersystems, dass die Selbstentladung bei der bilanziellen Betrachtung der Gesamtverluste keine messbare Rolle spielt.

Insgesamt bestimmen diese Verlustmechanismen die energetische Effizienz eines Speichers und wirken sich unmittelbar auf den EVA aus. Moderne Lithium-Ionen-Speicher erreichen dennoch Gesamtwirkungsgrade von etwa 90 bis 95 %, womit sie sich als besonders effiziente Technologie für PV-gekoppelte Anwendungen etabliert haben (EnBW, 2024).

### 2.3.6 Alterung und Lebensdauer

Die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Speichern wird durch verschiedene elektrochemische und thermische Prozesse bestimmt, die eine fortschreitende Degradation der Zellen verursachen. Grundsätzlich wird zwischen zyklischer und kalendarischer Alterung unterschieden. Beide Prozesse beruhen auf elektrochemischen Nebenreaktionen, unterscheiden sich jedoch in ihren Auslösern. Während die zyklische Alterung infolge wiederholter Lade- und Entladevorgänge auftritt, schreitet die kalendarische Alterung auch während Ruhephasen ohne Stromfluss fort. Beide Mechanismen wirken

unabhängig voneinander und führen gemeinsam zu einer Verringerung der Kapazität und Leistungsfähigkeit des Speichers (Herb, 2010; Schmiegel, 2023, p. 164 ff.).

Die zyklische Alterung entsteht durch wiederholte elektrochemische Belastungen während des Betriebs. Bei jedem Lade- und Entladevorgang wandern Lithium-Ionen zwischen Anode und Kathode, wodurch sich die Materialeigenschaften der Elektroden schrittweise verändern (Xiong *et al.*, 2020).

Ein zentraler Prozess der elektrochemischen Alterung ist die Bildung der Solid Electrolyte Interphase (SEI) an der Anodenoberfläche. Diese dünne Grenzschicht entsteht bereits bei der ersten Ladung durch Reduktionsreaktionen des Elektrolyten an der Graphitanode. Sie bildet eine elektrisch isolierende, aber ionenleitende Schicht, die den direkten Kontakt zwischen Elektrolyt und Aktivmaterial verhindert. Ohne diese Trennschicht würde der Elektrolyt weiter zersetzt und die Zelle instabil werden. Die SEI ist daher Voraussetzung für einen stabilen Betrieb, begrenzt jedoch mit zunehmender Dicke den Ionentransport. Ihr wiederholtes Ablösen und Neubilden führt zu einer allmählichen Verdickung, die den Innenwiderstand erhöht und die nutzbare Kapazität verringert (Xiong *et al.*, 2020; Zeng and Liu, 2023).

Bei hohen Stromdichten oder schnellen Ladevorgängen kann der Ionentransport durch die SEI behindert werden, wodurch sich metallisches Lithium an der Anodenoberfläche abscheidet. Dieses Lithium-Plating kann die SEI destabilisieren und Dendritenbildung auslösen, die bis zum Separator vordringen und Kurzschlüsse verursachen können (Herb, 2010; Zeng and Liu, 2023). Die Stabilität und Zusammensetzung der SEI hängen stark von Elektrolyt, Anodenmaterial und Temperatur ab, sodass sie einen der zentralen Ansatzpunkte zur Beeinflussung der Alterung bildet (Xiong *et al.*, 2020).

Auch an der Kathode treten Alterungsprozesse auf, die zur Verringerung der Kapazität und Leistungsfähigkeit beitragen. Durch das wiederholte Ein- und Auslagern von Lithium-Ionen kommt es zu Volumenänderungen, die mechanische Spannungen und feine Risse im Material hervorrufen. Bei längerer Belastung können strukturelle Umwandlungen im Kristallgitter auftreten, wodurch die Leitfähigkeit abnimmt und der Innenwiderstand steigt (Zeng and Liu, 2023). Darüber hinaus kann es zum Herauslösen von Metallionen aus dem Kathodenmaterial kommen, insbesondere bei Mangan-basierten Oxiden. Die gelösten Mangan-Ionen ( $Mn^{2+}$ ) werden zur Anode transportiert, lagern sich dort ab und fördern chemische Nebenreaktionen. Dadurch wird der Verlust aktiven Kathodenmaterials verstärkt und die Elektrolytstabilität reduziert. Dieser Mechanismus tritt bei nickelbasierten Systemen deutlich schwächer auf (Xiong *et al.*, 2020). Zusätzlich können Oxidationsprozesse an leitfähigen Additiven und Bindemitteln den Widerstand erhöhen und die elektrische Leitfähigkeit der Elektrode mindern (Zeng and Liu, 2023).

Der Fortschritt dieser Alterung wird über den State of Health (SoH) beschrieben, der das Verhältnis der aktuell verfügbaren Kapazität zur ursprünglichen Nennkapazität angibt. Sinkt der SoH unter einen definierten Grenzwert, ist das Lebensende (End of Life; EoL) erreicht. In der Praxis wird das EoL meist bei 80 % SoH angesetzt, während in weniger kritischen Anwendungen auch 50 % SoH zugrunde gelegt werden (Waag and Sauer, 2009).

Die Intensität der zyklischen Alterung hängt stark von den Betriebsbedingungen ab. Zu den wichtigsten Einflussgrößen zählen die Anzahl der Ladezyklen, die Entladetiefe, die Lade- und Entladerate sowie die Temperatur. Diese Faktoren beeinflussen die zuvor beschriebenen elektrochemischen Prozesse unterschiedlich stark und bestimmen so die Lebensdauer des Speichers (Herb, 2010; Peters *et al.*, 2017; Zeng and Liu, 2023).

Die Zyklenzahl beschreibt die Häufigkeit der Lade- und Entladevorgänge. Mit jedem Zyklus treten Volumenänderungen und mechanische Spannungen in den Elektroden auf, die langfristig zu Materialermüdung führen. Darüber hinaus werden Teile der SEI-Schicht wiederholt zerstört und neu

gebildet, was einen fortlaufenden Lithiumverlust verursacht (Xiong *et al.*, 2020). In der Praxis werden Teilzyklen zu Äquivalenzvollzyklen zusammengefasst, um die zyklische Belastung vergleichbar zu bewerten.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Entladetiefe (Depth of Discharge, DoD), die in der Literatur auf zwei unterschiedlichen Weisen definiert wird. Daher wird zwischen dem absoluten und dem relativen DoD unterschieden. Der absolute DoD beschreibt die Entladung zwischen festgelegten Systemgrenzen (Park *et al.*, 2023), während der relative DoD die innerhalb eines einzelnen Lade- und Entladevorgangs genutzte Kapazität beschreibt (Waag and Sauer, 2009). Untersuchungen zeigen, dass insbesondere die Breite des Entladeintervalls, das heißt der relative DoD, die Alterung beschleunigt, während die absoluten oberen und unteren Grenzwerte des DoD eine geringere Rolle spielen (Xiong *et al.*, 2020). In dieser Arbeit wird dennoch der absolute DoD verwendet, da diese Definition in Herstellerdatenblättern üblich ist.

Die Entladetiefe beeinflusst die Lebensdauer maßgeblich, da mit zunehmender Beanspruchung pro Zyklus stärkere Konzentrationsgradienten innerhalb der Elektroden auftreten. Diese führen zu ungleichmäßiger Lithiumverteilung, mechanischen Spannungen und Mikrorissen im Elektrodenmaterial. Dadurch verschlechtern sich die Ionendiffusion und die elektrische Leitfähigkeit, was einen beschleunigten Kapazitätsverlust zur Folge hat (Herb, 2010). Die Stärke dieses Einflusses hängt zudem von der verwendeten Kathodenchemie ab, da sich verschiedene Aktivmaterialien unterschiedlich stark auf Volumenänderungen und Belastungen auswirken (Xiong *et al.*, 2020).

Abbildung 7 zeigt den Zusammenhang zwischen Entladetiefe und erreichbarer Zyklenzahl für eine Lithium-Ionen-Batterie. Deutlich wird, dass eine Verringerung der DoD die Lebensdauer erheblich verlängert. Wird die Entladungstiefe von 80 % auf 60 % reduziert, verdoppelt sich die Zyklenzahl annähernd von etwa 1500 auf 3000 Zyklen. Eine Begrenzung des DoD wirkt sich somit deutlich lebensdauererhöhend aus und stellt eine wirksame Maßnahme zur Verlängerung der Betriebszeit von Lithium-Ionen-Speichern dar (Schmiegel, 2023, p. 188).

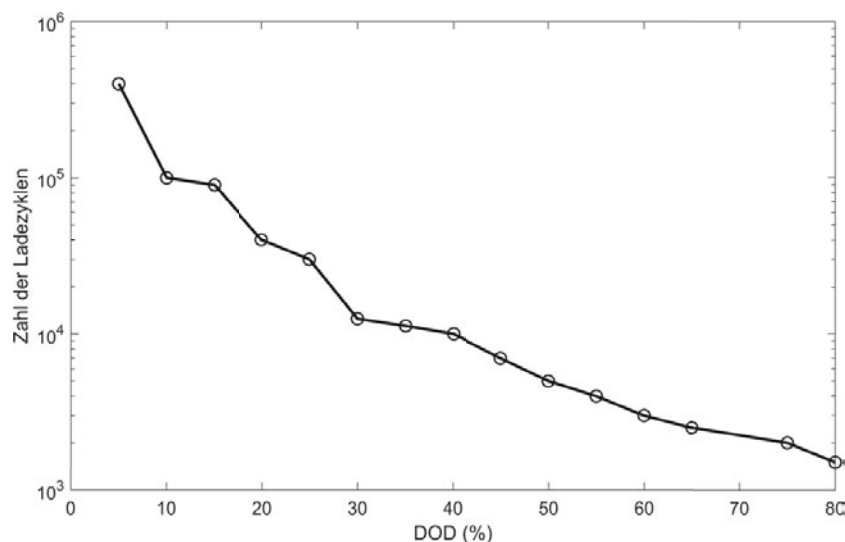


Abbildung 7: Einfluss der Entladetiefe auf die Zahl der Ladezyklen bei einer Lithium-Ionen-Batterie (Schmiegel, 2023, p. 188)

Neben der Entladetiefe beeinflusst auch die Lade- und Entladerate (C-Rate) die Alterung des Speichers erheblich. Hohe C-Raten verursachen eine stärkere Polarisierung und erhöhte Wärmeentwicklung,

wodurch elektrochemische Nebenreaktionen beschleunigt werden. Bei hohen Stromdichten kann Lithium-Plating auftreten, was den Innenwiderstand erhöht und die Sicherheit der Zelle verringert. Geringe C-Raten führen zu gleichmäßigeren Reaktionsbedingungen und wirken sich positiv auf die Lebensdauer aus (Herb, 2010; Xiong *et al.*, 2020).

Die Temperatur hat einen erheblichen Einfluss auf die Geschwindigkeit dieser elektrochemischen Prozesse. Erhöhte Temperaturen beschleunigen die SEI-Bildungsprozesse und verstärken zusätzliche Degradation an der Kathode. Bei niedrigen Temperaturen wird die Diffusion der Lithium-Ionen behindert, wodurch sich metallisches Lithium an der Anode ablagern kann. Damit beeinflussen sowohl hohe als auch niedrige Temperaturen die Alterung, wenn auch über unterschiedliche Mechanismen (Xiong *et al.*, 2020).

Die kalendarische Alterung ist im Wesentlichen zeitabhängig. Sie entsteht durch chemische Reaktionen, die auch ohne Lade- oder Entladevorgänge ablaufen, etwa durch den langsamen Abbau des Elektrolyten oder den weiteren Aufbau passiver Grenzschichten. Diese Prozesse werden durch hohe Temperaturen und hohe Ladezustände verstärkt (Herb, 2010; Zeng and Liu, 2023).

Ein entscheidender Einflussfaktor der kalendarischen Alterung ist der Ruheladezustand (resting State of Charge, rSoC), der den Ladezustand einer Zelle in Phasen ohne nennenswerte Lade- oder Entladeströme beschreibt. In diesen Ruhephasen laufen elektrochemische Nebenreaktionen weiter ab, deren Geschwindigkeit vom anliegenden Zellpotential abhängt. Hohe rSoC-Werte führen zu einem erhöhten elektrochemischen Potential und begünstigen die oxidative Zersetzung des Elektrolyten sowie das fortgesetzte Wachstum der SEI-Schicht. Die dabei gebildeten Reaktionsprodukte binden aktiv verfügbares Lithium und erhöhen den Innenwiderstand, wodurch sich die kalendarische Alterung deutlich beschleunigt. Ein Betrieb in mittleren Ladezustandsbereichen reduziert diese Reaktionen und trägt wesentlich zur Lebensdauererweiterung bei (Herb, 2016; Zeng und Liu, 2023).

### 2.3.7 Stand der Forschung

Die Auslegung und Bewertung von Batteriespeichersystemen für PV-Anlagen ist ein zentrales Forschungsthema. Im Fokus steht die Frage, wie Speicher technisch und wirtschaftlich so dimensioniert und betrieben werden können, dass sie eine hohe Eigenverbrauchssteigerung und eine möglichst lange Systemlebensdauer ermöglichen. Dabei werden technische und wirtschaftliche Kriterien zunehmend gemeinsam betrachtet.

Ein wesentlicher Schwerpunkt der Forschung liegt auf der Dimensionierung von Speichergröße und Leistungsparametern in Abhängigkeit von Lastprofil, Anlagengröße und Anwendungsbereich. Dabei ist die Wahl der Methode zur Lastmodellierung entscheidend. Deutsch (2014) nutzte lineare Optimierung auf Basis standardisierter Lastprofile, um ein Kostenminimum für PV-Anlagen mit und ohne Speicher zu bestimmen. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die optimale Systemgröße und das Kosteneinsparungspotenzial stark von der Struktur des zugrunde liegenden Lastprofils abhängen. Bruns (2014) und Jörck (2021) weisen darauf hin, dass synthetische Standardlastprofile reale Lastgänge nur unzureichend abbilden. Bruns (2014) zeigte, dass durch die Mittelung und Typisierung solcher Profile kurzfristige Lastspitzen geglättet werden, wodurch wichtige Informationen für die Speicherbemessung verloren gehen. Jörck (2021) verglich reale Messdaten mit hochgerechneten BDEW-Profilen eines Bürogebäudes und fand Abweichungen von bis zu einem Faktor 3 bei Spitzenlasten. Daraus wurde geschlossen, dass synthetische Standardprofile für belastbare Simulationsergebnisse nicht geeignet sind und reale Lastgänge herangezogen werden müssen.

Für den gewerblichen Bereich untersuchten Weniger *et al.* (2021) auf Grundlage von über 150 gemessenen Lastprofilen verschiedener Betriebe die Potenziale der solaren Eigenversorgung. Die Studie

zeigt, dass die erzielbare Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad stark vom Gewerbetyp und der zeitlichen Verteilung des Strombedarfs abhängen. Produktions- und Lebensmittelbetriebe erreichen durch tageszeitlich überlappende Lastverläufe höhere EVA-Werte als Branchen mit ausgeprägten Nachtlasten. Die größte Steigerung der solaren Eigenversorgung durch Batteriespeicher wird bei Gewerbetypen erzielt, deren PV-Erzeugungs- und Lastkurve zeitlich stark voneinander abweichen. Dies betrifft insbesondere Bäckereien mit hohem nächtlichen Verbrauch und Milchviehbetriebe. Ohne Speicher können PV-Anlagen etwa 20 bis 50 % des Strombedarfs im Gewerbe decken, mit Speicher lässt sich dieser Anteil auf 40 bis 70 % erhöhen. Ergänzend analysierte Schothöfer (2022) den Zusammenhang zwischen PV-Leistung, Speichergröße und Entladeleistung in einem Produktionsbetrieb der Stahlverarbeitung. Die Ergebnisse zeigen, dass die Entladeleistung im Verhältnis zur Speicherkapazität nur einen geringen Einfluss auf die erzielbare EVA und die Amortisationszeit hat, während die Modulorientierung und das Verhältnis von PV-Leistung zu Jahreslast maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit sind.

Neben der Frage der optimalen Dimensionierung gewinnt auch die Betriebsweise des Speichers an Bedeutung, da sie maßgeblich über die tatsächliche Nutzung und den wirtschaftlichen Nutzen entscheidet. Die Untersuchungen von Siegel und Bergner (2015) zeigen, dass die gewählte Strategie bestimmt, in welchem Umfang ein Speicher zur Eigenversorgung, zur Lastspitzenreduktion und zur Netzentlastung beiträgt. Beide Arbeiten verglichen verschiedene regelbasierte und prognosegestützte Verfahren und kamen zu dem Ergebnis, dass statische, auf maximale Eigenversorgung ausgerichtete Strategien häufig zu Abregelungsverlusten und einer hohen Netzbelastung führen. Dynamische Verfahren mit variabler Einspeisebegrenzung nutzen den Speicher flexibler und erreichen einen besseren Kompromiss zwischen hohem Autarkiegrad und geringen Verlusten. Prognosegestützte Ansätze, die Lade- und Entladevorgänge an Wetter- oder Strompreisprognosen koppeln, erhöhen die EVA und verringern Einspeise- und Bezugsspitzen.

Optimierende Betriebsstrategien führen allerdings zu einer stärkeren zyklischen Beanspruchung des Speichers, da dieser häufiger be- und entladen wird. Die höhere Auslastung verbessert die wirtschaftliche Nutzung, beschleunigt aber zugleich die Alterung der Batterie. Jörck (2021) zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit im gewerblichen Bereich vor allem durch eine kombinierte Nutzung des Speichers verbessert werden kann. Die Verbindung von Eigenverbrauchsoptimierung und Spitzenlastkappung, auch als Mehrfachnutzung bezeichnet, erweist sich als deutlich vorteilhafter als die ausschließliche Fokussierung auf die Eigenverbrauchssteigerung. Diese Multi-Use-Anwendung gilt daher als zentraler Hebel für die Wirtschaftlichkeit. Gleichzeitig verdeutlichen die genannten Untersuchungen, dass bestehende Strategien vor allem kurzfristige energetische Ziele verfolgen und die Batterielebensdauer weitgehend unberücksichtigt bleibt. Der Zielkonflikt zwischen maximaler PV-Nutzung und einem lebensdauerschonenden Betrieb bildet den Ausgangspunkt weiterführender Forschungsarbeiten zu multikriteriellen Optimierungsansätzen.

Böttiger (2020) entwickelte ein solches Verfahren, das energetische, wirtschaftliche und alterungsbedingte Zielgrößen in einem mehrstufigen Optimierungsmodell kombiniert, um kurzfristige Effizienzgewinne und langfristige Alterungseffekte gemeinsam zu bewerten. Eine Besonderheit des Ansatzes liegt in der Einbindung der Batteriealterung in die Zielfunktion der Kurzzeitorientierung. Dadurch können Zielkonflikte zwischen EVA-Maximierung, Degradationsvermeidung und Kostenminimierung direkt abgebildet werden. Die Langzeitorientierungsebene dient dazu, den Alterungsverlauf aktiv zu steuern. Hierfür werden die Gewichtungsfaktoren der Zielfunktion dynamisch angepasst, um einem vorgegebenen Soll-Alterungsverlauf zu folgen und den Betrieb gezielt auf eine



höhere Lebensdauer auszurichten. Die Berücksichtigung der Lebensdauer gewinnt damit zunehmend an Bedeutung für die wirtschaftliche Bewertung.

Trotz dieser Fortschritte betonen Böttiger (2020) und Bauer (2010), dass die Modellierung der Alterung mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist, da sich die Wechselwirkungen zwischen Stromstärke, Temperatur, Ladezustand und Entladetiefe nur schwer konsistent abbilden lassen. Bauer (2010) beschreibt die Kopplung elektrochemischer und thermischer Prozesse als zentrale Ursache dieser Komplexität, da sich die gegenseitigen Abhängigkeiten nur näherungsweise erfassen lassen.

Aufbauend auf diesen Modellen untersuchen weitere Arbeiten, in welchem Umfang sich durch gezielte Betriebsstrategien schädliche Belastungszustände vermeiden lassen. Die Lebensdauer des Batteriespeichers stellt einen zentralen Faktor für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems dar. Um den Alterungsfortschritt zu begrenzen, werden in der Forschung Strategien entwickelt, die schädliche Belastungszustände vermeiden. Die wichtigsten Einflussgrößen auf die Degradation sind die Stromstärke, die Temperatur, der Ladezustand und die Entladetiefe. Die Begrenzung der Entladetiefe, die Vermeidung hoher Ladezustände und ein kontrolliertes Temperaturmanagement gelten als zentrale Maßnahmen zur Verringerung der Alterung. Simulationen zeigen, dass durch eine gezielte Betriebsführung, die diese Faktoren berücksichtigt, die Batterielebensdauer im Vergleich zu einer einfachen, prioritätsbasierten Strategie um mehrere Jahre verlängert werden kann. Neben der Betriebsführung stellt auch die Dimensionierung einen wesentlichen technischen Hebel zur Lebensdauerverbesserung dar. Bauer (2010) zeigte, dass eine Überdimensionierung der Speicherkapazität im Verhältnis zur tatsächlich benötigten Kapazität einen überproportional positiven Einfluss auf die Lebensdauer und den über die Betriebszeit umgesetzten Energiedurchsatz hat. Diese Erkenntnisse werden in multikriteriellen Optimierungsverfahren aufgegriffen, um den Speicherbetrieb so zu steuern, dass über die gesamte Lebensdauer ein ausgewogenes Verhältnis zwischen technischer Belastung und wirtschaftlicher Nutzung erreicht wird.

Insgesamt verdeutlichen die genannten Arbeiten, dass die Auslegung und Bewertung von PV-Batteriespeichern als interdisziplinäre Aufgabe verstanden wird, bei der technische, wirtschaftliche und alterungsbedingte Aspekte eng miteinander verknüpft sind. Trotz umfangreicher Modellierungsansätze bestehen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der Übertragbarkeit auf reale Anwendungen, da viele Studien auf vereinfachten Annahmen und synthetischen Lastprofilen beruhen. Das vorliegende Projekt greift diese Lücke auf, indem es die Auslegung und Betriebsbewertung eines Speichersystems auf Grundlage realer Betriebsdaten einer bestehenden Anlage durchführt und die Wechselwirkungen zwischen Wirtschaftlichkeit, Betriebsstrategie und Lebensdauer analysiert.

### 3 Methodisches Vorgehen

#### 3.1 Datenbasis und Aufbereitung

Die Simulation basiert auf realen Messdaten einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 849 kWp, die auf dem Dach eines Produktionsgebäudes eines Maschinenbauunternehmens in Mitteldeutschland installiert ist. Die Anlage dient der teilweisen Deckung des Strombedarfs durch Eigenversorgung aus erneuerbarer Energie.

Für den Untersuchungszeitraum von Mai 2024 bis April 2025 liegen Messwerte im 15-Minuten-Takt vor. Erfasst wurden die PV-Erzeugung, die Einspeisung von PV-Überschüssen ins öffentliche Netz sowie der Netzbezug von dem öffentlichen Netz. Aus diesen Zeitreihen wurde der elektrische Lastverlauf des Betriebs gemäß folgender Energiebilanz bestimmt:

$$E_{Last}(t) = E_{PV}(t) - E_{Einsp}(t) + E_{Bez}(t) \quad (5)$$

Dabei bezeichnen  $E_{PV}(t)$ ,  $E_{Einsp}(t)$  und  $E_{Bez}(t)$  die zeitabhängigen Energieflüsse der PV-Erzeugung, der Einspeisung und des Netzbezugs.

Vor der Simulation wurden die Datensätze auf Plausibilität geprüft und bereinigt. Hierzu wurden die Zeitreihen grafisch ausgewertet, um Ausreißer, doppelte Einträge und fehlende Werte zu identifizieren.

Fehlende Messpunkte traten in zwei Intervallen auf, in denen sowohl Zeitstempel als auch Werte fehlten. Da diese Zeiträume in den Nachtstunden lagen und der Energiebedarf dort nur gering variiert, wurden die fehlenden Werte durch lineare Interpolation der benachbarten Messpunkte ergänzt. Ein doppelter Zeitstempel, ebenfalls in den Nachtstunden, wurde bereinigt, indem der plausiblere der beiden Werte anhand der angrenzenden Datenpunkte beibehalten wurde.

Für einen vollständigen Tag lagen keine PV-Erzeugungsdaten vor. Aufgrund des geringen Einflusses eines einzelnen Tages auf die Jahresauswertung wurde dieser Tag aus der Simulation ausgeschlossen. In zwei Intervallen weist der Datensatz eine Einspeisung auf, die höher ist als die PV-Erzeugung innerhalb des jeweiligen Intervalls. Dieses Verhältnis ist physikalisch nicht plausibel und lässt auf Messungenauigkeiten schließen. Da vergleichbare Abweichungen auch in entgegengesetzter Richtung auftreten können, wurden die betroffenen Werte unverändert beibehalten, um eine einseitige Verzerrung der Datengrundlage zu vermeiden.

Nach Abschluss der Datenbereinigung umfasst der Datensatz 364 vollständige Betriebstage, an denen die PV-Anlage in Betrieb war. Die wenigen festgestellten Unstimmigkeiten betreffen nur einzelne Intervalle und beeinflussen die Jahresauswertung nicht wesentlich, sodass der Datensatz insgesamt eine konsistente und belastbare Grundlage darstellt. Die zeitliche Auflösung von 15 Minuten ermöglicht eine hinreichend genaue Abbildung des Last- und Erzeugungsverlaufs und wird in der Literatur als übliche und zweckmäßige Datengrundlage für derartige Systemanalysen beschrieben.

Auf Grundlage dieses bereinigten Datensatzes wird zunächst der Ist-Zustand des betrachteten Systems analysiert. Dazu werden zentrale energetische Kenngrößen des vorliegenden Betriebsjahres, wie die PV-Erzeugung, der elektrische Jahresverbrauch, die Einspeisung sowie der Anteil direkt genutzter PV-Energie, bestimmt.

Zur Veranschaulichung der zeitlichen Dynamik werden zudem repräsentative Wochen für Sommer- und Winterbedingungen ausgewählt und grafisch dargestellt. Dabei werden die Verläufe von PV-Erzeugung, elektrischer Last und Einspeisung überschüssiger PV-Energie gegenübergestellt. Aus diesen Zeitreihen wird die Residuallast als Differenz zwischen der elektrischen Last des Betriebs und der PV-Erzeugung

berechnet und gezeigt. Positive Werte kennzeichnen Zeiträume, in denen elektrische Energie aus dem Netz bezogen wird, während negative Werte eine Einspeisung von PV-Überschüssen bedeuten.

Diese Auswertung des Referenzfalls ohne Speicher dient der Charakterisierung des bestehenden Systems und bildet die Grundlage für die anschließende Modellierung der Speichersimulation. Der EVA wird dabei gemäß der in Kapitel 2.2 formulierten Gleichung (2) berechnet.

## 3.2 Aufbau der Simulation

Die Simulation wurde vollständig in Microsoft Excel implementiert. Sämtliche Berechnungen der Energieflüsse und der Zustandsfortschreibungen erfolgen über Formeln innerhalb des Tabellenblatts. Zur Durchführung mehrerer Simulationsläufe, beispielsweise bei Variation von Speichergröße und Leistung, sowie zur automatisierten Ergebnisaufbereitung wurden einfache Makros eingesetzt, die mithilfe der KI-Anwendung Zive programmiert wurden (Zive Technologies, 2025).

Für jedes 15-Minuten-Intervall werden die Energieflüsse zwischen der PV-Erzeugung, dem Batteriespeicher, der elektrischen Last des Betriebs und dem öffentlichen Netz bilanziert. Der Ladezustand des Speichers (SoC) wird fortgeschrieben, wobei die Lade- und Entladevorgänge unter Berücksichtigung der entsprechenden Wirkungsgrade modelliert werden. Ein gleichzeitiges Laden und Entladen innerhalb eines Intervalls ist ausgeschlossen. Dazu wird ein Nettoenergiefluss gebildet, der die Differenz zwischen PV-Erzeugung und elektrischer Last beschreibt:

$$E_{Netto}(t) = E_{PV}(t) - E_{Last}(t) \quad (6)$$

Positive Nettoenergieflüsse führen zu einer Ladung des Speichers, negative zu einer Entladung, sofern die verfügbaren Leistungs- und Kapazitätsgrenzen dies zulassen.

Die allgemeinen Simulationsparameter und grundlegenden Annahmen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Diese gelten für alle betrachteten Betriebsstrategien und bilden die Basis für die nachfolgende Definition der Steuerungslogik.

Tabelle 1: Allgemeine Simulationsparameter und Annahmen

| Parameter und Annahmen        |          | Quelle                         |
|-------------------------------|----------|--------------------------------|
| Simulationszeitraum           | 364 Tage |                                |
| Zeitauflösung der Berechnung  | 15 min   |                                |
| Lade- und Entladewirkungsgrad | 96 %     | (Weniger <i>et al.</i> , 2023) |
| Selbstentladung               | 0 %      | (Schimpe <i>et al.</i> , 2018) |
| Anfangs-SoC des Speichers     | 40 %     | (Battery University, 2021)     |

Die betrachtete Speicherkapazität entspricht der vom Hersteller angegebenen nutzbaren Kapazität. Pufferzonen zur Gewährleistung der Zellchemiesicherheit sind darin bereits berücksichtigt, sodass die Batterie im Betrieb nicht bis zur vollständigen chemischen Entladung oder Beladung betrieben wird. Das BMS begrenzt die nutzbare Kapazität automatisch auf diesen sicheren Betriebsbereich, wodurch die angegebene Kapazität als energetisch vollständig verfügbar angenommen werden kann.

#### 3.2.1 Basisstrategie - Überschussladen

Die Basisstrategie bildet das Grundmodell der Simulation und nutzt das Prinzip des Überschussladens als einfachste Form der Betriebsführung. Überschüsse, die zum Zeitpunkt ihrer Erzeugung nicht direkt zur Lastdeckung genutzt werden können, werden in den Batteriespeicher geladen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen, wenn die PV-Leistung zur Lastdeckung nicht ausreicht. Die Regelung beschränkt sich ausschließlich auf die Maximierung des Eigenverbrauchs, ohne zusätzliche Optimierungskriterien einzubeziehen.

Grundlage der Steuerung ist der in Kapitel 3.2 definierte Nettoenergiefluss Gleichung (6), der die Differenz zwischen PV-Erzeugung und elektrischer Last beschreibt. Positive Werte kennzeichnen Überschüsse, während negative Werte eine Unterdeckung des Energiebedarfs bedeuten. Auf dieser Basis wird für jedes Intervall die Energiemenge bestimmt, die in den Speicher geladen oder aus ihm entnommen werden kann.

Liegt ein Überschuss vor, wird der Speicher geladen. Vor jeder Ladung wird überprüft, ob die aktuelle Speicherleistung ausreicht, um die entsprechende Energiemenge innerhalb des Intervalls aufzunehmen und ob ausreichend freie Kapazität im Speicher vorhanden ist. Die tatsächlich geladene Energiemenge wird durch die jeweils limitierende Größe bestimmt:

$$E_{Lade}(t) = WENN[E_{Netto}(t) > 0; MIN(E_{Netto}(t); P_{Nenn} \cdot \Delta t; E_{Nenn} - E_{SoC}(t - 1)); 0] \quad (7)$$

Tritt im Gegensatz dazu ein negativer Nettoenergiefluss auf, wird der Speicher entladen, um den Energiebedarf zu decken. Analog zur Ladung wird überprüft, ob die Entladeleistung des Speichers ausreicht, um die erforderliche Energiemenge innerhalb des Intervalls bereitzustellen und ob ausreichend Energie im Speicher vorhanden ist. Die tatsächlich abgegebene Energiemenge ergibt sich ebenfalls aus der kleinsten der drei limitierenden Größen. Bei der Ermittlung der Entlademenge wird zusätzlich der Entladewirkungsgrad berücksichtigt, um die beim Entladen auftretenden Verluste direkt abzubilden. Dadurch wird sichergestellt, dass der Speicherstand zu keinem Zeitpunkt negative Werte annimmt.

$$E_{Entl}(t) = WENN[Netto < 0; MIN(-E_{Netto}(t); P_{Nenn} \cdot \Delta t; E_{SoC}(t - 1) \cdot \eta_{Entl})] \quad (8)$$

Der Ladezustand des Speichers wird für jedes Intervall fortgeschrieben. Er entspricht dem gespeicherten Energieinhalt am Ende des Intervalls nach Berücksichtigung der Lade- und Entladevorgänge. Die Fortschreibung des Ladezustandes erfolgt nach folgender Gleichung:

$$E_{SoC}(t) = E_{SoC}(t - 1) + (E_{Lade}(t) \cdot \eta_{Lade}) - \left( \frac{E_{Entl}(t)}{\eta_{Entl}} \right) \quad (9)$$

Der EVA wird nach Kapitel 2.3.4, Gleichung (4) berechnet und berücksichtigt ausschließlich den tatsächlich genutzten PV-Strom. Dazu zählen der direkt verbrauchte Anteil der PV-Erzeugung sowie die Energiemengen, die aus dem Speicher zur Lastdeckung entnommen werden. Die vom Speicher bereitgestellte Energiemenge wird dabei als die an der Last ankommende, nutzbare Energiemenge betrachtet, sodass Lade- und Entladeverluste nicht in die Berechnung des Eigenverbrauchs eingehen.

Die Simulation wird für verschiedene Kombinationen von Speicherkapazität und -leistung durchgeführt. Als zentrale Kenngröße zur Bewertung der Systemparameter dient der EVA.

### 3.2.2 Erweiterte Steuerungsstrategie

Die erweiterte Steuerungsstrategie baut auf der in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Basisstrategie auf und verfolgt das Ziel, den Speicherbetrieb so zu gestalten, dass die Zellalterung reduziert und die Lebensdauer des Systems verlängert wird. Eine längere Lebensdauer kann die Wirtschaftlichkeit der Speicherintegration erhöhen, sofern die daraus resultierenden Einbußen beim EVA gering bleiben. Die Strategie zielt daher auf einen Kompromiss zwischen einem schonenden Betrieb und einer möglichst hohen PV-Nutzung ab.

Zu Beginn der Entwicklung wurde systematisch geprüft, welche der in Kapitel 2.3.6 beschriebenen Alterungsfaktoren im Rahmen des Simulationsmodells gezielt beeinflusst werden können. Diese Analyse bildet die methodische Grundlage der erweiterten Strategie. Sie ermöglicht eine gezielte Fokussierung auf die Parameter, die im praktischen Betrieb durch Regelungsmaßnahmen veränderbar sind.

Auf Grundlage dieser Analyse wurde entschieden, den Einfluss der DoD und des rSoC innerhalb des Modells zu variieren und deren Wirkung auf die Lebensdauer zu untersuchen. Zur Bewertung der Strategien wird die Lebensdauer des Speichers über zwei voneinander unabhängige Ansätze abgeschätzt, die unterschiedliche Alterungsmechanismen abbilden. Der erste Ansatz basiert auf der Zyklenfestigkeit in Abhängigkeit der DoD, der zweite auf der zusätzlichen Degradation infolge des rSoC.

Temperaturabhängigkeiten werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da keine Temperaturzeitreihen vorliegen und eine realistische Abbildung thermischer Effekte somit nicht möglich ist.

Eine explizite Reduktion der Zyklenzahl wird ebenfalls nicht angestrebt, da der Speicher ausschließlich zur Erhöhung des EVA eingesetzt wird und nicht an einem marktbasierten Handel teilnimmt. Jeder Zyklus liefert somit unabhängig vom Zeitpunkt denselben energetischen und wirtschaftlichen Nutzen. Unter diesen Rahmenbedingungen würde eine Verringerung der Zyklenzahl daher nicht zu einer wirtschaftlichen Verbesserung führen, sondern lediglich zu einer geringeren Nutzung der verfügbaren PV-Energie.

Ebenso wird die Speicherleistung nicht explizit begrenzt. Grundlage dieser Entscheidung ist die Analyse der Simulationsergebnisse der Basisstrategie, aus der hervorgeht, dass die Nennleistung des Speichersystems nur einen geringen Einfluss auf den EVA hat. Daher wird ein Betrieb mit geringen C-Raten als ausreichend erachtet, da höhere C-Raten keine nennenswerte Erhöhung des EVA bewirken. Herstellerangaben zeigen darüber hinaus, dass ein Betrieb mit C-Raten bis 0,5 C als unkritisch gilt, was darauf hinweist, dass für die vorliegende Anwendung aus dem Zusammenspiel von PV-Erzeugung, Last und Speicher keine wesentlichen Verbesserungen durch eine zusätzliche Leistungsbegrenzung zu erwarten sind.

Die Auswertung beider Bewertungsgrundlagen erfolgt zunächst anhand der technischen Größen EVA und Lebensdauer.

#### Analyse der Entladetiefe (DoD)

Im ersten Bewertungsschritt wird der Einfluss der DoD auf die Lebensdauer des Speichers anhand einer gezielten Betriebsmaßnahme untersucht. Hierzu wird ein festes SoC-Fenster eingeführt, das den nutzbaren Ladezustandsbereich des Speichers durch obere und untere Grenzwerte definiert. Dadurch wird die maximal nutzbare Entladetiefe gezielt begrenzt, wodurch sich die zyklische Belastung des

Speichers verringert. Auf diese Weise lässt sich der Einfluss unterschiedlicher DoD auf die Alterung systematisch bewerten.

Mit zunehmender DoD verringert sich die Zyklenfestigkeit des Speichers. Zur Quantifizierung dieses Zusammenhangs werden die Angaben des Datenblatts Valence U4D-24V100IB herangezogen, das die Zyklenfestigkeit in Abhängigkeit der Entladetiefe beschreibt (siehe Anhang A). Die dort angegebenen Zyklenzahlen wurden unter den in Tabelle 2 aufgeführten Prüfbedingungen ermittelt. Im Datenblatt wird das EoL als der Zeitpunkt definiert, an dem die verbleibende Kapazität des Speichers 80 % der ursprünglichen Nennkapazität erreicht.

Tabelle 2: Prüfbedingungen der im Datenblatt ausgewiesenen Zyklenfestigkeit (Valence U4D-24V100IB)

| Parameter           | Einheit  |
|---------------------|----------|
| Entladerate         | 0,5 C    |
| Umgebungstemperatur | 25 °C    |
| EoL                 | 80 % SoH |

Da die Angaben im Datenblatt nur für bestimmte DoD-Werte vorliegen, wird zur Bestimmung von Zwischenwerten im Bereich bis 30 % DoD eine lineare Interpolation verwendet. Dadurch lässt sich eine kontinuierliche Zuordnung der Zyklenzahl im betrachteten Bereich herstellen.

In der Simulation wird das SoC-Fenster als feste Betriebsgrenze umgesetzt. Sobald eine der Grenzen erreicht ist, werden Lade- oder Entladevorgänge innerhalb des betreffenden Zeitintervalls unterbunden. Die Grenzwerte sind so gewählt, dass die gewünschte Entladetiefe (DoD) erzielt wird. Für eine Entladetiefe von 90 % wurde das Fenster symmetrisch um den mittleren Bereich gelegt, sodass sich ein SoC-Fenster von 5 % bis 95 % ergibt. Mit abnehmender Entladetiefe wird das Fenster asymmetrisch verengt, wobei insbesondere der obere Ladezustandsbereich stärker begrenzt wird. Dadurch wird der in Kapitel 2.3.6 als besonders alterungskritisch beschriebene Bereich hoher Ladezustände gezielt vermieden.

Die in der Simulation verwendeten SoC-Grenzen für unterschiedliche DoD sowie die auf Grundlage des Datenblatts von Valence bestimmten Zyklenzahlen bis 80 % SOH sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Festgelegte SOC-Fenster unterschiedlicher DOD und zugehörige Zyklenzahl bis 80 % SOH (Eigene Darstellung auf Basis des Herstellerdatenblatts Valence U4D-24V100IB)

| SOC-Fenster | DOD in % | Zyklenzahl bis 80 % SOH |
|-------------|----------|-------------------------|
| 0-100 %     | 100      | 2000                    |
| 5-95 %      | 90       | 3000                    |
| 10-90 %     | 80       | 4000                    |
| 15-85 %     | 70       | 4667                    |
| 20-80 %     | 60       | 5333                    |
| 20-70 %     | 50       | 6000                    |
| 20-60 %     | 40       | 7000                    |
| 20-50 %     | 30       | 8000                    |

Anschließend wird auf Grundlage der in Tabelle 3 dargestellten Zyklenzahlen bis zum EoL die Lebensdauer  $L$  für jede simulierte Systemkonfiguration berechnet. Der Speicherbetrieb wird für verschiedene Kombinationen aus Speicherkapazität und SoC-Fenster sowie für drei C-Raten von 0,125, 0,25 und 0,5 simuliert, die sich in der Auswertung der Basisstrategie als repräsentative und technisch sinnvolle Varianten erwiesen haben.

Die Lebensdauer ergibt sich als Quotient aus der Zyklenzahl bis 80 % SOH und der im Simulationsjahr ermittelten Anzahl an Vollzyklen. Die Vollzyklenzahl wird aus der im Jahresverlauf insgesamt entladenen Energiemenge  $E_{Entl}$  berechnet, indem diese durch die Nennkapazität  $E_{Nenn}$  des Speichers dividiert wird.

$$Lebensdauer = \frac{Zyklenzahl_{EoL}}{\frac{E_{Entl}}{E_{Nenn}}} \quad (10)$$

Die so ermittelte Lebensdauer in Jahren ermöglicht einen gezielten Vergleich der untersuchten Systemkonfigurationen. Die Konfiguration mit einer Entladetiefe von 100 % entspricht der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Basisstrategie ohne Begrenzung des SoC-Fensters. Diese Konfiguration dient als Referenz für den Vergleich der Lebensdauer zwischen Basis- und erweiterter Strategie, um den Einfluss der eingeführten Begrenzung auf die zu erwartende Degradation zu bewerten.

Eine fortschreitende, zeitabhängige Kapazitätsdegradation des Speichers wird im Modell nicht abgebildet, da ihre explizite Berücksichtigung den Simulationsaufbau unverhältnismäßig verkomplizieren würde und keinen wesentlichen Einfluss auf die qualitative Aussage der Ergebnisse hat.

#### Analyse des Ruheladezustandes (rSoC)

Im zweiten Bewertungsschritt wird der Einfluss des rSoC auf die Lebensdauer des Speichers untersucht. Da das im Zuge der Weiterentwicklung der Steuerungsstrategie eingeführte SoC-Fenster bereits indirekt auf den Ladezustand wirkt, wird auf eine zusätzliche Regelungsmaßnahme zur gezielten Beeinflussung



des rSoC verzichtet. Stattdessen wird auf Grundlage der bestehenden Steuerung analysiert, in welchem Umfang der rSoC zur Degradation beiträgt.

Die Bewertung basiert auf einem der 8.2 Obst & Hamm GmbH intern vorliegenden Garantie-Dokument eines Batterieherstellers, das als vertraulich gekennzeichnet ist und daher nicht veröffentlicht werden darf. Dieses beschreibt die Entwicklung des SoH in Abhängigkeit vom rSoC und der Temperatur. Die Randbedingungen des Referenzbetriebs, auf den sich der Standardverlauf der Kapazitätsentwicklung ohne Zusatzdegradation bezieht, sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Im Dokument wird das EoL als der Zeitpunkt definiert, an dem die verbleibende Kapazität 65 % der ursprünglichen Nennkapazität erreicht.

Tabelle 4: Randbedingungen des Referenzbetriebs zur Ableitung der rSoC-basierten Zusatzdegradation

| Parameter                            | Wert        |
|--------------------------------------|-------------|
| Entladerate                          | 0,25 C      |
| DoD                                  | 100 %       |
| Mittleren SoC                        | $\leq 50$ % |
| Durchschnittliche Zyklenzahl pro Tag | 1           |
| EoL                                  | 65 % SoH    |

Da im Rahmen dieser Arbeit keine Bewertung der Temperaturentwicklung möglich ist, wird angenommen, dass der Speicher durchgehend im spezifizierten Idealtemperaturbereich betrieben wird, sodass keine temperaturbedingten Zusatzdegradationen auftreten. Der Einfluss des rSoC wird dagegen explizit berücksichtigt, um dessen Beitrag zur Degradation isoliert zu erfassen.

Für die Untersuchung des rSoC-Einflusses wird der in den Garantiebedingungen beschriebene Zusammenhang zwischen dem rSoC und der zusätzlichen Degradation herangezogen. Dabei werden monatliche Zusatzdegradationen für Phasen definiert, in denen sich die Batterie über längere Zeiträume in hohen Ladezustandsbereichen befindet. Ruhephasen sind dabei als Zeitabschnitte definiert, in denen die Ladeleistung kleiner als  $0,05 P_{nenn}$  ist. Für jeden Monat werden alle Ruhephasen den entsprechenden rSoC-Bereichen zugeordnet. Die Klasse, in der sich der Speicher über den größten Anteil der Ruhezeit befindet, wird als rSoC-Bereich des Monats definiert. Abhängig von dieser Zuordnung wird eine zusätzliche SOH-Abnahme zum Standardverlauf addiert. Die vom Hersteller definierten monatlichen rSoC-Bereiche und die zugehörigen Zusatzdegradationen sind in Tabelle 5 dargestellt.



Tabelle 5: Zusatzdegradation des SOH in Abhängigkeit des monatlichen durchschnittlichen rSoC (Eigene Darstellung basierend auf nicht öffentlich zugänglichen Garantiebedingungen eines Speicherherstellers)

| SOH-Korrekturfaktor                         |                                             |
|---------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Monatlicher durchschnittlicher rSoC-Bereich | Monatliche zusätzliche SOH-Degradation in % |
| (0, 50%)                                    | Keine zusätzliche Degradation               |
| (50%, 60%)                                  | 0,04%                                       |
| (60%, 80%)                                  | 0,08%                                       |
| (80%, 100%)                                 | 0,10%                                       |

Für die Umsetzung der Bewertung wurde in Microsoft Excel ein Makro entwickelt, das die jährliche SOH-Entwicklung auf Grundlage der genannten Zusammenhänge automatisiert berechnet. Das Makro wurde mithilfe der KI-Anwendung Zive (Zive Technologies, 2025) erstellt und ermittelt für jeden Monat des Simulationsjahres den rSoC-Bereich, in dem sich der Speicher überwiegend im Ruhezustand befindet. Die entsprechende monatliche Zusatzdegradation wird anschließend zum Basisverlauf der Kapazitätsentwicklung addiert, sodass sich die kumulierte SOH-Abnahme über die Lebensdauer des Systems ergibt.

Das EoL ist entsprechend den zugrunde gelegten Garantiebedingungen erreicht, wenn der berechnete SOH erstmals 65 % unterschreitet. Da die Angaben jahresweise vorliegen, wird der exakte Zeitpunkt des EoL durch lineare Interpolation zwischen den beiden entsprechenden Jahren bestimmt.

Die Simulation erfolgt unter denselben Randbedingungen wie die DoD-basierte Untersuchung. Dabei wird das SoC-Fenster schrittweise variiert, während der Speicherbetrieb für die drei betrachteten Systeme mit C-Raten von 0,5, 0,25 und 0,125 über den gesamten Datensatz simuliert wird. Für jede Kombination aus Kapazität und SoC-Fenster wird der EVA sowie die nach dem beschriebenen Verfahren ermittelte rSoC-basierte Lebensdauer bestimmt. Eine fortschreitende, zeitabhängige Kapazitätsdegradation des Speichers wird auch in diesem Ansatz nicht berücksichtigt.

### 3.3 Wirtschaftliche Abschätzung

Aufbauend auf den Ergebnissen der technischen Simulation erfolgt eine vereinfachte wirtschaftliche Abschätzung, um den Zielkonflikt zwischen Energieausnutzung und Lebensdauer zu bewerten. Dabei wird das Verhältnis zwischen den Einbußen des EVA durch eine schonende Betriebsweise und der daraus resultierenden Lebensdauerverlängerung analysiert.

Eine umfassende Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Einbeziehung von Kapitalwerten, Zinskosten, Steuern oder steuerlichen Vorteilen durch Abschreibungen erfolgt nicht. Ebenso wird auf eine dynamische Betrachtung von Preisentwicklungen und Markterlösen verzichtet. Stattdessen werden feste Preis- und Kostenannahmen verwendet.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden im Folgenden für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren der Nutzen und die Kosten bestimmt und gegenübergestellt.

#### Ermittlung des wirtschaftlichen Nutzens

Die Analyse basiert auf den in der Simulation ermittelten Energieflüssen.

Der wirtschaftliche Nutzen des Speichers ergibt sich aus der Verringerung der Strombezugskosten gegenüber dem Referenzfall ohne Speicher. Der eingesparte Strombezug wird mit dem Strompreis  $p_{\text{Bezug}}$  bewertet, während für die vermiedene Einspeisung die entgangene Einspeisevergütung  $p_{\text{Einsp}}$  berücksichtigt wird.

Der Gesamtnutzen über den betrachteten Betriebszeitraum  $T_B$  wird auf Grundlage der Energieflüsse mit und ohne Speicher bestimmt. Er berechnet sich gemäß Gleichung (11), wobei die Indizes  $oS$  und  $mS$  die Szenarien ohne beziehungsweise mit Speicher kennzeichnen.

$$\text{Nutzen} = [(E_{\text{Bez},oS} - E_{\text{Bez},mS}) \cdot p_{\text{Bezug}} + (E_{\text{Einsp},mS} - E_{\text{Einsp},oS}) \cdot p_{\text{Einsp}}] \cdot T_B \quad (11)$$

Die zugrunde gelegten Annahmen für Strompreis und Einspeisevergütung sind in Tabelle 1 aufgeführt.

#### Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionskosten des Speichers basieren auf den in Lazard's Levelized Cost of Storage (2025), ausgewiesenen spezifischen Kostenspannen für industrielle Lithium-Ionen-Systeme. Aufgrund der rückläufigen Preisentwicklung werden die unteren Werte der angegebenen Kostenspannen herangezogen. Die angegebenen Kostenunterschiede zwischen 0,25 C- und 0,5 C-Systemen sind sehr gering, weshalb für alle untersuchten Systeme identische spezifische Kosten angesetzt werden.

Die im Bericht angegebenen US-Dollar-Werte wurden auf Grundlage des von der Europäischen Zentralbank veröffentlichten Referenzkurses in Euro umgerechnet. Somit ergeben sich die in Tabelle 6 dargestellten Investitions- und Betriebskostenannahmen, die für die wirtschaftliche Bewertung herangezogen werden, mit denen im Folgenden die Berechnungen durchgeführt werden.

Tabelle 6: Übersicht der zugrunde gelegten Preis- und Kostenannahmen

| Kategorie     | Parameter                                                  | Wert          | Quelle                        |
|---------------|------------------------------------------------------------|---------------|-------------------------------|
| Allgemein     | Betrachtungszeitraum $T_B$                                 | 20 Jahre      |                               |
|               | Wechselkurs (USD/EUR)<br>am 21.10.2025                     | 1USD=0,86 EUR | (European Central Bank, 2025) |
| Energiepreise | Strompreis $p_{\text{Bezug}}$                              | 0,178 €/kWh   | (BDEW, 2025)                  |
|               | Einspeisevergütung $p_{\text{Einsp}}$                      | 0,0786 €/kWh  | (Wirth, 2025)                 |
| Investition   | Investitionskosten bezogen<br>auf Speicherkapazität        | 202,1 €/kWh   | (Lazard Releases, 2025)       |
|               | Investitionskosten bezogen<br>auf Speicherleistung         | 22,36 /kWh    | (Lazard Releases, 2025)       |
| Betrieb       | Jährliche Betriebskosten pro<br>installierte kWh Kapazität | 2,58 €/kWh    | (Lazard Releases, 2025)       |

Die Gesamtinvestition des Systems ergibt sich aus den anteiligen Kosten für installierte Speicherkapazität  $E_{Nenn}$  und die installierte Leistung  $P_{Nenn}$ :

$$Investitionskosten_{gesamt} = 202,1 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot E_{Nenn} + 22,36 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{Nenn} \quad (12)$$

Die jährlichen Betriebskosten werden auf Basis der installierten Nennkapazität  $E_{Nenn}$  bestimmt:

$$Betriebskosten_{jährlich} = 2,58 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot E_{Nenn} \quad (13)$$

Zur Ermittlung der Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum wird berücksichtigt, dass während der Betriebszeit von 20 Jahren mehrere Systeme erforderlich sein können, um den Speicherbetrieb über die gesamte Laufzeit sicherzustellen. Der Parameter  $n_{Systeme}$  beschreibt die Anzahl der über den Betrachtungszeitraum benötigten Systeme. Restwerte am Ende des Betrachtungszeitraums werden nicht berücksichtigt, da ausschließlich die während der Betriebszeit anfallenden Kosten und Nutzen in die Bewertung eingehen.

Die gesamten Kosten über den Betriebszeitraum berechnen sich nach:

$$Kosten_{gesamt} = Capex_{gesamt} \cdot n_{Systeme} + Opex_{jährlich} \cdot T_B \quad (14)$$

#### **Bewertung der Wirtschaftlichkeit**

Der wirtschaftliche Rohertrag des Speichers ergibt sich als Differenz aus Nutzen und Gesamtkosten:

$$Rohertrag = Nutzen - Kosten_{gesamt} \quad (15)$$

Ein positiver Rohertrag kennzeichnet eine wirtschaftlich vorteilhafte Speicherintegration, während ein negativer Wert auf eine unwirtschaftliche Auslegung hinweist.

In die Berechnung fließen beide Ansätze der erweiterten Steuerungsstrategie ein. Die jeweils ermittelten technischen Kenngrößen, insbesondere die Lebensdauer in Abhängigkeit des SoC-Fensters, werden direkt berücksichtigt, um den Einfluss der Betriebsweise auf die Wirtschaftlichkeit zu bewerten.

## 4 Darstellung der technischen Simulationsergebnisse

### 4.1 Ergebnisse des Referenzfalls ohne Speicher

Zur Einordnung des Potenzials einer Speicherintegration wird zunächst der bestehende Anlagenbetrieb ohne Speicher betrachtet. Die wichtigsten energetischen Kenngrößen sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Energetische Kenngrößen des Referenzfalls ohne Speicher

| Kennzahl                      | Wert       | Einheit |
|-------------------------------|------------|---------|
| PV-Anlagenleistung            | 849        | kWp     |
| Jährliche PV-Erzeugung        | 834627,37  | kWh/a   |
| Spezifischer Ertrag PV-Anlage | 971,63     | kWh/kWp |
| Elektrischer Jahresbedarf     | 1266983,93 | kWh/a   |
| Netzbezug                     | 831406,05  | kWh/a   |
| Direkt genutzte PV-Energie    | 435577,88  | kWh/a   |
| Einspeisung in Netz           | 399049,50  | kWh/a   |
| Eigenverbrauchsquote          | 52,19      | %       |

Zur Veranschaulichung des Anlagenbetriebs ohne Speicher sind in Abbildung 8 bis Abbildung 11 beispielhafte Wochenverläufe für Sommer und Winter dargestellt.

Die Abbildung 8 und Abbildung 10 zeigen den Verlauf der PV-Erzeugung, der elektrische Lastverlauf des Betriebs sowie der Einspeisung überschüssiger PV-Energie. Die daraus resultierenden Residuallasten sind in Abbildung 9 und Abbildung 11 dargestellt. Positive Werte in Orange kennzeichnen den Bezug elektrischer Energie aus dem Netz, während negative Werte in Grün die Einspeisung von PV-Überschüssen darstellen.

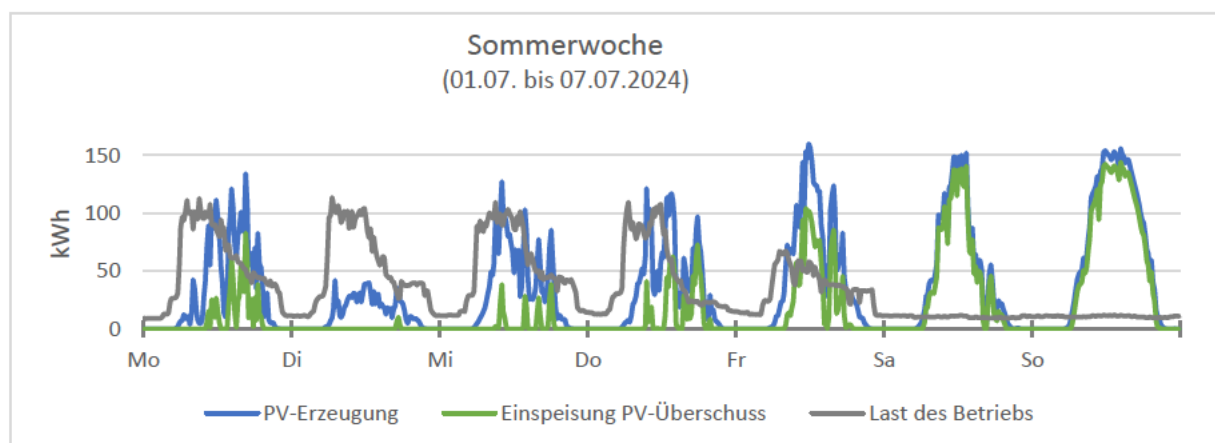


Abbildung 8: Verläufe von PV-Erzeugung (kWh), elektrischer Last (kWh) und Einspeisung (kWh) ohne Speicher in der Beispielwoche im Sommer

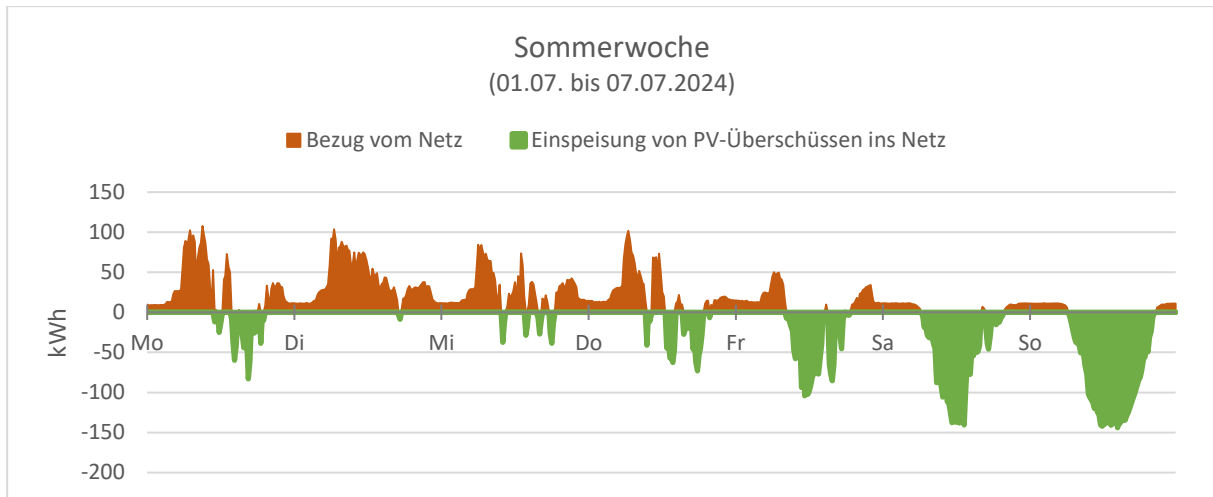


Abbildung 9: Verlauf der Residuallast ohne Speicher in der Beispielwoche im Sommer

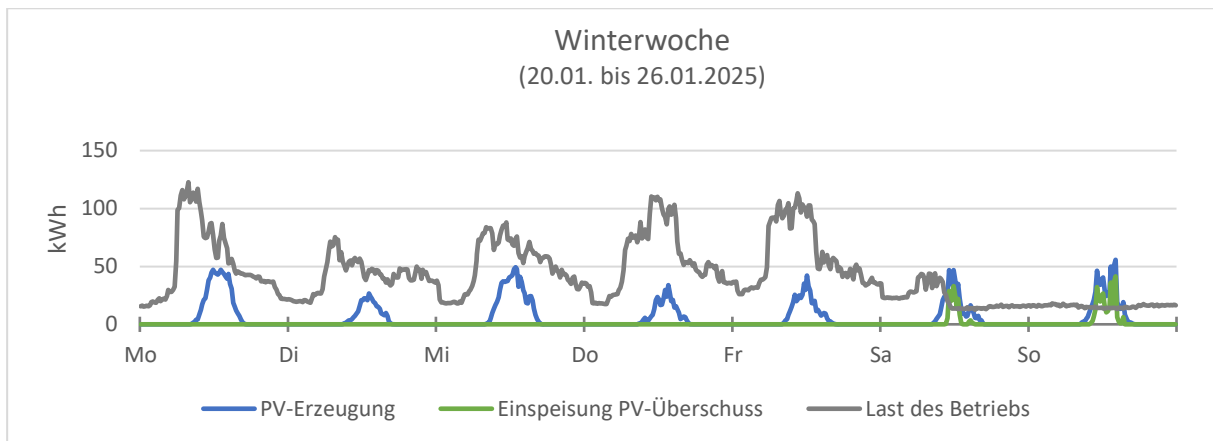


Abbildung 10: Verläufe von PV-Erzeugung (kWh), elektrischer Last (kWh) und Einspeisung (kWh) ohne Speicher in der Beispielwoche im Winter

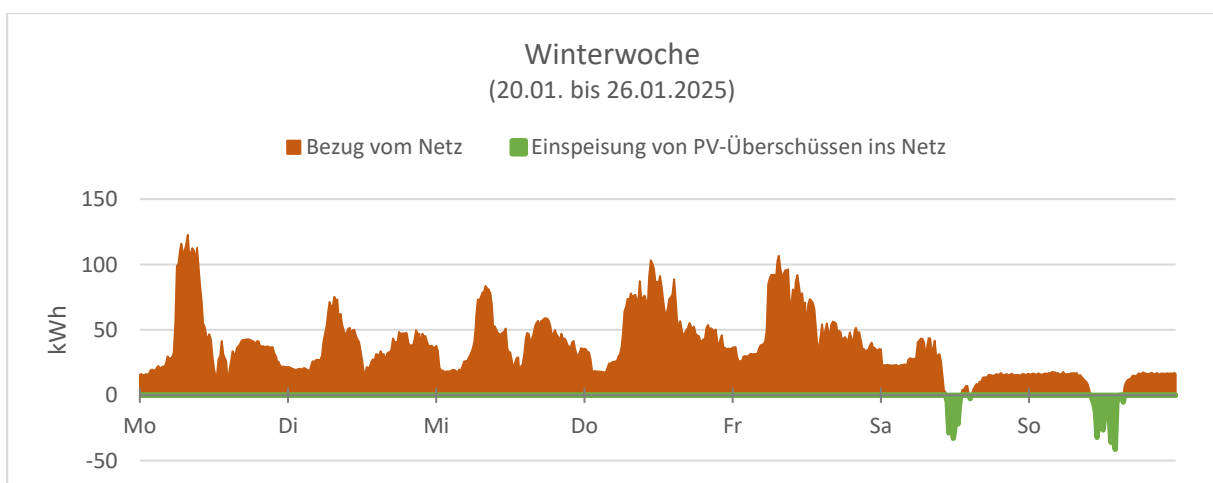


Abbildung 11: Verlauf der Residuallast ohne Speicher in der Beispielwoche im Winter



## 4.2 Ergebnisse der Basisstrategie

Die Simulation der Basisstrategie zeigt den Zusammenhang zwischen Speicherkapazität, Speicherleistung und EVA. In Abbildung 12 ist der EVA in Abhängigkeit dieser beiden Systemparameter dargestellt. Auf der horizontalen Achse ist die Speicherkapazität im Bereich von 100 bis 1200 kWh aufgetragen, auf der vertikalen Achse die Speicherleistung zwischen 25 und 800 kW. Die Farbskala kennzeichnet den berechneten EVA, wobei niedrige Werte in Rottönen und hohe Werte in Grüntönen dargestellt sind. Dadurch wird erkennbar, wie sich der EVA über den untersuchten Parameterraum verteilt und welche Kombinationen von Kapazität und Leistung besonders günstige Ergebnisse liefern.

| EVA mit Speicher in % der Basisstrategie |                  |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------------|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                          | Kapazität in kWh |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|                                          | 100              | 200    | 300    | 400    | 500    | 600    | 700    | 800    | 900    | 1000   | 1100   | 1200   |
| Leistung in kW                           | 25               | 55,148 | 56,919 | 57,581 | 57,690 | 57,717 | 57,721 | 57,726 | 57,731 | 57,735 | 57,740 | 57,749 |
|                                          | 50               | 55,393 | 57,854 | 59,821 | 61,172 | 61,783 | 62,047 | 62,243 | 62,382 | 62,472 | 62,540 | 62,614 |
|                                          | 75               | 55,470 | 58,084 | 60,387 | 62,305 | 63,562 | 64,322 | 64,731 | 65,036 | 65,330 | 65,588 | 66,064 |
|                                          | 100              | 55,508 | 58,167 | 60,579 | 62,731 | 64,328 | 65,460 | 66,198 | 66,741 | 67,125 | 67,447 | 68,050 |
|                                          | 125              | 55,530 | 58,207 | 60,676 | 62,886 | 64,656 | 66,005 | 66,984 | 67,709 | 68,313 | 68,754 | 69,441 |
|                                          | 150              | 55,543 | 58,227 | 60,720 | 62,954 | 64,801 | 66,269 | 67,385 | 68,277 | 68,973 | 69,587 | 70,461 |
|                                          | 175              | 55,548 | 58,236 | 60,737 | 62,991 | 64,858 | 66,376 | 67,575 | 68,562 | 69,374 | 70,043 | 71,165 |
|                                          | 200              | 55,550 | 58,240 | 60,745 | 63,008 | 64,888 | 66,431 | 67,668 | 68,692 | 69,575 | 70,325 | 71,580 |
|                                          | 225              | 55,550 | 58,242 | 60,748 | 63,019 | 64,904 | 66,460 | 67,723 | 68,762 | 69,691 | 70,482 | 71,829 |
|                                          | 250              | 55,551 | 58,243 | 60,750 | 63,025 | 64,914 | 66,478 | 67,756 | 68,803 | 69,752 | 70,580 | 71,986 |
|                                          | 275              | 55,551 | 58,243 | 60,751 | 63,029 | 64,920 | 66,491 | 67,774 | 68,831 | 69,789 | 70,641 | 71,401 |
|                                          | 300              | 55,551 | 58,244 | 60,753 | 63,032 | 64,924 | 66,500 | 67,784 | 68,849 | 69,814 | 70,678 | 71,452 |
|                                          | 325              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,791 | 68,860 | 69,829 | 70,698 | 71,482 |
|                                          | 350              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,793 | 68,864 | 69,836 | 70,707 | 71,498 |
|                                          | 375              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,794 | 68,867 | 69,840 | 70,712 | 71,507 |
|                                          | 400              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,715 | 71,511 |
|                                          | 425              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 450              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 475              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 500              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 525              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 550              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 575              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 600              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 625              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 650              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 675              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 700              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 725              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 750              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 775              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |
|                                          | 800              | 55,551 | 58,245 | 60,754 | 63,034 | 64,926 | 66,504 | 67,795 | 68,869 | 69,842 | 70,716 | 71,513 |

Abbildung 12: Ergebnisse der Simulation der Basisstrategie: EVA (%) in Abhängigkeit von Speicherleistung (kW) und Speicherkapazität (kWh)

Abbildung 13 stellt den Verlauf des EVA in Abhängigkeit der Speicherkapazität für ein System mit einer konstanten C-Rate von 0,5 dar. Damit wird der Verlauf des EVA entlang einer konstanten Leistungs-Kapazitäts-Relation beschrieben. Auf der horizontalen Achse ist die Kapazität von 100 bis

10.000 kWh aufgetragen, auf der vertikalen Achse der berechnete EVA in Prozent. Der Verlauf zeigt, wie sich der EVA mit zunehmender Speicherkapazität verändert und in welchem Bereich eine Annäherung an einen nahezu konstanten Wert erkennbar wird.

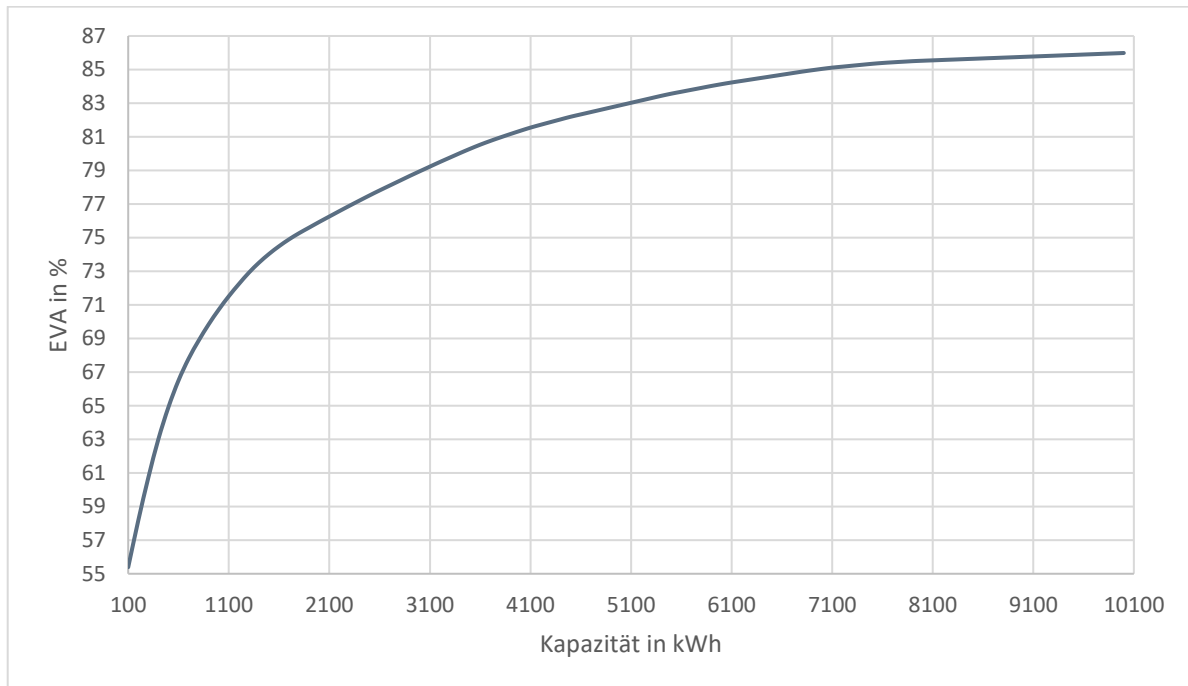


Abbildung 13: EVA (%) in Abhängigkeit von der Speicherkapazität bei konstanter C-Rate = 0,5 (Basisstrategie)

### 4.3 Ergebnisse der erweiterten Steuerungsstrategie

Nach Einführung des SoC-Fensters folgt die Auswertung auf den beiden Bewertungsgrundlagen der DoD-abhängigen Zyklenfestigkeit und der rSoC-abhängigen Zusatzdegradation. Im Folgenden werden die entsprechenden Ergebnisse dargestellt.

#### 4.3.1 Ergebnisse auf Grundlage der Analyse der Entladetiefe (DoD)

Die Simulationen auf Grundlage der DoD-Analyse zeigen den Einfluss von Speicherkapazität und DoD auf den EVA und die Lebensdauer.

Die Abbildung 14 stellt den EVA dar und umfasst drei Einzelgrafiken, die jeweils eine der untersuchten C-Raten wiedergeben. Die Darstellungen 14a bis 14c zeigen den EVA für die Systeme mit  $C = 0,5$ ,  $C = 0,25$  und  $C = 0,125$ .

Die Abbildung 15 enthält analog dazu die Ergebnisse zur Lebensdauer. Auch hier bilden die Darstellungen 15a bis 15c die drei Systeme mit  $C = 0,5$ ,  $C = 0,25$  und  $C = 0,125$  ab.

In beiden Abbildungsreihen entspricht a) dem System mit  $C = 0,5$ , b) dem System mit  $C = 0,25$  und c) dem System mit  $C = 0,125$ .

Auf der horizontalen Achse ist die Speicherkapazität im Bereich von 100 bis 1000 kWh aufgetragen, auf der vertikalen Achse die DoD von 100 % bis 30 %. Diese ergibt sich aus den im Kapitel 3.2.2 beschriebenen Implementierungen der SoC-Fenster, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind.

#### 4 Darstellung der technischen Simulationsergebnisse

Die Farbskalen sind für beide Parameter jeweils einheitlich festgelegt. Dadurch teilen alle EVA-Darstellungen in Abbildung 14 denselben Wertebereich und dieselbe Farbcodierung, sodass Unterschiede zwischen den drei Systemen direkt vergleichbar werden. Für die Lebensdauer gilt in Abbildung 15 analog eine einheitliche Skalierung für alle dargestellten Systeme. Bei beiden Farbskalen werden niedrige Werte in Rottönen, mittlere in Gelbtönen und hohe in Grüntönen dargestellt.

a)

| EVA mit Speicher in % – C-Rate = 0,5 |     |                  |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|--------------------------------------|-----|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                      |     | Kapazität in kWh |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|                                      |     | 100              | 200    | 300    | 400    | 500    | 600    | 700    | 800    | 900    | 1000   |
| DoD in %                             | 100 | 55,393           | 58,167 | 60,720 | 63,008 | 64,914 | 66,500 | 67,793 | 68,869 | 69,842 | 70,716 |
|                                      | 90  | 55,122           | 57,655 | 59,992 | 62,148 | 64,010 | 65,584 | 66,924 | 68,020 | 68,969 | 69,842 |
|                                      | 80  | 54,842           | 57,139 | 59,244 | 61,224 | 63,024 | 64,568 | 65,900 | 67,058 | 68,020 | 68,869 |
|                                      | 70  | 54,557           | 56,611 | 58,484 | 60,253 | 61,929 | 63,439 | 64,748 | 65,899 | 66,921 | 67,795 |
|                                      | 60  | 54,268           | 56,064 | 57,709 | 59,256 | 60,748 | 62,163 | 63,440 | 64,568 | 65,583 | 66,500 |
|                                      | 50  | 53,977           | 55,508 | 56,921 | 58,240 | 59,511 | 60,753 | 61,940 | 63,034 | 64,022 | 64,926 |
|                                      | 40  | 53,682           | 54,939 | 56,103 | 57,197 | 58,245 | 59,265 | 60,265 | 61,244 | 62,172 | 63,039 |
|                                      | 30  | 53,375           | 54,350 | 55,261 | 56,114 | 56,937 | 57,730 | 58,510 | 59,271 | 60,022 | 60,764 |

b)

| EVA mit Speicher in % – C-Rate = 0,25 |     |                  |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|---------------------------------------|-----|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                       |     | Kapazität in kWh |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|                                       |     | 100              | 200    | 300    | 400    | 500    | 600    | 700    | 800    | 900    | 1000   |
| DoD in %                              | 100 | 55,148           | 57,854 | 60,387 | 62,731 | 64,656 | 66,269 | 67,575 | 68,692 | 69,691 | 70,580 |
|                                       | 90  | 54,912           | 57,399 | 59,723 | 61,923 | 63,830 | 65,415 | 66,770 | 67,883 | 68,860 | 69,752 |
|                                       | 80  | 54,664           | 56,928 | 59,036 | 61,036 | 62,885 | 64,459 | 65,799 | 66,960 | 67,941 | 68,803 |
|                                       | 70  | 54,407           | 56,435 | 58,328 | 60,118 | 61,816 | 63,356 | 64,684 | 65,839 | 66,867 | 67,756 |
|                                       | 60  | 54,141           | 55,919 | 57,583 | 59,165 | 60,674 | 62,101 | 63,392 | 64,533 | 65,549 | 66,474 |
|                                       | 50  | 53,867           | 55,393 | 56,816 | 58,167 | 59,469 | 60,720 | 61,910 | 63,008 | 64,002 | 64,914 |
|                                       | 40  | 53,582           | 54,843 | 56,022 | 57,141 | 58,209 | 59,247 | 60,253 | 61,228 | 62,159 | 63,030 |
|                                       | 30  | 53,291           | 54,271 | 55,191 | 56,069 | 56,912 | 57,715 | 58,501 | 59,266 | 60,019 | 60,759 |

c)

| EVA mit Speicher in % – C-Rate = 0,125 |     |                  |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|----------------------------------------|-----|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                        |     | Kapazität in kWh |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|                                        |     | 100              | 200    | 300    | 400    | 500    | 600    | 700    | 800    | 900    | 1000   |
| DoD in %                               | 100 | 54,611           | 56,919 | 59,118 | 61,172 | 62,874 | 64,322 | 65,599 | 66,741 | 67,796 | 68,754 |
|                                        | 90  | 54,473           | 56,650 | 58,728 | 60,714 | 62,445 | 63,909 | 65,199 | 66,322 | 67,359 | 68,313 |
|                                        | 80  | 54,316           | 56,343 | 58,280 | 60,143 | 61,878 | 63,358 | 64,648 | 65,786 | 66,786 | 67,709 |
|                                        | 70  | 54,137           | 55,993 | 57,769 | 59,476 | 61,115 | 62,609 | 63,908 | 65,062 | 66,089 | 66,984 |
|                                        | 60  | 53,933           | 55,593 | 57,183 | 58,715 | 60,196 | 61,617 | 62,907 | 64,044 | 65,069 | 66,000 |
|                                        | 50  | 53,707           | 55,148 | 56,527 | 57,854 | 59,138 | 60,387 | 61,599 | 62,731 | 63,739 | 64,656 |
|                                        | 40  | 53,461           | 54,665 | 55,820 | 56,931 | 58,002 | 59,039 | 60,051 | 61,040 | 61,996 | 62,891 |
|                                        | 30  | 53,196           | 54,143 | 55,052 | 55,924 | 56,770 | 57,590 | 58,393 | 59,174 | 59,940 | 60,685 |

Abbildung 14: Ergebnisse der Simulation auf Grundlage der DoD-Analyse:  
EVA (%) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei Systeme  
a) C = 0,5   b) C = 0,25   c) C = 0,125



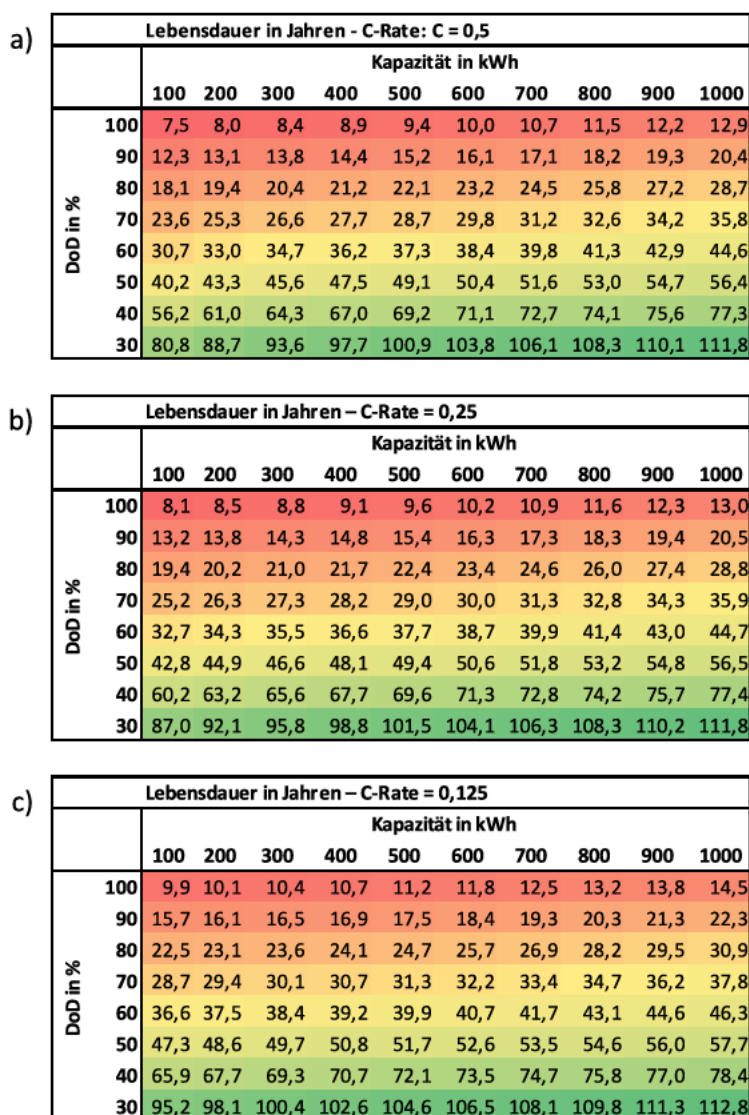


Abbildung 15: Ergebnisse der Simulation auf Grundlage der DoD-Analyse:  
 Lebensdauer (a) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei  
 Systeme  
 a) C = 0,5 b) C = 0,25 c) C = 0,125

## 4.3.2 Ergebnisse auf Grundlage der Analyse des Ruheladezustandes (rSoC)

Die Ergebnisse der rSoC-Analyse sind in Abbildung 16 dargestellt. Gezeigt wird die berechnete Lebensdauer in Abhängigkeit von Speicherkapazität und DoD. Grundlage ist die rSoC-Bewertung gemäß den zugrunde gelegten Garantiebedingungen. In gleicher Weise wie bei der DoD-Analyse ergibt sich die DoD aus den untersuchten SoC-Fenstern und stellt einen abgeleiteten Parameter dar.

Auf der horizontalen Achse ist die Speicherkapazität von 100 bis 1000 kWh aufgetragen, auf der vertikalen Achse die DoD von 100 bis 30 %. Die Farbskala bildet die berechnete Lebensdauer in Jahren ab. Bereiche mit einer Lebensdauer von 25 Jahren kennzeichnen das erreichbare Maximum entsprechend den Garantiebedingungen und erscheinen in Grüntönen. Lebensdauern um etwa 18 Jahre sind in dunklem Orange dargestellt, während die niedrigsten Werte in Rot erscheinen.

Analog zur vorangegangenen DoD-Analyse wird auch hier eine einheitliche Farbskala verwendet, die für alle Systeme identisch festgelegt ist. Dadurch sind die Unterschiede zwischen den betrachteten C-Raten unmittelbar vergleichbar, und die Auswirkungen der Variation des SoC-Fensters lassen sich konsistent abbilden.

| Lebensdauer in Jahren – C-Rate = 0,5 |                  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                      | Kapazität in kWh |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                                      | 100              | 200  | 300  | 400  | 500  | 600  | 700  | 800  | 900  | 1000 |      |
| DoD in %                             | 100              | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                      | 90               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                      | 80               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                      | 70               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                      | 60               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 19,6 | 18,3 | 18,3 | 18,3 |
|                                      | 50               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 19,6 | 19,6 |
|                                      | 40               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                      | 30               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |

| Lebensdauer in Jahren – C-Rate = 0,25 |                  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                       | Kapazität in kWh |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                                       | 100              | 200  | 300  | 400  | 500  | 600  | 700  | 800  | 900  | 1000 |      |
| DoD in %                              | 100              | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                       | 90               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                       | 80               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 20,3 | 18,6 | 17,2 | 17,2 | 17,2 |
|                                       | 70               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 18,6 | 18,6 | 17,2 | 17,2 |
|                                       | 60               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 19,6 | 18,3 | 18,3 |
|                                       | 50               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 19,6 | 19,6 |
|                                       | 40               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                       | 30               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |

| Lebensdauer in Jahren – C-Rate = 0,125 |                  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|----------------------------------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                        | Kapazität in kWh |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                                        | 100              | 200  | 300  | 400  | 500  | 600  | 700  | 800  | 900  | 1000 |      |
| DoD in %                               | 100              | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 90               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 80               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 70               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 60               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 50               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 40               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
|                                        | 30               | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |

Abbildung 16: Ergebnisse der Simulation auf Grundlage der rSoC-Analyse:  
 Lebensdauer (a) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei  
 Systeme  
 a) C = 0,5   b) C = 0,25   c) C = 0,125

# 5 Bewertung der technischen Ergebnisse

## 5.1 Auswertung des Referenzfalls ohne Speicher

Die in Tabelle 7 dargestellten Jahreswerte verdeutlichen, dass die PV-Anlage im Untersuchungsjahr rund 835 MWh elektrische Energie erzeugte und damit etwa zwei Drittel des jährlichen Strombedarfs des Betriebs entsprach. Etwa 52 % der erzeugten PV-Energie wurden unmittelbar im Betrieb genutzt, während die verbleibenden 48 % in das öffentliche Netz eingespeist wurden. Der Anteil der vor Ort genutzten PV-Energie am Gesamtstrombedarf lag somit bei rund 35 %, während 831 MWh elektrische Energie aus dem Netz bezogen wurden.

In der Sommerwoche ist in Abbildung 8 eine ausgeprägte PV-Erzeugung während der Tagesstunden erkennbar, die werktags teilweise mit der elektrischen Last des Betriebs zusammenfällt. Überschüsse entstehen vor allem in den Nachmittagsstunden sowie an Wochenenden. Die zugehörige Residuallast in Abbildung 9 verdeutlicht, dass in diesen Zeiträumen eine Einspeisung erfolgt, während in den Morgen- und Nachtstunden ein Netzbezug besteht.

Aus Abbildung 10 wird für die Winterwoche deutlich, dass die PV-Erzeugung deutlich geringer ist als im Sommer, wodurch nur vereinzelt Überschüsse auftreten. Die Residuallast in Abbildung 11 zeigt daher nahezu durchgehend positive Werte und damit einen anhaltenden Netzbezug.

Diese in Abbildung 8 bis Abbildung 11 dargestellten zeitlichen Muster zeigen die saisonal stark schwankende Eigenverbrauchssituation. Während im Sommer deutliche Überschüsse entstehen, die ein hohes Verschiebepotenzial bieten, ist der Nutzen eines Speichers im Winter deutlich geringer. Die Einspeisemengen bestimmen damit die theoretische Obergrenze der durch einen Speicher nutzbaren Energie, während die zeitliche Struktur der Residuallast den späteren Speicherbetrieb maßgeblich beeinflusst.

## 5.2 Bewertung der Ergebnisse der Basisstrategie

Die anhand der Simulation ermittelten Eigenverbrauchsanteile mit Speicher können direkt mit dem im Referenzfall ohne Speicher erzielten EVA von etwa 52 % verglichen werden.

Mit zunehmender Speicherkapazität steigt der EVA deutlich an, wobei der Zugewinn mit wachsender Kapazität abnimmt. In Abbildung 12 ist erkennbar, dass kleine Speicher mit einer Kapazität von 100 kWh lediglich eine geringe Verbesserung von etwa drei Prozentpunkten bewirken, während der EVA ab rund 400 kWh signifikant ansteigt und, abhängig von der Leistung, Werte zwischen 58 % und 63 % erreicht. Innerhalb des untersuchten Parameterraums nimmt der EVA weiter zu und erreicht bis zu etwa 72 %.

Der Verlauf in Abbildung 13 zeigt, dass die Steigerungsraten mit zunehmender Kapazität sukzessive abnehmen und sich der EVA allmählich einem Sättigungsbereich nähert. Ab etwa 1000 kWh werden die Zuwächse geringer, und bei rund 5000 kWh ist ein weiterer Rückgang der Steigerungsrate zu erkennen. Der theoretisch maximal erreichbare EVA liegt für das untersuchte System bei etwa 85 %. Diese Grenze ergibt sich aus der begrenzten zeitlichen Überdeckung von PV-Erzeugung und elektrischer Last, wodurch ein vollständiger Eigenverbrauch physikalisch nicht erreichbar ist.

Das in Abbildung 12 dargestellte farbliche Muster verdeutlicht den Einfluss der Speicherleistung auf den Eigenverbrauch. Bei kleinen Kapazitäten dominieren über alle Leistungsstufen hinweg nahezu homogene orangefarbene Flächen, was auf einen weitgehend konstanten EVA hinweist und damit auf

nur sehr geringfügige Verbesserungen durch eine Erhöhung der Leistung. Erst bei mittleren und großen Kapazitäten treten deutliche Farbübergänge auf, die mit steigender Leistung zunächst eine Zunahme des Eigenverbrauchs anzeigen. Bei einer Kapazität von 1200 kWh führt eine Erhöhung der Leistung bis etwa 325 kW zu einer Steigerung des EVA um bis zu 14 Prozentpunkte. Eine weitere Erhöhung über diesen Wert hinaus bewirkt jedoch nur noch eine vernachlässigbare Verbesserung, was auf die begrenzte Wirksamkeit zusätzlicher Leistungssteigerungen hinweist.

Die Ursache dieses Zusammenhangs liegt in der unterschiedlichen Funktion von Kapazität und Leistung innerhalb des Systems. Die Kapazität bestimmt die Energiemenge, die zwischengespeichert werden kann, und legt damit das grundsätzliche Potenzial zur Verschiebung von PV-Überschüssen fest. Die Leistung definiert die Umsetzungsrate und damit die maximal mögliche Lade- und Entladegeschwindigkeit des Speichersystems. Bei kleinen Speichern ist die zur Verfügung stehende Energiemenge so gering, dass selbst hohe Lade- oder Entladeleistungen den Eigenverbrauch kaum erhöhen. Erst bei größeren Kapazitäten wird eine höhere Leistung wirksam, da dann ausreichend Energie vorhanden ist, um kurzfristige Erzeugungsspitzen vollständig zu nutzen. Dieser Effekt tritt jedoch nur innerhalb eines begrenzten Bereichs moderater Leistungen auf, da der Nutzen zusätzlicher Leistung bereits bei niedrigen C-Raten weitgehend ausgeschöpft ist.

Ab einer bestimmten Kombination aus Speicherkapazität und Leistung verlangsamt sich die Steigerung des Eigenverbrauchs, da das nutzbare Verschiebepotenzial durch die zeitliche Überdeckung von PV-Erzeugung und elektrischer Last begrenzt ist. Mit zunehmender Speicherkapazität werden die innerhalb eines Tages auftretenden Erzeugungs- und Verbrauchsdifferenzen vollständig ausgeglichen, während saisonale Schwankungen der PV-Erzeugung und des Energiebedarfs keine zusätzliche Erhöhung des Eigenverbrauchs zulassen. Zusätzliche Kapazität oder höhere Leistungen führen daher nur zu geringen Verbesserungen, da in den Zeiträumen mit hohem Speicherfüllstand keine ausreichende Last und in den verbrauchsstarken Perioden keine ausreichende PV-Erzeugung vorhanden ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Speicherkapazität den größten Einfluss auf den Eigenverbrauch ausübt, während die Speicherleistung eine ergänzende, jedoch begrenzte Rolle spielt. C-Raten zwischen etwa 0,125 und 0,5 erweisen sich als technisch und energetisch zweckmäßig, da höhere Werte nur noch zu geringen zusätzlichen Zugewinnen führen. Die beobachtete Sättigung des EVA bei rund 85 % beschreibt die physikalisch bedingte Obergrenze der Eigenverbrauchssteigerung für das betrachtete System.

### 5.3 Bewertung der Ergebnisse der erweiterten Strategie

#### 5.3.1 Bewertung der Ergebnisse auf Grundlage der Analyse der Entladetiefe (DoD)

Die DoD-Analyse erweitert die in der Basisstrategie untersuchte Betriebsweise, in der das Speichersystem ohne Begrenzung der Entladetiefe betrieben wurde. Der Betrieb mit 100 % DoD entspricht somit dem Ausgangszustand ohne Eingriff in den nutzbaren Kapazitätsbereich. Durch die Einführung reduzierter DoD-Werte wird dieser Bereich gezielt eingeschränkt, um den Einfluss einer begrenzten Entladung auf Energieausnutzung und Lebensdauer zu untersuchen.

Die Darstellungen a) bis c) der Abbildung 14 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigen, dass der Einfluss der DoD auf den EVA bei allen betrachteten Systemen ein ähnliches Verhalten aufweist. Grundsätzlich führt eine Verringerung der DoD zu einer Abnahme des EVA, deren Verlauf innerhalb jeder Kapazität näherungsweise linear ist. Der Effekt ist bei kleineren Kapazitäten etwas schwächer ausgeprägt, während größere Kapazitäten eine etwas stärkere Abnahme zeigen. Ursache

hierfür ist, dass bei höheren Speicherkapazitäten ein größerer Anteil der insgesamt verfügbaren Energie von der Begrenzung der DoD betroffen ist. Für das System mit einer C-Rate von 0,5 sinkt der EVA bei einer Begrenzung der DoD von 100 auf 30 % um etwa zwei Prozentpunkte bei 100 kWh und bei 1000 kWh um rund zehn Prozentpunkte. Bei kleineren C-Raten fallen die Einbußen geringer aus.

Die Farbverteilung in den Abbildungen verdeutlicht diesen Zusammenhang. In allen Systemen ist ein gleichmäßiges, diagonal ansteigendes Muster erkennbar, das von niedrigen EVA-Werten bei kleinen Kapazitäten und geringer DoD zu hohen EVA-Werten bei großen Kapazitäten und hoher DoD verläuft. Innerhalb der einzelnen Kapazitäten treten nur geringe Farbänderungen auf, was die nahezu lineare Abnahme des EVA mit sinkender DoD bestätigt.

Im Vergleich der Systeme zeigt sich, dass eine geringere C-Rate den Einfluss der DoD-Begrenzung leicht abschwächt und somit zu geringeren Einbußen im Eigenverbrauch führt, wenn die DoD reduziert wird. Dieser Unterschied ist bei kleinen Kapazitäten nur gering und wird bei größeren Kapazitäten etwas deutlicher. Bei 100 kWh unterscheiden sich die Einbußen zwischen den C-Raten um etwa einen halben Prozentpunkt, bei 1000 kWh beträgt dieser Unterschied rund zwei Prozentpunkte. Insgesamt bleibt der Einfluss der C-Rate jedoch gering, da diese Abweichungen im Verhältnis zur Gesamthöhe des EVA nur einen kleinen Anteil ausmachen.

Die Darstellungen a) bis c) der Abbildung 15 zeigen im Vergleich zu den EVA-Ergebnissen ein entgegengesetztes Verhalten. Die Lebensdauer steigt in allen Systemen mit abnehmender DoD deutlich an, da die geringere elektrochemische Belastung der Zellen die Alterung verlangsamt. Der Zusammenhang zwischen DoD und Lebensdauer verläuft dabei nicht linear. Eine moderate Begrenzung der DoD führt bereits zu einer deutlichen Verlängerung der Lebensdauer, während sich der Anstieg bei sehr niedrigen Entladetiefen zunehmend abschwächt. Dieses Verhalten entspricht der nichtlinearen Abhängigkeit zwischen Entladetiefe und Zyklenzahl bis zum Erreichen des EoL.

Die Farbverteilung in den Abbildungen verdeutlicht diesen Zusammenhang. Innerhalb jeder C-Rate verlaufen die Farbbereiche weitgehend horizontal, was auf einen geringen Einfluss der Kapazität hinweist. Größere Speicher erreichen jedoch tendenziell etwas höhere Lebensdauern, da bei gleichem Energieumsatz die Belastung auf eine größere Zahl von Zellen verteilt wird und die Zyklientiefe einzelner Zellen sinkt.

Zwischen den verschiedenen C-Raten sind nur geringe Unterschiede erkennbar. Systeme mit niedrigerer C-Rate zeigen keine nennenswert längeren Lebensdauern, da die durch geringere Stromflüsse entstehenden Vorteile im Vergleich zum dominierenden Einfluss der DoD kaum ins Gewicht fallen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Entladetiefe die entscheidende Stellgröße für die Lebensdauer darstellt. Eine Begrenzung des DoD von 100 auf 30 % erhöht die rechnerische Lebensdauer von rund acht bis zehn Jahren auf über hundert Jahre. Damit ist der Einfluss der DoD deutlich stärker als der der Kapazität oder der C-Rate. Eine moderate Reduzierung der Entladetiefe bietet somit ein wirksames Mittel, um die Alterungsbeständigkeit erheblich zu verbessern, ohne die energetische Nutzung des Speichers wesentlich zu beeinträchtigen.

### 5.3.2 Bewertung der Ergebnisse auf Grundlage der Analyse des Ruheladezustandes (rSoC)

Da die Steuerungsstrategie für die Analyse des rSoC unverändert bleibt, ergeben sich keine Änderungen hinsichtlich des EVA. Der aus den SoC-Fenstern resultierende DoD bleibt identisch, wodurch die Ergebnisse in Abschnitt 5.3.1 zum EVA direkt übernommen werden können. Im Folgenden wird daher

ausschließlich die Lebensdauer betrachtet, da sich nur diese aufgrund der geänderten Bewertungsgrundlage unterscheidet.

Die in Abbildung 16 a) bis c) dargestellten Ergebnisse zeigen die berechnete Lebensdauer, die nach den zugrunde gelegten Garantiebedingungen maximal 25 Jahre betragen kann. Bereiche mit geringeren Werten kennzeichnen eine zusätzliche Degradation infolge hoher Ladezustände. Diese tritt nur in einem begrenzten Parameterbereich auf und ist außerhalb dieser Bereiche nicht erkennbar.

Für das System mit einer C-Rate von 0,5 treten erste Abweichungen von der maximalen Lebensdauer ab einer Kapazität von etwa 500 kWh auf. In diesen Bereichen sinkt die Lebensdauer auf rund 17 bis 19 Jahre. Die betroffenen Felder konzentrieren sich auf große Kapazitäten in Verbindung mit hoher DoD. Bei kleineren Speichern oder reduzierter Entladetiefe bleibt die Lebensdauer dagegen unverändert bei 25 Jahren. Ab einem DoD von etwa 40 % ist keine Zusatzdegradation mehr erkennbar. Diese Bereiche zeigen, dass bei großen Speichern längere Verweilzeiten in hohen Ladezuständen auftreten, wodurch die elektrochemische Belastung zunimmt.

Beim System mit einer C-Rate von 0,25 verschiebt sich das Auftreten zusätzlicher Degradation zu höheren Kapazitäten und tritt insgesamt schwächer ausgeprägt auf. Eine Verkürzung der Lebensdauer ist erst ab etwa 700 kWh zu beobachten und bleibt auf wenige Bereiche mit hohen DoD-Werten beschränkt. In diesen Fällen sinkt die rechnerische Lebensdauer auf rund 17 bis 19 Jahre. In allen übrigen Kombinationen aus Kapazität und DoD bleibt die Lebensdauer unverändert bei 25 Jahren.

Das System mit der niedrigsten C-Rate von 0,125 zeigt im gesamten untersuchten Parameterraum keine Anzeichen zusätzlicher Degradation. Hier bleibt die Lebensdauer über alle Kapazitäten und DoD-Werte hinweg konstant, da die gleichmäßigere Lade- und Entladecharakteristik dieser Betriebsweise längere Aufenthalte in hohen Ladezuständen vermeidet und die elektrochemische Belastung reduziert.

Insgesamt wird deutlich, dass die zusätzliche Degradation mit zunehmender Kapazität und höherer C-Rate stärker ausgeprägt ist. Beide Parameter erhöhen den Anteil der Zeit, in der die Zellen in hohen Ladezuständen verweilen, was die elektrochemische Alterung beschleunigt. Eine Begrenzung des oberen Ladezustands auf etwa 40 % verhindert diese Zusatzdegradation vollständig und stabilisiert die Lebensdauer auf dem maximalen Wert für den betrachteten Kapazitätsbereich.

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass der rSoC nur einen geringen Einfluss auf die Lebensdauerentwicklung des Speichers hat. Besonders bei kleinen und mittleren Kapazitäten bleibt die Lebensdauer unverändert, da keine zusätzlichen Alterungseffekte auftreten. Eine eigenständige Maßnahme, die ausschließlich auf die Reduktion hoher Ladezustände abzielt, ist daher nicht erforderlich. Das Ergebnis bestätigt das gewählte Vorgehen, keine separate Begrenzung des SoC-Fensters einzuführen und die Optimierung des Speicherbetriebs auf die Begrenzung der Entladetiefe zu konzentrieren, wodurch hohe Ladezustände bereits indirekt berücksichtigt werden.

### 5.4 Zusammenfassende Bewertung und Einordnung der technischen Simulationsergebnisse

Die Simulationen zeigen, dass die Speicherkapazität den deutlich stärksten Einfluss auf die energetische Nutzung besitzt. Mit zunehmender Kapazität wächst der nutzbare Anteil der PV Überschüsse spürbar an. Die Speicherleistung wirkt im Vergleich dazu nur in einem begrenzten Bereich und führt außerhalb dieses Bereichs zu keinen wesentlichen Änderungen. Diese Beobachtung entspricht den Ergebnissen

von Schothöfer (2022), der für gewerbliche Anwendungen ebenfalls feststellte, dass die Entladeleistung im Verhältnis zur Kapazität eine untergeordnete Rolle spielt.

Im Rahmen der erweiterten Betriebsstrategie zeigte sich die DoD als eine besonders wirksame Einflussgröße auf die Lebensdauer. Eine geringere DoD verlängert in allen untersuchten Konfigurationen die Lebensdauer deutlich, während die energetische Nutzung nur moderat abnimmt. Diese ausgeprägte Wirkung der Entladetiefe stimmt mit den Erkenntnissen aus dem Forschungsstand überein. Dort beschreiben unter anderem Bauer (2010) und Böttiger (2020) die DoD als eine der wichtigsten alterungsrelevanten Betriebsgrößen innerhalb der zyklischen Degradation. Die in der Simulation sichtbaren Effekte lassen sich daher plausibel mit den bekannten Zusammenhängen der DoD abhängigen Alterung verknüpfen.

Der Einfluss des rSoC fällt im Vergleich zur DoD geringer aus. Hohe Ladezustände führen im untersuchten System nur in einem eng begrenzten Parameterbereich zu einer Verkürzung der Lebensdauer. Eine direkte Einordnung in den Forschungsstand ist hier nur eingeschränkt möglich, da der Ladezustand dort überwiegend im Rahmen umfassender Alterungsmodelle behandelt wird und selten isoliert betrachtet wird.

Die beiden Bewertungsansätze zur DoD und zum rSoC wurden unabhängig voneinander durchgeführt und quantifizieren unterschiedliche Aspekte derselben Betriebsmaßnahme. Aufgrund dieser getrennten Analyse können die Effekte nicht gemeinsam interpretiert werden. Aussagen zu möglichen Wechselwirkungen lassen sich daher nicht ableiten. Die Bewertung beschränkt sich folglich auf die isolierten Einflüsse der einzelnen Betriebsgrößen.

Insgesamt zeigen die Simulationen, dass die DoD ein besonders wirksamer technischer Stellhebel zur Verlängerung der Lebensdauer ist. Die Speicherleistung spielt im Verhältnis zur Kapazität eine deutlich geringere Rolle.

### 5.5 Grenzen und Unsicherheiten der technischen Simulationsergebnisse

Die technischen Simulationsergebnisse beruhen auf mehreren modellhaften Annahmen und Vereinfachungen. Diese betreffen sowohl die Basisstrategie als auch die erweiterte Steuerungsstrategie, da beide Varianten auf denselben grundlegenden Modellannahmen aufbauen. Im Folgenden werden die zentralen Unsicherheiten schrittweise erläutert.

Die Simulation basiert auf der Annahme, dass das betrachtete Betriebsjahr hinsichtlich Lastverlauf und PV-Erzeugung repräsentativ für den gesamten Lebenszyklus des Speichers ist. Die Lebensdauer wird berechnet, indem dieser Jahresverlauf rechnerisch wiederholt wird. Reale Veränderungen der PV-Erzeugung oder des Lastverhaltens, etwa durch wetterbedingte Schwankungen, Degradationsverluste der PV-Anlage oder strukturelle Änderungen im Stromverbrauch, bleiben unberücksichtigt. Diese statische Extrapolation bildet langfristige Entwicklungen nicht ab und führt zu Unsicherheiten sowohl in der Abschätzung der tatsächlichen Lebensdauer als auch des jährlich erzielbaren EVA.

Des Weiteren wird eine Selbstentladung des Speichers in Anlehnung an Schimpe et al. (2018) nicht berücksichtigt. Da sie laut den dortigen Untersuchungen bei netzgekoppelten Lithium-Ionen-Systemen im Vergleich zu anderen Verlustmechanismen nur einen geringen Einfluss hat, ist diese Vereinfachung grundsätzlich vertretbar. Sie führt jedoch zu einer leichten Überschätzung der verfügbaren Kapazität und damit auch des erzielbaren jährlichen Energieumsatzes.

Die Simulation geht außerdem von idealen Temperaturbedingungen aus. Jahreszeitliche Schwankungen und kurzfristige Temperaturerhöhungen infolge hoher Leistungsanforderungen werden nicht abgebildet, obwohl thermische Einflüsse die Alterung von Lithium-Ionen-Zellen deutlich beeinflussen können. Auch daraus ergeben sich Unsicherheiten hinsichtlich der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf reale Anwendungen.

Weiterhin wird die über die Jahre fortschreitende Kapazitätsdegradation im Simulationsmodell nicht abgebildet. In jedem simulierten Jahr steht die nominelle Kapazität unverändert zur Verfügung. Die Verringerung der nutzbaren Energiemenge im Alterungsprozess und deren Auswirkungen auf das Lastverschiebepotenzial werden dadurch nicht erfasst, was zu einer systematischen Überschätzung der technisch nutzbaren Energie führen kann.

Die DoD-basierte Bewertung der Lebensdauer basiert auf Herstellerdaten zur Zyklenfestigkeit, die für eine C-Rate von 0,5 erhoben wurden. In der vorliegenden Simulation werden jedoch auch geringere C-Raten betrachtet, was zu einer eher konservativen Abschätzung führt, da niedrigere Lade- und Entladeströme die elektrochemische Belastung reduzieren. Für DoD-Bereiche, zu denen keine Herstellerangaben vorlagen, wurden die Zyklenzahlen interpoliert, um eine vollständige Abdeckung des Parameterraums zu ermöglichen. Da der Zusammenhang zwischen Entladetiefe und erreichbarer Zyklenzahl nicht linear ist, entsteht hieraus eine zusätzliche Unsicherheit.

In der rSoC-basierten Bewertung wird die ermittelte Zusatzalterung auf den in den Garantiebedingungen eines spezifischen Herstellers definierten Standardalterungsverlauf übertragen. Dieser Standardverlauf setzt unter anderem einen durchschnittlichen Zyklusumfang von durchschnittlich einem vollständigen Zyklus pro Tag sowie einen festen Temperaturbereich voraus. Im simulierten Betrieb weicht das Betriebsverhalten leicht ab. Der tatsächliche Zyklusumfang liegt unter dem herstellerseitig angesetzten Wert, sodass die Zellen im Modell einer geringeren zyklischen Belastung ausgesetzt sind. Da davon ausgegangen wird, dass der Betrieb dauerhaft im idealen Temperaturbereich stattfindet, werden temperaturabhängige Korrekturen nicht berücksichtigt. Daraus entsteht eine weitere Unsicherheit in der Übertragung der Zusatzalterung.

Zusätzlich bezieht sich der in den Garantiebedingungen angegebene rSoC-Verlauf auf einen Betrieb mit einer C-Rate von 0,25. In der Simulation wird dieser Verlauf jedoch auf alle betrachteten Leistungsniveaus angewendet. Dies führt bei der niedrigen C-Rate zu einer eher konservativen und bei der höheren C-Rate zu einer eher optimistischen Abschätzung der Lebensdauer. Insgesamt ist daher mit Abweichungen zwischen den simulierten und den real zu erwartenden Alterungsverläufen zu rechnen.

Des Weiteren ist zu beachten, dass das Modell die beiden Einflussgrößen DoD und rSoC getrennt voneinander betrachtet, obwohl deren Wechselwirkungen in der Praxis relevant sein können. Eine Kopplung zwischen elektrochemischen und thermischen Prozessen wird nicht berücksichtigt, sodass mögliche Rückwirkungen einzelner Einflussgrößen aufeinander unberücksichtigt bleiben. Darüber hinaus berücksichtigt das Modell nicht, dass sich die Eigenschaften des Speichers im Verlauf der Alterung verändern. In der Simulation bleiben Kapazität, Innenwiderstand, Wirkungsgrade und Verluste konstant, obwohl diese Größen im realen Betrieb mit zunehmender Alterung variieren.

Insgesamt ermöglichen die technischen Ergebnisse der Simulation eine nachvollziehbare qualitative Bewertung der maßgeblichen Einflussgrößen und zeigen konsistente Trends im Alterungsverhalten. Für eine quantitative Übertragung auf reale Betriebsszenarien bestehen jedoch Einschränkungen, da mehrere Randbedingungen idealisiert und potenzielle Wechselwirkungen zwischen den betrachteten Einflussgrößen vereinfacht dargestellt wurden. Die Ergebnisse sind daher als vergleichende Aussagen



innerhalb des untersuchten Systems zu verstehen und nicht als exakte Prognose absoluter Lebensdauern oder Energieumsätze.

## 6 Wirtschaftliche Betrachtung

Der in Kapitel 5.3 dargestellte Zusammenhang zwischen EVA und Lebensdauer zeigt ein gegenläufiges Verhalten, das von der DoD abhängt. Eine hohe DoD ermöglicht eine größere energetische Ausnutzung und steigert den EVA, führt jedoch zu einer stärkeren zyklischen Belastung und damit zu einer verkürzten Lebensdauer. Niedrige DoD-Werte wirken diesem Effekt entgegen, verringern jedoch die energetische Nutzung des Speichers.

Ziel der wirtschaftlichen Betrachtung ist die Ermittlung des Betriebspunkts, an dem sich ein ausgewogenes Verhältnis zwischen erzieltm Nutzen und entstehenden Kosten ergibt.

### 6.1 Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung

Die wirtschaftliche Abschätzung basiert auf den zuvor bestimmten Lebensdauern, die sowohl DoD- als auch rSoC-basiert ermittelt wurden. Für beide Bewertungsgrundlagen wurden der Rohertrag in Abhängigkeit von der Speicherkapazität, der C-Rate und der aus den SoC-Fenstern abgeleiteten DoD berechnet.

#### 6.1.1 Ergebnisse auf Grundlage der DoD-Analyse

In Abbildung 17 sind die Ergebnisse der DoD-basierten Berechnung dargestellt. Die Teilabbildungen zeigen den Rohertrag in Abhängigkeit von Speicherkapazität und DoD für die drei betrachteten C-Raten 0,5, 0,25 und 0,125. Positive Werte kennzeichnen vorteilhafte Betriebsfälle, negative Werte deuten auf eine fehlende Wirtschaftlichkeit hin, bei der die Kosten über den betrachteten Zeitraum von 20 Jahren höher sind als der erzielte Ertrag.

Die Farbskala ist innerhalb dieser Bewertungsgrundlage konsistent. Die höchsten Werte erscheinen in Grüntönen, mittlere in Gelb- bis Orangetönen und die niedrigsten in Rottönen. Auf der horizontalen Achse ist die Speicherkapazität in kWh, auf der vertikalen Achse die DoD in % aufgetragen. Das jeweilige Maximum des berechneten Rohertrags ist in jeder Teilabbildung durch eine Umrandung hervorgehoben.

a)

| Rohrertrag in € - C-Rate=0,5 |     |                  |           |           |            |            |           |            |            |            |            |
|------------------------------|-----|------------------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|------------|------------|------------|------------|
|                              |     | Kapazität in kWh |           |           |            |            |           |            |            |            |            |
|                              |     | 100              | 200       | 300       | 400        | 500        | 600       | 700        | 800        | 900        | 1000       |
| DoD in %                     | 100 | -20299,86        | -47142,41 | -77401,82 | -111814,07 | -152047,02 | -69184,51 | -97415,75  | -128950,23 | -162051,76 | -196670,82 |
|                              | 90  | -3092,30         | -12294,38 | -24477,77 | -39562,47  | -59131,77  | -83077,68 | -110586,71 | -141812,01 | -175263,34 | 3395,57    |
|                              | 80  | -7368,43         | -20169,93 | 28088,15  | 31709,93   | 32547,00   | 29477,10  | 23180,91   | 14241,76   | 2307,32    | -11334,21  |
|                              | 70  | 9613,42          | 14426,43  | 16502,14  | 16973,64   | 15926,59   | 12339,96  | 5701,42    | -3341,25   | -14333,92  | -27605,17  |
|                              | 60  | 5210,76          | 6093,93   | 4669,10   | 1775,26    | -2022,98   | -7032,97  | -14152,46  | -23532,46  | -34640,97  | -47231,95  |
|                              | 50  | 770,26           | -2378,91  | -7318,96  | -13700,11  | -20795,70  | -28397,67 | -36863,00  | -46744,53  | -58243,78  | -71023,41  |
|                              | 40  | -3721,92         | -11032,66 | -19779,35 | -29570,77  | -40074,66  | -50995,47 | -62248,17  | -73862,81  | -86262,17  | -99583,83  |
|                              | 30  | -8389,92         | -19998,34 | -32587,90 | -46065,46  | -59978,06  | -74367,91 | -88953,01  | -103824,37 | -118845,33 | -134051,74 |

b)

| Rohrertrag in € - C-Rate=0,25 |     |                  |           |           |            |            |           |            |            |            |            |
|-------------------------------|-----|------------------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|------------|------------|------------|------------|
|                               |     | Kapazität in kWh |           |           |            |            |           |            |            |            |            |
|                               |     | 100              | 200       | 300       | 400        | 500        | 600       | 700        | 800        | 900        | 1000       |
| DoD in %                      | 100 | -22341,10        | -48558,26 | -77435,78 | -109328,09 | -147591,67 | -65983,86 | -92896,69  | -122692,45 | -154296,53 | -187553,72 |
|                               | 90  | -5173,75         | -13959,01 | -25220,12 | -38519,68  | -56276,18  | -78934,19 | -105106,19 | -134950,56 | -166857,08 | 7613,78    |
|                               | 80  | -8965,33         | 20397,75  | 26598,69  | 31089,74   | 33230,94   | 31169,57  | 25557,86   | 17223,69   | 6138,89    | -6743,55   |
|                               | 70  | 7880,73          | 12867,64  | 15794,66  | 17148,64   | 16987,10   | 14425,88  | 8647,49    | 218,81     | -10125,17  | -22606,57  |
|                               | 60  | 3829,06          | 4998,99   | 4428,96   | 2624,56    | -353,12    | -4622,08  | -10970,91  | -19592,27  | -30126,85  | -42042,32  |
|                               | 50  | -336,45          | -3013,86  | -7239,00  | -12570,41  | -18643,57  | -25543,82 | -33409,43  | -42670,07  | -53515,71  | -65617,02  |
|                               | 40  | -4676,39         | -11376,25 | -19324,75 | -28185,58  | -37825,01  | -47919,33 | -58513,56  | -69633,36  | -81431,19  | -94132,12  |
|                               | 30  | -9114,76         | -20090,89 | -31981,09 | -44509,37  | -57569,13  | -71235,84 | -85180,12  | -99431,34  | -113860,80 | -128531,22 |

c)

| Rohrertrag in € - C-Rate=0,125 |     |                  |           |           |           |           |           |            |            |            |            |
|--------------------------------|-----|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
|                                |     | Kapazität in kWh |           |           |           |           |           |            |            |            |            |
|                                |     | 100              | 200       | 300       | 400       | 500       | 600       | 700        | 800        | 900        | 1000       |
| DoD in %                       | 100 | -29743,44        | -20263,86 | -32928,39 | -47841,69 | -68119,41 | -92271,65 | -119071,17 | -147890,94 | -178037,32 | -209647,03 |
|                                | 90  | -11343,42        | -24328,72 | -38845,95 | -54776,48 | -74612,34 | -98516,79 | -125104,57 | 9685,03    | -279,57    | -11499,64  |
|                                | 80  | 6759,43          | 11988,42  | 15822,79  | 18520,84  | 19257,36  | 16080,92  | 9998,31    | 1589,35    | -8930,30   | -20604,95  |
|                                | 70  | 4042,25          | 6679,88   | 8083,56   | 8401,78   | 7679,00   | 4736,71   | -1205,48   | -9364,38   | -19454,80  | -31564,74  |
|                                | 60  | 937,96           | 600,63    | -818,49   | -3147,70  | -6268,25  | -10315,89 | -16386,95  | -24801,99  | -34911,91  | -46450,50  |
|                                | 50  | -2495,66         | -6173,10  | -10807,00 | -16222,26 | -22289,00 | -28931,78 | -36182,94  | -44656,09  | -55003,01  | -66751,67  |
|                                | 40  | -6245,11         | -13532,16 | -21556,78 | -30273,90 | -39585,54 | -49408,78 | -59632,77  | -70253,56  | -81390,77  | -93448,18  |
|                                | 30  | -10282,52        | -21472,58 | -33256,77 | -45604,30 | -58342,59 | -71475,98 | -84865,35  | -98582,03  | -112545,64 | -126861,36 |

Abbildung 17: Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung auf Grundlage der DoD-Analyse: Rohrertrag (€) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei Systeme.

a) C = 0,5   b) C = 0,25   c) C = 0,125

### 6.1.2 Ergebnisse auf Grundlage der rSoC-Analyse

Die Ergebnisse der rSoC-basierten wirtschaftlichen Abschätzung sind in Abbildung 18 gezeigt. Die Darstellungsweise entspricht derjenigen der DoD-Analyse. Dargestellt ist der berechnete Rohrertrag in Abhängigkeit von Speicherkapazität und rSoC für die drei untersuchten C-Raten 0,5, 0,25 und 0,125. Positive Werte weisen auf vorteilhafte Betriebsbedingungen hin, während negative Werte eine fehlende Wirtschaftlichkeit anzeigen.

Die Ergebnisse der rSoC-basierten wirtschaftlichen Abschätzung sind in Abbildung 18 dargestellt. Die Darstellung zeigt analog zu der DoD-Analyse den Rohrertrag in Abhängigkeit von Speicherkapazität und rSoC für die C-Raten 0,5, 0,25 und 0,125. Positive Werte markieren vorteilhafte Betriebsfälle, während negative Werte eine fehlende Wirtschaftlichkeit kennzeichnen.

Die Farbskala ist für alle Systeme einheitlich definiert, unterscheidet sich jedoch in ihrer Skalierung von derjenigen der DoD-Analyse. Die höchsten Rohrerträge erscheinen in Grüntönen, mittlere in Gelb- bis Orangetönen und die niedrigsten in Rottönen. Auf der horizontalen Achse ist die Speicherkapazität

in kWh aufgetragen, auf der vertikalen Achse der rSoC in Prozent. Die Bereiche mit maximalem Rothertrag sind in den Teilabbildungen durch eine Umrandung gekennzeichnet.

a)

| Rothertrag in € – C-Rate = 0,5 |                  |           |           |           |           |           |            |            |            |            |
|--------------------------------|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
|                                | Kapazität in kWh |           |           |           |           |           |            |            |            |            |
|                                | 100              | 200       | 300       | 400       | 500       | 600       | 700        | 800        | 900        | 1000       |
| 100                            | 22356,14         | 38169,59  | 50566,18  | 58809,93  | -45407,02 | -69184,51 | -97415,75  | -128950,23 | -162051,76 | -196670,82 |
| 90                             | 18235,70         | 30361,62  | 39506,23  | 45749,53  | 47508,23  | -83077,68 | -110586,71 | -141812,01 | -175263,34 | -209884,43 |
| 80                             | 13959,57         | 22486,07  | 28088,15  | 31709,93  | 32547,00  | -98490,90 | -126115,09 | -156382,24 | -189644,68 | -224614,21 |
| 70                             | 9613,42          | 14426,43  | 16502,14  | 16973,64  | 15926,59  | 12339,96  | -143594,58 | -173965,25 | -206285,92 | -240885,17 |
| 60                             | 5210,76          | 6093,93   | 4669,10   | 1775,26   | -2022,98  | -7032,97  | -14152,46  | -194156,46 | -226592,97 | -260511,95 |
| 50                             | 770,26           | -2378,91  | -7318,96  | -13700,11 | -20795,70 | -28397,67 | -36863,00  | -46744,53  | -58243,78  | -284303,41 |
| 40                             | -3721,92         | -11032,66 | -19779,35 | -29570,77 | -40074,66 | -50995,47 | -62248,17  | -73862,81  | -86262,17  | -99583,83  |
| 30                             | -8389,92         | -19998,34 | -32587,90 | -46065,46 | -59978,06 | -74367,91 | -88953,01  | -103824,37 | -118845,33 | -134051,74 |

b)

| Rothertrag in € – C-Rate = 0,25 |                  |           |           |           |           |           |            |            |            |            |
|---------------------------------|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
|                                 | Kapazität in kWh |           |           |           |           |           |            |            |            |            |
|                                 | 100              | 200       | 300       | 400       | 500       | 600       | 700        | 800        | 900        | 1000       |
| 100                             | 19196,90         | 34517,74  | 47178,22  | 56823,91  | 60098,33  | 58630,14  | -92896,69  | -122692,45 | -154296,53 | -187553,72 |
| 90                              | 15595,25         | 27578,99  | 37086,88  | 44556,32  | 47568,82  | 45679,81  | -105106,19 | -134950,56 | -166857,08 | -200076,22 |
| 80                              | 11803,67         | 20397,75  | 26598,69  | 31089,74  | 33230,94  | 31169,57  | 25557,86   | -148928,31 | -180782,11 | -214433,55 |
| 70                              | 7880,73          | 12867,64  | 15794,66  | 17148,64  | 16987,10  | 14425,88  | 8647,49    | -165933,19 | -197046,17 | -230296,57 |
| 60                              | 3829,06          | 4998,99   | 4428,96   | 2624,56   | -353,12   | -4622,08  | -10970,91  | -19592,27  | -217047,85 | -249732,32 |
| 50                              | -336,45          | -3013,86  | -7239,00  | -12570,41 | -18643,57 | -25543,82 | -33409,43  | -42670,07  | -53515,71  | -273307,02 |
| 40                              | -4676,39         | -11376,25 | -19324,75 | -28185,58 | -37825,01 | -47919,33 | -58513,56  | -69633,36  | -81431,19  | -94132,12  |
| 30                              | -9114,76         | -20090,89 | -31981,09 | -44509,37 | -57569,13 | -71235,84 | -85180,12  | -99431,34  | -113860,80 | -128531,22 |

c)

| Rothertrag in € – C-Rate = 0,125 |                  |           |           |           |           |           |           |           |            |            |
|----------------------------------|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|
|                                  | Kapazität in kWh |           |           |           |           |           |           |           |            |            |
|                                  | 100              | 200       | 300       | 400       | 500       | 600       | 700       | 800       | 900        | 1000       |
| 100                              | 11235,56         | 20715,14  | 28540,11  | 34116,31  | 34328,09  | 30665,35  | 24355,33  | 16025,06  | 6368,18    | -4752,03   |
| 90                               | 9146,08          | 16650,28  | 22622,55  | 27181,52  | 27835,16  | 24420,21  | 18321,93  | 9685,03   | -279,57    | -11499,64  |
| 80                               | 6759,43          | 11988,42  | 15822,79  | 18520,84  | 19257,36  | 16080,92  | 9998,31   | 1589,35   | -8930,30   | -20604,95  |
| 70                               | 4042,25          | 6679,88   | 8083,56   | 8401,78   | 7679,00   | 4736,71   | -1205,48  | -9364,38  | -19454,80  | -31564,74  |
| 60                               | 937,96           | 600,63    | -818,49   | -3147,70  | -6268,25  | -10315,89 | -16386,95 | -24801,99 | -34911,91  | -46450,50  |
| 50                               | -2495,66         | -6173,10  | -10807,00 | -16222,26 | -22289,00 | -28931,78 | -36182,94 | -44656,09 | -55003,01  | -66751,67  |
| 40                               | -6245,11         | -13532,16 | -21556,78 | -30273,90 | -39585,54 | -49408,78 | -59632,77 | -70253,56 | -81390,77  | -93448,18  |
| 30                               | -10282,52        | -21472,58 | -33256,77 | -45604,30 | -58342,59 | -71475,98 | -84865,35 | -98582,03 | -112545,64 | -126861,36 |

Abbildung 18: Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung auf Grundlage der rSoC-Analyse: Rothertrag (€) in Abhängigkeit von Speicherkapazität (kWh) und DoD (%) für drei Systeme.

a) C = 0,5   b) C = 0,25   c) C = 0,125

## 6.2 Bewertung der Ergebnisse der wirtschaftlichen Abschätzung

### 6.2.1 DoD-basierte Bewertung

Die in Abbildung 17 berechneten Rotherträge variieren deutlich in Abhängigkeit von Kapazität und DoD und zeigen über alle C-Raten hinweg ein ähnliches Muster. Rotherträge oberhalb der Wirtschaftlichkeitsschwelle treten bei Kapazitäten zwischen etwa 100 und 700 kWh in Kombination mit Entladetiefen zwischen 80 und 60 % auf. Als wirtschaftlich gelten alle Fälle, in denen der Rothertrag positiv ist. In diesem Bereich besteht ein annähernd ausgewogenes Verhältnis zwischen energetischer Nutzung und Lebensdauer. Bereits geringe Abweichungen von diesen Kombinationen führen zu

merklich niedrigeren Ergebnissen, was auf eine hohe Empfindlichkeit der Wirtschaftlichkeit gegenüber der Abstimmung von DoD und Kapazität hinweist.

Bei Entladetiefen unter 60 % ergeben sich überwiegend negative Ergebnisse, da die verringerte energetische Nutzung wirtschaftlich stärker ins Gewicht fällt. Die Verlängerung der Lebensdauer hat hingegen keinen Einfluss auf das Ergebnis, weil im Modell ein fester Betrachtungszeitraum von 20 Jahren zugrunde liegt und keine Restwerte berücksichtigt werden. Eine über diesen Zeitraum hinausgehende Nutzungsdauer kann die Wirtschaftlichkeit daher nicht verbessern.

Auch bei hohen DoD treten negative Rotherträge auf, da die Belastung der Zellen stark zunimmt und die berechnete Lebensdauer unterhalb des festgelegten Betrachtungszeitraums von 20 Jahren liegt. In diesen Fällen wäre innerhalb des Betriebszeitraums ein Austausch des Speichers erforderlich, wodurch die Investitionskosten faktisch verdoppelt würden. Der dadurch entstehende Mehraufwand kann durch den höheren EVA nicht ausgeglichen werden.

Das Maximum tritt bei allen drei C-Raten bei einer Kapazität von 500 kWh in Kombination mit einer DoD von 80 % auf. Das absolute Maximum wird bei einer C-Rate von 0,25 erreicht. Bei 0,5 C liegt der höchste Rothertrag nur geringfügig darunter. Bei einer C-Rate von 0,125 fällt das Maximum weniger ausgeprägt und insgesamt niedriger aus. Die geringere Lade- und Entladeleistung begrenzt in diesem Fall die energetische Nutzung, wodurch der erzielbare EVA deutlich sinkt, während die Investitionskosten unverändert hoch bleiben.

Insgesamt ergibt sich somit ein klar abgegrenztes wirtschaftliches Optimum in einem schmalen Parameterbereich mittlerer Kapazitäten und hoher DoD. Die Lage und Ausprägung dieses Maximums unterscheiden sich zwischen den C-Raten nur gering, die Form der Kurvenverläufe verhält sich in allen Fällen ähnlich.

### 6.2.2 rSoC-basierte Bewertung

Die auf Grundlage des rSoC berechneten Rotherträge zeigen über alle betrachteten C-Raten hinweg ein ähnliches Muster. Im Unterschied zur DoD-basierten Bewertung ergibt sich jedoch eine abweichende Verteilung der Rotherträge, da die rSoC-Analyse ein anderes Belastungsmerkmal des Speichers abbildet und auf einer eigenen Datenbasis beruht. Ein direkter quantitativer Vergleich der Ergebnisse ist jedoch nicht möglich, da die zugrunde liegenden Daten aus unterschiedlichen Speichern verschiedener Hersteller stammen und auf unterschiedlichen End-of-Life-Kriterien basieren, die bei 65 % bzw. 80 % SoH festgelegt sind.

In Abbildung 18 ist erkennbar, dass der wirtschaftlich günstige Bereich bei hohen DoD und mittleren Kapazitäten liegt. Das Maximum aller Systeme tritt bei einer C-Rate von 0,25 mit 500 kWh und 100 Prozent DoD auf. Bei 0,5 C liegt das Optimum bei 400 kWh im selben DoD-Bereich. Bis zu diesen Kapazitäten treten keine zusätzlichen Alterungseffekte durch hohe Ladezustände auf, sodass die maximale Lebensdauer erhalten bleibt. Bei größeren Kapazitäten führen Zusatzdegradationen zu einer verkürzten Nutzungsdauer, was innerhalb des 20-jährigen Betrachtungszeitraums einen Austausch des Speichers erforderlich macht und die Rotherträge deutlich verringert.

Das System mit 0,125 C weicht leicht ab. Die maximalen Rotherträge fallen insgesamt niedriger aus, obwohl die positiven Bereiche räumlich ähnlich verteilt sind. Ursache ist die geringe Lade- und Entladeleistung, durch die die PV-Energie nicht vollständig aufgenommen oder bedarfsgerecht abgegeben wird. Der erzielbare EVA bleibt dadurch geringer und die Investitionskosten können nicht in gleichem Maß kompensiert werden. Obwohl bei 0,125 C im gesamten untersuchten Bereich keine

Zusatzdegradation auftritt, begrenzt die niedrige Leistung die energetische Nutzung der installierten Kapazität und damit die Wirtschaftlichkeit.

### 6.2.3 Zusammenfassung der wirtschaftlichen Abschätzung

Die wirtschaftliche Bewertung zeigt, dass für das untersuchte System besonders mittlere Speicherkapazitäten vorteilhafte Ergebnisse liefern. In diesem Bereich entstehen hohe Rotherträge bei gleichzeitig ausreichend langen Lebensdauern. Beide Bewertungsansätze identifizieren das wirtschaftlich günstigste System bei einer C-Rate von 0,25 und einer Kapazität von 500 kWh. Die optimale DoD unterscheidet sich jedoch leicht, da beide Ansätze auf unterschiedlichen Bewertungsgrößen beruhen.

Die DoD basierte Analyse weist eine DoD von rund 80 % als wirtschaftlich beste Konfiguration aus, da bei dieser Entladetiefe die höchsten Rotherträge bei gleichzeitig ausreichender Lebensdauer erzielt werden.

Die rSoC basierte Bewertung kommt aufgrund der eigenen Datengrundlage zu einem optimalen Bereich bei vollständiger Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität, also einer DoD von 100 % entspricht. Trotz dieser Unterschiede zeigen beide Ansätze eine sehr ähnliche Struktur der wirtschaftlich relevanten Parameter. Dies unterstreicht die Bedeutung einer angemessenen Dimensionierung und einer hohen Nutzungsintensität für die Wirtschaftlichkeit des Speichers.

Die Ergebnisse ordnen sich in die in der Fachliteratur beschriebenen wirtschaftlichen Zusammenhänge ein. Deutsch (2014) und Weniger et al. (2021) zeigen, dass eine geeignete Auslegung sowie eine hohe Auslastung wesentliche Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern sind. Die vorliegenden Ergebnisse bestätigen, dass die Integration eines Speichers in eine bestehende PV Anlage unter entsprechenden Rahmenbedingungen zu einer Verbesserung des wirtschaftlichen Betriebs führen kann.

Insgesamt zeigt sich, dass das untersuchte System bei moderaten Kapazitäten und einer hohen Ausnutzung wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Unterschiede zwischen den beiden Bewertungsansätzen erklären sich durch die verschiedenen Datengrundlagen und verändern die grundsätzliche Aussage nicht.

## 6.3 Grenzen der wirtschaftlichen Abschätzung

Die wirtschaftliche Bewertung dient der vergleichenden Einordnung der untersuchten Speicherstrategien und beruht auf einem vereinfachten Modell. Sie liefert Hinweise auf die relative Vorteilhaftigkeit einzelner Varianten, erlaubt jedoch keine belastbare Aussage über die tatsächliche Rentabilität der Systeme. Grundlage der Berechnung sind feste Preis- und Kostenannahmen, sodass die Ergebnisse als theoretische Vergleichswerte unter konstanten Rahmenbedingungen zu verstehen sind.

Wichtige finanzielle Einflussgrößen wie Zinskosten, Abschreibungen oder steuerliche Effekte bleiben unberücksichtigt. Damit wird die zeitliche Entwicklung von Kosten und Erlösen nicht abgebildet und zukünftige Zahlungen gehen mit dem gleichen Gewicht in die Bewertung ein wie heutige. Die Analyse stellt somit kein vollständiges finanzwirtschaftliches Bewertungsverfahren dar, sondern eine vereinfachte Gegenüberstellung der Systeme ohne dynamische Kapitalbewertung.

Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich aus den zugrunde gelegten Preisannahmen für Strombezug und Einspeisevergütung. Beide Größen können über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren erheblich variieren. Reale Preisänderungen oder Marktanpassungen könnten die Wirtschaftlichkeit eines

Speichers jedoch deutlich beeinflussen und sowohl positive als auch negative Abweichungen von den berechneten Ergebnissen verursachen.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ergibt sich aus der verwendeten Kostendefinition für die Investition. Die Investitionskosten werden als Kombination aus kapazitätsbezogenen und leistungsbezogenen spezifischen Kosten angesetzt. Verfügbare technoökonomische Daten zeigen jedoch erhebliche Spannbreiten in den veröffentlichten Kosten einzelner Studien, und die zugrunde gelegten Systemgrenzen sind nicht immer einheitlich definiert. Zudem ändern sich die Kosten von Batteriespeichern derzeit sehr dynamisch, sodass Vergangenheitswerte nur begrenzt auf zukünftige Jahre übertragbar sind. Die gewählte Kostenaufteilung stellt daher eine plausible, aber mit Unsicherheiten behaftete Schätzung dar und kann bei abweichenden Marktbedingungen zu anderen spezifischen Kostenstrukturen führen.

Darüber hinaus wirken sich die Annahmen und die daraus resultierenden Unsicherheiten der technischen Bewertung unmittelbar auf die wirtschaftliche Abschätzung aus, da der wirtschaftliche Nutzen auf den ermittelten Lebensdauern und Energieflüssen basiert. Die wirtschaftliche Analyse übernimmt dabei die gleiche Grundannahme wie die technische Simulation, dass sich das simulierte Jahr über den gesamten Betrachtungszeitraum unverändert wiederholt. Änderungen in der PV-Erzeugung oder im Lastverhalten des Betriebs werden somit nicht berücksichtigt. Auch die fortschreitende Kapazitätsdegradation des Speichers bleibt unberücksichtigt. Mit zunehmender Degradation verringern sich jedoch die nutzbare Kapazität und die Eigenverbrauchsquote, was zu einem Rückgang der jährlichen Einsparungen gegenüber dem Referenzfall führt. Die berechneten wirtschaftlichen Ergebnisse sind daher als obere Abschätzung zu verstehen.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor betrifft die Bestimmung des wirtschaftlich vorteilhaftesten Systems. Die diesem Ergebnis zugrunde liegende Zyklfestigkeit basiert auf Herstellerangaben, die für einige Entladetiefen nur näherungsweise abgeleitet werden konnten. In diesem Bereich kann die tatsächliche Lebensdauer des Speichers vom verwendeten Wert abweichen, sodass das gefundene Optimum nur eingeschränkt übertragbar ist.

Zudem berücksichtigt die wirtschaftliche Analyse keine möglichen Restwerte der Systeme außerhalb des definierten Betrachtungszeitraums. Bewertet wird ausschließlich, welche Kosten erforderlich sind, um den Betrieb über zwanzig Jahre sicherzustellen. Verbesserungen der technischen Lebensdauer infolge einer schonenderen Betriebsführung wirken sich daher nur innerhalb dieser Zeitspanne auf das Ergebnis aus. Eine darüberhinausgehende Nutzungsdauer des Speichers führt in dieser Betrachtung zu keinem zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil, da sie außerhalb der Bewertungsgrenze liegt.

Insgesamt ermöglicht die vereinfachte wirtschaftliche Abschätzung eine nachvollziehbare qualitative Bewertung der relativen Unterschiede zwischen den untersuchten Speicherstrategien und Systemgrößen. Eine quantitative Beurteilung oder eine direkte Übertragung auf reale Investitionsentscheidungen wäre jedoch nur auf Grundlage einer erweiterten Analyse möglich, die neben möglichen Preisentwicklungen auch finanzierungsbedingte Kosten, steuerliche Effekte und den über die Zeit fortschreitenden Kapazitätsverlust berücksichtigt.

### 7 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der Arbeit war es zu bestimmen, in welchem Umfang ein Batteriespeichersystem den Eigenverbrauch der bestehenden PV Anlage des untersuchten Industriebetriebs erhöhen und damit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen kann. Daraus ergab sich die zentrale Frage, welche Kombinationen aus Speicherkapazität und Leistung sowie welche Betriebsstrategien für diesen Zweck geeignet sind und wie sich diese auf die technische Leistungsfähigkeit und die vereinfachend betrachtete Wirtschaftlichkeit auswirken. Grundlage bildeten reale Messdaten eines Betriebsjahres der PV Anlage. Auf dieser Basis wurden der Referenzfall ohne Speicher und verschiedene Varianten aus Kapazität, Leistung und Betriebsführung simuliert und anhand technischer und wirtschaftlicher Kriterien bewertet.

Die Auswertung des Referenzfalls zeigte, dass die PV-Anlage einen nennenswerten Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leistet, die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Last jedoch dazu führt, dass ein Teil der erzeugten Energie in das Netz abgegeben wird. Dieser Effekt tritt vor allem in den Sommermonaten auf, in denen hohe PV-Erzeugung und eine begrenzte zeitliche Überdeckung mit der Last zu vermehrten Überschüssen führen. Im Winter dagegen ist die Erzeugung so gering, dass kaum überschüssige Energie entsteht und die Möglichkeiten zur Steigerung des Eigenverbrauchs entsprechend eingeschränkt sind. Die technisch nutzbare Wirkung eines Speichers wird damit wesentlich durch die verfügbare PV-Überschussenergie und die zeitliche Überdeckung von Erzeugung und Last bestimmt.

Die Simulation der Basisstrategie mit reinem Überschussladen zeigte, dass der EVA mit wachsender Speicherkapazität deutlich steigt, die Zuwächse jedoch mit zunehmender Kapazität abnehmen. Ab einer bestimmten Größe stellen sich nur noch geringe zusätzliche Verbesserungen ein. Die Kapazität ist damit die entscheidende Stellgröße, während die Leistung nur im unteren Leistungsbereich einen spürbaren Einfluss zeigt. Bereits niedrige C-Raten reichen somit aus, um den überwiegenden Teil der PV-Überschüsse zu nutzen, sodass höhere Leistungen nur noch begrenzte zusätzliche Vorteile bringen.

Bei der erweiterten Steuerungsstrategie wurde ein festes SoC Fenster eingeführt, aus dem unterschiedliche DoD Werte zugelassen wurden. In den Simulationen zeigte sich, dass eine geringere absolute DoD zu einer moderaten Verringerung des EVA führt, gleichzeitig aber eine deutliche Verlängerung der rechnerischen Lebensdauer bewirkt. Die DoD erwies sich im Rahmen der Analyse als die maßgebliche technische Einflussgröße auf die Lebensdauer. Kapazität und C-Rate wirkten dagegen nur in geringem Umfang. Die ergänzende rSoC Analyse zeigte, dass zusätzliche Degradation durch hohe Ladezustände überwiegend in einem eng begrenzten Parameterraum auftritt. In den meisten betrachteten Konfigurationen blieben die Lebensdauern jedoch unverändert, sodass der Einfluss des rSoC im untersuchten Anwendungsfall nur eine nachgeordnete Rolle spielt.

Die wirtschaftliche Bewertung zeigt, dass der Einsatz eines Batteriespeichers die Wirtschaftlichkeit der bestehenden PV-Anlage verbessern kann, sofern der Speicher angemessen dimensioniert ist. Die wirtschaftlich optimalste Konfiguration ergibt sich in beiden Bewertungsansätzen bei einer Kapazität von 500 kWh und einer C-Rate von 0,25. Die optimale DoD unterscheidet sich jedoch je nach Bewertungsgrundlage. Bei der DoD-basierten Bewertung erwies sich eine Begrenzung des SoC-Fensters als sinnvoll, da in Kombination mit einer DoD von etwa 80 % die höchsten Rohrerträge erzielt wurden. Die rSoC-basierte Bewertung zeigte dagegen keine Vorteile einer Einschränkung des SoC-Bereichs. Dort wurde das wirtschaftlichste Ergebnis bei vollständiger Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität erreicht. Trotz dieser Unterschiede zeigen beide Ansätze eine ähnliche Struktur der wirtschaftlich relevanten Parameter.

Bei der Interpretation der wirtschaftlichen Ergebnisse sind die modellhaften Annahmen zu berücksichtigen. Eine Bewertung der absoluten Rohrerträge ist aufgrund der vereinfachenden Annahmen



des Modells nicht sinnvoll, sodass die wirtschaftliche Analyse als qualitative Einordnung der untersuchten Strategien zu verstehen ist.

Die Ergebnisse unterliegen mehreren Annahmen, die die Übertragbarkeit einschränken. Dazu zählen die Übertragung des Erzeugungs- und Lastverhaltens eines einzelnen Betriebsjahres auf den gesamten Lebenszyklus, die Vernachlässigung der fortschreitenden Kapazitätsdegradation und der Temperatureinflüsse, vereinfachte Annahmen zur Bestimmung der Lebensdauern sowie konstante Preis- und Kostenannahmen ohne Berücksichtigung von Finanzierungseffekten oder Restwerten. Die Resultate sind daher als vergleichende Aussagen innerhalb des untersuchten Systems zu verstehen.

Für vertiefende Untersuchungen ist die Weiterentwicklung des Modells um eine differenziertere Abbildung der Alterungsprozesse des Speichers sinnvoll. Ein erweitertes Alterungsmodell, das zeitliche Veränderungen der Zellparameter sowie mögliche Wechselwirkungen zwischen DoD, rSoC, Stromstärke und Temperatur berücksichtigt, würde eine realistischere Bewertung der Lebensdauer ermöglichen. Darüber hinaus bietet sich die Prüfung adaptiver oder prognosegestützter Steuerungsansätze an, bei denen PV- und Lastprognosen in die Betriebsführung einbezogen werden.

Auch aus wirtschaftlicher Perspektive ergeben sich mögliche Ansatzpunkte für weiterführende Untersuchungen. Eine vertiefte finanzwirtschaftliche Bewertung könnte eine umfassendere Analyse des ökonomischen Potenzials erlauben. Dazu zählen beispielsweise Kapitalwertbetrachtungen, die Abbildung dynamischer Strompreisentwicklungen sowie die Einbeziehung steuerlicher und betriebswirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Ergänzend bietet sich die Untersuchung einer am Strompreis orientierten Betriebsführung an, bei der das Laden des Speichers in Phasen niedriger Preise und das Ausspeichern in Phasen hoher Preise geprüft wird. In welchem Umfang ein solches Vorgehen im konkreten Anwendungsfall zu weiteren wirtschaftlichen Vorteilen führen könnte, hängt jedoch von den jeweiligen Preisstrukturen und regulatorischen Vorgaben ab.

Die Arbeit trägt damit zu einem besseren Verständnis der technischen und wirtschaftlichen Wirkung von Batteriespeichern als Ergänzung von PV-Anlagen im industriellen Kontext bei und eröffnet Ansatzpunkte für weiterführende Untersuchungen.

## Literaturverzeichnis

- Battery University (2021) *BU-702: How to Store Batteries*, Battery University. Available at: <https://batteryuniversity.com/article/bu-702-how-to-store-batteries> (Accessed: 8 September 2025).
- Bauer, A. (2010) *Energiespeicher und deren Alterung am Beispiel von Lithium Ionen Akkumulatoren*. Diplomarbeit. Technische Universität Wien. Available at: <https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/14104> (Accessed: 26 August 2025).
- BDEW (2025) *BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2025*. Available at: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Accessed: 21 October 2025).
- Böttiger, M. (2020) *Multikriteriell optimierendes Betriebsführungsverfahren für PV-Batteriespeichersysteme*. Dissertation. Technische Universität Dresden. Available at: [https://tud.qucosa.de/landing-page/?tx\\_dlf\[id\]=https%3A%2F%2Ftud.qucosa.de%2Fapi%2Fqucosa%253A71400%2Fmets](https://tud.qucosa.de/landing-page/?tx_dlf[id]=https%3A%2F%2Ftud.qucosa.de%2Fapi%2Fqucosa%253A71400%2Fmets) (Accessed: 6 August 2025).
- Bruns, M. (2014) *Konzeption und wirtschaftliche Optimierung einer Photovoltaikanlage mit Speicher unter Zuhilfenahme von Simulationsmodellen*. Thesis. Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg. Available at: <https://reposit.haw-hamburg.de/handle/20.500.12738/6573> (Accessed: 9 September 2025).
- Bundesregierung (2022) *Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045, Die Bundesregierung informiert*. Available at: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv-bundesregierung/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (Accessed: 8 November 2025).
- Deutsch, T. (2014) *Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Erzeugung unter Berücksichtigung von Speichern*. Diplomarbeit. Technische Universität Wien. Available at: <https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/7823> (Accessed: 7 August 2025).
- DWD (2025) *Das Strahlungsjahr 2024*. Available at: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download\\_strahlungsbericht\\_2024.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download_strahlungsbericht_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (Accessed: 28 August 2025).
- EnBW (2024) *Batteriespeicher – Energie flexibel auf Abruf*. Available at: <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/speicher/batteriespeicher.html> (Accessed: 2 September 2025).
- European Central Bank (2025) 'Euro exchange rates charts'. Available at: [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/eurofxref-graph-usd.de.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.de.html) (Accessed: 22 October 2025).
- hamburg.de (no date) *Photovoltaik auf Gewerbedächern - hamburg.de*. Available at: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/bezirke/hamburg-nord/photovoltaik-gewerbe-70040> (Accessed: 8 November 2025).
- Herb, F. (2010) *Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen*. Universität Ulm. Available at: <https://oparu.uni-ulm.de/items/97e40509-c500-429c-a017-113d9c40cbb6> (Accessed: 1 September 2025).

- Jörck, J.-M. (2021) *Auslegung stationärer Batteriespeicher für verschiedene Nutzungsszenarien*. Thesis. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg. Available at: <https://reposit.haw-hamburg.de/handle/20.500.12738/14545> (Accessed: 4 August 2025).
- Lazard Releases (2025) *Lazard Releases 2025 Levelized Cost of Energy+ Report*, <https://www.lazard.com>. Available at: <https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/> (Accessed: 21 October 2025).
- Mertens, K. (2022) *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 6., aktualisierte und erweiterte Auflage. München: Hanser.
- Nitta, N. *et al.* (2015) 'Li-ion battery materials: present and future', *Materials Today*, 18(5), pp. 252–264. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040>.
- Park, S.-J. *et al.* (2023) 'Depth of discharge characteristics and control strategy to optimize electric vehicle battery life', *Journal of Energy Storage*, 59, p. 106477. Available at: <https://doi.org/106477>.
- Peters, J.F. *et al.* (2017) 'The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, pp. 491–506. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.039>.
- pV-wissen.de (2024) 'Wichtige Begriffe im Batteriebereich', *pV-wissen.de*, 31 July. Available at: <https://www.pv-wissen.de/wichtige-begriffe-im-batteriebereich/> (Accessed: 2 September 2025).
- pV-wissen.de (2025) 'Aufbau und Funktionsweise von Lithium-Ionen-Batterien', *pV-wissen.de*, 30 May. Available at: <https://www.pv-wissen.de/aufbau-und-funktionsweise-von-lithium-ionen-batterien/> (Accessed: 9 October 2025).
- Quaschnig, V. (2013) *Regenerative Energiesysteme: Technologie; Berechnung; Simulation*. 8., aktualisierte und erw. Aufl. München: Hanser.
- Quaschnig, V. (2019) *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*. 10., aktualisierte und erweiterte Auflage. München: Hanser (Hanser eLibrary). Available at: <https://doi.org/10.3139/9783446461147>.
- Schimpe, M. *et al.* (2018) 'Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis', *Applied Energy*, 210, pp. 211–229. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.129>.
- Schmiegel, A.U. (2023) *Energiespeicher für die Energiewende: Auslegung und Betrieb von Speichersystemen*. 3., vollständig überarbeitete Auflage. München: Hanser (Hanser eLibrary). Available at: <https://doi.org/10.3139/9783446476943>.
- Schothöfer, Y. (2022) *Optimierung von PV-Leistung, Speichergröße und Entladeleistung für einen Produktionsbetrieb in der Stahlverarbeitung*. B.S. Thesis. Available at: [https://repositorium.hs-ruhrwest.de/files/828/Bachelorarbeit\\_.pdf](https://repositorium.hs-ruhrwest.de/files/828/Bachelorarbeit_.pdf) (Accessed: 9 September 2025).
- Siegel, B. and Bergner, J. (2015) 'Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich', *HTW Berlin*, 22 September. Available at: <https://solar.htw-berlin.de/publikationen/betriebsstrategien-fuer-pv-speichersysteme-im-vergleich/> (Accessed: 20 August 2025).
- Valence (2022) 'Datasheet U4D-24V100IB'. Available at: <https://www.valence.com/12-and-24v-li-ion-batteries/u4d-24v100ib>.

- Waag, W. and Sauer, D.U. (2009) ‘SECONDARY BATTERIES – LEAD– ACID SYSTEMS | State-of-Charge/Health’, in J. Garche (ed.) *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. Amsterdam: Elsevier, pp. 793–804. Available at: <https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00149-0>.
- Weniger, J. *et al.* (2021) ‘Photovoltaik und Stromspeicher im Gewerbe’, in. PV-Symposium. Available at: <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WENIGER-2021-Photovoltaik-und-Stromspeicher-im-Gewerbe.pdf> (Accessed: 7 August 2025).
- Weniger, J. *et al.* (2023) ‘Stromspeicher-Inspektion 2023’, *HTW Berlin*, February. Available at: <https://solar.htw-berlin.de/studien/stromspeicher-inspektion-2023/> (Accessed: 8 September 2025).
- Wirth, H. (2025) *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*. Available at: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html> (Accessed: 21 October 2025).
- Xiong, R. *et al.* (2020) ‘Lithium-ion battery aging mechanisms and diagnosis method for automotive applications: Recent advances and perspectives’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131, p. 110048. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110048>.
- Zeng, J. and Liu, S. (2023) ‘Research on aging mechanism and state of health prediction in lithium batteries’, *Journal of Energy Storage*, 72(Part A), p. 108274. Available at: <https://doi.org/108274>.
- Zive Technologies (2025) *Zive - Die europäische KI-Plattform für Unternehmen*. Available at: <https://www.zive.com/de> (Accessed: 28 October 2025).

## **Eidesstattliche Erklärung**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit eigenständig und ohne fremde Hilfe angefertigt habe. Textpassagen, die wörtlich oder dem Sinn nach auf Publikationen oder Vorträgen anderer Autoren beruhen, sind als solche kenntlich gemacht.

Hamburg, den 17.11.2025

---

Sina Ellerbrock

# Anhang A - Herstellerdatenblatt Valence U4D-24V100IB



**U-Series: U4D-24V100IB**

**Group 4D**



## ELECTRICAL SPECIFICATIONS

|                               |                               |
|-------------------------------|-------------------------------|
| Nominal Voltage               | 25.6 V                        |
| Rated Capacity                | 100 Ah                        |
| Energy                        | 2560 Wh                       |
| Reserve Capacity @ 25 A       | 240 min                       |
| Efficiency (Coulombic)        | 99%                           |
| Cycle Life                    | > 2000 cycles @ C/2, 100% DOD |
| Self Discharge                | 2% per Month                  |
| Max. Modules in Series        | 4S                            |
| Continuous Discharge Current  | 100 A                         |
| Pulse Discharge Current       | 300 A (<3 seconds)            |
| Recommended Volt. Disconnect  | 20 V                          |
| BMS Discharge Cut-Off Voltage | 16 V                          |
| Reconnect Voltage             | 18.4 V                        |
| Short Circuit Protection      | 200-600µs                     |
| Charge Method                 | CC-CV                         |
| Charge Voltage                | 28.8 - 29.6 V                 |
| Recommended Float Voltage     | 27.6 V                        |
| Recommended Charge Current    | ≤ 50 A                        |
| Maximum Charge Current        | 100 A                         |
| BMS Charge Cut-Off Voltage    | 31.2 V                        |
| Discharge Temperature         | -10°C to 50°C (14°F to 122°F) |
| Charge Temperature            | 0°C to 45°C (32°F to 113°F)   |
| Storage Temperature           | -15°C to 35°C (5°F to 95°F)   |

## PRODUCT FEATURES

Lithium Iron Phosphate (LiFePO4):

- Maintenance free
- Environmentally friendly

## PERFORMANCE

- High energy, high discharge current, high temperature range
- Low weight and fast charging

## BATTERY APPLICATIONS

- Data center UPS
- Telecom backup power
- Military power supply
- Solar energy storage system
- Solar street LED lighting
- Autonomously guided vehicles (AGVs)
- Industrial robotics and handling equipment
- Aerial work platform
- Floor cleaning machines
- Power tools, lawn mower
- Electric bike & motorcycles
- Electric mobility (e-scooters, wheelchair)
- Golf trolley & golf carts
- Medical devices
- Passenger vehicles
- Marine

## MECHANICAL SPECIFICATIONS

|                       |                                        |
|-----------------------|----------------------------------------|
| Dimension (L x W x H) | 522 x 240 x 224 mm, 20.55 x 9.45 x 8.8 |
| Weight                | 23.2 kg (51.21 lbs)                    |
| Terminal Type         | M8                                     |
| Battery Housing       | ABS, UL-94 V-0                         |
| Housing Protection    | IP56                                   |
| Cell-Type Chemistry   | LiFePO4 Cylindrical Cell               |

## COMPLIANCE CERTIFICATIONS

|                         |                          |
|-------------------------|--------------------------|
| Certifications          | IEC62133, UN38.3, UL1642 |
| Shipping Classification | UN3480, Class 9          |



**UN  
38.3**

July 2022

Scan for more  
information



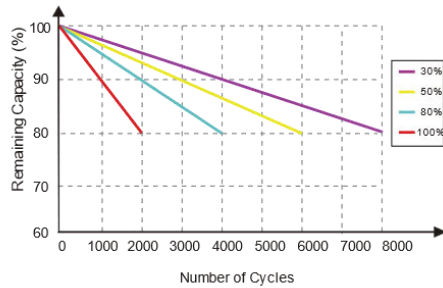
lithionbattery.com/contact-us  
North America: america-sales@lithionbattery.com  
Europe: emea-sales@lithionbattery.com

**LITHION**

### PERFORMANCE CHARACTERISTICS

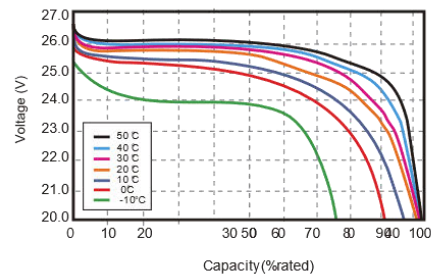
CYCLE LIFE vs. DEPTH OF DISCHARGE(DOD)

DISCHARGE@0.5 C, 25°C

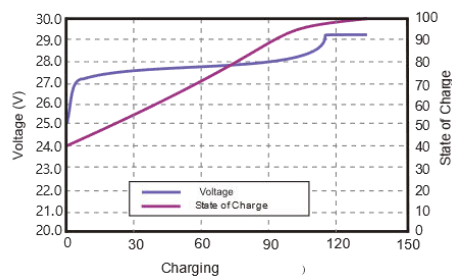


DISCHARGE CAPACITY at VARIOUS TEMPERATURES

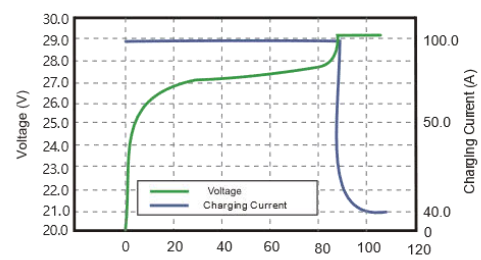
DISCHARGE @0.5 C, 25°C



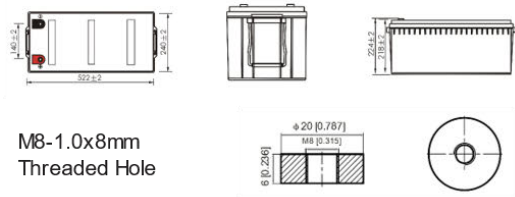
STATE OF CHARGE CURVE @0.5 C, 25°C



CHARGING CHARACTERISTICS @0.5 C, 25°C



### BATTERY DIMENSION



M8-1.0x8mm  
Threaded Hole

### BATTERY RECYCLE



\*Do not mix with sealed lead acid batteries when recycling.

Scan for more  
information



lithionbattery.com/contact-us  
North America: america-sales@lithionbattery.com  
Europe: emea-sales@lithionbattery.com

LITHION