



BACHELORARBEIT

Integrationspotenziale von Batteriespeichern zur Effizienz- und Wirtschaftlichkeitssteigerung in bestehenden Photovoltaikkraftwerken

vorgelegt von

Sergio Gabriel Vazquez Beltran



Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

Studiengang Umwelttechnik
Department Umwelttechnik
Fakultät Life Sciences

in Zusammenarbeit mit:
Obton Germany GmbH
Betriebsführung
Große Bleichen 1-3
20354 Hamburg

Erstprüfer: Timon Kampschulte

Zweitprüfer: Lucas Deslande

Abgabedatum: 23.03.2026

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis.....	v
Abkürzungsverzeichnis	vi
Symbolverzeichnis	vii
1 Einleitung	1
2 Grundlagen	3
2.1 Sonneneinstrahlung	3
2.2 Systemtechnik einer netzgekoppelten PV-Freiflächenanlage	4
2.2.1 Solarzelle	4
2.2.2 Komponenten und Verschaltung	5
2.2.3 Systemauslegung und energetische Kenngrößen	7
2.3 Batteriespeichersysteme (BESS).....	9
2.3.1 Aufbau des BESS auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien	9
2.3.2 Betriebsparameter und Zustandsgrößen	11
2.4 Integration von Batteriespeichern in Photovoltaiksysteme	12
2.4.1 BESS-Dimensionierung	14
2.4.2 Energiemanagementsystem (EMS)	15
2.4.3 Betriebs- und Speicherstrategien.....	15
2.5 Strommarkt und Vergütungsmechanismen	17
2.5.1 Grundstruktur des Strommarktes	17
2.5.2 Vergütungsmechanismen eines PV-BESS-Co-Location-Systems.....	19
2.6 Wirtschaftlichkeit	20
3 Methodik und Durchführung.....	21
3.1 Datenerfassung	21

3.2	Simulation der PV-Anlage mit PVsyst.....	21
3.2.1	Dateneingabe / Anlagenkonfiguration	22
3.2.2	Ergebnisse der PV-Symulation	25
3.3	BESS-Dimensionierung	25
3.4	Python – Modell des BESS-Betriebs	27
3.5	Basisszenario und Simulationsdurchführung.....	31
3.6	Nachgelagerte Erlös- und Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	34
4	Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse.....	36
4.1	Ergebnisse und Wirtschaftlichkeit des Basisszenarios.....	36
4.2	Sensitivitätsanalyse und Wirtschaftlichkeit	39
5	Diskussion der Ergebnisse	44
6	Zusammenfassung.....	49
7	Quellenverzeichnis	53
A	Anhang	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2024 (Energy-Charts, 2025)	1
Abbildung 1.2 : Bruttostromverbrauch im Jahr 2024 (UBA,o.J.)	2
Abbildung 2.1: Strahlungssummen über das Jahr auf eine horizontale Ebene für die Standorte Hamburg und München (Mertens 2022, S 46)	4
Abbildung 2.2: Aufbau einer Solarzelle aus kristallinem Silizium (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 354)	5
Abbildung 2.3: Spektrale Verluste in einer Si-Solarzelle (Mertens 2022, S 114)	5
Abbildung 2.4: Aufbau eines Moduls (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 386)	6
Abbildung 2.5: Aufbau einer typischen netzgekoppelten PV-Anlage (Mertens 2022, S. 192) ..	7
Abbildung 2.6: Typische Verluste und Wirkungsgradanteile von PV-Anlagen (Watter 2025, S. 27).....	9
Abbildung 2.7: Aufbau eines BESS aus Lithium-Ionen-Zellen (Tasneem, Tasneem & Xian 2025, S. 7).....	10
Abbildung 2.8: Einfluss von Zyklenalterung und kalendarischer Alterung auf die effektive Batteriekapazität einer Batterie. (Maka & Chaudhary 2024, S.10)	12
Abbildung 2.9: Fahrweisen von Batteriespeichern (Sterner & Sandler 2017, S.714)	16
Abbildung 3.1:Einfluss von Modulneigung und Modulausrichtung auf den Flächenfaktor ..	23
Abbildung 3.2: Schematische Verschaltung der betrachteten PV-Anlage bis zum Einspeisepunkt.....	24
Abbildung 3.3: Darstellung des PV-Feldes in Google Earth (links) und im vereinfachten 3D-Modell (rechts)	24
Abbildung 3.4: Vereinfachte Ablaufstruktur der modellierten Speichersteuerung	31
Abbildung 4.1: Vergleich der jährlichen Energiemengen im Referenzfall ohne BESS und im Basisszenario mit BESS.....	36
Abbildung 4.2: Jährliche BESS-Energieströme und durchschnittlicher monatlicher Ladezustand im Basisszenario	37
Abbildung 4.3: saisonaler Einfluss auf die Energiemengen	37

Abbildung 4.4: Vergleich der monatlichen Einspeisung im Referenzfall ohne BESS und im Basisszenario mit BESS.....	38
Abbildung 4.5: Vergleich der Jahreserlöse und monatlichen Zusatzerlöse des BESS im Basisszenario.....	38
Abbildung 4.6: Einfluss der Speichergröße auf BESS-Energieflüsse und durchschnittlichen monatlichen SOC bei konstanter Spotpreiszeitreihe	40
Abbildung 4.7: Einfluss der Speichergröße auf jährliche Erlöse und Mehrerlöse des BESS in den Szenarien A, Base und B.....	41
Abbildung 4.8: Einfluss der Spotpreisvariation auf die jährlichen BESS-Energieströme in den Szenarien C, Basis und F bei konstanter Speichergröße	42
Abbildung 4.9: Monatlicher Verlauf der anlagenspezifischen Marktwerte in den Szenarien C, Basis und F bei Variation der Spotpreiszeitreihe und konstanter Speichergröße	42
Abbildung 4.10: Vergleich der jährlichen Erlöse ohne BESS, der jährlichen Erlöse mit BESS sowie des zusätzlichen jährlichen Mehrerlöses durch das BESS in den Szenarien C, Basis und F bei Variation der Spotpreiszeitreihe.....	43
Abbildung 4.11: Gesamtdarstellung der jährlichen Projektrendite aller untersuchten Szenarien in Abhängigkeit von Spotpreiszeitreihe und Speichergröße.....	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Übersicht der zentralen Anlagendaten und Komponenten	21
Tabelle 3.2: Zentrale Projektparameter der Simulationsmodellierung.....	22
Tabelle 3.3: Hauptergebnisse der Simulation der PV-Anlage	25
Tabelle 3.4: Modellannahmen und Randbedingungen des PV-BESS-Betriebs	28
Tabelle 3.5: Eingangsgrößen und Modellparameter der Speicherbetriebsmodellierung	29
Tabelle 3.6: Übersicht der im Python-Modell berechneten Outputgrößen	34
Tabelle 4.1: Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen und Randbedingungen des Basisszenario	39
Tabelle 4.2: Übersicht des vollständigen Szenarienraums der Sensitivitätsanalyse mit Variation der Spotpreiszeitreihe und des β -Parameters	39
Tabelle 4.3: Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen und Randbedingungen der Szenarien A, Basis und B.....	41
Tabelle 4.4: Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen und Randbedingungen der Szenarien C, Base und F	43

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
AM	Air Mass
BESS	Battery Energy Storage System
BMS	Batteriemanagementsystem
DC	Gleichstrom
DoD	Depth of Discharge
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energy Management System
GAK	Generatoranschlusskasten
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NAP	Netzanschlusspunkt
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
SOC	State of Charge
SOH	State of Health
SR	Sizing Ratio
STC	Standard Test Conditions

Symbolverzeichnis

β	Skalierungsfaktor der BESS-Leistung relativ zur maximalen PV- Leistung
Δt	Länge eines Simulationszeitschritts
η	Wirkungsgrad
η_l	Ladewirkungsgrad des BESS
η_e	Entladewirkungsgrad des BES
η_{rt}	Roud – Trip – Wirkungsgrad des BESS
AW	Anzulegender Wert
C	C-Rate
E	Energie bzw. Energiekapazität
E_{1h}	Energiemenge bezogen auf eine Stunde
E_{15min}	Energiemenge bezogen auf 15 min
$E_{abr}(t)$	Abregelungsenergie im Intervall t
$E_{abr,neg,m}$	Abregelungsenergie während negativer Preisblöcke im Monat m
$E_{abr,ret}(t)$	Verbliebende Abregelungsenergie im Intervall t nach BESS-Ladung
$E_{bess,m}$	Eigespeiste Energie aus dem BESS im Monat m
$E_e(t)$	Entladene Energie vom BESS im Intervall t
$E_{ges,m}$	Regulär vergütete Gesamtenergiemenge im Monat m
$E_{grid}(t)$	Gesamte Netzeinspeisung im Intervall t
$E_{l,abr}(t)$	Ladeenergie des BESS aus Abregelung im Intervall t
$E_{l,ges}(t)$	Gesamte Ladeenergie des BESS im Intervall t
$E_{l,neg}(t)$	Ladeenergie des BESS aus negativen Preisblöcken im Intervall t
E_{nenn}	Nennkapazität des BESS
$E_{neg,m}$	Eingespeiste Energiemenge während negativer Preisblöcke im Monat m
E_{nutz}	Nutzbare Speicherkapazität des BESS
$E_{pv,direkt}(t)$	Direkte PV-Einspeisung im Intervall t
$E_{pv}(t)$	PV-Erzeugungsenergie im Intervall t
$E_{pv,ohne}(t)$	Direkte PV-Einspeisung ohne BESS im Intervall t
$E_{pv,ohne neg,m}$	PV-Einspeisung außerhalb negativer Preisblöcke im Monat m
$Erlös_{abr,neg,m}$	Erlös aus Abregelungsenergie während negativer Preisblöcke im Monat m
$Erlös_{base,j}$	Jährlicher Erlös durch das BESS
$Erlös_{ges,m}$	Gesamte Erlöse im Monat

$Erlös_{neg,m}$	Erlös aus Einspeisung während negativer Preisblöcke im Monat m
$Erlös_{ref,j}$	Jährlicher Erlös im Referenzfall ohne BESS
$Erlös_{reg,m}$	Regulär vergüteter Erlös im Monat
$Erlös_{zus,j}$	Zusätzlicher jährlicher Erlös durch das BESS
h_{shift}	Leistungsverschiebdauer bzw. Speicherdauer
$I_{neg}(t)$	Indikator für negative Preisblöcke im Intervall t
m	Monatsindex
MW_m	Anlagenspezifischer Marktwert im Monat m
$MW_{pv+bess,m}$	Kombinierter anlagenspezifischer Marktwert im Monat m
$MW_{solar,m}$	Anlagenspezifischer Marktwert ohne BESS im Monat m
P_{bess}	Installierte Leistung BESS
$P(t)$	Spotpreiszeitreihe
$P_{high}(t)$	Erhöhte Spotpreiszeitreihe
$P_{low}(t)$	Verringerte Spotpreiszeitreihe
$P_{nap,max}$	Maximal zulässige Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt
$SOC(t)$	Ladezustand bzw. Gespeicherte Energie des BESS im Intervall t
SOC_{max}	Obere Ladezustandsgrenze
SOC_{min}	Untere Ladezustandsgrenze
SOC_{nutz}	Nutzbarer Ladezustandsbereich
t	Zeitindex eines 15 min – Intervalls

1 Einleitung

Seit Beginn der Industrialisierung erwärmt sich die bodennahe Lufttemperatur weltweit kontinuierlich. Wissenschaftliche Erkenntnisse belegen eindeutig, dass der rapide Temperaturanstieg der letzten hundert Jahre in erster Linie auf menschliche Aktivitäten zurückzuführen ist. Vor allem die Verbrennung fossiler Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas sowie großflächige Entwaldung führen zu einer stetigen Anreicherung treibhauswirksamer Gase in der Atmosphäre (UBA, 2021).

Beobachtungsdaten zeigen, dass sich das Klima seit dem vergangenen Jahrhundert messbar verändert. Das globale Temperaturmittel ist angestiegen, Gebirgsgletscher und Schneebedeckung sind im Mittel zurückgegangen, und Extremereignisse wie Hitzewellen und Starkniederschläge treten häufiger auf. Auch der Meeresspiegel steigt seit Jahrzehnten kontinuierlich. Gleichzeitig steigt das Risiko abrupter Klimaänderungen, etwa durch ein beschleunigtes Abschmelzen großer Eisschilde oder das Auftauen von Permafrostböden, die große Mengen Treibhausgase freisetzen könnten. Um gefährliche und potenziell irreversible Veränderungen des Klimasystems zu verhindern, wurde beim Pariser Abkommen im Jahr 2015 verabschiedet, dass die globale Erwärmung deutlich unter 2 °C und idealerweise auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden muss. Laut wissenschaftlichen Erkenntnissen ist dies nur möglich, wenn die globalen Treibhausgasemissionen spätestens 2025 ihren Höhepunkt erreichen und bis 2030 um 43 Prozent sowie bis 2035 um 60 Prozent gegenüber 2019 sinken. (UBA, 2025).

Seit dem Jahr 2000 setzt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als zentrales Instrument der deutschen Energiewende einen Förderrahmen, um eine treibhausgasneutrale Stromversorgung zu erreichen, die vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Angesichts verschärfter Klimaschutzziele und der Notwendigkeit, den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich zu beschleunigen, wurde das EEG im Jahr 2023 umfassend weiterentwickelt (UBA, 2023). Dazu legt § 4 konkrete Ausbaupfade fest: Bis 2030 sollen unter anderem 115 GW Windenergie an Land, 215 GW Photovoltaik (PV) und 8,4 GW Biomasse installiert sein. Mit diesen Kapazitäten soll ein Anteil erneuerbarer Energien (EE) von mindestens 80 % am Bruttostromverbrauch erreicht werden (EEG §1§2).

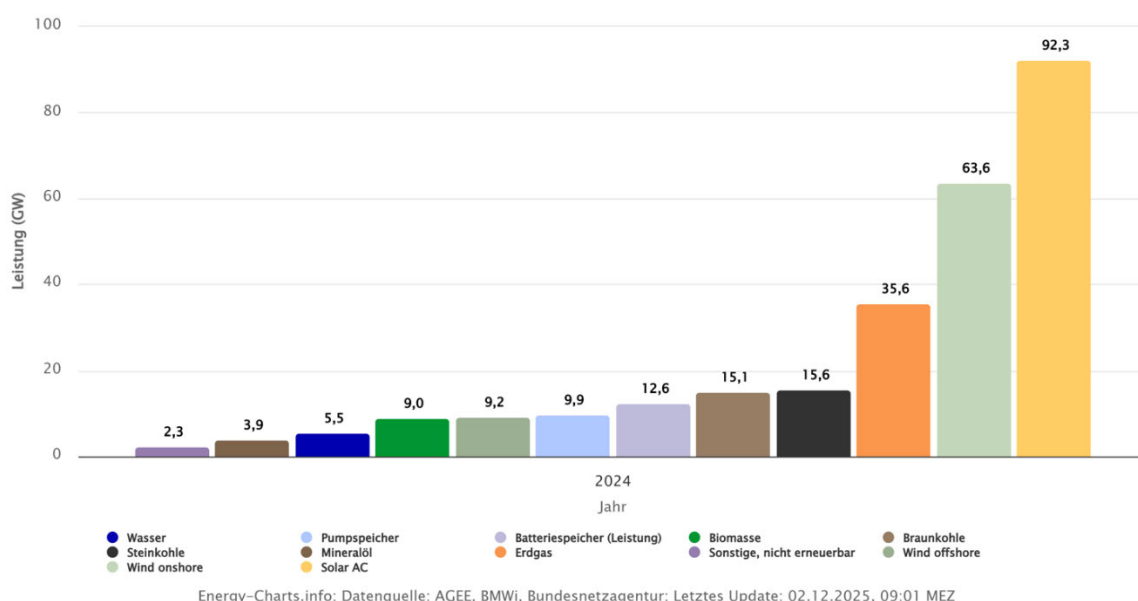


Abbildung 1.1: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2024 (Energy-Charts, 2025)

Die Abbildung 1.1 zeigt, dass der Ausbau der EE bis Jahr 2024 unterschiedlich weit in Richtung der EEG-Ziele vorangeschritten ist. Während die Biomasse mit 9 GW ihr Ziel von 8,4 GW bis 2030 praktisch erreicht hat, weist die PV mit 100,6 GW bereits ein hohes Wachstum auf, liegt jedoch noch deutlich unter der Zielmarke von 215 GW. Die Windenergie an Land erreicht 63,6 GW und bleibt damit ebenfalls klar hinter dem vorgesehenen Ausbauziel von 115 GW zurück.

Abbildung 1.2 veranschaulicht den durch das EEG ermöglichten Ausbauerfolg: Bereits im Jahr 2024 erreichte der Anteil der EE 54,1 % des gesamten Bruttostromverbrauchs in Deutschland.

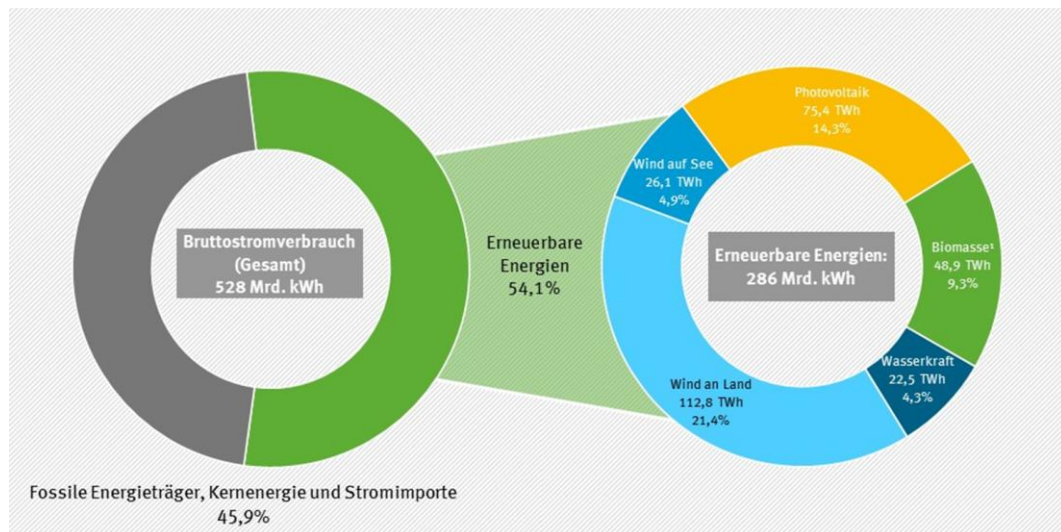


Abbildung 1.2 : Bruttostromverbrauch im Jahr 2024 (UBA,o.J.)

Um dieses dynamische Wachstum auch zukünftig sicherzustellen und die ambitionierte Klimaziele zu erreichen, verpflichtet das EEG die Netzbetreiber zum vorrangigen Anschluss und zur vorrangigen Abnahme erneuerbaren Stroms. Gleichzeitig stellt das Gesetz durch Einspeisevergütungen oder Marktpremien sicher, dass Anlagenbetreiber ihren Strom wirtschaftlich vermarkten können. Ergänzend fördern Innovationsausschreibungen gezielt neue Anlagenkombinationen, insbesondere die Kopplung von PV und Speichern an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt. Mit diesem Fördermechanismus und den verbindlichen Ausbauzielen schafft das EEG die regulatorischen Voraussetzungen für einen stetig steigenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix (UBA, 2023).

Der zunehmende Ausbau von EE reduziert zwar die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, stellt moderne Stromversorgungssysteme jedoch vor erhebliche Herausforderungen. Insbesondere die zeitlichen Ungleichgewichte zwischen Stromangebot und -nachfrage, bedingt durch die intermittierende Einspeisung aus Wind- und Solarenergie, können zu Netzinstabilitäten, Frequenz- und Spannungsschwankungen sowie zu Energieengpässen führen (Siddiqui & Asim 2025, S.2).

Vor diesem Hintergrund gewinnen Batterie-Energiespeichersysteme (BESS) als zentrale Flexibilitätsoption für die schwankende Produktion aus EE zunehmend an Bedeutung. Sie ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und können essenzielle Netzdienste wie Frequenzregelung, Spannungsunterstützung sowie die Glättung fluktuierender Einspeisungen bereitstellen (Zhao et al. 2023, S.1).

Die starke weltweite Fokussierung auf BESS zeigt, dass diese Technologie eine große Rolle in modernen Stromversorgungssystemen spielt. Es wird daher erwartet, dass die weltweiten BESS-

Installationen bis zum Ende des Jahrzehnts 400 GWh pro Jahr überschreiten werden. Für den globalen Energiespeichermarkt wird bis 2030 eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 23 % prognostiziert, wobei der Großteil dieser Investitionen auf Hybridanlagen entfällt (Chatzigeorgiou et al. 2024, S.2).

Die räumliche Kopplung von Erzeugung und Speicherung ermöglicht es, PV-Einspeisespitzen direkt vor Ort aufzunehmen. Dadurch wird die Belastung nachgelagerter Netzebenen reduziert und Engpässe in kritischen Regionen werden entschärft. Durch die lokale Bereitstellung gespeicherter Energie steigt die Integration erneuerbarer Erzeugung, der Bedarf an Redispatch-Eingriffen sinkt und der Netzausbau kann zielgerichteter erfolgen. Damit bildet die Co-Location einen wesentlichen Baustein für ein resilienteres und kosteneffizienteres Energiesystem und verstärkt die in der Stromspeicherstrategie formulierten Ziele einer stabilen, flexiblen und weitgehend CO₂-freien Stromversorgung (*EWI & BET 2025, S.182*)

Ziel dieser Arbeit ist es, die potenziellen wirtschaftlichen, technischen und betrieblichen Vorteile der Integration eines BESS anhand einer Beispielanlage aufzuzeigen. Zu diesem Zweck werden zunächst relevante Daten aus verschiedenen Quellen, wie Anlagendaten, Berichten und Stromabrechnungen erhoben und für die Simulation der PV-Anlage verwendet. Anschließend werden diese Daten in das Simulationsprogramm PVsyst eingegeben, um Ertragsdaten sowie weitere Leistungsparameter zu ermitteln. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse und unter Berücksichtigung der Netzbeschränkungen wird ein geeignetes BESS für die betrachtete Anlage dimensioniert.

Die stündlichen Zeitreihen der Stromproduktion und der Abregelung aus der PV-Anlage werden gemeinsam mit den Strommarktpreisen für verschiedene Preisszenarien auf eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten überführt, um eine konsistente Datengrundlage zu schaffen. Anschließend wird auf dieser Basis mithilfe von Python ein Dispatch-Modell entwickelt, das die Energieflüsse zwischen PV-Anlage, BESS und Netz abbildet. Aus den im Modell ermittelten Energiemengen werden zunächst die erzielten Erlöse unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus nach dem EEG berechnet.

Darauf aufbauend erfolgt eine Wirtschaftlichkeitsanalyse. Abschließend werden eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt sowie die Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

Die Arbeit ist wie folgt aufgebaut: Nach dieser Einleitung werden in Kapitel 2 die für das Verständnis des prinzipiellen Aufbaus und der Funktionsweise beider Technologien erforderlichen Grundlagen sowie die relevanten Parameter und die marktbedingten wie auch wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erläutert. Kapitel 3 widmet sich der Darstellung der Methodik. In Kapitel 4 werden die Sensitivitätsanalyse durchgeführt und die Ergebnisse dargestellt, während Kapitel 5 deren Diskussion und Bewertung behandelt. Abschließend werden in Kapitel 6 die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit zusammengefasst.

2 Grundlagen

2.1 Sonneneinstrahlung

Die Sonnenstrahlung erreicht den oberen Rand der Erdatmosphäre mit einer konstanten Bestrahlungsstärke von 1367 W/m². Dieser Wert wird als Solarkonstante bezeichnet. Auf dem Weg durch die Atmosphäre wird die Intensität der Strahlung durch Reflexion, Absorption und Streuung abgeschwächt. Das Ausmaß dieser Schwächung hängt von der Länge des Weges, den das Licht in der Atmosphäre zurücklegt, und somit vom Sonnenhöhenwinkel ab.

Dieser Weg wird durch das Air-Mass (AM) - Modell charakterisiert. Der international etablierte Standard zur Bewertung von Solarmodulen ist AM 1.5. Dieses Spektrum repräsentiert typische

Bedingungen in mittleren Breitengraden und bildet die Grundlage der Standard-Testbedingungen (STC), bei denen eine Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2 definiert ist.

Am Erdboden trifft nur noch etwa 61% der extraterrestrischen Strahlung als Direktstrahlung auf.

Durch Streuprozesse in der Atmosphäre entsteht zusätzlich die Diffusstrahlung, die aus allen Himmelsrichtungen einfällt. Die Summe aus Direkt- und Diffusstrahlung ergibt die Globalstrahlung – die zentrale Kenngröße für die energetische Bewertung von PV-Anlagen. In Deutschland trägt die Diffusstrahlung über das Jahr gerechnet häufig mehr zur Globalstrahlung bei als die Direktstrahlung.

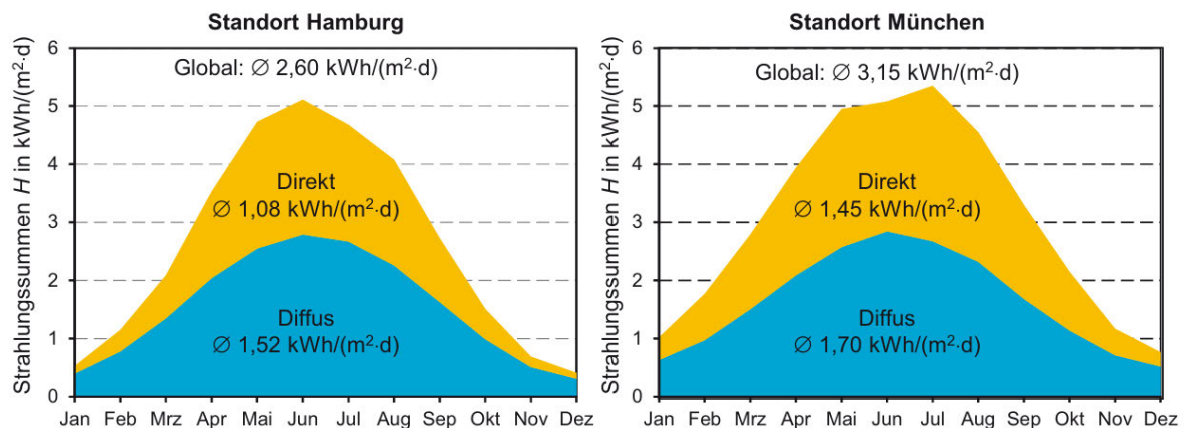


Abbildung 2.1: Strahlungssummen über das Jahr auf eine horizontale Ebene für die Standorte Hamburg und München (Mertens 2022, S 46)

Für die Planung von PV-Anlagen ist die jährliche Globalstrahlungssumme auf eine horizontale Fläche besonders relevant. In Deutschland liegt diese typischerweise zwischen 900 und $1150 \text{ kWh/(m}^2\cdot\text{a)}$, mit einem Mittelwert von etwa $1000 \text{ kWh/(m}^2\cdot\text{a)}$. Diese Energiemenge lässt sich anschaulich in Sonnenvolllaststunden umrechnen. Dieser Wert gibt an, wie viele Stunden im Jahr eine Anlage äquivalent unter der STC-Einstrahlung von 1000 W/m^2 betrieben werden könnte.

Da PV-Module in der Praxis meist geneigt montiert werden, ist die Umrechnung der Strahlungswerte auf geneigte Flächen essenziell. Die Gesamtstrahlung auf eine geneigte Fläche setzt sich aus drei Komponenten zusammen: der Direktstrahlung, der diffusen Himmelsstrahlung und der vom Boden reflektierten Strahlung. Außerdem kann eine optimale Modulneigung den Jahresertrag steigern, da sie den Einstrahlungswinkel verbessert und den Anteil der wirksamen Globalstrahlung maximiert. Eine weitere Ertragssteigerung ist durch den Einsatz von nachgeführten Systemen möglich, bei denen die Module aktiv dem Sonnenstand folgen (Mertens 2022, S 41 - 60).

2.2 Systemtechnik einer netzgekoppelten PV-Freiflächenanlage

2.2.1 Solarzelle

Die Menge des in einer Solarzelle generierten nutzbaren Stroms hängt direkt von der Anzahl der absorbierten Photonen aus der Sonneneinstrahlung ab. Um einen optimalen Stromertrag zu erzielen, muss der verwendete Siliziumkristall eine möglichst perfekte Kristallstruktur sowie hohe Reinheit aufweisen. Dies ist essenziell, um Rekombinationsverluste zu minimieren, die ansonsten zu einer Reduktion des Stromertrags führen. Unter diesen Bedingungen können die absorbierten Photonen effizient durch die Zelle diffundieren und an den Kontakten einen höheren Strom generieren (Mertens 2022, S. 92-98). Den grundsätzlichen Aufbau einer solchen Solarzelle mit den genannten Komponenten veranschaulicht Abbildung 2.2.

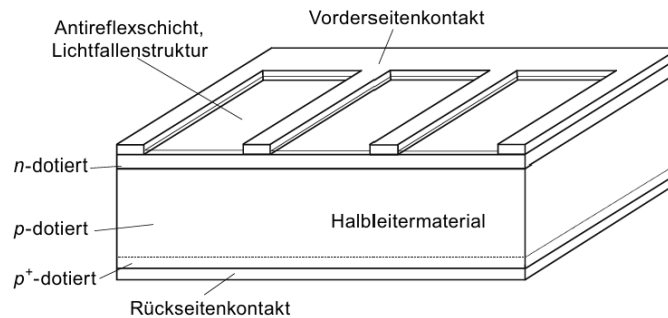


Abbildung 2.2: Aufbau einer Solarzelle aus kristallinem Silizium (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 354)

Ein entscheidender Parameter für die effiziente Nutzung einer Solarzelle ist ihr theoretischer Wirkungsgrad. Er beschreibt das Verhältnis der abgegebenen elektrischen Leistung zur einfallenden Leistung der Sonneneinstrahlung. Für kristalline Siliziumzellen liegt der theoretische Wirkungsgrad typischerweise bei 28,6 % (Mertens 2022, S. 115).

Zu diesen vergleichsweise niedrigen theoretischen Wirkungsgraden tragen insbesondere spektrale Verluste bei, die in Abbildung 2.3 dargestellt sind.

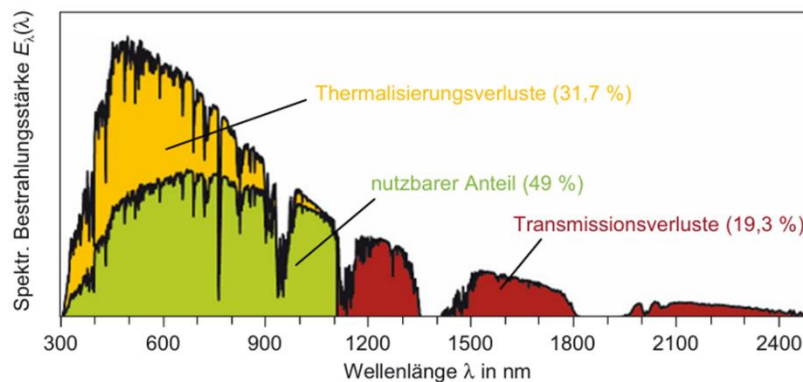


Abbildung 2.3: Spektrale Verluste in einer Si-Solarzelle (Mertens 2022, S. 114)

Neben den spektralen Verlusten stellt auch die Betriebstemperatur einen wesentlichen Einflussfaktor auf den tatsächlich erreichbaren Wirkungsgrad von Solarzellen dar, denn die Leistung einer Si-Solarzelle sinkt mit steigender Zelltemperatur.

Die Erwärmung der Solarzelle ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der einfallenden Sonnenstrahlung nicht in elektrische Energie umgewandelt wird, sondern als Wärme im Halbleitermaterial verbleibt. Infolgedessen verschlechtern sich die elektrischen Betriebsparameter der Zelle mit zunehmender Temperatur, wodurch das Leistungsverhalten unter realen Betriebsbedingungen deutlich vom theoretischen Optimum abweichen kann (Maka & Chaudhary 2024, S.4).

2.2.2 Komponenten und Verschaltung

Um auf handhabbare Spannungen zu kommen, werden in PV-Modulen viele Solarzellen in Reihe als Zellstränge geschaltet. Eine reine Parallelschaltung würde deutlich dickere Leitungen zur Stromführung erfordern und zu sehr hohen Strömen führen. Daher werden typischerweise 36, 48, 60 oder 72 Zellen seriell verschaltet, was zu MPP-Spannungen zwischen etwa 18 und 36 V führt (Mertens 2022, S. 170–172).

Innerhalb eines Moduls bestimmt die Anzahl der seriell verschalteten Zellen die Leerlaufspannung, während die Zahl parallel geschalteter Stränge den Kurzschlussstrom festlegt. Gängige kristalline

Standardmodule mit etwa 60 Zellen und einer Fläche von rund 1,6 m² erreichen unter Standardtestbedingungen Leistungen von etwa 250 W (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 386).

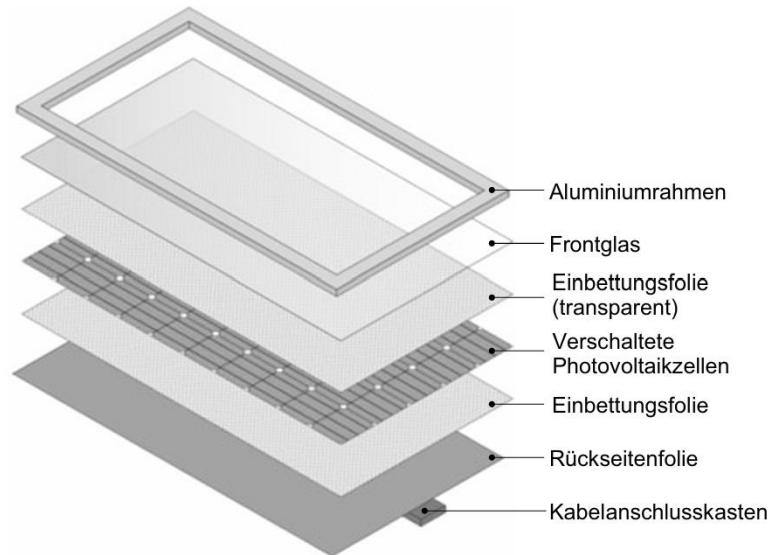


Abbildung 2.4: Aufbau eines Moduls (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 386)

Ein wesentlicher Einflussfaktor für den Betrieb ist die Verschattung. Abgeschattete Zellen begrenzen in Reihenschaltungen den Strom des gesamten Strangs, können als ohmsche Last wirken und im Extremfall zu lokalen Überhitzungen („Hot-Spot-Effekt“) führen. Dies mindert Wirkungsgrad und Lebensdauer. Zur Begrenzung solcher Schäden werden in Modulen Bypass- bzw. Freilaufdioden eingesetzt, welche den Strom an betroffenen Zellen vorbeileiten. Neben elektrischen treten auch optische Verluste auf, etwa durch Reflexionen an Frontglas und Zelloberflächen oder durch den Serienwiderstand der Verschaltung. Maßnahmen wie Antireflexbeschichtungen, optimierte Zellmetallisierung und Rückreflexionseffekte des Frontglases können diese Verluste reduzieren (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 385 –389).

Für den Aufbau eines Solargenerators werden mehrere PV-module zunächst zu Strings in Reihe verschaltet. Diese Strings werden dann wiederum parallel mit weiteren Strings verschaltet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass alle Module eines Strings denselben Strom führen. Unterschiede in Modulparametern oder Einstrahlungsbedingungen verursachen daher Mismatch-Verluste, da der Strom im String immer durch das schwächste Modul begrenzt wird. Verschattungen können diese Verluste deutlich verstärken und erschweren zugleich die optimale MPP-Regelung durch den Wechselrichter. Wie in Abbildung 2.5 dargestellt, werden die Stringleitungen im Generatoranschlusskasten (GAK) zusammengeführt, in dem die Parallelschaltung der Strings sowie die Integration weiterer Schutzkomponenten erfolgt. Von dort führen die gebündelten DC-Hauptleitungen über einen DC-Hauptschalter zum Wechselrichter. Die Verbindung der Module erfolgt über standardisierte Solarsteckverbinder. Zur Minimierung von Energieverlusten sind ausreichend große Leiterquerschnitte zu wählen; als praxisnahe Auslegungsregel sollten die Verluste auf der Gleichstromseite maximal 1 % der Anlagennennleistung betragen (Mertens 2022, S. 186 – 194).

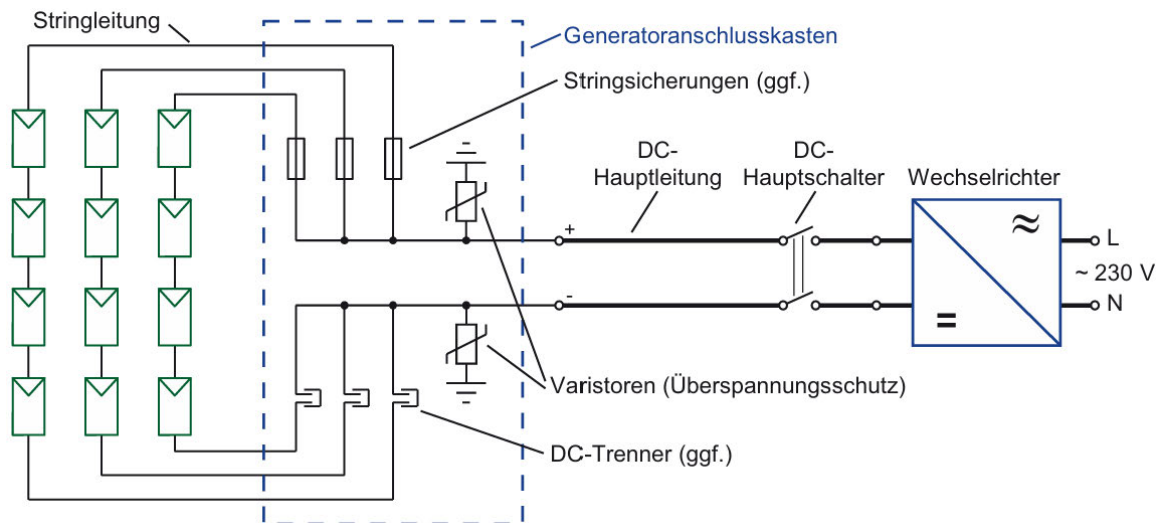


Abbildung 2.5: Aufbau einer typischen netzgekoppelten PV-Anlage (Mertens 2022, S. 192)

Der PV-Wechselrichter stellt die zentrale Schnittstelle zwischen Solargenerator und öffentlichem Stromnetz dar. Seine Hauptaufgabe besteht in der Umwandlung des vom PV-Generator gelieferten Gleichstroms in einen netzkonformen, möglichst sinusförmigen Wechselstrom, der synchron zur Netzfrequenz eingespeist wird. Darüber hinaus übernimmt der Wechselrichter die Maximum-Power-Point-Tracking (MPPT) (Mertens 2022, S. 223).

Das MPPT stellt eine zentrale Funktion im Betrieb von PV-Anlagen dar, da es sicherstellt, dass die PV-Module unabhängig von Einstrahlung, Temperatur und Verschaltungszustand stets im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden. Dadurch leistet MPPT einen wesentlichen Beitrag zur Maximierung des Energieertrags, zur Reduktion von Verlusten sowie zur Erhöhung der Lebensdauer und wirtschaftlichen Effizienz von PV-Anlagen.

Mit der zunehmenden Einbindung von PV in komplexe Energiesysteme gewinnt MPPT über die reine Leistungsoptimierung hinaus an Bedeutung. Moderne MPPT-Strategien sind darauf ausgelegt, dynamisch auf wechselnde Betriebsbedingungen zu reagieren und sich in intelligente Wechselrichterkonzepte zu integrieren, die neben der Energieeinspeisung auch netzstützende Funktionen übernehmen

In PV-Anlagen, die mit Batteriespeichern kombiniert werden, erfolgt das MPPT nicht mehr isoliert, sondern im Zusammenspiel mit Energiemanagementsystemen (EMS), welche die Energieflüsse zwischen Erzeugung, Speicherung und Netz optimieren. Diese enge Kopplung markiert den Übergang von der Betrachtung der PV-Anlage als einzelnes Erzeugungssystem hin zu einem ganzheitlichen Energiesystem und bildet die Grundlage für die nachfolgende Betrachtung des BESS (Priya & Stonier, 2025 S 51-52).

2.2.3 Systemauslegung und energetische Kenngrößen

Zu Beginn eines PV-Projekts wird die Anlagengröße festgelegt. Freiflächenanlagen werden dabei in der Regel als große Solarparks im Megawattbereich realisiert. In diesem Zusammenhang wird üblicherweise davon ausgegangen, dass das öffentliche Stromnetz die gesamte erzeugte elektrische Leistung aufnehmen kann.

Die Dimensionierung der Anlage erfolgt daher häufig auf Basis der verfügbaren Fläche oder alternativ unter Berücksichtigung des vorgegebenen Investitionsrahmens (Quaschnig, 2023, S. 278). Da im Rahmen dieser Arbeit eine bereits bestehende PV-Anlage betrachtet wird, steht deren genaue

Dimensionierung nicht im Mittelpunkt. Von zentraler Bedeutung sind vielmehr ein grundlegendes Verständnis der Systemkomponenten sowie die für die Eingabe in das Simulationsprogramm relevanten Auslegungsparameter.

In PV-Anlagen erfolgt die Systemaufteilung häufig über den Einsatz mehrerer Wechselrichter, die in einer breiten Leistungsspanne verfügbar sind und von Geräten im unteren Kilowattbereich bis hin zu Systemen im Megawattbereich reichen. Anlagen im Megawattbereich werden üblicherweise mit mehreren Wechselrichtern realisiert, um eine flexible Systemstruktur und eine zuverlässige Netzanbindung zu gewährleisten. Netzgekoppelte Wechselrichter können grundsätzlich mit oder ohne Transformator ausgeführt sein. In der Arbeit betrachteten PV-Anlage kommen ausschließlich transformatorlose Wechselrichter zum Einsatz. Bei ausreichend hoher DC-Eingangsspannung ermöglichen diese eine direkte Einspeisung in das öffentliche Netz ohne zusätzliche Spannungsanpassung. Der Verzicht auf einen Transformator führt zu einer Reduzierung von Kosten, Gewicht und Bauraum sowie zu geringeren Eigenverlusten, wodurch sich transformatorlose Konzepte in modernen PV-Anlagen weitgehend durchgesetzt haben. Aktuelle PV-Wechselrichter erreichen maximale Wirkungsgrade von über 98 %, was wesentlich zur Effizienz und Wirtschaftlichkeit großer PV-Anlagen beiträgt (Kaltschmitt, Wiese & Streicher 2020, S. 398 - 400).

In der praktischen Anlagenplanung wird häufig eine leichte Unterdimensionierung der Wechselrichterleistung gegenüber der installierten Generatorleistung vorgenommen. Abhängig von den standortspezifischen Randbedingungen kann dabei eine Reduzierung der Wechselrichterleistung um etwa 10 bis 30 % sinnvoll sein, ohne signifikante Ertragseinbußen zu verursachen (Quaschnig 2023, S. 278).

Nach der Auswahl der Wechselrichter für die PV-Anlage ist die optimale Anzahl der in Reihe geschalteten Module pro String zu bestimmen, um einen sicheren und effizienten Betrieb der Wechselrichter zu gewährleisten. Ziel ist es, die Stringauslegung so vorzunehmen, dass die elektrischen Betriebsbedingungen des Wechselrichters über den gesamten zu erwartenden Temperatur- und Einstrahlungsbereich eingehalten werden (Mertens 2022, S. 236 - 237).

Ein genauer Rechenweg zur Bestimmung der maximal und minimal zulässigen Anzahl der Module pro String ist ebenfalls im Rahmen dieser Arbeit ausgeschlossen, da diese Konfigurationen in Verbindung mit den Wechselrichtern einfach aus dem Belegungsplan sowie aus weiterer technischer Dokumentation abgelesen werden können.

Nachdem die wesentlichen Komponenten der PV-Anlage erläutert wurden, ist festzuhalten, dass der reale Energieertrag von verschiedenen standort- und anlagenspezifischen Einflussgrößen bestimmt wird. Zur Bewertung der Anlagenperformance wird in der Praxis insbesondere das Performance Ratio (PR) herangezogen, das typischerweise bei etwa 0,75 liegt. Ergänzend kann der spezifische Ertrag als weiterer Kennwert zur Beurteilung der Anlage herangezogen werden (Quaschnig 2023, S. 279 – 281).

Abbildung 2.6 zeigt eine zusammenfassende Übersicht der typischen Verlust- und Wirkungsanteile von PV-Anlagen. Sie verdeutlicht, dass der tatsächlich nutzbare Anteil der eingestrahltten Sonnenenergie durch verschiedene physikalische und systembedingte Verlustmechanismen begrenzt wird. In der Praxis erreichen PV-Anlagen daher im Mittel einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 15 %.

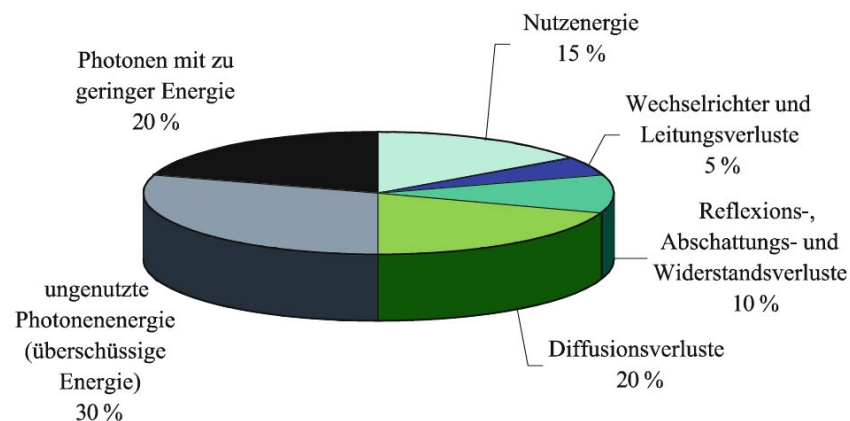


Abbildung 2.6: Typische Verluste und Wirkungsgradanteile von PV-Anlagen (Watter 2025, S. 27).

Zu den wichtigsten Verlustquellen zählen unter anderem spektrale und optische Verluste durch Reflexion, Abschattung und elektrische Widerstände sowie weitere systembedingte Einflüsse. Insgesamt wird deutlich, dass sich der Gesamtwirkungsgrad einer PV-Anlage aus einer Vielzahl einzelner Verluste entlang der gesamten Energiewandlungskette zusammensetzt. Dies unterstreicht die Bedeutung detaillierter Systemanalysen und Simulationen, um die Energieerträge realer PV-Anlagen möglichst realitätsnah abschätzen zu können (Watter 2025, S. 27).

2.3 Batteriespeichersysteme (BESS)

Der Markt für netzgekoppelte Batteriespeichersysteme wächst weltweit stark. Für stationäre Batteriespeicher im Netzmaßstab wird ein Anstieg des Marktvolumens von etwa 10,4 Mrd. USD im Jahr 2020 auf über 34 Mrd. USD bis 2028 erwartet. Dieses Wachstum ist sowohl auf technologische Fortschritte und sinkende Kosten als auch auf den zunehmenden Bedarf an Flexibilität im Stromsystem zurückzuführen (Brink 2025, S. 190).

Für den Einsatz von Batterien in großtechnischen Netzspeicheranwendungen müssen zahlreiche technische und systemrelevante Faktoren berücksichtigt werden. Zu den wichtigsten Einflussgrößen zählen unter anderem die Kapazität, Energiedichte, Leistungsdichte, Lebensdauer, Selbstentladung und Effizienz der Batterien. Darüber hinaus spielen Aspekte wie Skalierbarkeit, modulare Bauweise, Verfügbarkeit von Rohstoffen, Temperaturtoleranz, Sicherheit, Toxizität sowie die Umweltverträglichkeit eine entscheidende Rolle bei der Auswahl und Auslegung geeigneter Batteriespeichertechnologien (Tasneem, Tasneem & Xian, 2025, S. 3).

Im folgenden Abschnitt werden zunächst der grundlegende Aufbau eines BESS, deren wesentliche Komponenten sowie zentrale Kenngrößen und Betriebsparameter erläutert. Darauf aufbauend wird die systemische Integration von PV und BESS betrachtet.

2.3.1 Aufbau des BESS auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien

Netzgekoppelte Batteriespeichersysteme basieren heute überwiegend auf der Lithium-Ionen-Technologie und werden von Netzbetreibern sowie Energieunternehmen in Leistungs- und Kapazitätsgrößen im Megawattstundenbereich installiert. Die elektrochemischen Eigenschaften von Lithium ermöglichen Batteriesysteme mit hoher Leistungsfähigkeit und effizienter Energieumwandlung, wodurch sich diese Technologie besonders für stationäre Speicheranwendungen im großen Maßstab eignet. Aus diesem Grund haben sich Lithium-Ionen-Batterien als dominierende Technologie im Bereich netzgekoppelter Batteriespeicher etabliert (Brink 2025, S. 200).

Lithium-Ionen-Batterien weisen eine Reihe charakteristischer Eigenschaften auf, die sie für den Einsatz in Batteriespeichersystemen besonders geeignet machen. Sie besitzen eine hohe Energiedichte, die typischerweise im Bereich von 100 bis 250 Wh/kg liegt. Der Wirkungsgrad von Lithium-Ionen-Batterien beträgt in der Regel 95 % bis 98 %, was zu geringen Umwandlungsverlusten führt. Darüber hinaus sind Lithium-Ionen-Batterien flexibel einsetzbar und können mit unterschiedlichen C-Raten be- und entladen werden (Tasneem, Tasneem & Xian 2025, S. 4).

Die kleinste funktionale Einheit eines Batteriespeichersystems ist die Einzelzelle, ein galvanisches Element bestehend aus Anode, Kathode, Separator, Elektrolyt und Zellgehäuse, das elektrische Energie durch reversible elektrochemische Reaktionen speichert und freisetzt. Anode und Kathode sind durch einen Separator voneinander getrennt, der einen direkten Kontakt der Elektrodenmaterialien und damit einen internen Kurzschluss verhindert. Das Zellgehäuse hält die aktiven Materialien in kompakter Form zusammen, schützt die Zelle vor äußeren Einflüssen und stellt die elektrische Kontaktierung über Plus- und Minuspol sicher. Gleichzeitig ermöglicht der Zellmantel den für den sicheren Betrieb erforderlichen Wärmeübergang an die Umgebung oder an das Kühlsystem des Batteriespeichersystems.

Mehrere Zellen werden elektrisch in Serie oder parallel verschaltet und zu Batteriemodulen zusammengefasst. Durch serielle Verschaltungen wird die erforderliche Spannung erreicht, während parallele Verschaltungen zur Erhöhung der Kapazität dienen. In der Praxis werden beide Verschaltungsarten kombiniert, um die gewünschte Systemspannung und Kapazität zu realisieren.

Mehrere Batteriemodule werden zu Batteriepacks zusammengefasst und entsprechend der gewünschten Systemspannung und -kapazität verschaltet. Analog zur Zell- und Modulverschaltung führt eine serielle Verschaltung der Module innerhalb eines Racks zu einer Erhöhung der Batteriesystemspannung (Nagel 2018, S. 149-157).

Die Batteriepacks werden in der Praxis häufig in großen Containern untergebracht. Diese Batteriecontainer sind grundsätzlich mit Kühlsystemen ausgestattet, die eine Einhaltung des optimalen Temperaturfensters der Lithium-Ionen-Batterien gewährleisten. Eine wirksame Temperaturregelung ist dabei entscheidend für die Leistungsfähigkeit, Lebensdauer und Sicherheit des Gesamtsystems. Darüber hinaus verfügen Batteriecontainer über integrierte Brandbekämpfungssysteme, um im Falle eines thermischen Durchgehens geeignete Gegenmaßnahmen einleiten zu können (Tasneem, Tasneem & Xian 2025, S. 6).

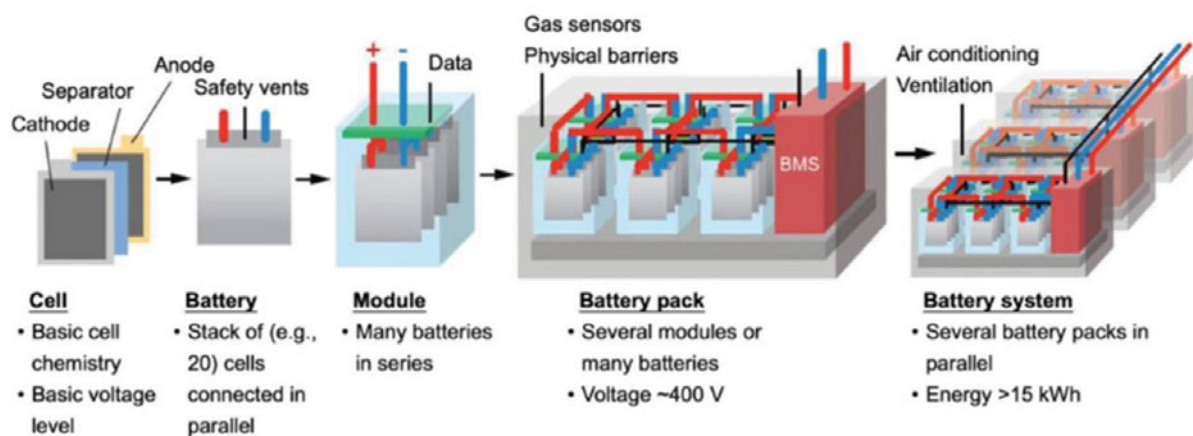


Abbildung 2.7: Aufbau eines BESS aus Lithium-Ionen-Zellen (Tasneem, Tasneem & Xian 2025, S. 7)

Das Batteriemanagementsystem (BMS) ist eine zentrale Komponente, die elektrische und thermische Betriebsgrößen überwacht, um sicherzustellen, dass alle Batteriezellen innerhalb zulässiger Grenzwerte betrieben werden. Hierzu erfasst das BMS insbesondere Zellspannungen, Ströme und Temperaturen und greift bei kritischen Abweichungen durch das Unterbrechen von Lade- oder Entladevorgängen schützend ein. Die Erfassung der Messgrößen erfolgt dezentral auf Modulebene durch untergeordnete BMS-Einheiten, die ihre Daten an eine zentrale Steuereinheit (BMS-Master) übermitteln. Auf dieser Basis werden übergeordnete Zustandsgrößen wie der Ladezustand (State of Charge, SOC), der Funktionszustand sowie der Alterungs- bzw. Gesundheitszustand der Batterie (State of Health, SOH) berechnet. Diese Informationen werden an das übergeordnete EMS weitergeleitet, das den Lade- und Entladebetrieb sowie die Leistungselektronik des Batteriespeichers steuert (Böttcher & Nagel 2018, S. 156–157).

Die Schutz- und Regelungsfunktionen des BMS sind entscheidend für einen sicheren und langlebigen Betrieb von Batteriespeichersystemen. Durch die Begrenzung kritischer Betriebszustände wie Überladung, Tiefentladung, Überhitzung oder Kurzschluss werden schädliche Belastungen der Batteriezellen vermieden. Dadurch lassen sich Alterungsprozesse reduzieren und die Lebensdauer des Speichersystems erhöhen. Gleichzeitig trägt das BMS wesentlich zur Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit moderner Batteriespeichersysteme bei (Zhao & Wang 2018, S. 1).

2.3.2 Betriebsparameter und Zustandsgrößen

Die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien wird durch verschiedene Betriebsparameter beeinflusst und üblicherweise über die erreichbare Anzahl an Lade- und Entladezyklen beschrieben. Abhängig von der jeweiligen Zellchemie und Zellausführung können moderne Lithium-Ionen-Batterien mehr als 5.000 Vollzyklen erreichen. Entscheidend für die tatsächliche Lebensdauer ist dabei nicht nur die Anzahl der Zyklen, sondern auch die Art und Weise, wie die Batterie betrieben wird.

Ein wesentlicher Einflussfaktor ist die Zelltemperatur. Sie wirkt sich direkt auf die Zellspannung, die nutzbare Kapazität sowie auf Alterungsprozesse aus. Niedrige Temperaturen führen zu veränderten Spannungsverläufen und reduzierter Leistungsfähigkeit, während hohe Temperaturen die Alterung beschleunigen und im Extremfall zu Überhitzung und internen Kurzschlüssen führen können. Aus diesem Grund kommt der kontinuierlichen Temperaturüberwachung eine zentrale Bedeutung für die Sicherheit und den zuverlässigen Betrieb eines Batteriespeichersystems zu. Das BMS, das bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben wurde, übernimmt hierbei diese Funktion.

Weitere wichtige Betriebsparameter sind der SOC und die Entladetiefe (Depth of Discharge, DoD). Der SOC beschreibt den aktuellen Füllgrad der Batterie, wobei ein SOC von 100 % einer vollständig geladenen Batterie entspricht. Die DoD gibt an, welcher Anteil der gespeicherten Kapazität entnommen wurde. Bei einem SOC von 100 % beträgt die DoD folglich 0 %.

Die sogenannte C-Rate beschreibt die Lade- bzw. Entladegeschwindigkeit der Batterie. Eine Entladung mit 1 C bedeutet, dass die Batterie innerhalb einer Stunde vollständig entladen wird, während bei 2 C die vollständige Entladung bereits nach einer halben Stunde erfolgt. Hohe C-Raten gehen mit erhöhten Strombelastungen und Wärmeentwicklung einher und können die Alterung der Batterie beschleunigen.

Zur Bewertung des Alterungszustands wird der SOH herangezogen. Er beschreibt den aktuellen Zustand der Batterie im Vergleich zum Neuzustand und gibt an, in welchem Maß Kapazität, Leistungsfähigkeit oder Effizienz reduziert sind. Ein SOH von 100 % entspricht dabei einer neuen Batterie, während sinkende Werte auf fortschreitende Alterung hinweisen (Quasching 2023, S. 250 - 252).

Ein weiterer wichtiger Parameter ist die Batteriekapazität. Sie beschreibt die speicherbare elektrische Energiemenge eines Batteriesystems und wird durch die aufnehmbare beziehungsweise abgegebene Ladungsmenge bestimmt. In der Praxis wird die Kapazität üblicherweise in Kilowattstunden angegeben und bestimmt maßgeblich, über welchen Zeitraum eine Batterie elektrische Leistung bereitstellen oder aufnehmen kann.

Dabei wird zwischen der Nennkapazität und der tatsächlich nutzbaren Kapazität unterschieden. Während die Nennkapazität die theoretisch verfügbare Energiemenge beschreibt, steht im realen Betrieb meist nur ein Teil davon zur Verfügung, da aus Gründen der Betriebssicherheit und Lebensdauer bestimmte Lade- und Entladebereiche nicht vollständig genutzt werden.

Sowohl die nutzbare Kapazität als auch die Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie nehmen mit steigender Zyklenzahl ab. Dieser Alterungsprozess ist stark von den jeweiligen Betriebsbedingungen abhängig.

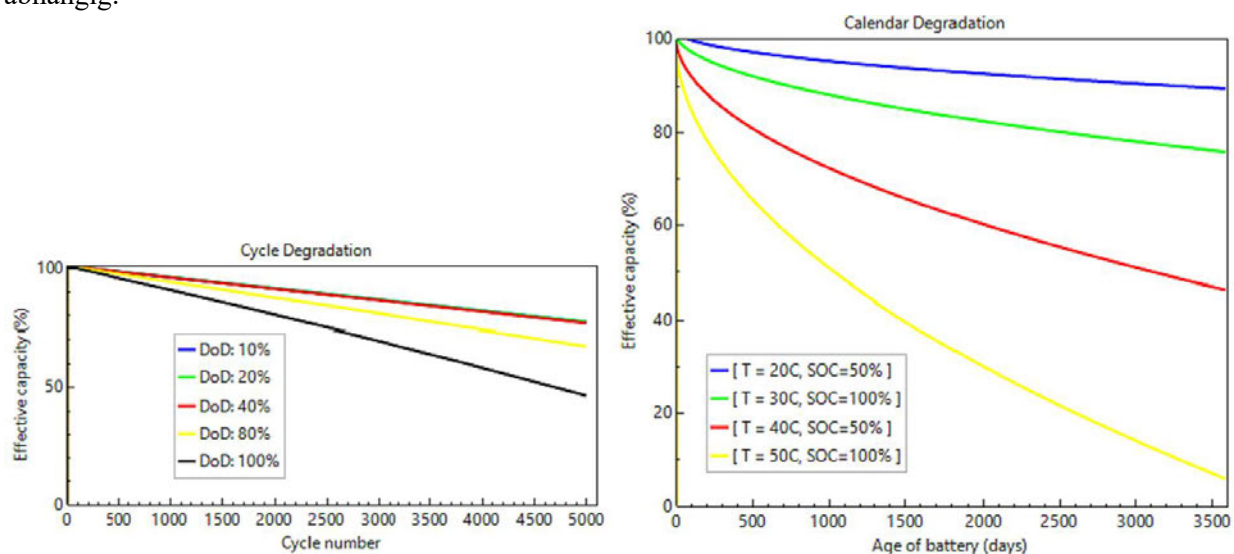


Abbildung 2.8: Einfluss von Zyklentalterung und kalendarischer Alterung auf die effektive Batteriekapazität einer Batterie. (Maka & Chaudhary 2024, S.10)

Die linke Seite der Abbildung 2.8 zeigt, dass mit zunehmender Entladetiefe (DoD) die effektive Batteriekapazität schneller abnimmt. Eine hohe DoD beschleunigt somit die Zyklentalterung und kann die Lebensdauer der Batterie verkürzen. Die rechte Seite verdeutlicht, dass auch die kalendarische Alterung stark von Temperatur und Ladezustand (SOC) abhängt. Hohe Temperaturen und hohe SOC-Werte führen zu einer schnelleren Kapazitätsabnahme. Für den Betrieb von Batteriespeichern bedeutet dies, dass sowohl die Betriebsstrategie als auch die Wahl geeigneter Ladezustandsbereiche einen wesentlichen Einfluss auf die Alterung und damit auf die langfristige Leistungsfähigkeit des Speichers haben. In der Praxis wird häufig ein SOC-Betriebsbereich zwischen 20 % und 80 % angestrebt, da dieser Bereich einen guten Kompromiss zwischen nutzbarer Energie und geringer Alterung darstellt (Maka & Chaudhary 2024, S.7-9).

2.4 Integration von Batteriespeichern in Photovoltaiksysteme

Die Integration eines BESS in bestehende PV-Anlagen ist vor allem deshalb relevant, weil sie eine effizientere Nutzung der erzeugten PV-Energie ermöglicht und bei gemeinsamer Anbindung zugleich das Potenzial bietet, Netzanschlusskosten zu senken. Für den Anschluss solcher hybriden Systeme gelten jedoch spezifische technische Anforderungen (Besant & Hamidi, 2019).

Um Spannungsschwankungen und Netzüberlastungen zu vermeiden, begrenzen Netzbetreiber die anschließbare Leistung neuer Anlagen. Grundlage ist dabei in der Regel ein ungünstiger Fall mit hoher Einspeisung, der sich an der Nennleistung der Anlage orientiert. Der Netzanschlusspunkt (NAP) stellt somit die energetische und regulatorische Systemgrenze des PV-BESS-Systems dar, da an ihm die maximal zulässige Ein- und Ausspeiseleistung vertraglich definiert wird (Tejero-Gómez & Bayod-Rújula, 2024, S. 1–2).

Neben der verfügbaren Netzanschlusskapazität am Netzanschlusspunkt (NAP) ist die Wahl der Systemkopplung ein zentraler Parameter für Dimensionierung des passenden BESS.

Bei der Integration von BESS in PV-Kraftwerke können grundsätzlich unterschiedliche Systemarchitekturen realisiert werden, die sich hinsichtlich ihrer elektrischen Kopplung und ihrer betrieblichen Flexibilität unterscheiden. Die Wahl der geeigneten Konfiguration hängt dabei maßgeblich davon ab, ob es sich um eine Neuplanung oder um die Nachrüstung einer bestehenden Anlage handelt sowie von den angestrebten Betriebsstrategien.

Eine verbreitete Variante stellt die AC-gekoppelte Integration dar. In diesem Fall sind die PV-Anlage und der Batteriespeicher auf der Wechselstromseite miteinander verbunden. Die PV-Module speisen ihren erzeugten Gleichstrom über eigene Wechselrichter in das AC-System ein, während das BESS über einen separaten bidirektionalen Batterie-Wechselrichter ebenfalls an das AC-Sammelschienensystem angeschlossen ist. Beide Teilsysteme sind somit leistungselektronisch voneinander getrennt, jedoch am selben NAP gekoppelt. Der wesentliche Vorteil dieser Architektur liegt in ihrer hohen Flexibilität und ihrer Eignung für die Nachrüstung bestehender PV-Kraftwerke, da keine tiefgreifenden Eingriffe in die vorhandene DC-Struktur der Anlage erforderlich sind. Der Speicher kann weitgehend unabhängig vom PV-Generator implementiert und betrieben werden.

Demgegenüber erfolgt bei der DC-gekoppelten Integration die Anbindung des BESS direkt auf der Gleichstromseite des PV-Systems. Hier sind PV-Generator und BESS über einen gemeinsamen DC-Bus verbunden. Überschüssige PV-Energie kann in dieser Konfiguration zunächst direkt in den Speicher geladen werden, bevor sie über einen Wechselrichter in das öffentliche Netz eingespeist wird. Dadurch lassen sich zusätzliche Umwandlungsverluste vermeiden, da der Strom nicht mehrfach zwischen Gleich- und Wechselstrom umgerichtet werden muss. Diese Architektur eignet sich insbesondere für neu geplante PV-Kraftwerke, da Speicher und PV-Anlage von Beginn an gemeinsam dimensioniert und technisch aufeinander abgestimmt werden können. Die Systemauslegung erfolgt somit integriert.

Eine weitere Konfigurationsmöglichkeit besteht darin, PV-Anlage und BESS auf der Gleichstromseite eines gemeinsamen Wechselrichters zu koppeln. In diesem Fall wird ein bidirektionaler Wechselrichter eingesetzt, der sowohl die Einspeisung von PV-Strom ins Netz als auch das Laden und Entladen des Speichers ermöglicht. Diese Lösung erlaubt eine kompakte Systemarchitektur und eine koordinierte Leistungssteuerung. Je nach Auslegung kann der Speicher dabei entweder ausschließlich mit PV-Strom geladen werden oder zusätzlich die Möglichkeit erhalten, Energie aus dem Netz aufzunehmen.

Eine Variante dieser DC-seitigen Kopplung sieht vor, dass nach der gemeinsamen Gleichstromanbindung ein DC-AC-Wechselrichter installiert ist, wobei der Speicher ausschließlich zur Aufnahme von PV-Überschussenergie vorgesehen ist. In dieser Ausführung dient der Speicher primär der Eigenverbrauchsoptimierung oder der Einspeiseglättung, ohne aktiv netzseitige Arbitragegeschäfte durchzuführen (Denholm, Eichman & Margolis 2017, S.2-5).

Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete PV-Anlage ist die Systemauslegung hinsichtlich Modulanordnung, Stringkonfiguration und Wechselrichter bereits festgelegt. Daher stellt die AC-gekoppelte Integration für die Analyse der BESS-Integration die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Lösung dar, da sie die Einbindung des Speichersystems ohne strukturelle Änderungen an der bestehenden DC-Architektur ermöglicht.

2.4.1 BESS-Dimensionierung

Zur Charakterisierung von Energiespeichersystemen wird häufig die Speicherdauer bzw. Leistungsverchiebungsdauer verwendet. Diese beschreibt das Verhältnis zwischen installierter Leistung und verfügbarer Energiekapazität eines Speichersystems und gibt an, über welchen Zeitraum ein Speicher bei Nennleistung betrieben werden kann. Ein BESS mit einer Leistung von 50 MW und einer Energiekapazität von 200 MWh besitzt somit eine Speicherdauer von vier Stunden (Luo et al., 2015).

$$[2.1] \quad h_{shift} = \frac{E}{P}$$

Für diese Arbeit wird eine Leistungsverchiebdauer von 2 Stunden angenommen. Diese Annahme basiert auf einer etablierten Parametrisierung hybrider PV-BESS-Systeme für den deutschen Markt. Dabei wurde diese Speicherdauer in frühere Untersuchungen als optimal für hybrider PV-BESS-System identifiziert (Jeddi 2025, S.15).

Die Speicherdauer steht in direktem Zusammenhang mit der sogenannten C-Rate, welche das Verhältnis zwischen Lade- oder Entladeleistung und Batteriekapazität beschreibt. Eine C-Rate von 1C bedeutet, dass eine Batterie innerhalb einer Stunde vollständig geladen oder entladen wird. Entsprechend entspricht eine C-Rate von 0,5 C einer Lade- oder Entladezeit von zwei Stunden (Xu et al., 2016).

$$[2.2] \quad C = \frac{P}{E} = \frac{1}{h_{shift}}$$

Für die Auslegung eines Batteriespeichers in einem PV-BESS-Co-Location-System sind insbesondere zwei Größen maßgeblich: die Speicherleistung relativ zur PV-Leistung sowie die Speicherdauer. Eine einheitlich optimale Speichergröße existiert dabei nicht, da die wirtschaftlich vorteilhafte Auslegung von den jeweiligen Marktbedingungen, der PV-Erzeugungsstruktur und der Betriebsstrategie abhängt. In der Literatur wird die Dimensionierung daher häufig als Designraum unterschiedlicher Leistungs- und Energiekombinationen untersucht. So werden PV-Batterie-Hybridsysteme beispielsweise über verschiedene Batterieleistungsgrößen variiert, wobei das Verhältnis von Batterieleistung zu Wechselrichterleistung typischerweise zwischen 0,25 und 1,0 liegt. Für Utility-Scale-Batteriespeicher werden zudem insbesondere Speicherdauern von 2 und 4 Stunden als typische Auslegungsvarianten betrachtet (Schleifer et al., 2022).

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Arbeit Auslegungsfaktoren von $\beta = 0,25$ und $\beta = 0,50$ in Kombination mit einer Leistungsverchiebdauer von 2 h als plausible Szenariowerte für die Untersuchung des Power Shiftings gewählt. Die gewählten Parameter bilden somit keine allgemein gültige optimale Speichergröße ab, sondern einen methodisch geeigneten Bereich, um den Einfluss unterschiedlicher Speicherleistungsniveaus zu analysieren. Ergänzend wird mit $\beta = 0,10$ ein weiteres Szenario berücksichtigt, um den Einfluss kleinerer Speichergrößen auf die Ergebnisse differenzierter abzubilden.

2.4.2 Energiemanagementsystem (EMS)

Das Energiemanagementsystem (EMS) übernimmt in einem integrierten PV-BESS-System die übergeordnete Steuerung des Gesamtsystems. Es koordiniert den Energiefluss zwischen PV-Anlage, Batteriespeicher, Leistungselektronik und Netz und sorgt dafür, dass Lade- und Entladevorgänge unter technischen und betrieblichen Randbedingungen ausgeführt werden. Grundlage hierfür sind kontinuierlich verarbeitete Betriebsdaten, insbesondere aus dem Batteriemanagementsystem (BMS), etwa zum Ladezustand (State of Charge, SOC) und zum Gesundheitszustand der Batterie (State of Health, SOH). Auf dieser Basis stimmt das EMS die Betriebsweise des Speichers mit den übrigen Systemkomponenten ab und beeinflusst damit Effizienz, nutzbare Speicherkapazität und Batteriebeanspruchung im Betrieb (Hesse et al., 2017, S. 13).

Eine zentrale Anforderung an das EMS besteht darin, den Batteriespeicher so zu bewirtschaften, dass Alterung begrenzt und Lebensdauer möglichst erhalten wird. Dafür müssen neben betrieblichen Zielgrößen auch technische Restriktionen berücksichtigt werden, insbesondere die Vermeidung von Über- und Tiefentladung, die Begrenzung thermischer Belastungen sowie eine möglichst gleichmäßige Zellbeanspruchung. Vor diesem Hintergrund wird das Energiemanagement hybrider Speichersysteme in der Literatur häufig als Optimierungsproblem beschrieben, dessen Ziel darin besteht, den Systembetrieb unter gegebenen technischen Randbedingungen so zu steuern, dass betriebliche und wirtschaftliche Anforderungen bestmöglich erfüllt werden (Siddiqui & Asim, 2025, S. 6–10; Azakaf et al., 2026, S. 11–15).

Im Kontext der Co-Location geht die Funktion des EMS über die reine Lade- und Entladesteuerung des Speichers hinaus. In AC-gekoppelten PV-BESS-Systemen müssen die Komponenten trotz fehlender gemeinsamer Hauptkomponenten über einen Plant Controller sowie über SCADA- und Kommunikationssysteme koordiniert betrieben werden. Das EMS überwacht daher nicht nur den Speicherzustand, sondern stimmt das Verhalten des gesamten Anlagenverbunds aufeinander ab (Gevorgian et al., 2022, S. 20–22).

2.4.3 Betriebs- und Speicherstrategien

BESS können in PV-Systemen mit unterschiedlichen Betriebsstrategien eingesetzt werden. Die Wahl der Strategie bestimmt, wann elektrische Energie gespeichert, wann sie wieder abgegeben und welches Ziel damit verfolgt wird. Grundsätzlich reichen diese Strategien von einer Begrenzung von Einspeisespitzen bis hin zur zeitlichen Verschiebung von Energiemengen. Besonders relevant für diese Arbeit ist dabei das Power Shifting, bei dem Strom aus Zeiten hoher PV-Erzeugung zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder genutzt oder eingespeist wird. Dadurch kann der erzeugte Solarstrom flexibler genutzt und die Verwertung von Überschussenergie verbessert werden. Die Betriebsstrategie bildet somit die Grundlage dafür, wie ein Batteriespeicher in ein PV-System eingebunden wird und welche technischen oder wirtschaftlichen Funktionen er übernimmt. (Sternier & Sandler 2017, S. 713-714)

Abbildung 2.9 gibt einen schematischen Überblick über verschiedene Betriebsweisen von Batteriespeichern in Photovoltaiksystemen und zeigt, dass sich diese vor allem durch den Zeitpunkt und die Logik des Ladens und Entladens unterscheiden.

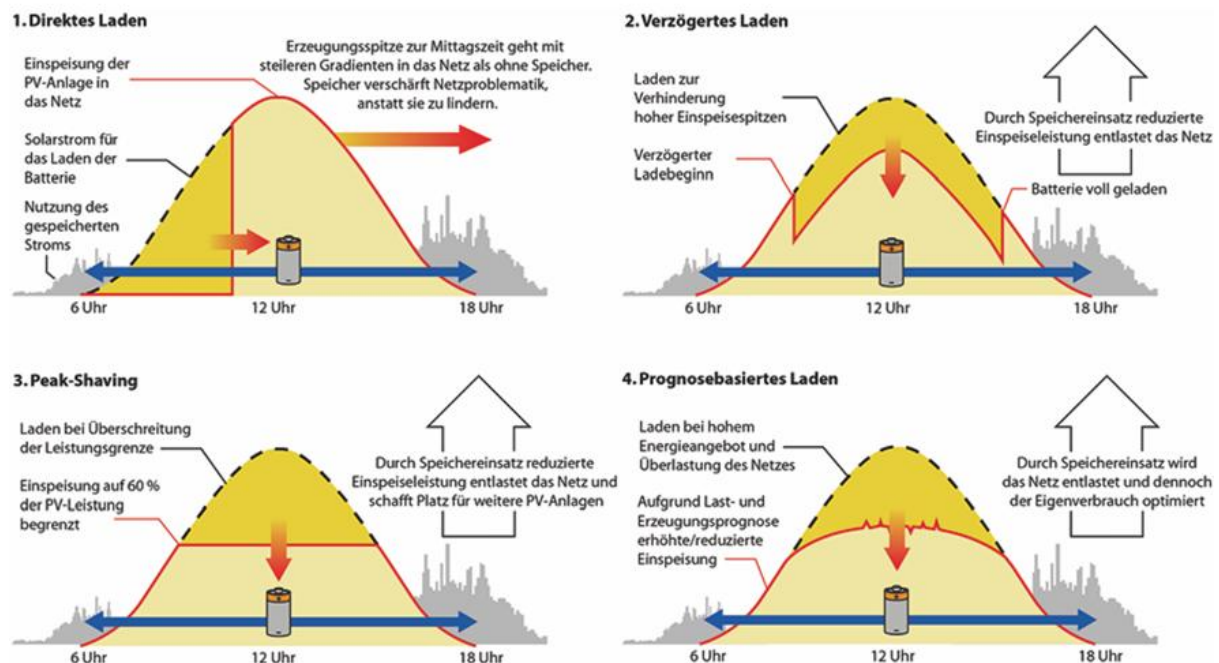


Abbildung 2.9: Fahrweisen von Batteriespeichern (Sternier & Standler 2017, S.714)

Für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme stehen unterschiedliche regelbasierte Betriebsstrategien zur Verfügung. Bei einer konventionellen Betriebsweise wird überschüssige PV-Erzeugung zwischengespeichert und bei späterem Bedarf wieder abgegeben. Eine preisorientierte Lastverschiebungsstrategie richtet Lade- und Entladevorgänge hingegen an definierten Preisgrenzen aus. Darüber hinaus existieren Hybridstrategien, die beide Ansätze kombinieren. Der Vergleich dieser Strategien zeigt, dass regelbasierte Ansätze je nach Zielsetzung unterschiedlich ausgestaltet werden können und sowohl technische als auch ökonomische Anforderungen adressieren. Zugleich wird deutlich, dass keine einzelne Strategie unter allen saisonalen und betrieblichen Randbedingungen gleichermaßen vorteilhaft ist (Zhang et al., 2017, S. 249–250, 253–255).

Für PV-BESS-Systeme besteht eine wesentliche Funktion des Speichers darin, das Einspeiseprofil der PV-Anlage gezielt zu verändern. Gevorgian et al. zeigen am Beispiel eines AC-gekoppelten Utility-Scale-Systems, dass der Speicher PV-Energie über mehrere Stunden zeitlich verlagern und dadurch einen besser steuerbaren Anlagenoutput bereitstellen kann. Der Speicher dient somit nicht nur der Aufnahme von Überschussenergie, sondern auch der gezielten Anpassung der Einspeisung innerhalb der Leistungs- und Kapazitätsgrenzen des Gesamtsystems. Damit wird deutlich, dass Power Shifting in co-located PV-BESS-Systemen als eigenständige Betriebsstrategie zur Flexibilisierung der PV-Einspeisung verstanden werden kann (Gevorgian et al., 2022, S. vii, 42–43).

Regelbasierte Betriebsstrategien können je nach Zielsetzung unterschiedlich ausgestaltet sein. Während Strategien zur Maximierung des Eigenverbrauchs vor allem die Nutzung des PV-Stroms vor Ort erhöhen und die Batterie vergleichsweise wenig beanspruchen, können preisorientierte Strategien wirtschaftliche Vorteile bieten, gehen jedoch oft mit einer stärkeren Batteriealterung einher. (Zou et al. 2022, S. 2–4, 9–12).

2.5 Strommarkt und Vergütungsmechanismen

2.5.1 Grundstruktur des Strommarktes

Das Strommarktdesign umfasst verschiedene Aspekte, darunter regulatorische Rahmenbedingungen, die Ausgestaltung der Strommärkte und der Preisbildung, Investitionsanreize für neue Technologien sowie die Rolle und Interaktion der Marktakteure. Darüber hinaus berücksichtigt es die durch erneuerbare Energien entstehenden Flexibilitätsanforderungen. Für die vorliegende Arbeit sind insbesondere die Bereiche Markt und Preise sowie die beteiligten Akteure von Relevanz.

Das Merit-Order-Prinzip beschreibt die Preisbildung am Strommarkt. Dabei werden Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten eingesetzt, beginnend mit den kostengünstigsten Anlagen. Das Kraftwerk, das zuletzt zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, bestimmt den Marktpreis, der anschließend für alle eingesetzten Anlagen gilt (Deutscher Bundestag 2022, S.4-9).

Strommärkte dienen der Koordination von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie und stellen einen zentralen Bestandteil moderner Energiesysteme dar. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Elektrizität, insbesondere der begrenzten Speicherkapazität und der Notwendigkeit eines kontinuierlichen Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, unterscheiden sich Strommärkte grundlegend von Märkten für andere Güter.

Der Strommarkt umfasst eine Vielzahl von Akteuren, darunter Stromerzeuger, Verbraucher, Netzbetreiber, Speicherbetreiber, Händler sowie Regulierungs- und Aufsichtsbehörden. Große PV-Anlagen speisen elektrische Energie in das Stromnetz ein und nehmen eine zunehmend relevante Rolle auf der Erzeugungsseite ein. Netzbetreiber sind für den sicheren Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze verantwortlich und müssen insbesondere bei hoher PV-Einspeisung Netzengpässe und Systemstabilität berücksichtigen. BESS treten dabei als eigenständige Marktakteure auf, die sowohl elektrische Energie aufnehmen als auch wieder einspeisen können und somit eine Schnittstelle zwischen Erzeugung, Netz und Markt darstellen. Händler und Aggregatoren übernehmen die Vermarktung von Strom- und Flexibilitätsleistungen, während Regulierungsbehörden die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen definieren und überwachen.

Um den Stromhandel so zu organisieren, dass die Stromversorgung auch mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien stets sicher ist, besteht der Strommarkt gleich aus mehreren Marktsegmente mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten vom Kauf bis zur Lieferung. Der langfristige Handel erfolgt über Terminmärkte, die insbesondere für Betreiber großer PV-Anlagen im MW-Bereich eine Absicherung gegen Preisrisiken ermöglichen. Für diese Arbeit ist vor allem der kurzfristige Stromhandel auf Spotmärkten interessant. Diese lässt sich in Day-Ahead- und Intraday-Märkte unterteilen. Dabei erlauben Intraday-Märkte kurzfristige Anpassungen, um Prognoseabweichungen der PV-Erzeugung auszugleichen. In diesem Zusammenhang gewinnen BESS zunehmend an Bedeutung, da sie kurzfristig auf Marktpreise reagieren und PV-Strom zeitlich verschieben können (Ölmez, Ari und Tuzkaya, 2024, S. 3-4).

Sowohl an den Termin- als auch an den Spotmärkten erfolgt der Stromhandel grundsätzlich über die Strombörse. Während auf dem Terminmarkt Strommengen und Preise bis zu sechs Jahre im Voraus vertraglich fixiert werden können, dient der Spotmarkt der kurzfristigen Beschaffung und Vermarktung elektrischer Energie. Eine zentrale Rolle spielt dabei der Day-Ahead-Markt, auf dem Stromlieferungen für den Folgetag gehandelt werden. Kauf- und Verkaufsgebote müssen bis 12 Uhr abgegeben werden; anschließend ermittelt die Börse für jede Stunde des nächsten Tages einen einheitlichen Großhandelspreis, der als wichtige Referenzgröße für den Strommarkt gilt.

Ergänzend ermöglicht der Intraday-Markt eine noch kurzfristigere Anpassung von Handelspositionen. Strommengen können hier bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden, innerhalb derselben Regelzone sogar bis fünf Minuten vor Lieferung. Diese kurzfristigen Handelsmöglichkeiten dienen dazu, Prognoseabweichungen auszugleichen und Überschüsse oder Lieferengpässe zu vermeiden (BMW, 2020).

Seit dem 1. Oktober 2025 wurde im europäischen Strommarktdesign die Market Time Unit (MTU) auf eine Zeitauflösung von 15 Minuten umgestellt. Diese Umstellung betrifft sowohl den Day-Ahead- als auch den Intraday-Markt und ermöglicht eine deutlich feinere zeitliche Anpassung von Handelspositionen. Insbesondere im Intraday-Markt sind seitdem 15-Minuten-Produkte europaweit verfügbar und bilden die Grundlage für den kurzfristigen Stromhandel und die Integration flexibler Technologien wie Batteriespeicher (EPEX SPOT, o.J.).

Gerade für Batteriespeicher verbessert dies die Möglichkeit, Lade- und Entladevorgänge an kurzfristige Preisänderungen anzupassen. Eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen (SCAI) zeigt in diesem Zusammenhang, dass der Handel mit 15-Minuten-Produkten im Intraday-Markt im Durchschnitt fast 20 % höhere Erlöse erzielen kann als der Handel mit Stundenprodukten, da Preisunterschiede innerhalb kürzerer Zeitintervalle besser genutzt werden können (Oeltz & Pfingsten, 2021, S. 9). Für die vorliegende Arbeit ist eine 15-minütige Betrachtung besonders relevant, da das BESS dadurch kurzfristiger auf negative Preissignale reagieren und sein Lade- bzw. Entladeverhalten zeitnäher an deren Beginn und Ende anpassen kann.

Im Rahmen des Netzenspassmanagements und von Redispatch-Maßnahmen gewinnen Batteriespeicher zunehmend an Bedeutung. In Regionen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien kommt es häufig zu temporären Netzüberlastungen, die eine Abregelung von Erzeugungsanlagen erforderlich machen. Durch den Einsatz von Batteriespeichern kann überschüssige Energie lokal aufgenommen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgegeben werden. Auf diese Weise lassen sich Abregelungen reduzieren, netzbedingte Eingriffe minimieren und die vorhandene Netzinfrastruktur effizienter nutzen. Insbesondere in netztechnisch stark belasteten Regionen ergeben sich dadurch zusätzliche betriebliche und wirtschaftliche Potenziale (Sterner & Stadler 2017, S. 687–692).

Diese Preisunterschiede können unter bestimmten Bedingungen besonders ausgeprägt sein und sogar zu negativen Strompreisen führen, wodurch sich zusätzliche Möglichkeiten für den Einsatz von Batteriespeichern ergeben. Negative Strompreise treten nur in wenigen Stunden pro Jahr auf und entstehen, wenn ein hohes, teilweise unflexibles Stromangebot auf eine gleichzeitig geringe Nachfrage trifft. Da Strom nur begrenzt speicherbar ist und Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sein müssen, kann ein deutliches Überangebot dazu führen, dass der Börsenpreis unter null fällt. In solchen Situationen zahlen Erzeuger dafür, dass ihr Strom abgenommen wird (SMARD, o. J.).

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien ist zudem ein Anstieg der Häufigkeit negativer Strompreise zu beobachten. Im deutschen Strommarkt lag die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Day-Ahead-Markt im Jahr 2024 bei 457 Stunden und damit deutlich höher als im Jahr 2023 mit 301 Stunden. Diese Entwicklung zeigt, dass negative Strompreise zunehmend an Bedeutung gewinnen und langfristig Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen haben können (Sun et al. 2026, S. 2).

Eine weitere Ursache für negative Strompreise sind Netzenspässe, die auftreten, wenn die Übertragungsinfrastruktur nicht ausreicht, um die erzeugte Energie vollständig abzutransportieren. Der Einsatz von BESS in der Infrastruktur kann zur Reduzierung dieses Problems beitragen, indem überschüssige Energie zwischengespeichert wird (Sun et al. 2026, S.5-7).

2.5.2 Vergütungsmechanismen eines PV-BESS-Co-Location-Systems

Die betrachtete PV-Anlage wird im Rahmen der EEG gefördert. Da die installierte Leistung oberhalb der Schwelle von 100 kW liegt, besteht die Verpflichtung zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms. Dabei wird der Strom am Spotmarkt verkauft, während die Förderung in Form der sogenannten Marktpremie ergänzend gezahlt wird. Ein zentrales Element dieses Fördermechanismus ist der sogenannte „anzulegende Wert“. Dieser stellt den maßgeblichen Förderwert in ct/kWh bzw. Euro/MWh dar und dient der finanziellen Absicherung des Anlagenbetriebs. Die Förderung wird in der Regel über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt.

Der Fördermechanismus basiert auf dem Vergleich zwischen dem anzulegenden Wert und dem tatsächlichen Marktpreis am Spotmarkt. Liegt der Marktpreis unter dem anzulegenden Wert, erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zum Markterlös eine Marktpremie. Diese entspricht der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem jeweiligen Marktpreis, sodass die Gesamterlöse in etwa dem anzulegenden Wert entsprechen. Liegt der Marktpreis hingegen über dem anzulegenden Wert, entfällt die Marktpremie, und der Anlagenbetreiber profitiert vollständig vom höheren Marktpreis (Umweltbundesamt 2023).

Im Co-Location-System aus PV-Anlage und Batteriespeicher gibt es keine eigene Vergütung für das Laden des Speichers. Entscheidend ist vielmehr der Zeitpunkt, zu dem der zuvor gespeicherte Strom später wieder ins Netz eingespeist wird. Die Zwischenspeicherung schafft also kein eigenes Vergütungsmodell, sondern verschiebt die Einspeisung lediglich in eine andere Marktphase. In der geförderten Direktvermarktung wird der Strom weiterhin am Markt verkauft; zusätzlich kann dafür eine Marktpremie gezahlt werden. Der wirtschaftliche Nutzen des Speichers liegt damit vor allem darin, Solarstrom aus Zeiten mit niedrigen oder negativen Preisen in Stunden mit höheren Marktwerten zu verschieben.

Für die Förderfähigkeit ist außerdem das sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip wichtig. Gemeint ist die im EEG geregelte Ausschließlichkeitsoption nach § 19 Abs. 3a EEG. Danach bleibt die Einspeisung aus dem Speicher nur dann förderfähig, wenn der Speicher ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien geladen wird. Für das hier betrachtete PV-BESS-System bedeutet das, dass nur Strom aus der PV-Anlage eingespeichert werden darf. Wird zusätzlich Strom aus dem Netz geladen, entfällt die Förderfähigkeit für die gesamte Netzeinspeisung aus dem Mischspeicher. In der Praxis wird dies meist technisch so abgesichert, dass entweder kein Netzstrom in den Speicher geladen werden kann oder aus dem Speicher kein Strom ins Netz eingespeist wird (Bundesnetzagentur 2025; Clearingstelle EEG|KWKG 2025).

Im Zusammenhang mit Abregelung ist zwischen zwei Fällen zu unterscheiden. Erstens kann ein netzseitiger Engpass dazu führen, dass der Strom nicht sofort eingespeist werden soll, aber weiterhin erzeugt und stattdessen in den Batteriespeicher geladen werden kann. In diesem Fall liegt keine zusätzliche Vergütung für das Laden vor; vielmehr wird die Einspeisung lediglich zeitlich verschoben. Der betroffene PV-Strom geht nicht verloren, sondern wird zu einem späteren Zeitpunkt über den Speicher eingespeist und dann regulär vergütet. Zweitens kann der Netzbetreiber die Einspeisung oder Erzeugung so begrenzen, dass der Strom weder eingespeist noch gespeichert werden kann. In diesem Fall erfolgt keine reguläre Vergütung über eine spätere Speicherauspeisung. Stattdessen werden entgangene Erlöse durch eine Entschädigungszahlung ausgeglichen, insbesondere im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen (Clearingstelle EEG|KWKG, 2024).

Negative Strompreise sind für den Vergütungsmechanismus eines PV-BESS-Co-Location-Systems besonders wichtig. In dieser Arbeit bleibt die EEG-Förderung bei negativen Preisen nicht sofort aus, da die betrachtete PV-Anlage unter die 6-Stunden-Regel fällt. Sie entfällt vielmehr erst dann, wenn der

Spotmarktpreis sechs Stunden in Folge negativ ist. Erst ab diesem Zeitpunkt wird der anzulegende Wert auf null reduziert, sodass die direkte Einspeisung für diese Zeit nicht mehr in der üblichen Form vergütet wird (Clearingstelle EEG|KWKG, 2025).

2.6 Wirtschaftlichkeit

Ziel der wirtschaftlichen Bewertung ist es zu beurteilen, ob die durch den Einsatz eines BESS erzielten zusätzlichen Erlöse ausreichen, um die damit verbundenen zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten langfristig zu decken. Im Fall von PV-BESS-Systemen ist diese Betrachtung besonders relevant, da der Speicher zusätzliche Kapitalbindung und laufende Kosten verursacht. Eine belastbare Wirtschaftlichkeitsanalyse betrachtet daher nicht nur einzelne Erlösgrößen isoliert, sondern die Zahlungswirkungen des Projekts über den gesamten Betrachtungszeitraum. Für die vorliegende Arbeit sind dabei insbesondere die Begriffe CAPEX, OPEX, Inflation, Steuern, EBT sowie die jährliche Projektrendite von Bedeutung.

Zur Beschreibung der Kostenstruktur von Energieanlagen wird üblicherweise zwischen CAPEX und OPEX unterschieden. CAPEX bezeichnen die einmaligen Investitionsausgaben, die für die Errichtung, Erweiterung oder Nachrüstung einer Anlage erforderlich sind. OPEX umfassen demgegenüber die während des laufenden Anlagenbetriebs anfallenden wiederkehrenden Ausgaben, etwa für Wartung, Instandhaltung, Betriebsführung, Versicherung, Monitoring oder Hilfsenergie.

In dieser Arbeit wird ausschließlich der zusätzliche Investitions- und Betriebsaufwand des Batteriespeichers berücksichtigt, da der Fokus auf der Integration eines BESS und den dadurch erzielbaren Zusatzerlösen liegt. Laut einer Studie des Fraunhofer-Instituts betragen die spezifischen Investitionskosten für die Kategorie „Batteriespeicher für PV-Freiflächenanlagen“ mit einer Leistung von mehr als 1 MWp zwischen 400 und 600 Euro/kW. Diese Kosten beziehen sich auf die Speicherleistung, inklusive Installationskosten und ohne Mehrwertsteuer. Darüber hinaus zeigt die Studie, dass typische fixe OPEX-Kosten zwischen 5,3 und 8 Euro/kW ein geeignetes Input für die Wirtschaftlichkeitsberechnung darstellen (Kost et al., 2024, S. 13; S. 31).

Ein wichtiger Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist die Inflation. Sie beschreibt den allgemeinen Anstieg des Preisniveaus und führt dazu, dass gleiche Geldbeträge im Zeitverlauf eine geringere reale Kaufkraft besitzen. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energieanlagen ist dieser Zusammenhang insbesondere bei langfristigen Betrachtungszeiträumen relevant. Während einmalige Investitionsausgaben typischerweise zu Beginn des Projekts anfallen, entwickeln sich laufende Betriebskosten über viele Jahre und sind daher anfällig für Preissteigerungen. Dies betrifft etwa Wartungsleistungen, Ersatzteile, Dienstleistungen, Versicherungen oder Personalkosten. Wird Inflation in der Modellierung berücksichtigt, steigen die nominalen OPEX im Zeitverlauf an, wodurch sich die jährlichen Netto-Cashflows tendenziell verringern. Die Verwendung einer Inflationsannahme von 2 % stellt in vielen energiewirtschaftlichen Modellen eine plausible Vereinfachung dar, da sie sich am mittelfristigen Inflationsziel der Europäischen Zentralbank orientiert (Europäische Zentralbank, o. J.).

Zur Ermittlung der Netto-Cashflows werden in dieser Arbeit Steuern pauschal berücksichtigt. Der angesetzte Steuersatz von 30 % stellt eine vereinfachende Modellannahme dar, die für Kapitalgesellschaften in Deutschland grundsätzlich plausibel ist. Das EBT (Earnings Before Taxes) bezeichnet dabei das Ergebnis vor Steuern, also den wirtschaftlichen Überschuss vor Abzug des Steueraufwands (PwC, 2026).

Als zentrale Kennzahl zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird in dieser Arbeit die financial internal rate of return (FRR) beziehungsweise die jährliche Projektrendite verwendet. Sie beschreibt die

durchschnittliche jährliche Verzinsung des im Projekt gebundenen Kapitals über die gesamte Laufzeit. Methodisch entspricht sie dem internen Zinsfuß der projektbezogenen Zahlungsreihe, also dem Zinssatz, bei dem sich die Einzahlungen und Auszahlungen des Projekts genau ausgleichen und der Kapitalwert null ist. In die Berechnung gehen die anfänglichen Investitionsausgaben, die laufenden Betriebskosten sowie die zusätzlich erzielten Erlöse ein (European Investment Bank, 2020, S. 15). Aus diesem Gründen ist die jährliche Projektrendite besonders gut geeignet, um verschiedene Szenarien der Speicherintegration miteinander zu vergleichen, da sie die Wirtschaftlichkeit in einer kompakten und gut interpretierbaren Kennzahl zusammenfasst.

3 Methodik und Durchführung

3.1 Datenerfassung

Für die Durchführung und Modellierung der Simulation wurden zunächst alle relevanten Eingangsdaten systematisch erfasst und strukturiert aufbereitet. Grundlage bildeten die technischen Anlagendokumentationen, aus denen detaillierte Informationen zu den eingesetzten Komponenten, zur elektrischen Verschaltung sowie zu maßgeblichen Betriebs- und Leistungsparametern entnommen wurden. Diese Angaben dienen der realitätsnahen Parametrierung des Simulationsmodells der PV-Anlage. Die zentralen technischen Kenngrößen sind in Tabelle X zusammengefasst dargestellt:

Tabelle 3.1: Übersicht der zentralen Anlagendaten und Komponenten

Plant Overview		Komponenten	
Standort	Röbelerstraße L17, 19395 Ganzlin	Modultyp 1	82755 x GCL-M3/72H 385 - 385Wp
Inbetriebnahme	01.06.2020	Modultyp 2	82755 x GCL-M3/72H 390 - 390Wp
installierte Leistung	64307,12 KWp	Modulanzahl	165510
Feldtyp	Fix geeignete Oberfläche	Wechselrichter	Huawei SUN2000-105KTL
Flächenneigung/Azimuth	15° / 0°	Wechselrichteranzahl	512

Zusätzlich lag eine bereits bestehende Simulation der PV-Anlage vor, aus der einzelne technische Parameter sowie Systemannahmen als Referenz für die eigene Modellierung übernommen wurden. Dem Netzanschlussvertrag wurde zudem entnommen, dass die maximal zulässige Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) 74,86 MW beträgt. Dieser Wert wird in der Arbeit als technische Randbedingung für die Co-Location berücksichtigt. Ergänzend zu den Simulationsdaten stehen reale Betriebsdaten der betrachteten PV-Anlage zur Verfügung. Dazu gehören insbesondere Daten zur Stromproduktion, zur Abregelung sowie zu Stunden mit negativen Strompreisen. Diese Daten werden als Referenz für den Vergleich mit den Simulationsergebnissen und bilden vor allem eine Grundlage für die weitere methodische Berücksichtigung der Abregelung. Die konkrete methodische Umsetzung wird in den folgenden Abschnitt dargestellt.

3.2 Simulation der PV-Anlage mit PVsyst

Die Anlage wurde mit der Software PVsyst modelliert. sie umfasst die Auswahl meteorologischer Daten aus integrierten Datenbanken, die Systemplanung, Verschattungsstudien, die Ermittlung von

Verlusten und die wirtschaftliche Bewertung. Die Simulation wird über ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung durchgeführt und liefert einen vollständigen Bericht sowie viele detaillierte Ergebnisse. Die Berechnung von Energieerträgen und Leistungskennzahlen erfolgt auf Grundlage spezifischer Standortdaten. Die Software basiert auf physikalischen Modellen, welche die solare Einstrahlung, die elektrischen Eigenschaften der PV-Module sowie das Verhalten von Wechselrichtern und weiteren Systemkomponenten abbilden. Damit können zentrale Kennwerte wie der spezifische Ertrag und die PR ermittelt und eine detaillierte Bewertung der energetischen Leistungsfähigkeit einer Anlage vorgenommen werden. Außerdem ist es möglich ein Selbstverbrauchsmodell zu definieren und verschiedene Strategien zur Batteriespeicherung zu entwickeln.

3.2.1 Dateneingabe / Anlagenkonfiguration

Die Durchführung der Simulation erfolgte in mehreren aufeinander aufbauenden Schritten. Zunächst wurden die geografischen Standortparameter der PV-Anlage am Standort Ganzlin aus den meteorologischen Datensätzen von Meteonorm importiert. Die verwendeten Eingangsdaten liegen in stündlicher zeitlicher Auflösung vor und bilden die Grundlage für die Berechnung der Einstrahlungs- und Klimaparameter.

Im Simulationsprozess werden diese Stundenwerte intern verarbeitet und für die Ergebnisdarstellung als monatliche Mittelwerte ausgegeben, um eine übersichtliche standortbezogene Auswertung zu ermöglichen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die simulierten Zeitreihen in stündlicher Auflösung zu exportieren, wodurch eine weiterführende Analyse der Leistungs- und Ertragsverläufe ermöglicht wird.

Auf Basis der aus Meteonorm gewonnenen meteorologischen und standortspezifischen Daten legt das Simulationsprogramm zunächst eine Reihe von Standardparametern automatisch fest. Anschließend wurden die Projektparameter definiert, welche die Berechnungsgrundlage der Simulation bilden. Die zentralen Eingangsgrößen sind in Tabelle X zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 3.2: Zentrale Projektparameter der Simulationsmodellierung

Projektparameter	Annahme	Einheit	Beschreibung
Albedo-wert	0,2		Anteil der einfallenden solaren Strahlung, der von der Umgebung reflektiert wird
Minimale Temperatur	-10	° C	Tiefste Temperatur für absolute Spannungsgrenze (Voc)
Minimale Modultemperatur	20	° C	Für die maximale Betriebsspannung (V _{mpp, max})
Maximale Modultemperatur	60	° C	Für die minimale Betriebsspannung (V _{mpp,min})
Übliche Betriebstemperatur	50	° C	Zur Charakterisierung der typischen Betriebsbedingungen
Überlastverluste	3	%	Verluste beim Betrieb des Wechselrichters über seiner Nennleistungsgrenze. Bei Überdimensionierung des PV-Generators

Für die Varianten und Hauptparameter, die die Grundlage für die Ertragsberechnung bilden, wurde zunächst die Ausrichtung der Module festgelegt. Die Module sind fest installiert und weisen eine Neigung von 15° gegenüber der Horizontalen sowie eine südliche Ausrichtung (Azimut 0°) auf. In der

Simulation wurde daher für alle Module der Feldtyp „fix geneigte Oberfläche“ mit einheitlicher Geometrie verwendet. Geringfügige Abweichungen innerhalb des Anlagenfeldes wurden vernachlässigt, da ihr Einfluss auf den Gesamtertrag als gering eingeschätzt wird. Aus der gewählten Modulgeometrie ergibt sich, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, ein Flächenfaktor von 1,13. Dieser entspricht einem Ertragsverlust von etwa - 7,3 % im Vergleich zur optimalen Ausrichtung und wird als vereinfachte Kenngröße verwendet, um den Einfluss der Modulneigung und der Modulausrichtung auf den jährlichen Energieertrag abzuschätzen.

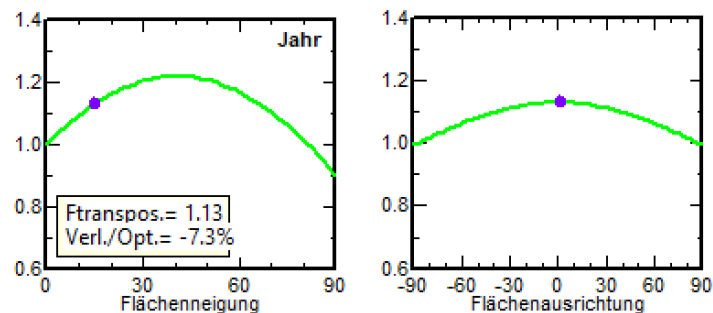


Abbildung 3.1: Einfluss von Modulneigung und Modulausrichtung auf den Flächenfaktor

Wie bereits erwähnt, besteht die PV-Anlage aus zwei Modultypen: GLC-M3/72h-385 mit einer Nennleistung von 385 W_p und GLC-M3/72h-390 mit einer Nennleistung von 390 W_p. Diese Modultypen wurden aus der Datenbank des Simulationsprogramms PVsyst ausgewählt und anhand der Herstellerdatenblätter überprüft und angepasst. Dabei wurde insbesondere der Kurzschlussstrom, der optimale Betriebsstrom, die optimale Betriebsspannung sowie die entsprechenden Temperaturkoeffizienten berücksichtigt. Die Anzahl der Bypassdioden pro Modul wurde aus der bestehenden Simulation übernommen. Insgesamt sind 165.510 Module in der PV-Anlage installiert, was einer Gesamtmodulfläche von etwa 332.675 m² entspricht.

In der betrachteten PV-Anlage wird ausschließlich der Wechselrichtertyp Huawei Technologies SUN2000-105KTL-H1 ohne Transformator verwendet. Insgesamt sind 512 Wechselrichter dieses Typs installiert. Auch dieser Wechselrichter wurde aus der PVsyst-Datenbank ausgewählt und mit den Herstellerdatenblättern abgeglichen, um eine realitätsnahe Abbildung seiner elektrischen Eigenschaften in der Simulation sicherzustellen.

Auf Grundlage dieser Systemkonfiguration wurden die einzelnen Sub-Arrays festgelegt. Jedes Sub-Array umfasst die zugehörigen PV-Module, den zugeordneten Wechselrichter sowie die elektrische Verschaltung der Module in Form seriell verschalteter Strings und parallel geschalteter Modulstränge. Abbildung 3.2 zeigt diese Verschaltung schematisch für die Gesamtanlage einschließlich der nachgelagerten Transformatorstufen bis zum Einspeisepunkt.

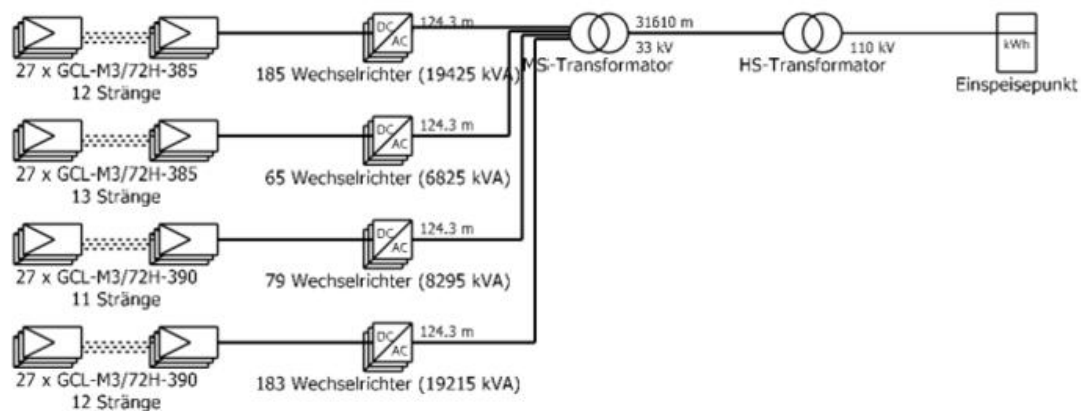


Abbildung 3.2: Schematische Verschaltung der betrachteten PV-Anlage bis zum Einspeisepunkt

Zur Veranschaulichung des PV-Feldes und für die realistische Abbildung der Verschattung anhand eines 3D-Modells wurde die Konstruktion aus einer alten bestehenden Simulation der PV-anlage übernommen und mit dem Belegungsplan aus der technischen Dokumentation verglichen. Aufgrund der Größe der Anlage sowie der Tatsache, dass eine mögliche Verschattung ausschließlich durch umliegende Bäume auf der östlichen Seite auftreten kann, wurde auf die Erstellung eines detaillierten 3D-Modells zur exakten Abbildung von Nahverschattungen verzichtet.

Darüber hinaus wurden geringfügige Abweichungen in der Ausrichtung einzelner Modultische vernachlässigt, da diese im Rahmen dieser Arbeit nicht von Bedeutung sind.

Das erstellte 3D-Modell ohne umliegende Bäume sowie eine Ansicht der Anlage in Google Earth sind in der folgenden Abbildung 3.3 dargestellt.

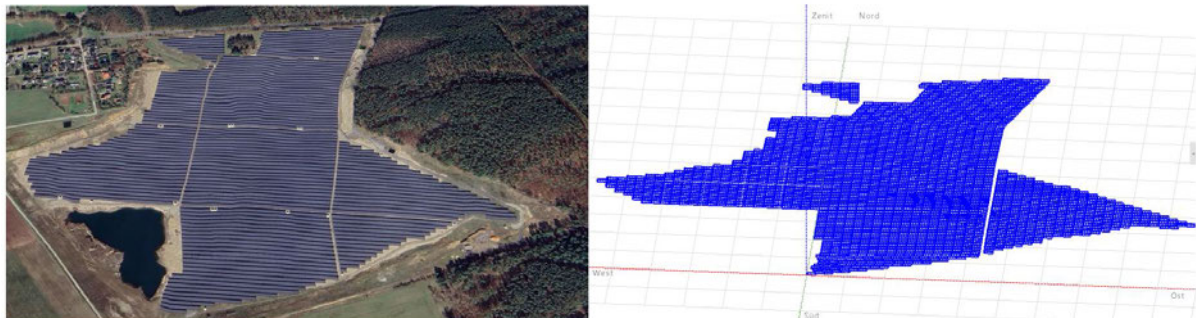


Abbildung 3.3: Darstellung des PV-Feldes in Google Earth (links) und im vereinfachten 3D-Modell (rechts)

Wie bereits in Kapitel 2.2.3 dargestellt, treten entlang der Energiewandlungskette von der Solarstrahlung zur elektrischen Energie verschiedene Verlustmechanismen auf, die den Gesamtwirkungsgrad einer PV-Anlage und damit den erzielbaren Energieertrag maßgeblich beeinflussen.

Das Simulationsprogramm PVsyst ermöglicht eine detaillierte Abbildung dieser Verluste, indem sie über spezifische Parameter modelliert werden. Für die Simulation wurden diese Parameter zunächst mit geeigneten Standardwerten initialisiert und anschließend auf Grundlage der technischen Dokumentation der betrachteten Anlage sowie der Ergebnisse der bestehenden Simulation angepasst. Ein Überblick über die Systemverluste ist im Anhang, anhand eines Verlustdiagramms dargestellt.

3.2.2 Ergebnisse der PV-Symulation

Auf Grundlage der definierten Anlagenkonfiguration sowie des verwendeten meteorologischen Datensatzes wurde eine Zeitreihensimulation durchgeführt. Die Hauptergebnisse sind in Tabelle 3.3 dargestellt; weitere Ergebnisse befinden sich im Anhang.

Tabelle 3.3: Hauptergebnisse der Simulation der PV-Anlage

Parameter	Wert	Einheit
Installierte PV-Leistung	64,14	MWp
AC-Nennleistung Wechselrichter	59635,32	MW
Jahresenergieertrag	930	MWh/a
Spezifischer Ertrag	82,06	kWh/kWp/a
Performance Ratio (PR)	82,06	%
Scheinleistung	53,76	MW
Wirkleistung	59,39	MWA

Die Simulationsergebnisse wurden mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde exportiert. Hierzu wurde die in PVsyst integrierte Exportfunktion genutzt, wodurch eine CSV-Datei mit den relevanten elektrischen Kenngrößen erzeugt wurde. Insbesondere wurde die stündliche elektrische Energieeinspeisung der PV-Anlage am NAP extrahiert, da diese als Grundlage für die weitere Modellierung des Batteriespeichersystems dient.

Außerdem wurde eine weitere stündliche Zeitreihe für die abgeregelte Energiemenge erzeugt. Da keine hochaufgelösten realen Abregelungsdaten zur Verfügung standen, wurde die Abregelung in der Simulation angenähert. Zu diesem Zweck wurde in PVsyst die Einspeisegrenze am NAP schrittweise reduziert, bis sich eine jährliche Abregelung von etwa 11 % ergab. Dieser Wert wurde aus den realen Betriebsdaten der PV-Anlage abgeleitet und als Referenz für die Kalibrierung verwendet. Die resultierende Zeitreihe bildet die Grundlage für die weitere Untersuchung des BESS-Betriebs im Hinblick auf die Nutzung ansonsten abgeregelter Energie.

3.3 BESS-Dimensionierung

Grundlage der Dimensionierung bildet eine PV-Leistungszeitreihe aus einer PVsyst-Simulation mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten gleich $\Delta t = 0,25$ h. Die maximale AC-Leistung beträgt dabei $P_{pv,max} = 52,47$ MW.

Aus dem NAP-Vertrag der Anlage geht hervor, dass am NAP eine maximal zulässige Einspeiseleistung von $P_{nap,max} = 74,86$ MW erlaubt ist. Damit liegt $P_{pv,max}$ unterhalb des zulässigen Einspeiselimits.

Eine Dimensionierung des Speichers zur reinen Peak-Begrenzung am NAP ist daher nicht zielführend und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht verfolgt.

Ebenso wird keine eigenverbrauchsbasierte Dimensionierung betrachtet, da der Jahres-Eigenverbrauch der Anlage, ermittelt auf Basis der durchschnittlichen Monatswerte des Stromzählers, lediglich 886,35 MWh/a beträgt. Dies entspricht etwa 1,5 % der Jahresproduktion und stellt somit keinen maßgeblichen Einflussfaktor für die Dimensionierung des Speichers dar.

Vor diesem Hintergrund orientiert sich die Auslegung des Speichers an der zu verschiebende Leistung (MW) sowie der dafür erforderlichen Speicherkapazität (MWh). Auf dieser Grundlage wird im nächsten

Schritt das Betriebsverhalten des Systems mithilfe eines selbst entwickelten Simulationsmodells in Python analysiert.

Für die Auslegung wird ein AC-gekoppeltes Speichersystem angenommen. Der Ladewirkungsgrad beträgt $\eta_L = 0,95$, der Entladewirkungsgrad $\eta_e = 0,95$, woraus sich ein Rundlaufwirkungsgrad von

$$[3.1] \quad \eta_{rl} = \eta_l \cdot \eta_e = 0,9025$$

ergibt. Für die Dimensionierung des Batteriespeichers wird ein Ladezustandsbereich zwischen $SOC_{min} = 0,2$ und $SOC_{max} = 0,8$ angenommen. Dieser Bereich wird für die gesamte Analyse konstant gehalten, um die typische Herstellervorgaben für den Betrieb von Lithium-Ionen-Batterien einzuhalten. Damit steht ein Anteil von

$$[3.2] \quad SOC_{max} - SOC_{min} = 0,6$$

der Nennkapazität als nutzbare Speicherkapazität zur Verfügung.

Darüber hinaus wird eine symmetrische Lade- und Entladeleistung angenommen.

Zur Untersuchung unterschiedlicher Speichergrößen wird die Speicherleistung P_{BESS} relativ zur maximalen PV-Leistung $P_{pv,max}$ im Simulierten Jahr dimensioniert. Hierzu wird ein Skalierungsfaktor β eingeführt, der den Anteil der maximalen PV-Leistung beschreibt, den der Speicher aufnehmen bzw. abgeben kann.

$$[3.3] \quad P_{bess} = \beta \cdot P_{pv,max}$$

Zur Analyse werden die Szenarien mit einem Skalierungsfaktor von $\beta = 0,10$, $\beta = 0,25$ und $\beta = 0,5$ betrachtet. Daraus ergibt sich:

$$P_{bess} = 0,10 \cdot 52,47 = 5,25 \text{ MW}$$

$$P_{bess} = 0,25 \cdot 52,47 = 13,12 \text{ MW}$$

$$P_{bess} = 0,5 \cdot 52,47 = 26,24 \text{ MW}$$

Zur Dimensionierung des Batteriespeichers wird die Leistungsverschiebungsdauer h_{shift} verwendet. Sie beschreibt den Zeitraum, über den ein Speicher bei Nennleistung elektrische Energie aufnehmen oder abgeben kann und steht im Zusammenhang mit der C-Rate. Die Leistungsverschiebungsdauer ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen nutzbarer Speicherkapazität und installierter Speicherleistung und wird für diese Arbeit mit 2 h angenommen:

$$[3.4] \quad h_{shift} = \frac{E_{nutz}}{P_{bess}}$$

Da Lithium-Ionen-Batterien üblicherweise nur innerhalb eines begrenzten Ladezustandsfensters betrieben werden, steht nur ein Teil der Nennkapazität als nutzbare Energie zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der SOC-Grenzen sowie eines energetischen Wirkungsgrads ergibt sich die nutzbare Energie zu:

$$[3.5] \quad E_{nutz} = \eta_{rl} \cdot (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot E_{nenn}$$

Daraus ergibt sich für die erforderliche Nennkapazität des Batteriespeichers:

$$[3.6] \quad E_{nenn} = \frac{P_{bess} \cdot h_{shift}}{\eta_{rl} \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})}$$

Durch Einsetzen der Werte ergeben sich folgende Speichergrößen: $E_{nenn,A} = 19,39 \text{ MWh}$; $E_{nenn,B} = 48,46 \text{ MWh}$; $E_{nenn,C} = 96,92 \text{ MWh}$

3.4 Python – Modell des BESS-Betriebs

Da PVsyst nur eingeschränkte Flexibilität bei der Abbildung von Energiespeichern bietet, wurde zur Untersuchung der Co-Location mit der bestehenden PV-Anlage ein Simulationsmodell in Python entwickelt. Dieses Modell bildet die Energieflüsse zwischen PV-Anlage, Batteriespeicher und Netz unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen sowie zeitvariabler Strommarktpreise ab. Dadurch können die Auswirkungen der Co-Location eines BESS im Hinblick auf den Vergütungsmechanismus analysiert werden.

Zunächst wird ausschließlich der technische und betriebliche Dispatch des Speichers modelliert. Darauf aufbauend erfolgt in einem separaten Analyseschritt die regulatorische Erlösbewertung unter Berücksichtigung des deutschen Vergütungsmechanismus.

Die Umsetzung erfolgt mithilfe der Python-Bibliothek Pandas, die eine strukturierte Verwaltung und Synchronisation der Datensätze sowie die konsistente Verknüpfung von PV-Erzeugungs- und Preisdaten ermöglicht. Nach Abschluss der technischen Berechnungen werden die Simulationsergebnisse tabellarisch als Excel-Datei exportiert und anschließend für die weitere Berechnung im Rahmen des Vergütungsmechanismus verwendet.

Die Simulation basiert auf drei Zeitreihen: den PV-Erzeugungsdaten, der Zeitreihe der abgeregelten Energiemenge sowie den Spotmarktpreisen. Für die Modellierung wurden alle Eingangsgrößen auf eine einheitliche zeitliche Auflösung von 15 Minuten überführt, um die Energieflüsse zwischen PV-Anlage, BESS und Netz konsistent abzubilden.

Die 15-minütige Auflösung ermöglicht eine zeitliche Verknüpfung der PV-Erzeugung, der Abregelung und der Spotmarktpreise und gleichzeitig erlaubt sie eine präzisere Abbildung des modellierten BESS-Dispatchs, da Reaktionen auf Abregelung und relevante Preissignale zeitlich genauer erfasst werden können.

Die PV-Erzeugungsdaten wurden aus PVsyst exportiert und lagen zunächst in stündlicher Auflösung vor. Für die weitere Verarbeitung wurden die Stundenwerte unter der Annahme einer innerhalb der Stunde konstanten PV-Leistung auf vier aufeinanderfolgende 15-Minuten-Zeitschritte übertragen. Das vollständige Kalenderjahr umfasst damit insgesamt 35 040 Zeitschritte.

Da es sich um Leistungswerte in MW handelt, wird bei der Berechnung der Energie die jeweilige Länge des Zeitschritts berücksichtigt. Allgemein ergibt sich die Energie eines Zeitschritts aus:

$$[3.7] \quad E_{pv}(t) = P_{pv}(t) \cdot \Delta t$$

Für die ursprüngliche stündliche Zeitreihe gilt damit $E_{1h} = P_{pv}(t) \cdot 1 \text{ h}$ und für die 15-minütige Zeitreihe ergibt sich entsprechend $E_{15min} = P_{pv}(t) \cdot 0,25 \text{ h}$.

Damit entspricht die Summe der vier Viertelstundenenergien innerhalb einer Stunde exakt der ursprünglichen Stundenenergie, sodass die über das Jahr integrierte Energiemenge der PV-Erzeugung unverändert bleibt.

Die bereits zuvor abgeleitete Zeitreihe der abgeregelten Energiemenge lag ebenfalls zunächst in stündlicher Auflösung vor und wurde anschließend in dieselbe 15-minütige Zeitstruktur überführt. Als

weitere Eingangsgröße der Simulation ermöglicht sie die Analyse, in welchem Umfang durch den Einsatz des BESS ansonsten abgeregelte Energie genutzt werden kann.

Die historischen Spotmarktpreise wurden ebenfalls auf eine einheitliche 15-Minuten-Auflösung harmonisiert. Wie bereits in Kapitel 2.5 erläutert, lagen die Spotmarktpreise vor der Umstellung nur in stündlicher Auflösung vor und wurden daher zunächst in 15-Minuten-Zeitschritte überführt. Anschließend wurden sie mit den ab Oktober verfügbaren 15-minütigen Preisdaten zusammengeführt, sodass für den gesamten Untersuchungszeitraum eine konsistente Preiszeitreihe vorliegt.

Auf Basis dieser 15-minütigen Spotmarktpreise wurden zudem zusammenhängende negative Preisintervalle identifiziert. Dabei wird zwischen negativen Preisphasen mit einer Dauer von weniger als sechs Stunden und solchen mit einer Dauer von mindestens sechs Stunden unterschieden. Letztere werden im Modell als Blöcke von mindestens 24 aufeinanderfolgenden 15-Minuten-Intervallen erfasst. Diese Aufbereitung dient sowohl der Abbildung der BESS-Betriebsstrategie als auch der späteren regulatorischen Einordnung im Hinblick auf die Behandlung negativer Preise nach § 51.

Für die spätere Sensitivitätsanalyse wurden aus der synchronisierten Spotpreiszeitreihe zusätzlich zwei alternative Preiszeitreihen abgeleitet. Diese stellen vereinfachte Szenarien zur Untersuchung der Preisabhängigkeit dar und werden als zusätzliche Eingangsgrößen in der Simulation verwendet. Hierzu wird die ursprüngliche Preiszeitreihe $P(t)$ um jeweils 20 % ihres absoluten Werts nach unten beziehungsweise oben skaliert:

$$[3.8] \quad P_{low}(t) = P(t) - 0,2 \cdot |P(t)|$$

$$[3.9] \quad P_{high}(t) = P(t) + 0,2 \cdot |P(t)|$$

Die Verwendung des Absolutbetrags $|P(t)|$ stellt sicher, dass die Preiszeitreihe unabhängig vom Vorzeichen um 20 % ihres Betrags variiert wird. Dadurch werden sowohl positive als auch negative Strompreise konsistent angepasst. Bei positiven Preisen entstehen entsprechend niedrigere bzw. höhere Preiswerte. Bei negativen Preisen wird der Preisbetrag ebenfalls angepasst, sodass $P_{low}(t)$ zu stärker negativen und $P_{high}(t)$ zu weniger negativen Preisen führt. Auf diese Weise lässt sich untersuchen, wie empfindlich sowohl das Betriebsverhalten als auch die wirtschaftlichen Ergebnisse des BESS auf Änderungen des Strompreisniveaus reagieren.

Zur Abgrenzung und Konkretisierung des Modells wird in Tabelle 3.4 einen Überblick der definierten Randbedingungen dargestellt

Tabelle 3.4: Modellannahmen und Randbedingungen des PV-BESS-Betriebs

Randbedingung	Annahme
Systemkopplung	BESS und PV sind an der AC-Seite gekoppelt und speisen über einen gemeinsamen NAP ein
Laden	Der Speicher wird ausschließlich aus der PV-Anlage geladen
Entladen	Nur bei positivem Preis, wenn keine Abregelung vorliegt und orientiert an die Speicherkapazität
Speicherbetrieb	Power shifting
Selbstentladung	nicht berücksichtigt
Regelenergie	Ausgeschlossen
Redispatch	Ausgeschlossen
Blindleistung	Ausgeschlossen
Abregelung	Es lässt sich aus der Pvsyst-Abregelungszeitreihe vorhersagen
Negative Preisphasen	Es lässt sich als negativen Stundenblöcke > 6 Stunden vorhersagen

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die die Datengrundlagen für die Modellierung des Speicherbetriebs

Tabelle 3.5: Eingangsgrößen und Modellparameter der Speicherbetriebsmodellierung

Eingangsgrößen	Symbol	Wert	Einheit	Beschreibung
Pv-Erzeugung	$E_{pv}(t)$	-	MWh	In 15 min Auflösung
Historische Spotmarktpreise	$P(t), P_{low}(t), P_{high}(t)$	-	€/MWh	In 15 min Auflösung
Abregelung	$E_{abr}(t)$	-	MWh	generiert aus den realen Anlagendaten
Indikator für den negativen Preisblock	$I_{neg}(t)$	-	-	Aus den bekannten Spotpreisverlauf
Modellparameter	Symbol	Wert	Einheit	Beschreibung
Auflösung	Δt	0,25	h	
Ladewirkungsgrad	η_l	0,95	-	Annahme
Entladewirkungsgrad	η_e	0,95	-	Annahme
Roundtrip-Wirkungsgrad	η_{rt}	0,9025	-	$\eta_{RL} = \eta_l \cdot \eta_e$
Minimal zulässiger Ladezustand	SOC_{min}	0,2	-	Annahme
Maximal zulässiger Ladezustand	SOC_{max}	0,8	-	Annahme
Nutzbarer SOC-Bereich	SOC_{nutz}	0,6	-	$SOC_{nutz} = SOC_{max} - SOC_{min}$
Dauer der Leistungsverchiebung	h_{shift}	2	h	Annahme
Variablen	Symbol	Wert	Einheit	Beschreibung
Auslegungsfaktor	β	0,10/ 0,25/ 0,50	-	Zur Variation der Speichergröße
Spotpreise	$P(t), P_{low}(t), P_{high}(t)$	-	€/MWh	Marktvariable

Auf Grundlage der historischen Spotmarktpreise werden im Modell negative Preisphasen identifiziert und in zwei Kategorien unterteilt: negative Preisintervalle mit einer Dauer von unter sechs Stunden sowie zusammenhängende negative Preisblöcke mit einer Dauer von mindestens sechs Stunden. Letztere werden als Zeiträume mit mindestens 24 aufeinanderfolgenden 15-Minuten-Intervallen definiert. Diese Differenzierung dient der regulatorischen Einordnung negativer Strompreise nach § 51 EEG und ist zugleich eine wesentliche Grundlage für die betriebliche Logik des BESS.

Die Berücksichtigung negativer Preisblöcke ab einer Dauer von sechs Stunden ist für das Modell von besonderer Bedeutung, da in diesen Phasen der Anspruch auf die Marktprämie entfällt. Dieser Zusammenhang wurde bereits in den Grundlagen im Abschnitt zu den Vergütungsmechanismen erläutert. Eine direkte Einspeisung von PV-Energie ist in diesen Zeiträumen daher wirtschaftlich nachteilig. Ohne den Einsatz eines BESS würde die erzeugte PV-Energie auch während solcher Phasen unmittelbar in das Netz eingespeist. Durch den Einsatz des Speichers kann ein Teil der Energie jedoch temporär aufgenommen und in Zeiträume mit günstigeren Vermarktungsbedingungen verlagert werden. Auf diese Weise wird die Einspeisung innerhalb vergütungsrelevanter negativer Preisblöcke reduziert und der von Vergütungsausfällen betroffene Anteil der PV-Einspeisung verringert.

Die Betriebslogik des BESS folgt einer regelbasierten Dispatch-Strategie. Diese Logik wird sowohl für das Basisszenario als auch für alle Varianten der anschließenden Sensitivitätsanalyse verwendet. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich somit ausschließlich aus veränderten

Eingangsparametern, insbesondere aus der Speichergröße und dem Spotpreinsniveau, nicht jedoch aus einer abweichenden Betriebsstrategie.

Vereinfachend wird im Modell angenommen, dass sowohl negative Preisblöcke von mindestens sechs Stunden als auch künftige Abregelungsereignisse mit hinreichender Genauigkeit prognostiziert werden können. Diese Annahme bildet die reale Betriebsunsicherheit nicht vollständig ab, stellt jedoch eine methodische Vereinfachung dar, um die Betriebslogik des Speichers modellhaft abbilden zu können. Zugleich besteht ein Bezug zu den in den Grundlagen beschriebenen Entwicklungen moderner EMS, die solche Prognosen und eine vorausschauende Betriebsführung zunehmend besser unterstützen.

Im Modell erfolgt die Beladung des BESS in zwei aufeinanderfolgenden Prioritätsstufen. Zunächst wird geprüft, ob im jeweiligen 15-Minuten-Intervall abgeregelte PV-Energie vorliegt. Ist dies der Fall, wird der Speicher vorrangig aus dieser Energiemenge geladen, sofern freie Ladeleistung und freie Speicherkapazität innerhalb der definierten Speichergrenzen verfügbar sind. Dadurch kann Energie aufgenommen werden, die ohne BESS vollständig verloren gegangen wäre. Erst wenn darüber hinaus noch freie Ladeleistung und freie Speicherkapazität vorhanden sind, kann das BESS zusätzlich aus PV-Energie geladen werden, die während negativer Preisblöcke von mindestens sechs Stunden ansonsten direkt eingespeist worden wäre. Negative Preisintervalle unterhalb dieser Schwelle werden nicht als zusätzlicher Ladeanlass genutzt. Die Entladung des BESS erfolgt nachgelagert und nur unter klar definierten Randbedingungen. Eine gleichzeitige Ladung und Entladung sind ausgeschlossen. Zudem darf keine Abregelung vorliegen, da die Aufnahme kritischer PV-Energie Vorrang vor einer Netzeinspeisung aus dem Speicher hat. Darüber hinaus wird nur bei positivem Spotpreis entladen. Die Entladeentscheidung orientiert sich dabei nicht an einer starren Priorisierung einzelner Stunden, sondern an der Verfügbarkeit freier Speicherkapazität für kommende relevante Ladeereignisse. Zu diesem Zweck wird im Modell fortlaufend das nächste erwartete Ladefenster identifiziert. Als solche gelten zukünftige Intervalle mit Abregelung oder mit negativen Preisblöcken von mindestens sechs Stunden. Auf dieser Grundlage wird ein Zielwert für den Speicherinhalt bestimmt, der sicherstellen soll, dass vor dem nächsten Ladefenster ausreichend freie Kapazität zur Verfügung steht.

Zusätzlich wird in jedem Intervall geprüft, ob durch die kombinierte Einspeisung aus direkter PV-Energie und BESS-Entladung die maximal zulässige Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt eingehalten wird. Die Netzanschlussgrenze stellt damit eine weitere technische Restriktion der Betriebslogik dar. Der Ladezustand des Speichers wird in jedem Zeitschritt unter Berücksichtigung der Lade- und Entladewirkungsgrade sowie der zulässigen SOC-Grenzen fortgeschrieben. Insgesamt dient die gewählte Betriebslogik dazu, möglichst viel kritische PV-Energie aus Abregelung und aus langen negativen Preisphasen in den Speicher aufzunehmen und diese Energie zeitlich in günstigere Einspeiseintervalle zu verlagern, ohne dabei die Fähigkeit des Speichers zur Aufnahme künftiger PV-Überschüsse einzuschränken.

Die Abbildung 3.4 veranschaulicht einen vereinfachten Ablauf innerhalb eines Zeitschritts.

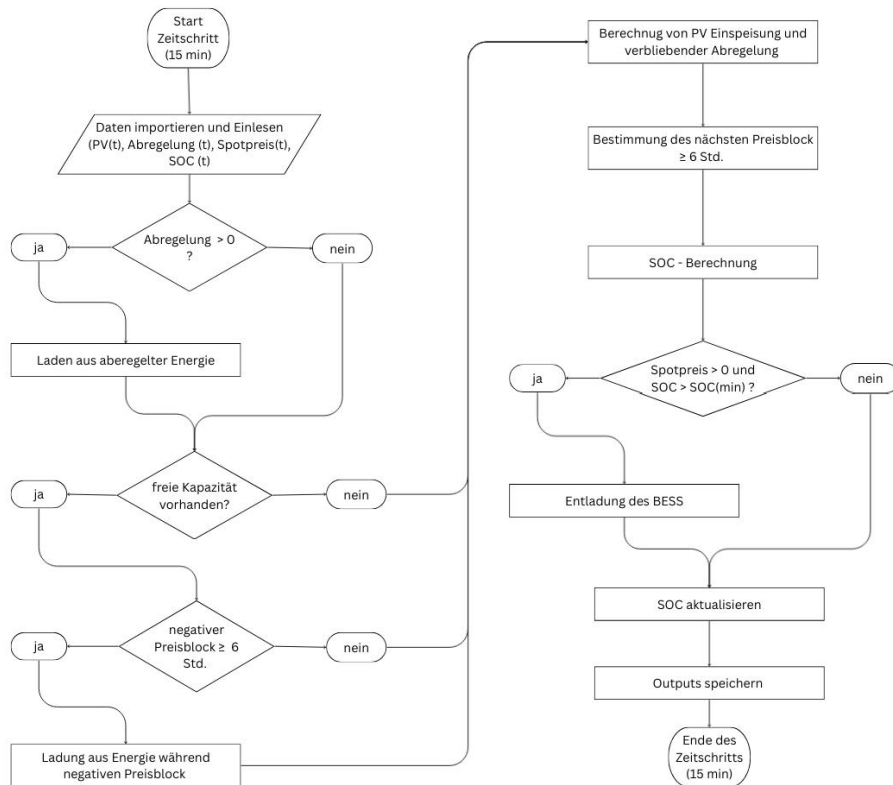


Abbildung 3.4: Vereinfachte Ablaufstruktur der modellierten Speichersteuerung

Nach dem vollständigen Durchlaufen aller Zeitschritte liefert das Modell sowohl für einen Referenzfall ohne Speicher als auch für den Fall mit Speicher die berechneten technischen Ergebnisgrößen und Energiemengen. Dazu zählen insbesondere die direkte PV-Einspeisung, die Abregelung, die Speicherladung aus Abregelung, die Speicherladung während negativer Preisblöcke sowie die Entladung des BESS. Ergänzend werden als weitere Modelloutputs die zugehörigen Marktwerte der Stromproduktion bestimmt. Sämtliche Ergebnisse werden sowohl in 15-Minuten-Auflösung als auch in aggregierter monatlicher Form ausgegeben und als Excel-Datei exportiert. Die exportierten Ergebnisse bilden die Grundlage für die nachfolgende Berechnung und Bewertung der Erlöse unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus.

Damit ist die methodische Grundlage des Python-Modells beschrieben. Im folgenden Kapitel werden das Basisszenario, die konkrete Simulationsdurchführung sowie die Berechnung der maßgeblichen Auswertungsgrößen näher erläutert.

3.5 Basisszenario und Simulationsdurchführung

In der Dispatch-Simulation werden sowohl der Referenzfall als auch das Basisszenario innerhalb desselben 15-Minuten-Zeitschritts berechnet. Beide nutzen identische Eingangsdaten, um die Energiemengen und Marktwerte zu bestimmen. Die eigentliche Erlösberechnung unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus erfolgt nachgelagert auf Basis der monatlich aggregierten Modelloutputs und wird im folgenden Abschnitt erläutert.

Als Referenzfall wird der Betrieb der bestehenden PV-Anlage ohne Batteriespeicher betrachtet. Dieser Fall bildet die Ausgangsbasis der Simulation und dient dazu, die Wirkung eines nachgerüsteten BESS

im späteren Vergleich eindeutig bewerten zu können. Berechnet wird dabei, welche Energiemenge die PV-Anlage ohne zusätzliche Speichermöglichkeit direkt einspeisen kann und welche Energiemenge im jeweiligen Intervall abgeregelt wird. Der Referenzfall stellt somit den technischen Ausgangszustand des Systems dar.

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Simulation in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Für jedes Intervall t werden die PV-Erzeugung $E_{pv}(t)$ sowie die im selben Intervall auftretende Abregelung $E_{abr}(t)$ eingelesen. Da im Referenzfall kein Speicher vorhanden ist, kann überschüssige oder abgeregelter PV-Energie nicht zeitlich verschoben werden. Die PV-Energie, die sich direkt einspeisen lässt, ergibt sich als Differenz aus PV-Erzeugung und Abregelung:

$$[3.10] \quad E_{pv,ohne}(t) = \max(E_{pv}(t) - E_{abr}(t), 0)$$

Dabei ist $E_{pv,ohne}(t)$ die direkt eingespeiste PV-Energie ohne Speicher im Intervall t , $E_{pv}(t)$ die PV-Erzeugung und $E_{abr}(t)$ die Abregelung im gleichen 15-Minuten-Intervall. Die Maximum-Funktion stellt sicher, dass keine negativen Einspeisewerte entstehen. Damit wird für jedes Intervall sowohl die Energiemenge erfasst, die ohne BESS tatsächlich in das Netz eingespeist werden kann, als auch der Anteil der PV-Erzeugung, der ohne Speichersystem infolge von Abregelung verloren geht. Diese Darstellung ist für die weitere Analyse von zentraler Bedeutung, da sich erst durch den Vergleich mit dem Speicherszenario beurteilen lässt, in welchem Umfang ein BESS Abregelung reduzieren, Einspeisung zeitlich verschieben und die Vermarktungsqualität der Anlage verändern kann.

Im Base Case wird die bestehende PV-Anlage um ein BESS ergänzt. Als Eingangsgrößen werden je Zeitschritt die PV-Erzeugung, die Abregelung, der Spotpreis sowie der aktuelle Speicherzustand berücksichtigt. Für den Base Case wird eine Speicherleistung von 13,12 MW, eine Speicherkapazität von 48,46 MWh, einem SOC-Bereich von 20 % bis 80 % und Lade- bzw. Entladewirkungsgraden von jeweils 0,95 verwendet.

Im Folgenden werden die im Python-Modell definierten Berechnungsansätze erläutert. Für die Beladung des Speichers werden zwei Fälle unterschieden. Zunächst lädt das BESS aus der Abregelung $E_{l,abr}(t)$. Dabei ergibt sich die aufnehmbare Energiemenge vereinfacht als Minimum aus verfügbarer Abregelung, maximaler Ladeleistung und freier Speicherkapazität:

$$[3.11] \quad E_{l,abr}(t) = \min(E_{abr}(t), E_{bess,max}, \text{freie Speicherkapazität})$$

Zusätzlich kann das BESS während negativer Preisblöcke von mindestens sechs Stunden aus sonst direkt vermarktbaren PV-Energie laden. Solche Preisblöcke werden im Modell als mindestens 24 aufeinanderfolgende 15-Minuten-Intervalle mit negativem Spotpreis definiert. Diese zusätzliche Ladung erfolgt nur, wenn nach der Ladung aus Abregelung noch freie Ladeleistung und Speicherkapazität vorhanden sind.

Damit ergibt sich im Base Case die direkte PV-Einspeisung aus der PV-Erzeugung abzüglich der Abregelung und der zusätzlichen Ladung in negativen Preisblöcken:

$$[3.12] \quad E_{PV,direkt}(t) = \max(E_{PV}(t) - E_{abr}(t) - E_{l,abr}(t), 0)$$

Die verbleibende Abregelung ergibt sich entsprechend zu:

$$[3.13] \quad E_{abr,rest}(t) = \max(E_{abr}(t) - E_{l,abr}(t), 0)$$

Zur Vereinfachung wird die gesamte Ladeenergie des BESS als Summe aus der Ladung aus Abregelung und der zusätzlichen Ladung während negativer Preisblöcke definiert:

$$[3.14] \quad E_{l,ges}(t) = E_{e,abr}(t) + E_{l,neg}(t)$$

Der Ladezustand des Speichers wird in jedem Zeitschritt aktualisiert. Er ergibt sich aus dem Ladezustand des vorherigen Intervalls mit der geladenen Energie und abzüglich der entladenen Energie unter Berücksichtigung der Lade- und Entladewirkungsgrade:

$$[3.15] \quad SOC(t+1) = SOC(t) + \eta_l \cdot E_{l,ges}(t) - \frac{E_e(t)}{\eta_e}$$

Dabei ist $SOC(t)$ der Speicherinhalt zu Beginn des Intervalls t , $E_{l,neg}(t)$ die zusätzliche Ladung während negativer Preisblöcke ab sechs Stunden und $E_e(t)$ die Entladung des BESS. Die Lade- und Entladewirkungsgrade werden mit η_l beziehungsweise η_e berücksichtigt. Die Aktualisierung des Speicherzustands bildet damit die Grundlage für die Berechnung aller nachfolgenden Lade- und Entladeentscheidungen.

Die gesamte Einspeisung im Szenario mit BESS ergibt sich aus der Summe von direkter PV-Einspeisung und BESS-Entladung:

$$[3.16] \quad E_{grid}(t) = E_{pv,direkt}(t) + E_e(t)$$

Dabei erfolgt die Entladung des BESS nur unter den beschriebenen Betriebsbedingungen und die maximal zulässige Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt darf nicht überschritten werden.

Um die Simulationsergebnisse übersichtlich auszuwerten und vergleichen zu können, werden die im Modell berechneten 15-Minuten-Werte im Anschluss auf Monats- und Jahreswerte aggregiert. Dadurch entsteht die Grundlage für die anschließende Berechnung der Monatserlöse im Rahmen des Vergütungsmechanismus.

Ergänzend wird ein anlagenspezifischer Marktwert der Einspeisung bestimmt. In dieser Arbeit wird somit nicht der offiziell veröffentlichte Monatsmarktwert Solar verwendet, sondern ein auf den tatsächlichen Viertelstundenwerten der betrachteten Anlage basierender Marktwert berechnet. Für den Referenzfall ohne BESS ergibt sich der monatliche Marktwert als mengengewichteter Durchschnitt der Spotpreise der tatsächlich eingespeisten PV-Energie

$$[3.17] \quad MW_{solar,m} = \frac{\sum_{t \in m} (E_{pv,ohne}(t) \cdot p(t))}{\sum_{t \in m} E_{pv,ohne}(t)}$$

Für das Szenario mit BESS wird analog ein kombinierter Marktwert der gesamten Einspeisung aus direkter PV-Einspeisung und BESS-Entladung berechnet:

$$[3.18] \quad MW_{pv+bess,m} = \frac{\sum_{t \in m} (E_{grid}(t) \cdot p(t))}{\sum_{t \in m} E_{grid}(t)}$$

Die folgende Tabelle 3.6 zeigt einen Überblick über alle relevanten berechneten Energiemengen-Outputs aus dem Simulationsmodell. Sowohl für den Referenzfall ohne BESS als auch für den Base

Case wurden dieselben Outputs in monatlicher Auflösung erzeugt. Im Anhang befinden sich die erhaltenen Werte in tabellarischer Form

Tabelle 3.6: Übersicht der im Python-Modell berechneten Outputgrößen

PV-Einspeisung	Abregelung	PV- Einspeisung im negativen Preisblock > 6 Std.	Abregelung während negativen Preisen	Marktwert Solar
BESS-Einspeisung	Ladung aus Abregelung	Ladung aus dem negativen Preisblock	Durchschnittlicher SOC im Monat	Marktwert BESS und Solar

3.6 Nachgelagerte Erlös- und Wirtschaftlichkeitsberechnung

Aufbauend auf den in der Dispatch-Simulation ermittelten Energiemengen und Marktwerten erfolgt im nächsten Schritt die nachgelagerte Erlös- und Wirtschaftlichkeitsberechnung. Hierzu werden die monatlich aggregierten Modelloutputs in Excel weiterverarbeitet, um zunächst die Erlöse unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus und anschließend die jährliche Projektrendite als zentrale Wirtschaftlichkeitskennzahl zu bestimmen.

Der für die betrachtete PV-Anlage maßgebliche anzulegende Wert „AW“ wurde der Anlagedokumentation entnommen und beträgt 55,8 Euro/MWh. Dieser Wert geht als konstanter Parameter in die nachfolgende Erlösberechnung ein.

Zunächst wird für jeden Monat die Energiemenge zusammengefasst, für die eine reguläre Vergütung angesetzt wird. Diese setzt sich aus der PV-Einspeisung außerhalb vergütungsrelevanter negativer Preisblöcke, der außerhalb dieser Zeiträume berücksichtigten Abregelungsmengen sowie der BESS-Einspeisung zusammen:

$$[3.19] \quad E_{ges,m} = E_{pv,ohne\ neg,m} + E_{abr,ohne\ neg,m} + E_{BESS,m}$$

Dabei bezeichnet $E_{ges,m}$ die im Monat m für die reguläre Vergütung berücksichtigte Energiemenge. $E_{pv,ohne\ neg,m}$ steht für die PV-Einspeisung außerhalb negativer Preisblöcke von mindestens sechs Stunden, $E_{abr,ohne\ neg,m}$ für die außerhalb dieser Zeiträume berücksichtigte Abregelungsmenge und $E_{BESS,m}$ für die aus dem Speicher eingespeiste Energiemenge.

Für diese Energiemenge wird der monatliche Erlös als Produkt aus Energiemenge und dem jeweils höheren Wert aus anzulegendem Wert und anlagenspezifischem Marktwert berechnet:

$$[3.20] \quad Erlös_{reg,m} = E_{ges,m} \cdot \max(AW, MW_m)$$

Hierbei ist AW der anzulegende Wert und MW_m der für den jeweiligen Monat bestimmte anlagenspezifische Marktwert. Die Maximum-Funktion bildet die Vergütungslogik der geförderten Direktvermarktung in kompakter Form ab. Liegt der Marktwert unter dem anzulegenden Wert, wird die Differenz durch die Marktprämie ausgeglichen, sodass sich insgesamt der anzulegende Wert als Erlösniveau ergibt. Liegt der Marktwert hingegen über dem anzulegenden Wert, entspricht die Vergütung dem höheren Marktwert.

Davon getrennt werden jene Energiemengen berücksichtigt, die während negativer Preisblöcke von mindestens sechs Stunden anfallen. Sie werden daher nur mit dem jeweiligen Marktwert bewertet. Dies betrifft zum einen die während negativer Preisblöcke eingespeiste Energiemenge und zum anderen die während dieser Zeiträume anfallende Abregelung:

$$[3.21] \quad \text{Erlös}_{neg,m} = E_{neg,m} \cdot MW_m$$

$$[3.22] \quad \text{Erlös}_{abr,neg,m} = E_{abr,neg,m} \cdot MW_m$$

Dabei ist $E_{neg,m}$ die während negativer Preisblöcke von mindestens sechs Stunden berücksichtigte Energiemenge und $E_{abr,neg,m}$ die in diesen Zeiträumen anfallende Abregelungsmenge. Für beide Größen wird ausschließlich der Marktwert angesetzt, da kein Marktpremienanteil berücksichtigt wird. Die monatlichen Gesamterlöse ergeben sich schließlich aus der Summe der regulär vergüteten und der nur marktwertbasiert bewerteten Erlösbestandteile:

$$[3.23] \quad \text{Erlös}_{ges,m} = \text{Erlös}_{reg,m} + \text{Erlös}_{neg,m} + \text{Erlös}_{abr,neg,m}$$

Die Berechnung wird sowohl für den Referenzfall ohne BESS als auch für das Basisszenario mit BESS nach derselben Systematik durchgeführt. Unterschiede zwischen beiden Fällen ergeben sich somit nicht aus einer unterschiedlichen Vergütungslogik, sondern aus den jeweils simulierten Energiemengen und den daraus resultierenden Marktwerten. Auf diese Weise lässt sich bestimmen, wie sich der Speichereinsatz auf die Monatserlöse unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus auswirkt.

Für die nachgelagerte Wirtschaftlichkeitsbewertung werden jedoch nicht die Gesamterlöse der PV-Anlage betrachtet, sondern ausschließlich die durch das BESS zusätzlich erzielten Erlöse. Dies ist darin begründet, dass in der vorliegenden Arbeit die Integration eines Batteriespeichers in eine bestehende PV-Anlage untersucht wird. Für die wirtschaftliche Bewertung ist daher nicht der Gesamterlös des Gesamtsystems maßgeblich, sondern der zusätzliche wirtschaftliche Beitrag des Speichers. Entsprechend werden auch nur die dem BESS zuzuordnenden Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt.

Die zusätzlichen Erlöse $\text{Erlös}_{zus,j}$ des BESS ergeben sich aus der Differenz zwischen den jährlichen Erlösen des Basisszenarios mit BESS $\text{Erlös}_{base,j}$ und des Referenzfalls ohne BESS $\text{Erlös}_{Ref,j}$:

$$[3.24] \quad \text{Erlös}_{zus,j} = \text{Erlös}_{base,j} - \text{Erlös}_{Ref,j}$$

Aufbauend auf dieser Differenzgröße erfolgt im nächsten Schritt die Wirtschaftlichkeitsbewertung des Basisszenarios. Diese wird in Excel auf Basis der zusätzlichen Erlöse des BESS sowie der speicherbezogenen Investitions- und Betriebskosten durchgeführt. Als zentrale Kennzahl dient die jährliche Projektrendite, die als interner Zinsfuß der zugrunde gelegten Zahlungsreihe bestimmt wird. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die jährlichen zusätzlichen Erlöse über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren als konstant angenommen. Diese Vereinfachung ist erforderlich, da eine realitätsnahe Abbildung der Erlösentwicklung von zahlreichen Einflussfaktoren abhängt und ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

Den zusätzlichen Erlösen werden ausschließlich die BESS-spezifischen Investitions- und Betriebskosten gegenübergestellt. Der angesetzte CAPEX und OPEX des Speichers basieren auf die Studie des Fraunhofer-Instituts, die im Kapitel 2.5 erläutert wurde. Für PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeicher werden darin für das Jahr 2024 Batteriespeicher-Investitionskosten von 400 bis 600 EUR/kWh angesetzt. Die gesamten CAPEX werden in der vorliegenden Arbeit in Abhängigkeit von der gewählten BESS-Größe berechnet und vereinfachend hälftig auf zwei Baujahre verteilt. Die jährlichen OPEX werden als BESS-spezifischer Kostenansatz angesetzt und über den Betrachtungszeitraum mit

einer Inflationsrate von 2 % fortgeschrieben. Für die Inflationsannahme wird vereinfachend ein Wert von 2 % angesetzt, der sich am mittelfristigen Inflationsziel der Europäischen Zentralbank orientiert. Zur Ermittlung der jährlichen Netto-Cashflows werden außerdem Steuern berücksichtigt. Der hierfür verwendete pauschale Steuersatz von 30 % stellt eine vereinfachende Modellannahme dar.

Die so gebildete Zahlungsreihe dient anschließend als Grundlage für die Berechnung der jährlichen Projektrendite in Form des internen Zinsfußes. Eine Tabelle zur Berechnung der jährlichen Projektrendite befindet sich im Anhang. Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse des Basisszenarios sowie die Sensitivitätsanalyse dargestellt.

4 Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse

4.1 Ergebnisse und Wirtschaftlichkeit des Basisszenarios

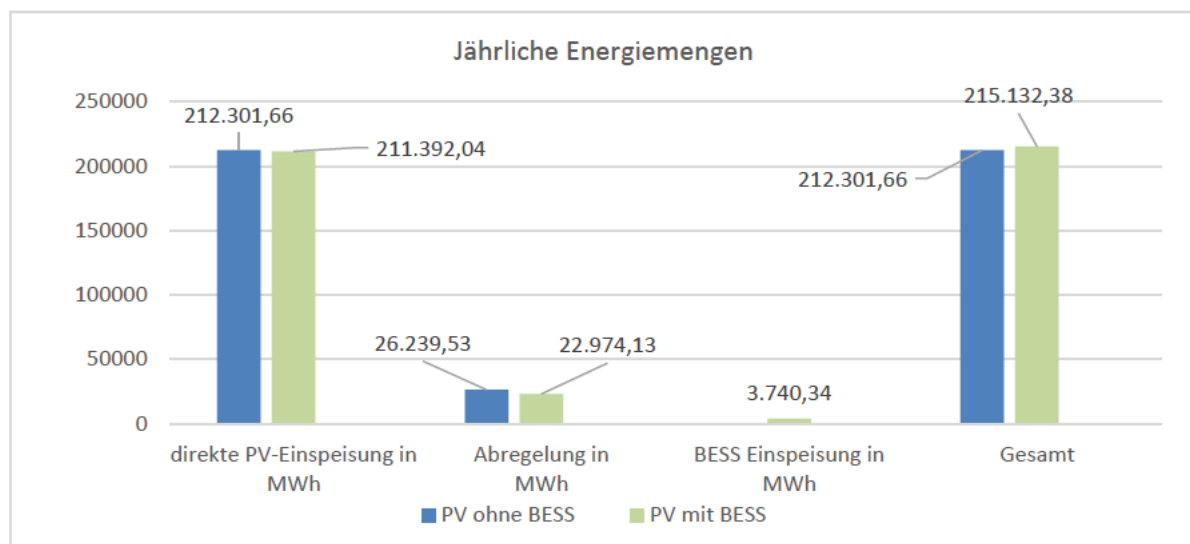


Abbildung 4.1: Vergleich der jährlichen Energiemengen im Referenzfall ohne BESS und im Basisszenario mit BESS

Die Abbildung 4.1 verdeutlicht das technische Integrationspotenzial des BESS im betrachteten PV-System. Durch die Nachrüstung des Speichers wird ein Teil der erzeugten PV-Energie nicht mehr unmittelbar eingespeist, sondern zunächst zwischengespeichert und zeitlich verlagert. Dies zeigt sich daran, dass die direkte PV-Einspeisung leicht von 212.301,66 MWh im Referenzfall auf 211.392,04 MWh im Szenario mit BESS sinkt. Gleichzeitig reduziert sich die Abregelung von 26.239,53 MWh auf 22.974,13 MWh und damit um 3.265,40 MWh. Der Speicher trägt somit dazu bei, einen Teil der bislang abgeregelter PV-Energie nutzbar zu machen.

Besonders relevant ist, dass das BESS zusätzlich 3.740,34 MWh in das Netz einspeist. Dadurch steigt die gesamte Einspeisung von 212.301,66 MWh im Referenzfall auf 215.132,38 MWh im Basisszenario. Die zusätzliche Einspeisung beträgt damit 2.830,72 MWh.

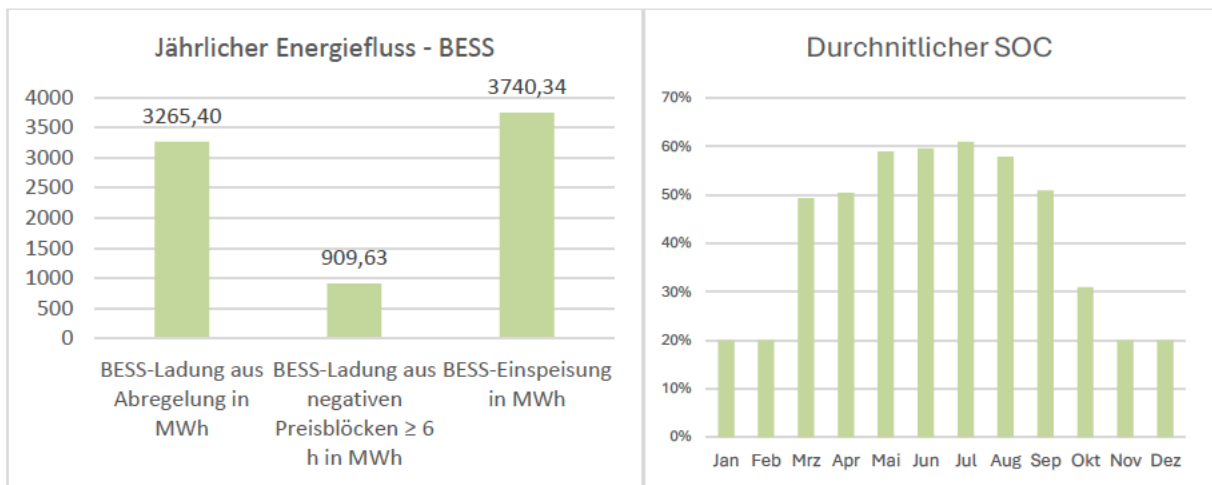


Abbildung 4.2: Jährliche BESS-Energieströme und durchschnittlicher monatlicher Ladezustand im Basisszenario

Die Abbildung 4.2 präzisiert die Funktion des BESS im Basisszenario. Der überwiegende Teil der Speicherladung stammt mit 3.265,40 MWh aus ansonsten abgeregelter PV-Energie. Weitere 909,63 MWh werden aus negativen Preisblöcken von mindestens sechs Stunden in den Speicher aufgenommen. Die jährliche BESS-Einspeisung beträgt 3.740,34 MWh. Daraus wird deutlich, dass der Speicher nicht nur zusätzliche Einspeisung ermöglicht, sondern diese vor allem durch die Aufnahme bislang ungenutzter oder vermarktungsseitig ungünstiger Energiemengen bereitstellt.

Der Verlauf des durchschnittlichen monatlichen SOC ergänzt dieses Bild. In den Wintermonaten liegt der Speicher mit rund 20 % durchgehend nahe an der unteren SOC-Grenze. Ab März steigt der Ladezustand deutlich an und erreicht in den Monaten Mai bis August Werte von knapp 60 %. Ab September fällt der durchschnittliche SOC wieder spürbar ab und kehrt zum Jahresende auf das untere Niveau zurück. Dies zeigt, dass der Speicher vor allem im Frühjahr und Sommer aktiv genutzt wird, wenn höhere PV-Überschüsse auftreten.

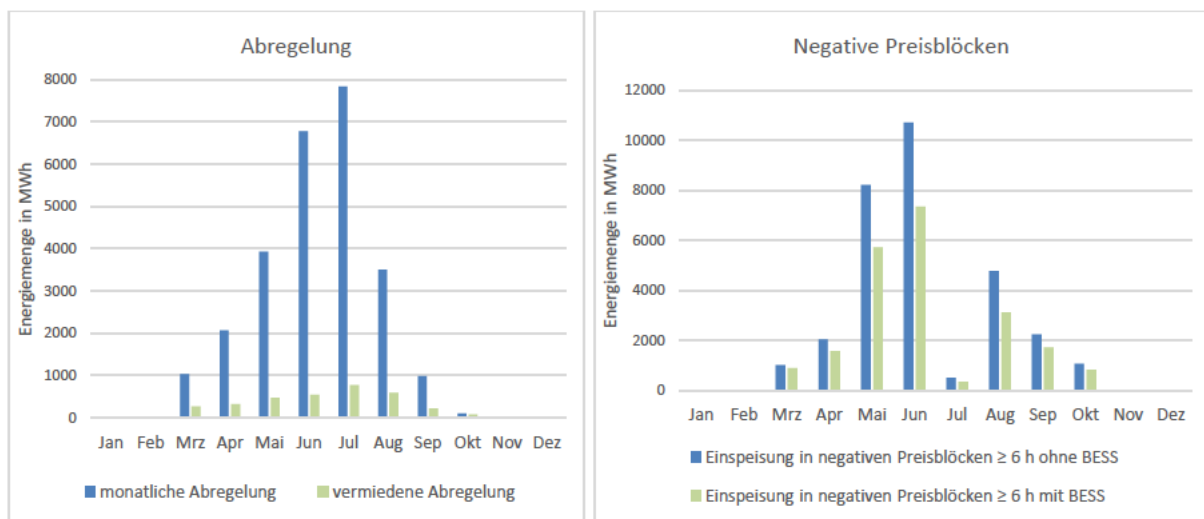


Abbildung 4.3: saisonaler Einfluss auf die Energiemengen

Die monatlichen Verläufe machen den saisonalen Einfluss auf den Speichereinsatz deutlich. Hohe Abregelung und häufigere negative Preisblöcke treten vor allem in den ertragsstarken Monaten auf. In diesen Zeiträumen kann das BESS verstärkt Energie aufnehmen, wodurch sowohl Abregelung vermieden als auch Einspeisung in vergütungsseitig ungünstigen Zeitfenstern reduziert wird. Der

energetische Mehrwert des Speichers konzentriert sich damit auf jene Monate, in denen hohe PV-Erzeugung und kritische Einspeisesituationen zusammenfallen.

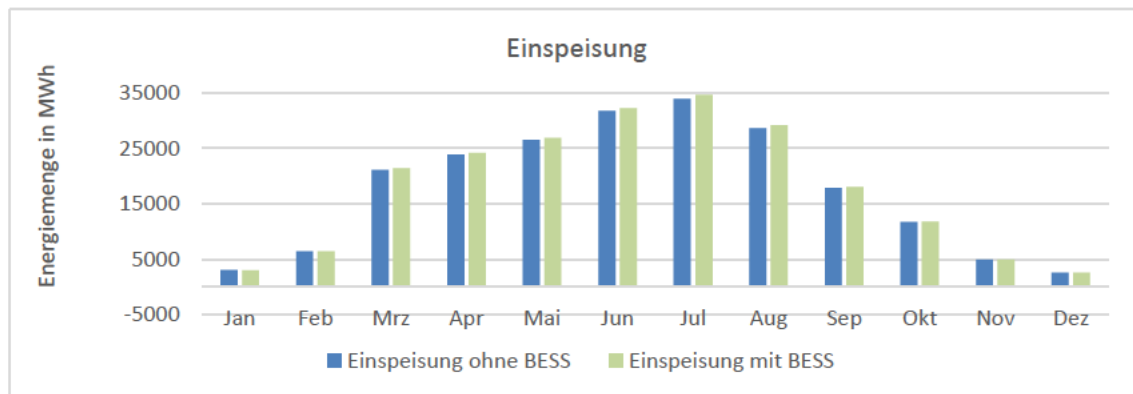


Abbildung 4.4: Vergleich der monatlichen Einspeisung im Referenzfall ohne BESS und im Basisszenario mit BESS

Ergänzend zeigt die monatliche Einspeisung, dass sich der Effekt des BESS vor allem in den ertragsstarken Monaten bemerkbar macht. In diesen Monaten fällt die Einspeisung mit BESS höher aus als im Referenzfall, während die Unterschiede in den Wintermonaten gering bleiben. Damit bestätigt die Abbildung die zuvor dargestellten saisonalen Zusammenhänge.

Wie sich die beschriebenen technischen Effekte unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus wirtschaftlich auswirken, zeigt die nachfolgende Abbildung. Dargestellt sind die jährlichen Erlöse im Referenzfall und im Basisszenario sowie die monatlichen zusätzlichen Erlöse durch das BESS. Dabei wird deutlich, dass der wirtschaftliche Nutzen des Speichers nicht allein aus einer höheren Einspeisung resultiert, sondern vor allem aus der zeitlichen Verlagerung von Energie in vergütungsseitig günstigere Intervalle.

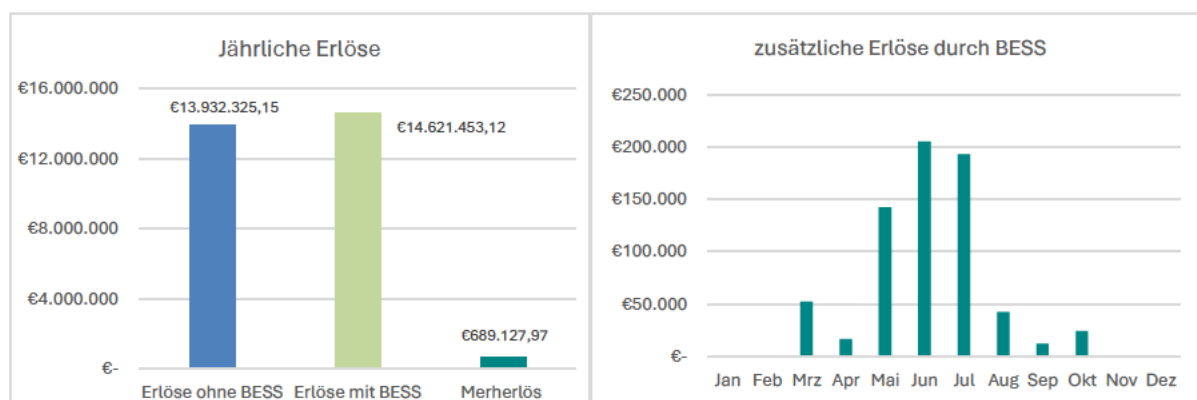


Abbildung 4.5: Vergleich der Jahreserlöse und monatlichen Zusatzerlöse des BESS im Basisszenario

Die Abbildung 4.5 zeigt, dass die jährlichen Erlöse durch den Einsatz des BESS von 13.932.325,15 € auf 14.621.453,12 € steigen. Daraus ergibt sich ein jährlicher Mehrerlös von 689.127,97 €, was einer Steigerung von rund 4,95 % gegenüber dem Referenzfall entspricht.

Der Mehrerlös des BESS entsteht damit überwiegend in wenigen Monaten, während die übrigen Monate nur geringe zusätzliche Beiträge liefern.

Tabelle 4.1: Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen und Randbedingungen des Basisszenario

Kennzahl	Wert	Einheit
Jährlicher Mehrerlös durch BESS	689.127,97	€
CAPEX BESS	500.000	€/MW
OPEX BESS	6.000	€/MW
Leistung BESS	13,12	MW
CAPEX BESS – 2 Baujahre	6.560.000	€
Jährlicher OPEX im Startjahr	78.720	€
Inflation OPEX	2	%
Steuersatz	30	%
Betrachtungszeitraum	20	Jahre

Auf Basis der in Tabelle X zusammengefassten Erlös-, Kosten- und Steuerannahmen ergibt sich für das Basisszenario eine jährliche Projektrendite von 2,27 %. Der positive Wert zeigt, dass die durch das BESS zusätzlich erzielten Erlöse grundsätzlich ausreichen, um die speicherbezogenen Investitions- und Betriebskosten über den Betrachtungszeitraum zu decken. Die Wirtschaftlichkeit der Nachrüstung ist damit im Basisszenario gegeben, fällt jedoch insgesamt moderat aus.

Dieser Bewertung liegt ein jährlicher Mehrerlös von 689.127,97 € zugrunde, dem ein BESS-spezifischer CAPEX von 6.560.000 € sowie laufende Betriebskosten gegenüberstehen. Die vollständige Berechnung der Zahlungsreihe über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ist im Anhang dargestellt.

Die jährliche Projektrendite dient damit als zusammenfassende Kennzahl zur wirtschaftlichen Einordnung des Basisszenarios und bildet zugleich die Grundlage für die nachfolgende Sensitivitätsanalyse.

4.2 Sensitivitätsanalyse und Wirtschaftlichkeit

Bei der Sensitivitätsanalyse werden ausgewählte Eingangsparameter systematisch variiert, um zu untersuchen, wie empfindlich die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse auf Änderungen der zugrunde gelegten Annahmen reagieren. Ausgangspunkt ist das in Kapitel 4.1 dargestellte Basisszenario. Die in Kapitel 3 beschriebene Modellstruktur bleibt dabei unverändert. Insbesondere werden die regelbasierte Betriebslogik des BESS, die Annahmen zur Prognostizierbarkeit von Abregelung und negativen Preisblöcken sowie die nachgelagerte Erlös- und Wirtschaftlichkeitsberechnung beibehalten. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich somit ausschließlich aus den variierten Eingangsgrößen. Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, den Einfluss dieser Variationen auf die Energiemengen, die Erlöse unter Berücksichtigung des Vergütungsmechanismus sowie auf die jährliche Projektrendite zu untersuchen.

Tabelle 4.2: Übersicht des vollständigen Szenarienraums der Sensitivitätsanalyse mit Variation der Spotpreiszeitreihe und des β -Parameters

Szenarien								
Basis	A	B	C	D	E	F	G	H
P (t)	P (t)	P (t)	$P_{low}(t)$	$P_{low}(t)$	$P_{low}(t)$	$P_{high}(t)$	$P_{high}(t)$	$P_{high}(t)$
$\beta = 0,25$	$\beta = 0,10$	$\beta = 0,5$	$\beta = 0,25$	$\beta = 0,10$	$\beta = 0,5$	$\beta = 0,25$	$\beta = 0,10$	$\beta = 0,5$

Tabelle 4.2 zeigt den vollständigen Szenarienraum der Sensitivitätsanalyse. Systematisch kombiniert werden dabei zwei Einflussgrößen: zum einen die verwendete Spotpreiszeitreihe mit den Varianten $P(t)$, $P_{low}(t)$ und $P_{high}(t)$, zum anderen die gewählte Speichergröße. Die Werte 0,10, 0,25 und 0,5

bezeichnen den in Kapitel 3 eingeführten Skalierungsfaktor β , mit dem die Speicherleistung relativ zur maximalen PV-Leistung dimensioniert wird. Daraus ergeben sich Speicherleistungen von 5,25 MW, 13,12 MW und 26,24 MW sowie die entsprechenden Speicherkapazitäten von 19,39 MWh, 48,46 MWh und 96,92 MWh. Das Basisszenario entspricht der Kombination aus $P(t)$ und $\beta = 0,25$. Für die Ergebnisdarstellung werden die Einflüsse beider Größen jedoch nicht gleichzeitig, sondern getrennt betrachtet. Dadurch lassen sich die Wirkungen der Sensitivitätsanalyse gegenüber dem Basisszenario eindeutig zuordnen. Zunächst wird bei unveränderter Spotpreiszeitreihe $P(t)$ die Speichergröße variiert, sodass die Szenarien A, Basis und B den isolierten Einfluss der Speicherdimensionierung abbilden. Anschließend wird bei konstanter Speichergröße $\beta = 0,25$ die Spotpreiszeitreihe variiert, sodass die Szenarien C, Basis und F den isolierten Einfluss des Spotpreinsniveaus zeigen.

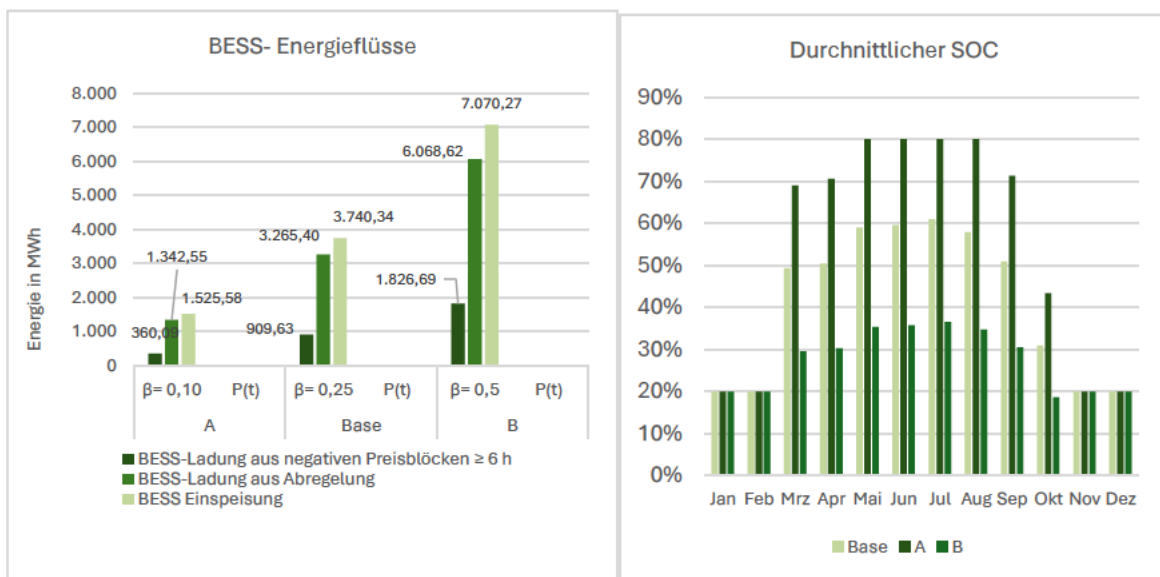


Abbildung 4.6: Einfluss der Speichergröße auf BESS-Energieflüsse und durchschnittlichen monatlichen SOC bei konstanter Spotpreiszeitreihe

Die Abbildung 4.6 zeigt, dass mit zunehmender Speichergröße die Energiebeiträge des BESS deutlich ansteigen. Sowohl die Ladung aus Abregelung als auch die Ladung aus negativen Preisblöcken nehmen von Szenario A über das Basisszenario bis zu Szenario B zu. Entsprechend erhöht sich auch die BESS-Einspeisung. Damit wird deutlich, dass eine größere Speicherkapazität grundsätzlich mehr PV-Energie zeitlich verschieben und zusätzlich nutzbar machen kann.

Der Vergleich des durchschnittlichen monatlichen SOC ergänzt diese Ergebnisse. Im Szenario A erreicht der Speicher in den ertragsstarken Monaten hohe Ladezustände und liegt zeitweise an der oberen SOC-Grenze. Dies weist darauf hin, dass die verfügbare Kapazität in dieser Variante stärker ausgelastet ist. Im Szenario B ist der durchschnittliche SOC dagegen deutlich niedriger, und die größere Speicherkapazität wird vergleichsweise wenig genutzt, was auf eine mögliche Überdimensionierung hindeuten könnte.

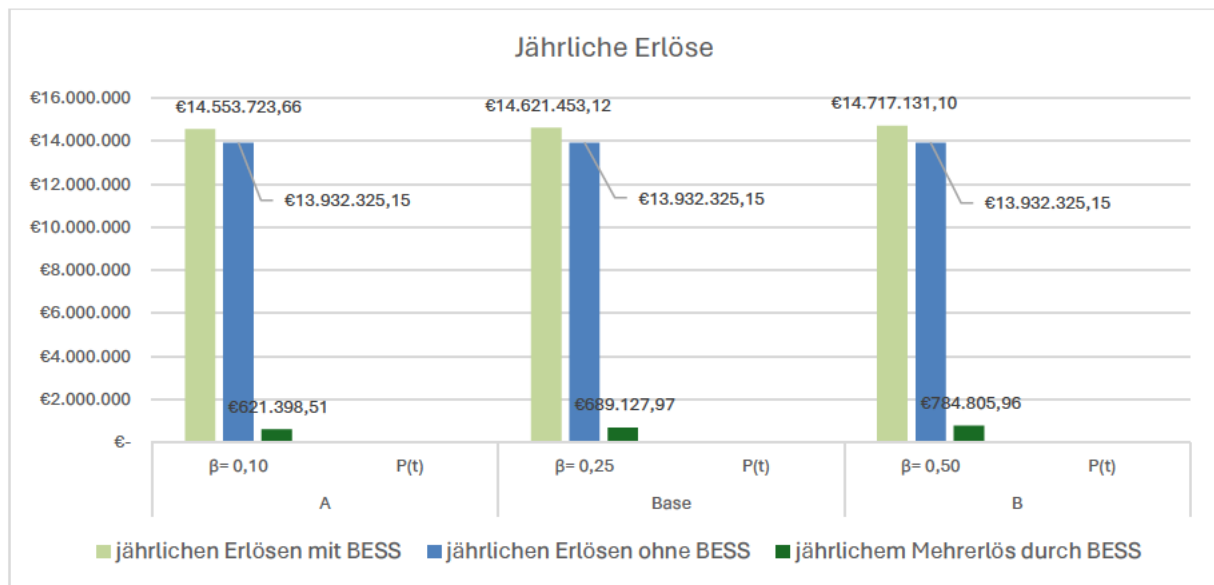


Abbildung 4.7: Einfluss der Speichergröße auf jährliche Erlöse und Mehrerlöse des BESS in den Szenarien A, Base und B

Mit zunehmender Speichergröße steigt der jährliche Mehrerlös durch das BESS von 621.398,51 € in Szenario A über 689.127,97 € im Basisszenario auf 784.805,96 € in Szenario B. Entsprechend erhöhen sich auch die jährlichen Erlöse mit BESS von 14.553.723,66 € über 14.621.453,12 € auf 14.717.131,10 €. Ursache dafür ist, dass größere Speicher mehr Energie aus Abregelung und negativen Preisblöcken aufnehmen und zeitlich verlagern können.

Tabelle 4.3: Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen und Randbedingungen der Szenarien A, Basis und B

Kennzahl	A: P (t) und $\beta = 0,10$	Base: P (t) und $\beta = 0,25$	B: P (t) und $\beta = 0,50$	Einheit
Jährlicher Mehrerlös durch BESS	621.398,51	689.127,97	784.805,96	€
CAPEX BESS	500.000	500.000	500.000	€/MW
OPEX BESS	6.000	6.000	6.000	€/MW
Leistung BESS	5,25	13,12	26,24	MW
CAPEX BESS – 2 Baujahre	2.625.000,00	6.560.000	13.120.000,00	€
Jährlicher OPEX im Startjahr	31.500	78.720	157.440	€
Inflation OPEX	2	2	2	%
Steuersatz	30	30	30	%
Betrachtungszeitraum	20	20	20	Jahre
jährliche Projektrendite	13,47	2,27	-3,9	%

Für die Wirtschaftlichkeit ist jedoch nicht die Höhe des Mehrerlöses allein entscheidend, sondern dessen Verhältnis zu den zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten. Mit wachsender Speichergröße steigen die speicherbezogenen CAPEX und OPEX deutlich an. Entsprechend sinkt die jährliche Projektrendite von 13,47 % in Szenario A auf 2,27 % im Basisszenario und wird in Szenario B mit –3,9 % negativ. Damit zeigt sich, dass größere Speicher zwar höhere Mehrerlöse ermöglichen, dies aber nicht zwangsläufig zu einer besseren Wirtschaftlichkeit führt. Unter den betrachteten Varianten weist Szenario A das günstigste Verhältnis zwischen zusätzlichem Nutzen und Kosten auf, während Szenario B trotz höherer technischer Beiträge bereits auf eine wirtschaftliche Überdimensionierung hindeutet.

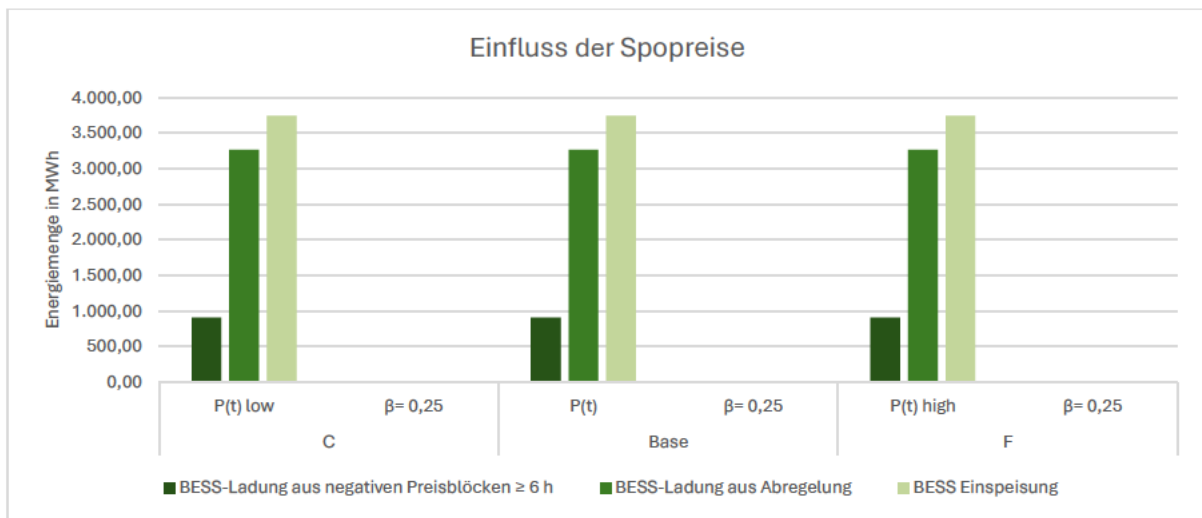


Abbildung 4.8: Einfluss der Spotpreisvariation auf die jährlichen BESS-Energieströme in den Szenarien C, Basis und F bei konstanter Speichergröße

Die Ergebnisse der Spotpreisvariation zeigen, dass die Ladung aus Abregelung, die Ladung aus negativen Preisblöcken sowie die BESS-Einspeisung auf ähnlichem Niveau bleiben. Die veränderten Spotpreisannahmen wirken sich bei konstanter Speichergröße nur geringfügig auf die technischen Energiemengen aus, jedoch deutlich auf die Erlöse und die Wirtschaftlichkeit. Wie die Abbildung der Marktwerte zeigt, steigen die anlagenspezifischen Marktwerte über weite Teile des Jahres von $P(t)_{low}$ über $P(t)$ bis zu $P(t)_{high}$. Da die Energiemengen in den drei Varianten weitgehend konstant bleiben, lassen sich die Unterschiede in den Erlösen im Wesentlichen auf diese veränderten Marktwerte zurückführen.

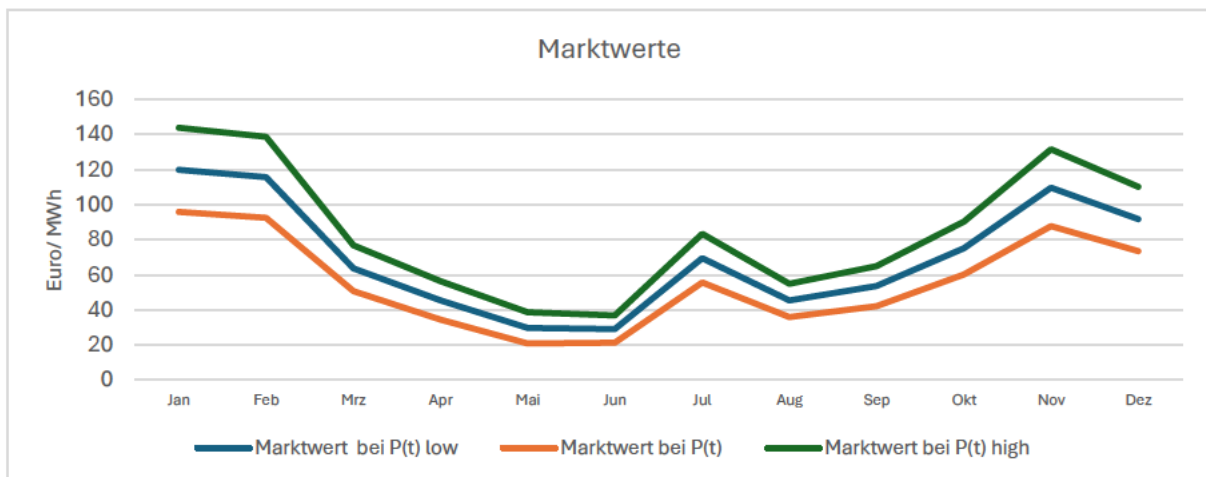


Abbildung 4.9: Monatlicher Verlauf der anlagenspezifischen Marktwerte in den Szenarien C, Basis und F bei Variation der Spotpreissetriehe und konstanter Speichergröße

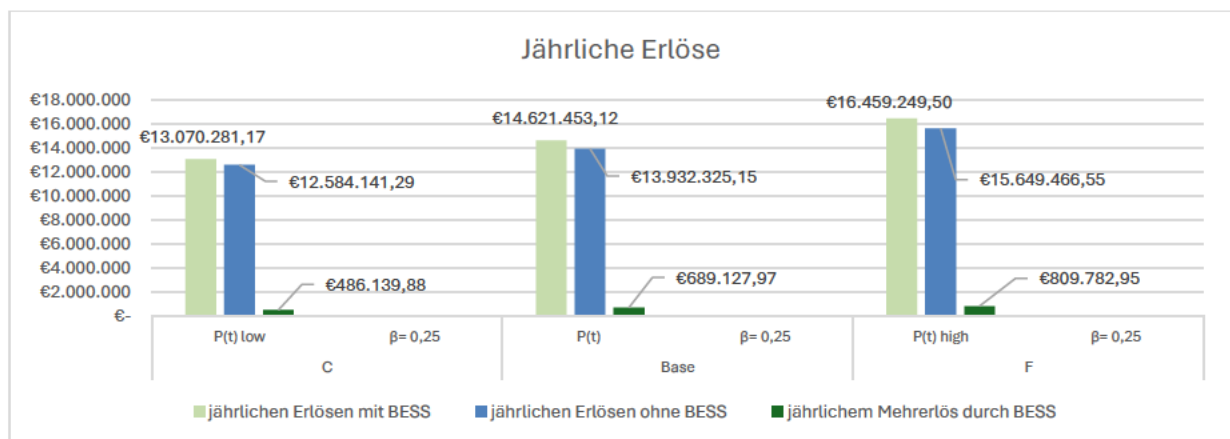


Abbildung 4.10: Vergleich der jährlichen Erlöse ohne BESS, der jährlichen Erlöse mit BESS sowie des zusätzlichen jährlichen Mehrerlöses durch das BESS in den Szenarien C, Basis und F bei Variation der Spotpreiszeitreihe

Entsprechend steigt der jährliche Mehrerlös durch das BESS von 486.139,88 € in Szenario C über 689.127,97 € im Basisszenario auf 809.782,95 € in Szenario F. Gleichzeitig erhöhen sich auch die jährlichen Erlöse mit BESS von 13.070.281,17 € über 14.621.453,12 € auf 16.459.249,50 €.

Wie die folgende Tabelle zeigt, bleiben die speicherbezogenen Investitions- und Betriebskosten in allen drei Varianten unverändert, da sie sich an derselben BESS-Größe orientieren. Aus diesem Grund ergeben sich die unterschiedlichen Projektrenditen ausschließlich aus den unterschiedlichen zusätzlichen Erlösen. Diese reichen von -1,63 % in Szenario C über 2,27 % im Basisszenario bis zu 4,20 % in Szenario F.

Tabelle 4.4: Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen und Randbedingungen der Szenarien C, Base und F

Kennzahl	C: P (t) low und $\beta = 0,25$	Base: P (t) und $\beta = 0,25$	F: P (t) high und $\beta = 0,25$	Einheit
Jährlicher Mehrerlös durch BESS	486.139,88	689.127,97	809.782,95	€
CAPEX BESS	500.000	500.000	500.000	€/MW
OPEX BESS	6.000	6.000	6.000	€/MW
Leistung BESS	13,12	13,12	13,12	MW
CAPEX BESS – 2 Baujahre	6.560.000	6.560.000	6.560.000	€
Jährlicher OPEX im Startjahr	78.720	78.720	78.720	€
Inflation OPEX	2	2	2	%
Steuersatz	30	30	30	%
Betrachtungszeitraum	20	20	20	Jahre
jährliche Projektrendite	-1,63%	2,27	4,20%	%

Die folgende Abbildung 4.11 zeigt Gesamtdarstellung der jährlichen Projektrendite fasst die Ergebnisse aller untersuchten Szenarien zusammen. Sie verdeutlicht, dass die höchsten jährlichen Projektrenditen in den Szenarien G, A und D erzielt werden. Gemeinsam ist diesen Szenarien die kleine Speichergröße $\beta = 0,10$, was auf ein besonders günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis kleiner BESS hinweist. Innerhalb dieser Speichergröße verbessert ein höheres Spotpreinsniveau die Wirtschaftlichkeit zusätzlich, sodass Szenario G die höchste Projektrendite erreicht.

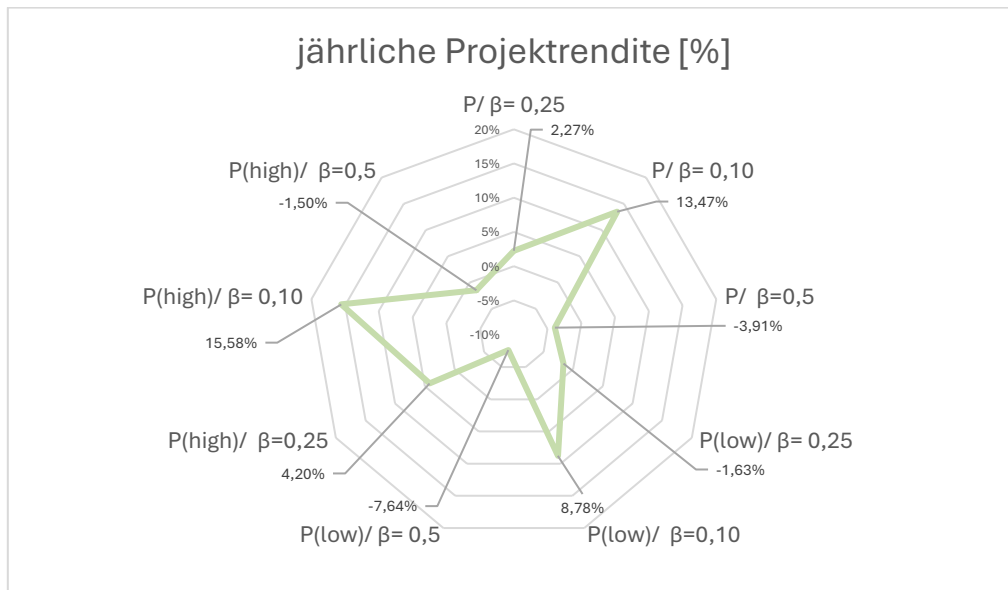


Abbildung 4.11: Gesamtdarstellung der jährlichen Projektrendite aller untersuchten Szenarien in Abhängigkeit von Spotpreiszeitreihe und Speichergröße

5 Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass die Integration eines BESS in ein bestehendes PV-Kraftwerk sowohl die technische Nutzung der erzeugten PV-Energie als auch die Vermarktungseffizienz des Gesamtsystems verbessern kann. Die wirtschaftlichen Vorteile einer Nachrüstung hängen jedoch mehrere Aspekte, die sorgfältig aufeinander abgestimmt sollten, damit ein BESS in bestehenden PV-Anlagen einen Mehrwert schaffen und realisierbar wird. Im Folgenden werden die dafür relevanten Aspekte näher diskutiert.

Hinsichtlich der Abregelung zeigt das BESS im betrachteten System einen klaren technischen Mehrwert. Im Basisszenario sinkt die abgeregelter Energiemenge von 26.239,53 MWh auf 22.974,13 MWh und damit um 3.265,40 MWh. Gleichzeitig steigt die gesamte Netzeinspeisung von 212.301,66 MWh auf 215.132,38 MWh, was einer zusätzlichen Netzeinspeisung von 2.830,72 MWh entspricht. Damit wird deutlich, dass der Speicher die tatsächliche Nutzbarkeit der erzeugten PV-Energie erhöht, indem sonst verlorengelassene Energiemengen zumindest teilweise gespeichert und zeitlich verschoben eingespeist werden.

Zugleich zeigen die Ergebnisse, dass der Speicher die Abregelung zwar deutlich mindern, aber nicht vollständig vermeiden kann. Er wirkt damit als wirksames Flexibilitätsinstrument, ohne netzbedingte Restriktionen vollständig aufzulösen.

Hinzu kommt, dass sich der Nutzen des Speichers nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt. Besonders wirksam ist er in den ertragsstarken Monaten, wenn hohe PV-Überschüsse, häufigere Abregelung und kritische Einspeisesituationen zeitlich zusammenfallen. In den Wintermonaten verbleibt der Speicher dagegen über weite Strecken nahe der unteren SOC-Grenze, was auf geringere nutzbare Überschüsse hindeutet. Der Beitrag des BESS zur Reduktion der Abregelung ist somit stark saisonabhängig und entfaltet seine größte Wirkung vor allem im Frühjahr und Sommer.

Im untersuchten Co-Location-System erfüllt das BESS eine Doppelfunktion: Einerseits reduziert es energetische Verluste infolge von Abregelung, andererseits verringert es Erlösnachteile in Phasen negativer Strompreise. Der Nutzen des Speichers liegt dabei nicht nur in der Vermeidung physischer

Energieverluste, sondern auch in der zeitlichen Verschiebung von Strommengen, die während negativer Preisphasen nur eingeschränkt wirtschaftlich vermarktet werden können. Damit ergänzt der Speicher seine technische Funktion zur Reduktion von Abregelung um eine vergütungsbezogene Funktion. Im Basisszenario werden zusätzlich 909,63 MWh aus negativen Preisblöcken von mindestens sechs Stunden in den Speicher aufgenommen. Dadurch kann vermieden werden, dass diese Energiemenge unter wirtschaftlich nachteiligen Bedingungen vermarktet wird, was zugleich zu höheren Erlösen beiträgt.

Besonders hervorzuheben ist, dass die betrachtete PV-Anlage aufgrund ihrer Inbetriebnahme im Jahr 2020 noch unter die 6-Stunden-Regel nach § 51 EEG fällt. Für neuere Anlagen wäre die Situation ohne Speicher tendenziell kritischer, da sich die maßgebliche Dauer aufeinanderfolgender negativer Preisphasen infolge regulatorischer Änderungen verkürzt hat. So galt für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2022 bereits die 4-Stunden-Regel; seit 2025 entfällt die Vergütung sogar ab der ersten negativen Viertelstunde. Dadurch dürfte der Nutzen eines Speichers zur Vermeidung vergütungsbedingter Erlösverluste in neueren PV-Anlagen tendenziell noch größer ausfallen als im hier betrachteten Fall (Clearingstelle EEG|KWKG, 2025).

Auch die Marktentwicklung spricht dafür, dass dieser Aspekt künftig weiter an Bedeutung gewinnt. Negative Strompreise im Day-Ahead-Markt stellen inzwischen ein relevantes Marktphänomen in Deutschland dar, wodurch der Bedarf an Flexibilitätsoptionen wie Kurzzeitspeichern, Lastflexibilität und Stromhandel zunimmt (Fraunhofer Energy-Charts 2025). Vor diesem Hintergrund sind die im Basisszenario aus negativen Preisblöcken aufgenommenen 909,63 MWh nicht nur als kurzfristiger Vermarktungsvorteil zu verstehen, sondern auch als Hinweis darauf, dass Speicher in PV-Anlagen zunehmend zur Begrenzung regulatorisch bedingter Erlösverluste beitragen können.

Abgesehen von den betrieblichen und vergütungsbezogenen Aspekten der Co-Location des BESS wurde in dieser Arbeit betrachtet, in welchem Umfang sich die beschriebenen Vorteile des Speichers in einer verbesserten Wirtschaftlichkeit widerspiegeln. Wie die Ergebnisse zeigen, steigen im Basisszenario die jährlichen Erlöse durch den Einsatz des BESS von 13.932.325,15 € auf 14.621.453,12 €. Daraus ergibt sich ein jährlicher Mehrerlös von 689.127,97 €, was einer Steigerung von rund 4,95 % entspricht. Unter Berücksichtigung der in der Arbeit getroffenen Kosten- und Steuerannahmen resultiert daraus eine jährliche Projektrendite von 2,27 %.

Die ermittelte Projektrendite von 2,27 % zeigt zwar, dass die Nachrüstung unter den gewählten Annahmen wirtschaftlich positiv ist, sie weist jedoch zugleich auf einen nur begrenzten wirtschaftlichen Puffer hin. Der zusätzliche jährliche Mehrerlös von 689.127,97 € muss über den Betrachtungszeitraum die speicherbezogenen Investitionskosten von 6.560.000 € sowie die laufenden Betriebskosten decken. Vor diesem Hintergrund ist das Basisszenario nicht als besonders wirtschaftlich, sondern eher als knapp vorteilhafte Lösung einzuordnen. Der zentrale Befund besteht somit darin, dass bereits ein spürbarer technischer Zusatznutzen des BESS nicht zwangsläufig zu einer hohen Rendite führt, wenn diesem erhebliche zusätzliche Kapital- und Betriebskosten gegenüberstehen.

Hinzu kommt, dass sich der wirtschaftliche Nutzen des BESS nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt. Die Ergebnisse zeigen vielmehr, dass der Mehrerlös überwiegend in wenigen Monaten entsteht, während die übrigen Monate nur geringe zusätzliche Beiträge liefern. Dies deutet darauf hin, dass die Wirtschaftlichkeit des Speichers in besonderem Maße von einzelnen Zeiträumen mit hoher PV-Erzeugung und gleichzeitig günstigen Vermarktungseffekten abhängt. Die Nachrüstung ist damit nicht nur kostenintensiv, sondern wirtschaftlich auf wenige Monate konzentriert.

Jedoch besteht ein weiterer wirtschaftlicher Vorteil der Co-Location, der in der Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht direkt berücksichtigt wurde, und zwar die gemeinsame Nutzung bestehender Netzanschlussinfrastruktur. Besant und Hamidi weisen darauf hin, dass dies die

Anschlusskosten eines co-located BESS senken kann. Gerade bei der Nachrüstung bestehender PV-Anlagen ist dieser Aspekt relevant, da der wirtschaftliche Nutzen des BESS nicht nur von den zusätzlichen Erlösen, sondern auch von vermiedenen Infrastruktur- und Projektentwicklungskosten abhängt (Besant und Hamidi 2019).

Das bedeutet, dass sich unter einer genaueren Betrachtung dieses Aspekts möglicherweise bessere jährliche Projektrenditen bei der Integration des BESS erreichen lassen, was die Integration wirtschaftlich interessanter macht.

Ein zentraler Aspekt dieser Arbeit ist die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber der Speichergröße. Größere Speicher ermöglichen zwar höhere Energiebeiträge, führen jedoch nicht zwangsläufig zu einer höheren Wirtschaftlichkeit. Mit zunehmender Speichergröße steigen sowohl die aus Abregelung und negativen Preisblöcken aufgenommenen Energiemengen als auch die BESS-Einspeisung. Gleichzeitig erhöht sich der jährliche Mehrerlös von 621.398,51 € in Szenario A über 689.127,97 € im Basisszenario auf 784.805,96 € in Szenario B. Die jährliche Projektrendite sinkt im selben Schritt jedoch von 13,47 % auf 2,27 % und schließlich auf -3,9 %. Damit wird deutlich, dass der zusätzliche technische Nutzen größerer Speicherkapazitäten durch steigende Investitions- und Betriebskosten überkompensiert werden kann. Für die betrachtete Anwendung und die zugrunde gelegte Betriebsstrategie weist daher die kleinere Speichergröße das günstigste Verhältnis von Zusatznutzen zu Zusatzkosten auf. Dies entspricht der Schlussfolgerung einer techno-ökonomischen Analyse zur optimalen Dimensionierung hybrider Solar-Batterie-Systeme, wonach eine Überdimensionierung der Batterie zu abnehmenden Erträgen führt (Smailia et al., 2025).

Ein weiterer Hinweis auf die geeignete Speichergröße ergibt sich aus dem SOC-Verlauf. In den Wintermonaten liegt der durchschnittliche monatliche Ladezustand durchgehend nahe an der unteren SOC-Grenze, während er ab dem Frühjahr deutlich ansteigt und von Mai bis August Werte von knapp 60 % erreicht. Parallel dazu treten Abregelung und negative Preisblöcke vor allem in den ertragsstarken Monaten häufiger auf. Dies zeigt, dass sich der energetische Mehrwert des Speichers auf Zeiträume konzentriert, in denen hohe PV-Erzeugung und kritische Einspeisesituationen zusammenfallen. In Szenario A erreicht der Speicher in diesen Phasen hohe Ladezustände und liegt zeitweise an der oberen SOC-Grenze, was auf eine gute Auslastung der verfügbaren Kapazität hindeutet. In Szenario B ist der durchschnittliche SOC dagegen deutlich niedriger, sodass die zusätzliche Kapazität nur teilweise genutzt wird. Dies spricht für eine wirtschaftlich und betrieblich ungünstige Überdimensionierung. Die Speichergröße sollte daher nicht allein am maximal speicherbaren Energievolumen ausgerichtet werden, sondern an der tatsächlich verfügbaren Überschussenergie, der gewählten Betriebsstrategie, den Anschlussrestriktionen und den zusätzlichen Kosten. Gerade bei Bestandsanlagen ist nicht der größtmögliche, sondern der zum Anwendungsfall passende Speicher vorteilhaft.

Auch Denholm, Eichman und Margolis (2017) zeigen, dass der wirtschaftliche Mehrwert gekoppelter PV-Batteriesysteme nicht allein aus der Co-Location selbst folgt, sondern wesentlich von der Auslegung des Gesamtsystems abhängt. Nach ihrer Analyse kann die gemeinsame Auslegung von PV und Speicher den Nettowert erhöhen, sofern Speichergröße, Konfiguration und Betriebsweise aufeinander abgestimmt sind. Dies stützt die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit: Größere Speicherkapazitäten können zwar zusätzliche Energiemengen verschieben, führen jedoch nicht zwangsläufig zu einer höheren Wirtschaftlichkeit (Denholm, Eichman und Margolis, 2017, S. vi, 23–24).

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit gelten für die hier gewählte regelbasierte Co-Location-Betriebsstrategie. Zou et al. weisen darauf hin, dass regelbasierte Strategien zwar in der Praxis gut anwendbar sind, durch ihre festen Regeln aber nur begrenzt auf unterschiedliche Preis- und Systembedingungen reagieren können. Flexiblere, optimierungsbasierte Strategien können solche Veränderungen besser berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund muss die geringere Vorteilhaftigkeit

größerer Speicher in der vorliegenden Arbeit nicht als allgemeine Grenze größerer BESS verstanden werden. Es ist daher möglich, dass größere Speicherkapazitäten bei einer stärker marktorientierten Betriebsweise wirtschaftlich besser abschneiden als unter der hier gewählten Fahrweise. (Zou et al. 2022, S. 3, 8–9).

Ein weiterer zentraler Befund in dieser Arbeit ergibt sich aus den Preisunterschieden am Markt. Bei konstanter Speichergröße bleiben die verschobenen Energiemengen bei unterschiedlichen Spotpreisen weitgehend ähnlich; die Erlöse verändern sich dagegen deutlich. Der jährliche Mehrerlös steigt von 486.139,88 € in Szenario C über 689.127,97 € im Basisszenario auf 809.782,95 € in Szenario F. Höhere Preisunterschiede am Markt führen somit zu höheren Erlösen. Bezogen auf die jährliche Projektrendite fällt dieser Effekt jedoch begrenzt aus: Sie verändert sich lediglich von –1,63 % über 2,27 % bis auf 4,20 %. Daraus folgt, dass höhere Preisunterschiede zwar die Erlössituation verbessern, die Rentabilität des Projekts insgesamt jedoch nur in begrenztem Maße erhöhen.

Auffällig ist dabei, dass sich die technischen Energiemengen trotz veränderter Spotpreisannahmen kaum ändern. Der Grund liegt in der Modellstruktur: In allen drei Szenarien bleibt die regelbasierte Betriebsstrategie unverändert, variiert wird lediglich das Spotpreinsniveau. Zudem werden negative Preisphasen im Modell nicht stufenlos nach ihrer Höhe bewertet, sondern über zusammenhängende negative Preisblöcke von mindestens sechs Stunden identifiziert. Da sich durch die Preisvariation vor allem das Preisniveau, nicht aber die grundsätzliche zeitliche Struktur dieser Blöcke verändert, entstehen bei gleicher Speichergröße nur geringe Unterschiede bei den Ladeanlässen aus negativen Preisphasen. Hinzu kommt, dass das BESS ausschließlich aus der PV-Anlage geladen wird und Abregelung in der Beladungslogik Vorrang vor negativen Preisblöcken besitzt.

Für die vorliegende Arbeit bedeutet dies, dass die Spotpreisvariation im Wesentlichen die wirtschaftliche Bewertung der verschobenen Energiemengen verändert, nicht jedoch in gleichem Maß die physische Speicherwirkung. Die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich daher vor allem aus veränderten Marktwerten der bereits verschobenen Energiemengen. Gleichzeitig bleiben die speicherbezogenen Investitions- und Betriebskosten bei gleicher Speichergröße unverändert. Dadurch kann sich die Projektrendite zwar spürbar verschieben, die grundlegende Kostenstruktur des Systems wird durch höhere Spotpreise jedoch nicht aufgehoben.

Im Vergleich zu einer preisbasierten Betriebsstrategie findet sich auch bei Zhang et al. ein ähnliches Ergebnis. Dort bringt eine preisbasierte Lastverschiebungsstrategie keinen deutlichen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der konventionellen Betriebsweise, weil die Preisunterschiede im untersuchten Markt nicht groß genug sind. Das zeigt, dass marktorientierte Speicherstrategien nur dann einen klaren Zusatznutzen bringen, wenn die Preisvolatilität ausreichend hoch ist. Für die vorliegende Arbeit stützt dies die Aussage, dass sich veränderte Spotpreise vor allem auf die Erlöse auswirken, während die Rentabilität bei einer regelbasierten Betriebsweise deutlich weniger stark reagiert (Zhang et al., 2017, S. 258–259).

Bemerkenswert ist, dass in dieser Arbeit eine Annahme getroffen wurde, die die Ergebnisse direkt beeinflusst. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Annahme, dass negative Preisblöcke sowie zukünftige Abregelungsereignisse mit ausreichender Genauigkeit prognostiziert werden können. Diese Annahme vereinfacht die Modellierung, bildet die Unsicherheiten des realen Anlagenbetriebs jedoch nur eingeschränkt ab. In der Praxis ist die vorausschauende Steuerung von Speichern mit Prognoseunsicherheiten verbunden.

Für die vorliegende Arbeit ist dies besonders relevant, weil das Lade und Entladeverhalten davon abhängt, dass kommende Ladefenster rechtzeitig erkannt werden. Prognosefehler können dazu führen, dass der Speicher zu früh entladen oder nicht rechtzeitig freigehalten wird. In diesem Fall würde das

BESS weniger abgeregelte Energie aufnehmen und auch die Verschiebung von Einspeisung aus negativen Preisblöcken könnte geringer ausfallen als im Modell. Die Ergebnisse sind daher tendenziell eher als günstige Abbildung des realen Betriebs zu verstehen.

Zudem unterliegen negative Preisblöcke und zukünftige Abregelungsereignisse unterschiedlichen Unsicherheiten. Während negative Preisphasen vor allem von Marktinformationen abhängen, werden Abregelungsereignisse zusätzlich durch Wetterverlauf, PV-Erzeugung und Netzsituation beeinflusst. Gevorgian et al. zeigen für ein AC-gekoppeltes Utility-Scale-PV-BESS-System, dass die Betriebsführung auf dem Zusammenspiel von Plant Controller, SCADA, externen Dispatch-Signalen und Solarprognosen beruht und damit in eine technisch deutlich komplexere Steuerungsumgebung eingebettet ist, als es in der vorliegenden Modellierung abgebildet wird (Gevorgian et al. 2022, S. 20–22, 42–43).

Gleichzeitig ist diese Vereinfachung methodisch vertretbar, da alle Szenarien der Arbeit auf derselben Betriebslogik und denselben Prognoseannahmen beruhen. Der relative Vergleich zwischen Speichergrößen und Spotpreisvarianten bleibt damit aussagekräftig, auch wenn die reale betriebliche Komplexität nur vereinfacht erfasst wird.

Außerdem wurden im Modell weitere Annahmen zur Vereinfachung getroffen. Erstens wird das BESS mit konstanten Wirkungsgraden und einem festen SOC-Bereich betrieben. Der gewählte SOC-Bereich ist grundsätzlich plausibel, da er einen typischen Kompromiss zwischen nutzbarer Speicherkapazität und begrenzter Batteriebeanspruchung darstellt. Zusätzlich wurde ohne Berücksichtigung von Selbstentladung und Degradation gearbeitet. Die Selbstentladung von Lithium-Akkus beträgt lediglich etwa 1 % pro Monat und ist damit vergleichsweise gering, sodass ihre Vernachlässigung im Rahmen der vorliegenden Modellierung als vertretbare Vereinfachung angesehen werden kann (Umweltbundesamt 2016, S. 95). Auch die Degradation des BESS wurde nicht explizit berücksichtigt. Dies ist für die kurzfristige Dispatch-Modellierung vertretbar, wirkt sich jedoch auf die nachgelagerte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus, da über den 20-jährigen Betrachtungszeitraum mögliche Kapazitätsverluste und ein zusätzlicher Ersatz- oder Reinvestitionsbedarf des Speichers unberücksichtigt bleiben. Dies bedeutet, dass es bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung nur die initialen BESS-spezifischen Investitionskosten sowie die laufenden Betriebskosten angesetzt werden. Die Kapazitätsdegradation von Lithium-Ionen-Speichern wird in Modell Anwendungen häufig mit rund 1,0 % pro Jahr angesetzt, wobei unter Testbedingungen auch Werte von etwa 0,2 bis 1,0 % pro Jahr beobachtet wurden (Casillas, Sandler und Cliburn 2024, S. 34–35). Diese Vereinfachungen sind im Rahmen dieser Arbeit nachvollziehbar, können die Ergebnisse jedoch tendenziell begünstigen. Insbesondere die Nichtberücksichtigung von Alterungseffekten kann dazu führen, dass die langfristige Speicherperformance und damit auch die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit günstiger erscheint als unter realen Betriebsbedingungen.

Eine weitere wesentliche Annahme betrifft den funktionalen Einsatzbereich des Speichers. Der Speicher wird im Modell ausschließlich aus der PV-Anlage geladen; zusätzliche Betriebsoptionen wie Netzlading, Regelenenergie, Redispatch oder Blindleistungsbereitstellung sind ausgeschlossen. Diese Abgrenzung ist für die Untersuchung der gewählten Co-Location-Strategie methodisch sinnvoll, begrenzt aber zugleich das technisch und wirtschaftlich abgebildete Einsatzspektrum des BESS, sodass mögliche zusätzliche Erlöspotenziale nicht berücksichtigt werden.

Eine weitere wesentliche Annahme betrifft die über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren konstant angesetzten jährlichen Zusatzerlöse. Diese Vereinfachung erleichtert die Wirtschaftlichkeitsanalyse, da mögliche Veränderungen der Erlösstruktur im Zeitverlauf unberücksichtigt bleiben. Gleichzeitig wird damit implizit unterstellt, dass das im Modell verwendete Jahr hinsichtlich PV-Erzeugung, Abregelung und Preisstruktur hinreichend repräsentativ für die

Folgejahre ist. Mögliche wetterbedingte Ertragsschwankungen, Veränderungen der Marktwerte oder weitere regulatorische Anpassungen werden auf diese Weise nicht abgebildet. Da die Betriebskosten des BESS im Modell gleichzeitig mit einer Inflationsrate von 2 % ansteigen, während die Erlöse konstant bleiben, ist diese Annahme insgesamt eher als konservativ zu bewerten. Dennoch bleibt festzuhalten, dass die langfristige Wirtschaftlichkeit in der Realität sowohl günstiger als auch ungünstiger ausfallen kann, je nachdem, wie sich Marktbedingungen, Regulierungsrahmen und reale Speicherperformance tatsächlich entwickeln.

Insgesamt zeigt die vorliegende Arbeit, dass die Integration eines Batteriespeichers in eine bestehende PV-Anlage ein grundsätzlich tragfähiger Ansatz ist, um die Nutzung des erzeugten Solarstroms zu verbessern und ihn wirtschaftlich besser zu verwerten. Der wesentliche Nutzen des BESS liegt im untersuchten System vor allem in der Reduktion von Abregelung, in der zeitlichen Verlagerung von PV-Strom aus vergütungsseitig ungünstigen Negativpreisphasen und damit in einer gezielteren Nutzung bereits erzeugter Energie. Zugleich macht die Analyse deutlich, dass dieses Potenzial nicht automatisch in eine hohe wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit übersetzt wird. Ob eine Nachrüstung sinnvoll ist, hängt vielmehr entscheidend von der tatsächlichen Überschussenergie, der gewählten Speichergröße, der Betriebsstrategie, den Marktbedingungen und den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Für das hier betrachtete System spricht die Untersuchung daher eher für eine kleine bis mittlere AC-gekoppelte Speicherlösung im Co-Location-Ansatz, während größere Speicher unter der verwendeten regelbasierten Betriebsweise keinen proportionalen wirtschaftlichen Zusatznutzen erzeugen. Damit ist die Integration eines BESS vor allem dann überzeugend, wenn Auslegung und Betriebsweise eng an die konkreten Bedingungen der Anlage angepasst werden.

6 Zusammenfassung

Deutschland steht im Zuge der Energiewende vor der Herausforderung, wachsende Mengen erneuerbarer Stromerzeugung nicht nur zu installieren, sondern auch systemdienlich und wirtschaftlich in das bestehende Energiesystem zu integrieren. Besonders die Photovoltaik gewinnt dabei weiter an Bedeutung, da sie einen zentralen Beitrag zur Dekarbonisierung des Stromsektors leisten soll. Gleichzeitig führt die zunehmende Einspeisung aus fluktuierenden Erzeugungsquellen zu neuen Anforderungen an Netzbetrieb, Marktintegration und Flexibilität. In bestehenden Photovoltaikkraftwerken zeigt sich diese Entwicklung insbesondere in Form von Abregelung, negativen Strompreisen und einer zeitlich ungleichmäßigen Verwertung des erzeugten Solarstroms. Vor diesem Hintergrund rückt die Integration von Batteriespeichersystemen in den Fokus, da sie die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Einspeisung ermöglichen und damit zur besseren Nutzung bereits vorhandener PV-Anlagen beitragen können. Die vorliegende Arbeit untersucht daher, in welchem Umfang die Integration eines Batteriespeichers in ein bestehendes Photovoltaikkraftwerk dessen Effizienz und Wirtschaftlichkeit verbessern kann.

Im Zentrum der Untersuchung steht ein Co-Location-Ansatz, bei dem Batteriespeicher und PV-Anlage an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt betrieben werden. Anders als bei einem Neubau steht dabei nicht die Planung eines vollständig neuen hybriden Systems im Vordergrund, sondern die Nachrüstung einer bereits bestehenden PV-Freiflächenanlage. Daraus ergibt sich die Frage, wie ein unter welchen Bedingungen ein Speicher in einer bestehenden Anlage sinnvoll integriert werden kann. Von besonderem Interesse ist dabei, ob ein BESS dazu beitragen kann, Abregelungsverluste zu reduzieren, Strom aus vergütungsseitig ungünstigen Negativpreisphasen zeitlich zu verschieben und dadurch zusätzliche Erlöse zu generieren. Zugleich stellt sich die Frage, ob diese technischen Vorteile

auch zu einer wirtschaftlich tragfähigen Nachrüstung führen oder ob der Nutzen des Speichers durch seine Investitions- und Betriebskosten begrenzt wird.

Zur Beantwortung dieser Fragestellung wird zunächst ein ausführlicher Grundlagenteil erarbeitet. Dieser umfasst die physikalischen und systemtechnischen Grundlagen einer netzgekoppelten PV-Freiflächenanlage, den Aufbau und die Betriebsparameter von Batteriespeichersystemen auf Basis von Lithium-Ionen-Technologie sowie die Einbindung von BESS in Photovoltaiksysteme. Dabei werden insbesondere Fragen der Dimensionierung, des Energiemanagements und der Betriebsstrategie behandelt. Ergänzend wird der Strommarkt mit seinen Preisbildungsmechanismen sowie der regulatorische Rahmen der Direktvermarktung im EEG-Kontext erläutert. Für die Arbeit ist dabei besonders relevant, dass negative Strompreise nicht nur ein Marktsignal darstellen, sondern unter bestimmten Bedingungen auch den Vergütungsanspruch beeinflussen. Darüber hinaus werden wirtschaftliche Bewertungsgrößen eingeführt, die für die spätere Einordnung der Ergebnisse entscheidend sind. Der Grundlagenteil bildet damit die Verbindung zwischen technischer Speicherintegration, regulatorischem Rahmen und ökonomischer Bewertung.

Die Untersuchung erfolgt anhand eines konkreten Fallbeispiels. Betrachtet wird eine bestehende PV-Anlage am Standort Ganzlin mit einer installierten Leistung von rund 64,14 MWp. Aus dem Netzananschlussvertrag wird eine maximal zulässige Einspeiseleistung von 74,86 MW am Netzananschlusspunkt übernommen, die in der Arbeit als technische Randbedingung für die Co-Location dient. Für die methodische Bearbeitung werden zunächst technische Unterlagen, reale Betriebsdaten sowie eine bereits vorhandene Referenzsimulation der PV-Anlage ausgewertet. Aufbauend darauf wird die Anlage mit der Software PVsyst modelliert. Mithilfe standortbezogener meteorologischer Eingangsdaten und einer definierten Anlagenkonfiguration werden stündliche Erzeugungsdaten erzeugt, die als Grundlage für die weitere Speicherbetriebsmodellierung dienen. Die Simulation bildet damit die energetische Basis der späteren Analyse.

Für die Speicherintegration wird anschließend ein Python-basiertes Dispatch-Modell entwickelt. Dabei werden die Zeitreihen der PV-Erzeugung, der Abregelung und der Spotmarktpreise auf eine 15-Minuten-Auflösung überführt. Die gewählte Betriebslogik ist regelbasiert. Der Speicher wird vorrangig dann geladen, wenn abgeregelte PV-Energie vorliegt. Erst nachrangig wird Energie aus negativen Preisblöcken aufgenommen, sofern diese mindestens sechs Stunden andauern und zugleich freie Ladeleistung sowie freie Speicherkapazität vorhanden sind. Diese Priorisierung ist fachlich dadurch begründet, dass abgeregelte Energie ohne Speicher unmittelbar verloren wäre, während Energie in negativen Preisphasen technisch weiterhin vorhanden ist, aber unter wirtschaftlich ungünstigen Bedingungen vermarktet würde. Zugleich folgt das Modell dem Ausschließlichkeitsprinzip der betrachteten Co-Location-Konfiguration: Der Speicher wird ausschließlich mit PV-Strom geladen; zusätzliche Betriebsoptionen wie Netzladung oder weitere Marktprodukte werden bewusst ausgeschlossen. Dadurch konzentriert sich die Analyse auf die konkrete betriebliche Rolle des BESS innerhalb des betrachteten Systems.

Für die Untersuchung werden drei Speichergrößen definiert. Diese ergeben sich aus unterschiedlichen Relationen zwischen Speicherleistung und PV-Leistung. Daraus entstehen Varianten mit 5,25 MW und 19,39 MWh, mit 13,12 MW und 48,46 MWh sowie mit 26,24 MW und 96,92 MWh. Das Basisszenario entspricht der mittleren Variante. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt anschließend über eine nachgelagerte Erlös- und Wirtschaftlichkeitsberechnung. Grundlage sind die im Modell bestimmten zusätzlichen Energiemengen und die daraus erzielbaren Zusatzerlöse. Für das BESS werden spezifische Investitionskosten von 500.000 €/MW, Betriebskosten von 6.000 €/MW, eine

Inflation von 2 %, ein Steuersatz von 30 % und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angesetzt. Als zusammenfassende ökonomische Kennzahl wird die jährliche Projektrendite verwendet. Aufbauend auf dem Basisszenario wird zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der Speichergröße und Spotpreiszeitreihe systematisch variiert werden.

Die Ergebnisse des Basisszenarios zeigen zunächst ein deutliches technisches Potenzial des Speichers. Im Referenzfall ohne BESS beträgt die Abregelung 26.239,53 MWh. Durch die Integration des Speichers sinkt dieser Wert auf 22.974,13 MWh. Damit werden 3.265,40 MWh an zuvor abgeregelter Energie aufgenommen und für eine spätere Nutzung verfügbar gemacht. Zusätzlich speist das BESS 3.740,34 MWh in das Netz ein, wodurch die Gesamteinspeisung der Anlage steigt. Zugleich werden 909,63 MWh aus negativen Preisblöcken von mindestens sechs Stunden in den Speicher aufgenommen. Damit erfüllt der Speicher im untersuchten System eine Doppelfunktion: Einerseits reduziert er reale energetische Verluste infolge von Abregelung, andererseits verbessert er die wirtschaftliche Verwertung von Strommengen, die in negativen Preisphasen nur eingeschränkt attraktiv eingespeist werden können. Die Analyse des SOC-Verlaufs zeigt darüber hinaus, dass der Speicher vor allem in den ertragsstarken Monaten wirksam wird, während seine Nutzung in den Wintermonaten deutlich geringer ausfällt. Die Funktion des BESS ist damit stark saisonal geprägt.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten führt das Basisszenario zu einem positiven, aber moderaten Ergebnis. Die jährlichen Erlöse steigen durch den Einsatz des BESS von 13.932.325,15 € auf 14.621.453,12 €. Daraus ergibt sich ein jährlicher Mehrerlös von 689.127,97 €, was einer Steigerung von rund 4,95 % entspricht. Auf Basis der angesetzten CAPEX-, OPEX- und Steuerannahmen resultiert daraus eine jährliche Projektrendite von 2,27 %. Die Nachrüstung ist damit nicht unwirtschaftlich, verfügt jedoch nur über einen begrenzten wirtschaftlichen Puffer. Der technische Zusatznutzen des Speichers übersetzt sich also nicht automatisch in eine hohe ökonomische Vorteilhaftigkeit. Auffällig ist außerdem, dass der Mehrerlös überwiegend in wenigen Monaten entsteht, während die übrigen Monate nur geringe zusätzliche Beiträge liefern. Die Wirtschaftlichkeit des BESS ist damit zeitlich konzentriert und hängt in besonderem Maße von Perioden mit hoher PV-Erzeugung und günstigen Vermarktungseffekten ab.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass mit zunehmender Speichergröße zwar die aufgenommenen und verschobenen Energiemengen steigen, die Wirtschaftlichkeit jedoch zurückgeht. Der jährliche Mehrerlös erhöht sich von 621.398,51 € in Szenario A über 689.127,97 € im Basisszenario auf 784.805,96 € in Szenario B. Gleichzeitig sinkt die jährliche Projektrendite von 13,47 % über 2,27 % auf -3,9 %. Größere Speicher leisten damit zwar einen höheren technischen Beitrag, werden unter der gewählten regelbasierten Betriebsstrategie aber nicht so ausgelastet, dass die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten kompensiert würden. Insbesondere der SOC-Verlauf der größten Speichergröße deutet darauf hin, dass die zusätzliche Kapazität nur teilweise genutzt wird. Für die betrachtete Anwendung ergibt sich daraus, dass nicht der größtmögliche, sondern der passend dimensionierte Speicher wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die Ergebnisse sprechen daher eher für eine kleine bis mittlere BESS-Lösung.

Bei der Variation der Spotpreiszeitreihe zeigt sich ein anderes Bild. Die aus Abregelung und negativen Preisblöcken aufgenommenen Energiemengen sowie die BESS-Einspeisung bleiben bei gleicher Speichergröße weitgehend auf ähnlichem Niveau. Deutlich verändern sich dagegen die Erlöse und die Projektrendite. Der jährliche Mehrerlös reicht von 486.139,88 € im Niedrigpreisszenario über 689.127,97 € im Basisszenario bis 809.782,95 € im Hochpreisszenario. Entsprechend verschiebt sich die Projektrendite von -1,63 % über 2,27 % auf 4,20 %. Daraus wird ersichtlich, dass die

Spotpreisvariation im Modell vor allem die wirtschaftliche Bewertung der verschobenen Energiemengen beeinflusst, nicht jedoch in gleichem Maß die physische Speicherwirkung. Die speicherbezogenen Investitions- und Betriebskosten bleiben unverändert; Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit ergeben sich daher im Wesentlichen aus den unterschiedlichen Marktwerten. Auch dieser Befund bestätigt, dass zwischen technischer Speicherwirkung und wirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit klar zu unterscheiden ist.

Die Arbeit macht zugleich deutlich, dass die Ergebnisse unter mehreren vereinfachenden Annahmen zu interpretieren sind. Dazu gehören insbesondere die angenommene Prognostizierbarkeit von Abregelungsereignissen und negativen Preisblöcken, die Nichtberücksichtigung von Speicherdegradation und möglichem Reinvestitionsbedarf sowie die Annahme konstanter jährlicher Zusatzerlöse über einen Zeitraum von 20 Jahren. Diese Vereinfachungen sind für die Modellierung und den Vergleich der Szenarien methodisch nachvollziehbar, können die Ergebnisse jedoch gegenüber realen Betriebsbedingungen tendenziell begünstigen.

Insgesamt zeigt die Untersuchung, dass die Integration eines Batteriespeichers in ein bestehendes PV-Kraftwerk technisch und betrieblich grundsätzlich sinnvoll realisierbar ist. Der Speicher kann die Nutzung bereits erzeugter Energie verbessern, indem er Abregelung reduziert und Strom aus vergütungsseitig ungünstigen Negativpreisphasen in wirtschaftlich attraktivere Zeitfenster verschiebt. Gleichzeitig verdeutlichen die Ergebnisse, dass dieser Nutzen nicht automatisch mit einer hohen wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit verbunden ist. Entscheidend sind vielmehr die vorhandene Überschussenergie, die passende Speichergröße, die gewählte Betriebsstrategie, das Marktumfeld und die regulatorischen Rahmenbedingungen. Für das betrachtete System spricht die Arbeit daher vor allem für eine kleine bis mittlere AC-gekoppelte Speicherlösung im Co-Location-Ansatz. Größere Speicher können zwar mehr Energie verschieben, erzeugen unter der hier gewählten regelbasierten Fahrweise jedoch keinen proportionalen wirtschaftlichen Zusatznutzen.

7 Quellenverzeichnis

Azakaf, K., El Magri, A., Lajouad, R., El Myasse, I. (2026). Hybrid energy storage systems in microgrids: A comprehensive review of integration strategies, stability impacts, and optimization approaches. Journal of Energy Storage, Vol. 51, Article 120338.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2026.120338>

Bahloul, M., Daoud, M., Khadem, S.K. (2024) Optimal dispatch of battery energy storage for multi-service provision in a collocated PV power plant considering battery ageing. Energy, Vol. 293, Article 130744.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130744>

Besant, A., Hamidi, V. (2019). Technical challenges in co-location of battery storage and generation plants. The Journal of Engineering. Vol. 2019, Pages 5090-5093.

<https://doi.org/10.1049/joe.2018.9347>

Brink, G. (2025). Energiewende 2.0: Innovationen für wirtschaftlichen Erfolg und eine lebenswerte Zukunft. Springer Verlag.

<https://doi.org/10.1007/978-3-658-46041-9>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020) Direkt erklärt: Energiewende – Was ist das?. Energiewende-Newsletter, 22 Juni 2020.

<https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/06/Meldung/direkt-erklaert.html> (Zugriff: 10.02.2026)

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023). Stromspeicherstrategie – Handlungsfelder und Maßnahmen für eine anhaltende Ausbaudynamik und optimale Systemintegration von Stromspeicher, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Bundesnetzagentur (2025): Solaranlagen und andere EE-Anlagen. Bundesnetzagentur-FAQ „Sind EEG-Förderzahlungen auch für die Einspeisung von zwischengespeichertem Solarstrom ins Netz möglich?“ Stand der Veröffentlichung/Aktualisierung: 10.12.2025.

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/start.html> (Zugriff: 01.03.2026)

Böttcher, J., Nagel, P. (2018). Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

<http://ebookcentral.proquest.com/lib/hawhamburg-ebooks/detail.action?docID=5156901>.

Chatzigeorgiou, N. G., Theocharides, S., Makrides, G. & Georghiou, G. E. (2024) A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector. Journal of Energy Storage, Vol. 86, Article 111192.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111192>

Clearingstelle EEG|KWKG (2025b) Welche Folge hat die Beladung eines Stromspeichers mit Graustrom für seine Einstufung als EEG-Anlage? Häufige Rechtsfrage Nr. 181, erstellt am 15.03.2019, Textfassung vom 11.09.2025.

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/181?utm>

Clearingstelle EEG|KWKG (2025): Wie wirkt es sich auf den Marktwert sowie auf die Förderung bei negativen Strompreisen aus, wenn Strom in einem Stromspeicher zwischengespeichert wird? Häufige Rechtsfrage 267, erstellt am 31.10.2025, Textfassung vom 05.11.2025.

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/267> (Zugriff: 01.03.2026)

Clearingstelle EEG|KWKG (2024): In welchen Fällen steht Anlagenbetreibern bei Redispatch-Maßnahmen eine Entschädigung zu? Häufige Rechtsfrage 162, erstellt am 02.08.2016, Textfassung vom 07.01.2024.

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/162> (Zugriff 01.03.2026)

Clearingstelle EEG|KWKG (2025): Wird die Vergütung meiner Anlage wegen negativen Preisen reduziert? Häufige Rechtsfrage 264, erstellt am 12.08.2025, Textfassung vom 13.11.2025.

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/264> (Zugriff 01.03.2026)

Denholm, P., Eichman, J., & Margolis, R. (2017). Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants. National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL/TP-6A20-68737.

<https://www.nrel.gov/publications>

Deutscher Bundestag (2022) WD 5 – 111/22: Speicherung von Strom und Flexibilitätsoptionen – Grundlagen, Marktakteure und Herausforderungen, Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags, WD 5 – 111/22, Berlin: Deutscher Bundestag.

<https://www.bundestag.de/resource/blob/922150/ef7b04eda9b6b5034876248539891467/WD-5-111-22-pdf.pdf> (Zugriff: 09.02.2026).

Energy-Charts (2025). Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2024.

https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&year=2024&legendItems=e3zc&chartColumnSorting=ascending&sum=0&partsum=1 (Zugriff: 14.11.2025).

EPEX SPOT (o. J.): Trading Products.

<https://www.epexspot.com/en/tradingproducts> (Zugriff: 15.02.2026)

Europäische Zentralbank (o. J.): Two per cent inflation target.

<https://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/pricestab/html/index.en.html> (Zugriff 15.03.2026)

European Investment Bank (2020): The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB. Luxembourg: European Investment Bank.

https://www.eib.org/files/publications/thematic/economic_appraisal_of_investment_projects_en.pdf

EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24

Gevorgian, V., Koralewicz, P., Shah, S., Mendiola, E., Wallen, R. und Villegas Pico, H. (2022) Photovoltaic Plant and Battery Energy Storage System Integration at NREL's Flatirons Campus. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-81104.

<https://docs.nrel.gov/docs/fy22osti/81104.pdf>

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023). Gesetze im Internet. https://www.gesetze-im-internet.de/eeeg_2014/_1.html (Zugriff: 5. Februar 2026).

Hesse, H. C., Schimpe, M., Kucevic, D. & Jossen, A. (2017). Lithium-ion battery storage for the grid – a review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids, *Energies* 2017, 10, 2107.

<https://doi.org/10.3390/en10122107>

Jeddi, S. (2025) Grid Connection Sizing of Hybrid PV-Battery Systems. EWI Working Paper. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/06/EWI_WP_25-05_Grid_Connection_Sizing_of_Hybrid_PV-Battery_Systems_Samir-Jeddi.pdf

Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2020). Erneuerbare Energien: Systemtechnik Wirtschaftlichkeit Umweltaspekte. 4. Aufl, Springer Verlag.

<https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446474291>

Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V. und Thomsen, J. (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Study_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

Luo, X., Wang, J., Dooner, M. & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, pp. 511–520.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>

Maka, O. M., Chaudhary, T.N. (2024) Performance investigation of solar photovoltaik systems integrated with battery energy storage. *Journal of Energy Storage*, Vol. 84, Article 110784.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2024.110784>

Mertens, K. (2022). Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen Technologie und Praxis. 6. Aufl, München, Hanser Verlag.

<https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446474291>

Oeltz, D. & Pflingsten, T. (2021) Rolling intrinsic for battery valuation in day-ahead and intraday markets, Sankt Augustin: Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen (SCAI). https://www.scai.fraunhofer.de/content/dam/scai/de/downloads/computational-finance/SCAI_CF-Paper.pdf (Zugriff: 15.02. 2026).

Ölmez, M.E., Ari, I. und Tuzkaya, G. (2024) 'A comprehensive review of the impacts of energy storage on power markets'. *Journal of Energy Storage*, 92, S. 112427.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112427>.

Priya, P., Stonier, A.A. (2025) Advancements in maximum power point tracking (MPPT) techniques for solar photovoltaic (PV) applications: A comprehensive review. *Energy Conversion and Management*: X, Vol. 29, Article 101438.

<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101438>

PwC (2026): Germany – Corporate – Taxes on corporate income., zuletzt geprüft am 19.01.2026.

<https://taxsummaries.pwc.com/germany/corporate/taxes-on-corporate-income> (Zugriff 15.03.2026)

Ren, H., Zhao, Y., Chen, S. & Wang, T. (2018) Design and implementation of a battery management system with active charge balance based on the SOC and SOH online estimation. *Energy*, Vol. 166, pp. 908–917.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.133>

Schleifer, A.H., Murphy, C.A., Cole, W.J. und Denholm, P. (2022): ‘Exploring the design space of PV-plus-battery system configurations under evolving grid conditions’, *Applied Energy*, 308, 118339.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261921015890>

SMARD (o. J.) Negative Großhandelspreise, SMARD-Wiki.

<https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/105414/negative-grosshandelspreise> (Zugriff: 10.02.2026).

Siddiqui, A und Asim, M. (2025). Advancement, challenges and solutions of PV integrated battery energy storage systems: A review. *Journal of Energy Storage*, Vol. 132, Article 117996.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2025.117996>

Sterner, M., Stadler, I. (2018). *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*. 4. Aufl, Springer Verlag.

<https://doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>

Sun, Q., Zheng, H., Zhao, Z., Fan, M., Wang, X. & Shi, Y. (2026) Negative electricity prices in electricity markets: Causes, impacts, and response strategies, *Global Energy Interconnection*, in press.

<https://doi.org/10.1016/j.gloi.2025.12.004>

Tasneem, O., Tasneem, H. & Xian, X. (2025) Lithium-ion battery technologies for grid-scale renewable energy storage. *Next Research*, Vol.2, Article 100297.

<https://doi.org/10.1016/j.nexres.2025.100297>

Tejero-Gómez, J.A.; Bayod-Rújula, Á.A. (2024). Sizing Battery Energy Storage Systems for Firming PV Power including Aging Analysis. *Energies* 2024, 17, 1485

<https://doi.org/10.3390/en17061485>

Umweltbundesamt (2021). *Klima und Treibhauseffekt*, Umweltbundesamt.

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimawandel/klima-treibhauseffekt#grundlagen>

Umweltbundesamt (2025). *Zu erwartende Klimaänderungen bis 2100*, Umweltbundesamt.

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimawandel/zu-erwartende-klimaaenderungen-bis-2100>

Umweltbundesamt (2023). *Erneuerbare-Energien-Gesetz*, Umweltbundesamt.

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz>

Umweltbundesamt (o.J.). *Strom aus erneuerbaren Energien*.

<https://www.umweltbundesamt.de/bild/stromerzeugung-aus-erneuerbaren-energien-2024>

Zhao, C., Andersen, P. B., Træholt, C. & Hashemi, S. M. (2023). Grid-connected battery energy storage system: A review on application and integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 182, Article 113400.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400>

Zhang, Y., Lundblad, A., Campana, P.E., Benavente, F. und Yan, J. (2017). Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: A case study in Sweden. *Energy Conversion and Management*, 133, S. 249–263.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.060>

Zou, B., Peng, J., Li, S., Li, Y., Yan, J. und Yang, H. (2022) Comparative study of the dynamic programming-based and rule-based operation strategies for grid-connected PV-battery systems of office buildings. *Applied Energy*, 305, 117875.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117875>

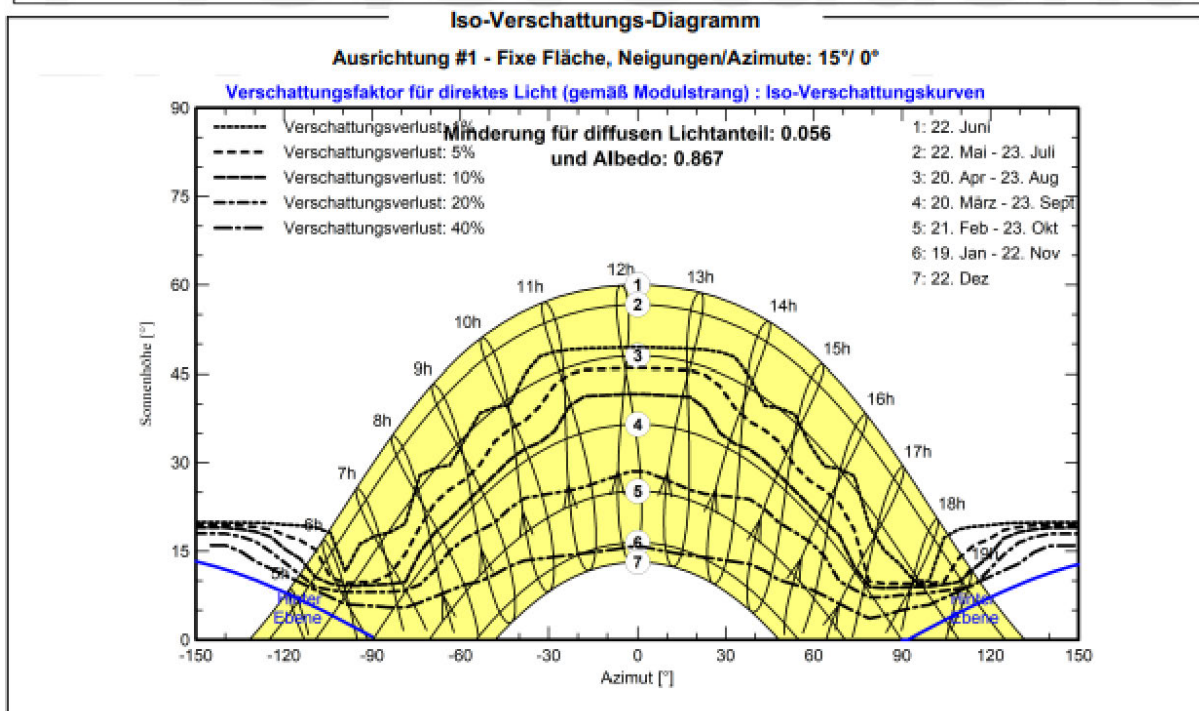
A Anhang

A.1: Ergebnisse aus der Pvsyst-Simulation (das angezeigte Jahr 2013 ist ein Referenz- bzw. Platzhalterjahr, das Pvsyst automatisch setzt)

Zusammenfassung Projekt			
Geografischer Standort Ganzlin Deutschland	Lage		
	Breitengrad	53.38 °(N)	
	Längengrad	12.27 °(E)	
	Höhe	74 m	
Wetterdaten Marnitz Custom file - Imported	Zeitzone	UTC+1	
	Projektparameter	Albedo	0.20

Systemübersicht			
Netz gekoppeltes System		Ground system (tables) on a terrain	
Ausrichtung #1		Nahverschattungen	Eigenbedarf
Fixe Fläche		Gemäß Modulstrang : Schnell (Tabelle)	Feste konstante Last
Neigung/Azimut	15 / 0 °	Elektrische Auswirkung	100 %
			886 MWh/Jahr
Systeminformation		Wechselrichter	
PV-Feld		Anzahl der Einheiten	512 Einheiten
Anzahl der Module	165510 Einheiten	Gesamtleistung	53760 kVA
Pnenn Total	64.14 MWp	Einspeisebeschränkung	74.86 MWac
		Grid lim. Pnom ratio	0.857

Zusammenfassung der Ergebnisse			
Erzeugte Energie	59635 MWh/Jahr	Produzierbar	930 kWh/kWp/Jahr
Genutzte Energie	886 MWh/Jahr	Perf. Ratio PR	82.06 %
Scheinenergie ins Netz	64022 MVAh/Jahr	Sonnenanteil SF	47.57 %

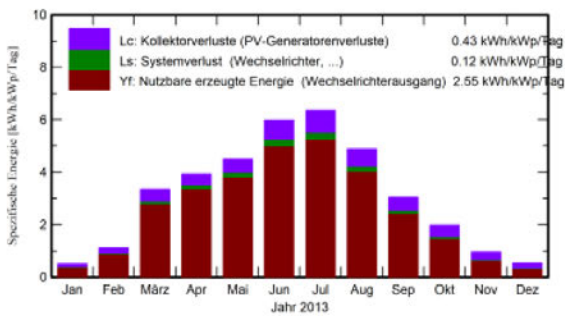


Hauptergebnisse

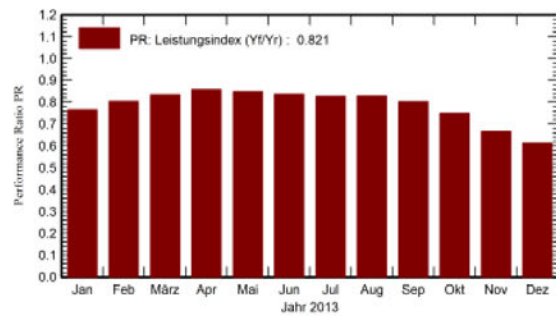
Systemproduktion

Erzeugte Energie	59635 MWh/Jahr	Produzierbar	930 kWh/kWp/Jahr
Genutzte Energie	886 MWh/Jahr	Perf. Ratio PR	82.06 %
Scheinenergie ins Netz	64022 MVAh/Jahr	Sonnenanteil SF	47.57 %

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp)



Performance Ratio PR



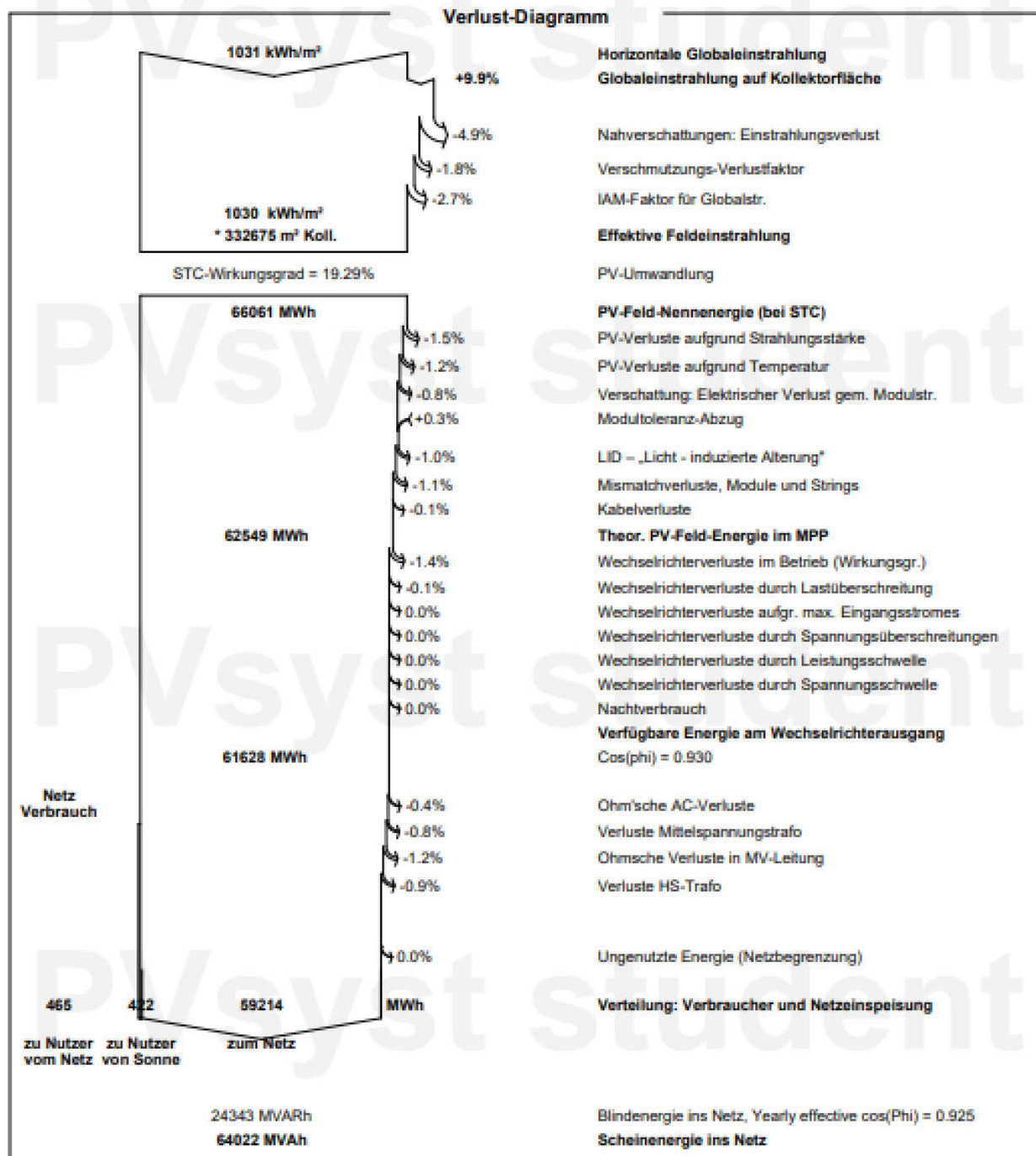
Bilanzen und Hauptergebnisse

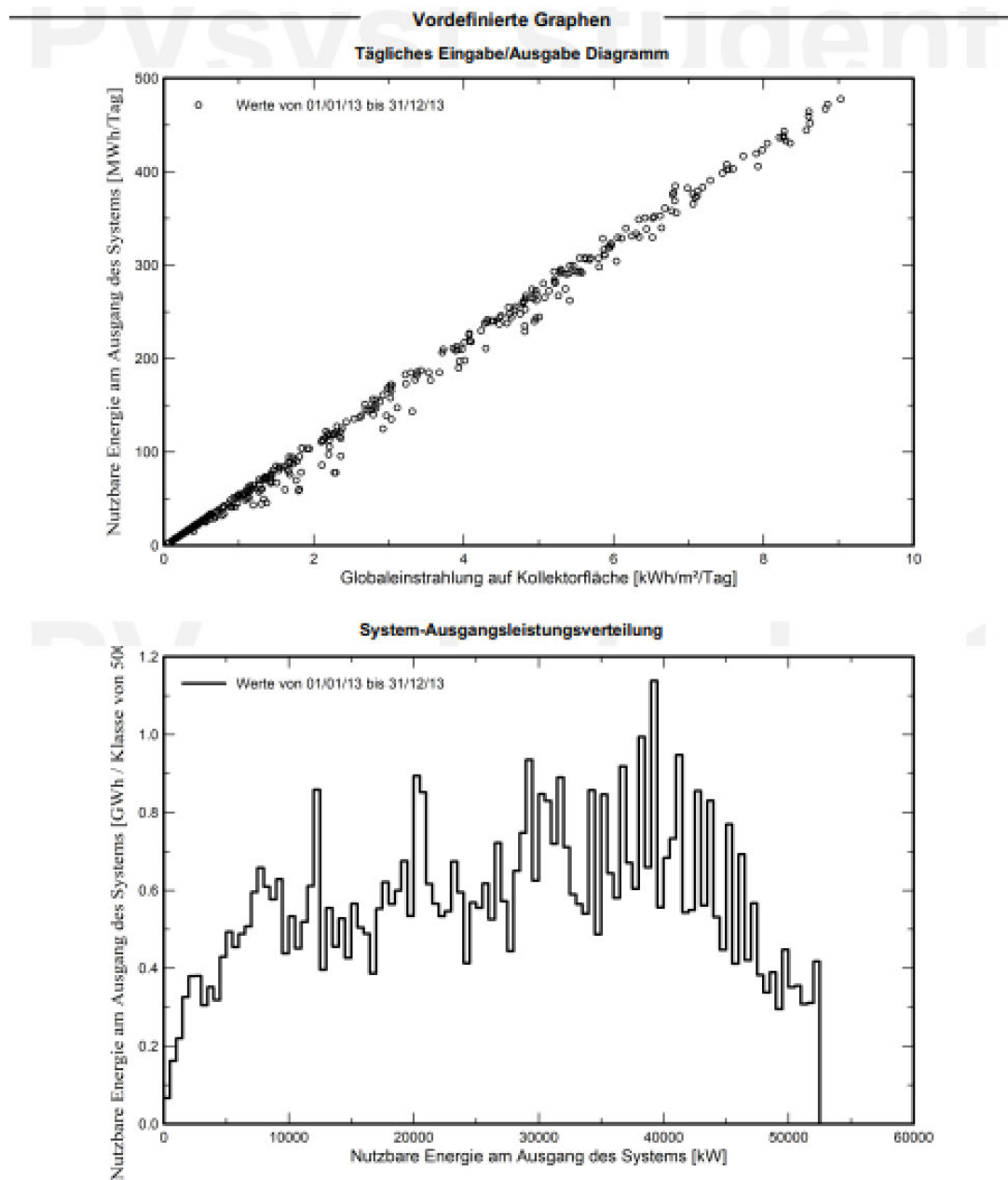
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR Verhältnis	E_Grid MWh	E_Grid MWh
Jan. 13	14.0	12.98	0.05	15.4	12.6	802	734	0.765	54.1	54.1
Feb. 13	27.7	23.61	-0.44	31.1	26.1	1676	1577	0.804	42.7	42.7
März. 13	87.5	52.15	-1.23	103.5	90.6	5775	5505	0.835	39.5	39.5
Apr. 13	107.5	63.25	7.67	117.9	109.1	6784	6448	0.858	31.7	31.7
Mai 13	132.5	72.81	13.17	139.7	130.7	7976	7560	0.849	28.5	28.5
Jun. 13	174.0	80.91	16.06	179.5	168.5	10120	9582	0.836	23.9	23.9
Jul. 13	187.1	77.98	19.55	197.0	185.8	10985	10397	0.827	26.3	26.3
Aug. 13	139.0	69.68	18.26	151.2	141.1	8417	7989	0.829	30.9	30.9
Sept. 13	79.5	43.57	12.84	91.5	82.1	4921	4671	0.803	36.6	36.6
Okt. 13	49.2	29.44	11.00	61.2	50.7	3078	2916	0.750	44.4	44.4
Nov. 13	21.3	14.60	5.18	28.8	21.1	1294	1209	0.667	50.1	50.1
Dez. 13	11.8	8.87	4.45	16.3	11.2	687	624	0.614	56.0	56.0
Jahr	1031.2	549.85	8.94	1133.1	1029.6	62513	59214	0.821	464.6	464.6

Legenden

GlobHor	Horizontale Globaleinstrahlung
DiffHor	Horizontale diffuse Einstrahlung
T_Amb	Umgebungstemperatur
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)

EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
PR	Wirkungsgradfaktor
E_Grid	Energie von Netz
E_Grid	Energie von Netz





A.2: Pseudocode der im Modell verwendeten Betriebslogik des BESS

```

...
... Für jedes 15-Minuten-Intervall t:
... 1. Lese PV(t), Abregelung(t), Spotpreis(t), SOC(t)
... 2. Lade BESS vorrangig aus Abregelung
... 3. Falls freie Ladeleistung/Kapazität vorhanden:
...     Lade zusätzlich aus PV bei negativem Preisblock ≥ 6 h
... 4. Berechne direkte PV-Einspeisung und verbleibende Abregelung
... 5. Bestimme nächstes Ladefenster
... 6. Berechne Ziel-SOC
... 7. Falls keine Ladung, keine Abregelung, Spotpreis > 0 und SOC > Ziel-SOC:
...     Entlade BESS
... 8. Beachte Netzanschlussgrenze
... 9. Schreibe SOC fort
... 10. Speichere Outputs|

```

A.3: Python Outputs – Energiemengen – Erlösberechnung

Base Case: PV ohne							Vergütung Base Case: PV ohne									
monat	ung_ohne_mwh	abregelung_ohne_mwh	eise_6h_blo_ohne_mwh	neg_preis_ohne_mwh	bess_einspeisung_mwh	olar_ohne_eur_mwh	an. Wert in Euro/MWh	Einspeisung ohne neg. Std. in MWh	Abregelung ohne neg. Std. in MWh	BESS Einspeisung in MWh	Gesamt in MWh	Erlös in Euro	Preise >= 6h in Euro	Während neg Std. in	Gesamt Erlöse	Zusätzlich * Erlös(mit) - Erlös(ohne)
2025-01	3.018,70	0,00	31,17	0,00	0,00	118,77	55,80	2.967,53	0,00	0,00	2.967,53	354.825,70	3.702,32	0,00	358.528,02	-4,69
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	115,63	55,80	6.410,91	0,00	0,00	6.410,91	741.295,08	0,00	0,00	741.295,08	0,00
2025-03	21.136,80	1.026,01	1.016,71	24,30	0,00	61,43	55,80	20.122,08	1.001,71	0,00	21.123,79	1.297.604,06	62.455,07	1.492,51	1.361.551,64	-12.425,85
2025-04	23.884,42	2.070,69	2.037,31	729,93	0,00	40,57	55,80	21.847,11	1.340,75	0,00	23.187,87	1.293.882,89	82.662,82	29.613,09	1.406.148,80	-1.077,22
2025-05	26.497,76	3.928,69	8.214,30	2.336,40	0,00	22,61	55,80	18.283,46	1.592,29	0,00	19.875,74	1.109.066,45	185.705,54	52.820,39	1.347.592,37	-26.059,51
2025-06	31.740,59	6.785,02	10.708,07	4.400,08	0,00	21,58	55,80	21.032,52	2.384,94	0,00	23.417,45	1.306.693,93	231.122,52	94.971,13	1.632.787,58	-14.073,19
2025-07	33.946,12	7.837,11	501,55	246,98	0,00	64,78	55,80	33.444,58	7.590,12	0,00	41.034,70	2.658.423,29	32.492,54	16.000,75	2.706.916,58	-1.117,28
2025-08	28.634,20	3.500,61	4.763,63	758,47	0,00	40,00	55,80	23.070,57	2.742,34	0,00	26.612,91	1.485.000,13	190.545,38	30.338,86	1.705.884,37	-2.442,16
2025-09	17.842,18	987,26	2.235,77	291,29	0,00	48,86	55,80	15.606,40	695,96	0,00	16.302,37	909.672,06	109.246,23	14.233,46	1.033.151,74	0,00
2025-10	11.685,10	103,96	1.072,31	14,14	0,00	73,08	55,80	10.612,79	89,82	0,00	10.702,61	782.194,03	78.369,14	1.033,34	861.596,52	0,00
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,67	55,80	4.929,00	0,00	0,00	4.929,00	540.317,05	0,00	0,00	540.317,05	0,00
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	91,91	55,80	2.573,90	0,00	0,00	2.573,90	236.555,39	0,00	0,00	236.555,39	0,00
	212.301,66	26.239,53	30.580,83	8.801,60	0,00	808,85									13.932.325,15	

Base Case: P, 0,25							Vergütung Base Case: P, 0,25									
monat	pv_direktkein speisung_mwh	verbleibende abregelung_mwh	negative_preis_eise_6h_blo_ohne_mwh	neg_preis_ohne_mwh	bess_einspeisung_mwh	ess_und_sol_olar_eur_mwh	an. Wert in Euro/MWh	Einspeisung ohne neg. Std. in MWh	Abregelung ohne neg. Std. in MWh	BESS Einspeisung in MWh	Gesamt in MWh	Erlös in Euro	Negative Preise >= 6h in Euro	Während neg Std. in	Gesamt Erlöse	Zusätzlich * Erlös(mit) - Erlös(ohne)
2025-01	2.988,09	0,00	0,57	0,00	0,79	119,96	55,80	2.967,53	0,00	0,79	2.988,32	358.465,62	67,90	0,00	358.533,53	5,51
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	115,73	55,80	6.410,91	0,00	0,00	6.410,91	741.949,27	0,00	0,00	741.949,27	0,00
2025-03	21.077,58	758,70	684,73	0,25	323,32	63,79	55,80	20.192,85	758,45	323,32	21.274,62	1.357.161,71	56.439,07	16,08	1.413.616,86	-12.425,85
2025-04	23.766,37	1.745,14	1.571,72	690,59	400,36	45,54	55,80	22.194,65	1.054,54	400,36	23.649,55	1.319.644,80	71.573,74	31.448,73	1.422.667,27	-16.518,47
2025-05	26.300,55	3.452,53	5.715,40	2.149,58	607,71	29,84	55,80	20.585,15	1.302,95	607,71	22.495,82	1.255.266,55	170.549,33	64.144,09	1.489.959,96	-142.367,59
2025-06	31.552,86	6.244,11	7.339,31	4.211,19	657,59	29,15	55,80	24.213,56	2.032,92	657,59	26.904,07	1.501.246,98	213.908,09	122.737,43	1.837.892,50	-205.104,92
2025-07	33.928,64	7.068,30	348,29	233,86	709,63	69,53	55,80	33.580,35	6.834,44	709,63	41.124,41	2.859.311,31	24.216,02	16.260,12	2.899.787,46	-192.870,87
2025-08	28.533,63	2.907,80	3.112,06	701,65	599,06	45,47	55,80	25.421,56	2.206,15	599,06	28.226,77	1.575.053,93	141.502,41	31.903,14	1.748.459,48	-42.575,11
2025-09	17.737,24	767,84	1.715,46	269,92	303,85	53,64	55,80	16.021,77	497,92	303,85	16.823,55	938.753,90	92.015,02	14.478,02	1.045.246,54	-12.095,20
2025-10	11.593,28	29,70	821,52	14,14	138,04	75,31	55,80	10.771,76	15,57	138,04	10.925,37	822.797,78	61.869,14	1.064,82	885.731,74	-24.135,23
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,77	55,80	4.929,00	0,00	0,00	4.929,00	541.052,73	0,00	0,00	541.052,73	735,68
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	91,91	55,80	2.573,90	0,00	0,00	2.573,90	236.555,39	0,00	0,00	236.555,39	0,00
	211.392,04	22.974,13	21.509,05	8.271,18	3.740,34	849,63									14.621.453,12	689.127,97

A: P, 0,10							Vergütung A: P, 0,10									
monat	pv_direktkein speisung_mwh	verbleibende abregelung_mwh	negative_preis_eise_6h_blo_ohne_mwh	neg_preis_ohne_mwh	bess_einspeisung_mwh	ess_und_sol_olar_eur_mwh	an. Wert in Euro/MWh	Einspeisung ohne neg. Std. in MWh	Abregelung ohne neg. Std. in MWh	BESS Einspeisung in MWh	Gesamt in MWh	Erlös in Euro	Negative Preise >= 6h in Euro	Während neg Std. in	Gesamt Erlöse	Zusätzlich * Erlös(mit) - Erlös(ohne)
2025-01	3.006,46	0,00	18,93	0,00	0,79	119,22	55,80	2.967,53	0,00	0,79	2.988,32	356.271,99	2.256,85	0,00	358.528,84	-4,69
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	115,73	55,80	6.410,91	0,00	0,00	6.410,91	741.949,27	0,00	0,00	741.949,27	0,00
2025-03	21.114,31	909,69	904,16	17,30	137,33	63,23	55,80	20.210,15	892,39	137,33	21.239,87	1.342.930,09	57.166,95	1.093,96	1.401.191,00	-12.425,85
2025-04	23.837,20	1.934,09	1.634,68	714,20	165,90	44,86	55,80	22.202,52	1.219,89	165,90	23.588,31	1.316.227,74	73.325,91	32.036,40	1.421.590,05	-1.077,22
2025-05	26.419,06	3.738,05	5.791,14	2.264,54	243,08	28,82	55,80	20.627,92	1.473,51	243,08	22.344,51	1.246.823,42	166.922,06	65.272,41	1.479.017,89	-10.542,07
2025-06	31.689,09	6.583,38	7.366,90	4.323,16	284,56	28,06	55,80	24.302,18	2.240,22	284,56	26.806,96	1.495.828,28	206.685,00	121.296,03	1.823.819,31	-14.073,19
2025-07	33.939,13	7.522,29	356,16	241,74	290,44	68,83	55,80	33.582,97	7.280,55	290,44	41.153,96	2.832.575,42	24.514,19	16.638,34	2.873.727,54	-26.059,51
2025-08	28.593,97	3.259,45	3.127,34	735,74	243,80	44,69	55,80	25.466,63	2.523,71	243,80	28.234,14	1.575.465,28	140.380,62	33.026,09	1.748.871,99	-412,51
2025-09	17.890,20	895,82	1.760,20	283,03	124,43	52,84	55,80	16.940,00	612,79	124,43	17.777,21	936.168,22	93.006,56	14.354,88	1.044.129,66	-1.117,28
2025-10	11.646,37	74,23	876,61	14,14	55,24	75,00	55,80	10.771,76	60,09	55,24	10.887,09	816.487,13	65.742,08	1.060,37	883.289,58	-2.442,16
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,77	55,80	4.929,00	0,00	0,00	4.929,00	541.052,73	0,00	0,00	541.052,73	0,00
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	91,91	55,80	2.573,90	0,00	0,00	2.573,90	236.555,39	0,00	0,00	236.555,39	0,00
	211.941,58	24.896,98	21.836,12	8.593,85	1.525,58	843,14									14.558.723,66	67.729,47

B: P, 0,5										
monat	pv_direktein speisung_m h	verbleibend e_abregelun g_mwh	negative_pr eise_gh_blo ck_mit_bess m_mwh	abregelun g_mwh	neg_preis_ mit_bess_m wh	bess_einspe isung_mwh	ess_und_sol ar_eur_mwh	marktwert_b		
2025-01	2.987,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,01			
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,73			
2025-03	21.016,37	578,77	849,09	0,00	542,25	64,47				
2025-04	23.640,74	1.485,00	1.464,85	649,46	748,51	46,60				
2025-05	26.099,28	3.009,23	5.577,38	1.953,95	1.189,43	31,56				
2025-06	31.341,78	5.745,92	7.261,26	4.018,53	1.297,71	30,98				
2025-07	33.911,15	6.390,38	335,17	220,74	1.337,23	70,48				
2025-08	28.430,57	2.378,28	3.077,41	641,39	1.142,33	46,52				
2025-09	17.632,30	569,19	1.636,09	248,07	582,26	55,00				
2025-10	11.501,46	14,14	729,70	14,14	230,54	75,58				
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,77				
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	91,91				
	210.474,98	20.170,91	20.930,96	7.746,29	7.070,27	858,61				

C: P(low), 0,25										
monat	pv_direktein speisung_m h	verbleibend e_abregelun g_mwh	negative_pr eise_gh_blo ck_mit_bess m_mwh	abregelun g_mwh	neg_preis_ mit_bess_m wh	bess_einspe isung_mwh	ess_und_sol ar_eur_mwh	marktwert_b		
2025-01	2.988,09	0,00	0,57	0,00	0,79	95,96				
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	92,59				
2025-03	21.077,58	758,70	884,73	0,25	323,32	50,78				
2025-04	23.766,37	1.745,14	1.571,72	690,59	400,36	34,59				
2025-05	26.300,55	3.452,53	5.715,40	2.149,58	607,71	20,91				
2025-06	31.552,86	6.244,11	7.339,31	4.211,19	657,59	21,37				
2025-07	33.928,64	7.068,30	348,29	233,86	709,63	55,61				
2025-08	28.533,63	2.907,80	3.112,06	701,65	599,06	35,91				
2025-09	17.737,24	767,84	1.715,46	269,92	303,85	42,22				
2025-10	11.593,28	29,70	821,52	14,14	138,04	60,23				
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,82				
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	73,52				
	211.392,04	22.974,13	21.509,05	8.271,18	3.740,34	671,51				

D: P(low), 0,10										
monat	pv_direktein speisung_m h	verbleibend e_abregelun g_mwh	negative_pr eise_gh_blo ck_mit_bess m_mwh	abregelun g_mwh	neg_preis_ mit_bess_m wh	bess_einspe isung_mwh	ess_und_sol ar_eur_mwh	marktwert_b		
2025-01	3.006,46	0,00	18,93	0,00	0,79	95,38				
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	92,59				
2025-03	21.114,31	909,69	904,16	17,30	137,33	50,32				
2025-04	23.837,20	1.934,09	1.634,68	714,20	165,90	34,00				
2025-05	26.419,06	3.738,05	5.791,14	2.264,54	243,08	20,04				
2025-06	31.669,09	6.563,38	7.366,90	4.323,16	264,56	20,47				
2025-07	33.939,13	7.522,29	356,16	241,74	290,44	55,05				
2025-08	28.593,97	3.259,45	3.127,34	735,74	243,80	35,44				
2025-09	17.800,20	895,82	1.760,20	283,03	124,43	41,57				
2025-10	11.648,57	74,23	876,61	14,14	55,24	59,97				
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,82				
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	73,52				
	211.941,58	24.896,98	21.836,12	8.593,85	1.525,58	666,18				

E: P(low), 0,5										
monat	pv_direktein speisung_m h	verbleibend e_abregelun g_mwh	negative_pr eise_gh_blo ck_mit_bess m_mwh	abregelun g_mwh	neg_preis_ mit_bess_m wh	bess_einspe isung_mwh	ess_und_sol ar_eur_mwh	marktwert_b		
2025-01	2.987,53	0,00	0,00	0,00	0,00	96,01				
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	92,59				
2025-03	21.016,37	578,77	849,09	0,00	542,25	51,32				
2025-04	23.640,74	1.485,00	1.464,85	649,46	748,51	35,49				
2025-05	26.099,28	3.009,23	5.577,38	1.953,95	1.189,43	22,36				
2025-06	31.341,78	5.745,92	7.261,26	4.018,53	1.297,71	22,59				
2025-07	33.911,15	6.390,38	335,17	220,74	1.337,23	66,87				
2025-08	28.430,57	2.378,28	3.077,41	641,39	1.142,33	36,77				
2025-09	17.632,30	569,19	1.636,09	248,07	582,26	43,33				
2025-10	11.501,46	14,14	729,70	14,14	230,54	60,44				
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,82				
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	73,52				
	210.474,98	20.170,91	20.930,96	7.746,29	7.070,27	678,92				

F: P(high), 0,25										
monat	pv_direktein speisung_m h	verbleibend e_abregelun g_mwh	negative_pr eise_gh_blo ck_mit_bess m_mwh	abregelun g_mwh	neg_preis_ mit_bess_m wh	bess_einspe isung_mwh	ess_und_sol ar_eur_mwh	marktwert_b		
2025-01	2.988,09	0,00	0,57	0,00	0,79	143,95				
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	138,88				
2025-03	21.077,58	758,70	884,73	0,25	323,32	76,61				
2025-04	23.766,37	1.745,14	1.571,72	690,59	400,36	36,49				
2025-05	26.300,55	3.452,53	5.715,40	2.149,58	607,71	38,77				
2025-06	31.552,86	6.244,11	7.339,31	4.211,19	657,59	36,92				
2025-07	33.928,64	7.068,30	348,29	233,86	709,63	83,45				
2025-08	28.533,63	2.907,80	3.112,06	701,65	599,06	58,02				
2025-09	17.737,24	767,84	1.715,46	269,92	303,85	65,05				
2025-10	11.593,28	29,70	821,52	14,14	138,04	90,40				
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	131,72				
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29				
	211.392,04	22.974,13	21.509,05	8.271,18	3.740,34	1.027,74				

G: P(high), 0,10										
monat	pv_direktein speisung_m h	verbleibend e_abregelun g_mwh	negative_pr eise_gh_blo ck_mit_bess m_mwh	abregelun g_mwh	neg_preis_ mit_bess_m wh	bess_einspe isung_mwh	ess_und_sol ar_eur_mwh	marktwert_b		
2025-01	3.006,46	0,00	18,93	0,00	0,79	143,07				
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	138,88				
2025-03	21.114,31	909,69	904,16	17,30	137,33	76,13				
2025-04	23.837,20	1.934,09	1.634,68	714,20	165,90	55,71				
2025-05	26.419,06	3.738,05	5.791,14	2.264,54	243,08	37,60				
2025-06	31.669,09	6.563,38	7.366,90	4.323,16	264,56	35,64				
2025-07	33.939,13	7.522,29	356,16	241,74	290,44	82,61				
2025-08	28.593,97	3.259,45	3.127,34	735,74	243,80	54,34				
2025-09	17.800,20	895,82	1.760,20	283,03	124,43	64,10				
2025-10	11.648,57	74,23	876,61	14,14	55,24	90,22				
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	131,72				
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29				
	211.941,58	24.896,98	21.836,12	8.593,85	1.525,58	1.020,11				

Vergütung B: P, 0,5										
an. Wert in Euro/MWh	Einspeisung ohne neg. Std.	Abregelung ohne neg. Std.	BESS Einspeisung	komplett	Erlös in Euro	Negative Preise >= 6h [MWh]	Ab. Während neg Std.	Gesamt erlöse	Zusätzlich + Erlös(mit) - Erlös(ohne)	
55,80	2.987,53	0,00	0,00	2.987,53	358.534,04	0,00	0,00	358.534,04	5,20	
55,80	6.410,91	0,00	0,00	6.410,91	741.949,27	0,00	0,00	741.949,27	0,00	
55,80	20.167,28	578,77	542,25	21.288,30	1.372.400,76	54.738,87	0,00	1.427.139,57	25.948,57	
55,80	22.175,89	835,54	748,51	23.759,94	1.325.804,46	68.256,81	30.262,35	1.424.323,63	2.733,58	
55,80	20.521,90	1.055,28	1.189,43	22.766,61	1.270.376,89	176.041,19	61.673,42	1.508.091,50	29.073,61	
55,80	24.080,52	1.727,38	1.297,71	27.105,62	1.512.493,65	224.987,59	124.512,96	1.861.994,20	38.174,89	
55,80	33.575,98	6.169,64	1.337,23	41.082,85	2.895.601,62	23.623,46	15.558,43	2.934.783,50	61.055,56	
55,80	25.333,16	1.736,89	1.142,33	28.232,38	1.575.366,89	143.160,16	29.837,37	1.748.364,42	-507,57	
55,80	15.996,20	321,12	502,26	16.899,59	942.996,91	89.983,08	13.643,30	1.046.623,29	2.493,63	
55,80	10.771,76	0,00	230,54	11.002,30	831.503,69	55.147,31	1.068,56	887.719,56	4.429,98	
55,80	4.929,00	0,00	0,00	4.929,00	541.052,73	0,00	0,00	541.052,73	0,00	
55,80	2.573,90	0,00	0,00	2.573,90	236.555,39	0,00	0,00	236.555,39	0,00	
								14.717.131,10	163.407,45	

Vergütung C: P(low), 0,25										
	PV Einspeisung ohne neg. Std.	Abregelung ohne neg. Std.	BESS Einspeisung	komplett	Erlös in Euro	Negative Preise >= 6h [MWh]	Ab. Während neg Std.	Gesamt erlöse	Zusätzlich + Erlös(mit) - Erlös(ohne)	
an. Wert in Euro/MWh										
55,8	2987,5252	0	0,79475584	2988,31996	266772,2686	54,3239197	0	266826,5925	-71.707,451	
55,8	6410,9076	0	0	6410,9076	93559,5148	0	0	93559,5148	-14899,874	
55,8	20192,854	756,448154	323,316494	21274,6187	1187123,723	44924,9108	12,9961112	1230961,43	-19507,854	
55,8	22194,6503	1054,5127	400,356799	23649,584	1319644,801	51492,5002	23886,294	1378933,956	-26430,0334	
55,8	20585,1453	1302,9542	507,7674	22495,8162	1253566,445	14398,544	4494,7456	1419708,835	-8023,6674	
55,8	24213,556	232,92306	567,588574	26904,067	1501246,97	168589,224	90003,5968	1748109,79	-113884,043	
55,8	33980,3469	6834,4092	709,625701	41124,4135	2294272,272	13968,5191	13005,2196	2327116,002	-60767,503	
55,8	25421,5647	9206,1518	599,066472	28226,7729	1750503,93	11764,673	25198,4642	1712017,068	-36347,3497	
55,8	16021,772	497,923158	303,815525	16622,5467	938753,9038	2331,9906	1336,7459	938252,64	-24040,6514	
55,8	10771,7593	15,5652437	138,043263	10925,3678	657991,425	49476,7221	851,538072	170810,3026	-179400,2599	
55,8	4928,9972	0	0	4928,9972	428242,1802	0	0	428242,1802	-1020,545	
55,8	2573,8966	0	0	2573,8966	189244,3119	0	0	189244,3119	-47311,078	
								13070281,17	-164648,943	

H: P(high), 0,5										H: P(high), 0,5																					
monat	pv_direktrein speisung_mwh		negative_preisblock verbleibende_abregelung_mwh		negative_preisblock ck_mwh		negative_preisblock mit_bess_mwh		marktwert_b ess_soll_mwh		an_wert Euro/MWh		PV Einpeisung ohne neg. Std.		Abregelung ohne neg. Std.		BESS Einpeisung		komplett		Erlös in Euro		Negative Preise >= 6h [MWh]		Ab. Während neg. Std.		Gesamt erlöse		Zusätzlich + Erlös (mit) - Erlös (ohne)		
	h_bess_mwh	g_mwh	h_bess_mwh	g_mwh	h_bess_mwh	g_mwh	h_bess_mwh	g_mwh	h_bess_mwh	g_mwh	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	Std.	
2025-01	2.987,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	144,01	144,01	55,8	2987,5252	0	0	2987,5252	430240,8512	0	0	2987,5252	430240,8512	0	0	430240,8512	0	0	430240,8512	4,13667546	0	0		
2025-02	6.410,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	138,88	138,88	55,8	6410,9076	0	0	6410,9076	890339,1238	0	0	6410,9076	890339,1238	0	0	890339,1238	0	0	890339,1238	0	0	0		
2025-03	21.016,37	578,77	849,09	0,00	0,00	0,00	0,00	542,25	77,61	77,61	55,8	20167,2757	578,77101	542,252593	21288,2993	1652210,682	65899,2263	1,7922E-12	1718109,908	30942,1535	0	0	1718109,908	30942,1535	0	0	1718109,908	30942,1535	0		
2025-04	23.640,74	1.485,00	1.464,85	649,46	748,51	57,70	57,70	55,8	22175,8857	835,539708	748,511208	23759,9366	1370956,796	84522,5244	37473,9218	1492953,242	45873,6315	0	0	1492953,242	45873,6315	0	0	1492953,242	45873,6315	0	0	1492953,242	45873,6315	0	
2025-05	26.099,28	3.009,23	5.577,38	1.953,95	1.189,43	40,76	40,76	55,8	20521,8998	1055,28103	1189,43015	22766,611	1270376,892	227344,6	79646,8028	1577368,294	27618,3765	0	0	1577368,294	27618,3765	0	0	1577368,294	27618,3765	0	0	1577368,294	27618,3765	0	
2025-06	31.341,78	5.745,92	7.261,26	4.018,53	1.297,71	39,08	39,08	55,8	24000,5248	1727,38309	1297,71316	27105,621	1512493,654	283753,549	157035,301	1953282,503	40773,8265	0	0	1953282,503	40773,8265	0	0	1953282,503	40773,8265	0	0	1953282,503	40773,8265	0	
2025-07	33.911,15	6.990,38	335,17	220,74	1.337,23	84,59	84,59	55,8	33575,9805	6169,63899	1337,23164	41082,8512	3475216,538	28352,1841	18672,7728	3522241,495	73243,8134	0	0	3522241,495	73243,8134	0	0	3522241,495	73243,8134	0	0	3522241,495	73243,8134	0	
2025-08	28.430,57	2.378,28	3.077,41	641,39	1.142,33	96,27	96,27	55,8	25353,1627	1736,8874	1142,33139	28232,3815	1588733,031	173176,518	36093,3589	1798002,908	12635,9506	0	0	1798002,908	12635,9506	0	0	1798002,908	12635,9506	0	0	1798002,908	12635,9506	0	
2025-09	17.632,30	569,19	1.636,09	248,07	582,26	66,67	66,67	55,8	15996,2049	321,122472	582,258891	16899,5862	1176690,939	109077,896	16538,471	1252307,306	45824,3207	0	0	1252307,306	45824,3207	0	0	1252307,306	45824,3207	0	0	1252307,306	45824,3207	0	
2025-10	11.501,46	14,14	729,70	14,14	230,54	90,71	90,71	55,8	10771,7593	0	230,542148	11002,3015	986008,9545	66190,3369	1282,5404	1065481,832	5238,4614	0	0	1065481,832	5238,4614	0	0	1065481,832	5238,4614	0	0	1065481,832	5238,4614	0	
2025-11	4.929,00	0,00	0,00	0,00	0,00	131,72	131,72	55,8	4928,9972	0	0	4928,9972	649263,2703	0	0	649263,2703	0	0	0	649263,2703	0	0	0	0	0	649263,2703	0	0	0	0	0
2025-12	2.573,90	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29	110,29	55,8	2573,8956	0	0	2573,8956	283866,4678	0	0	283866,4678	0	0	0	283866,4678	0	0	0	0	0	283866,4678	0	0	0	0	0
	210.474,98	20.170,91	20.930,96	7.746,29	7.070,27	1.038,30																									

A.4: Python Outputs – weitere Output zu BESS

Base Case: P, 0,25					C: P(low), 0,25					F: P(high), 0,25				
bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt		bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt		bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt	
0	30,6063158	0	23%		0	30,6063158	0	23%		0	30,6063158	0	23%	
0	0	0	22%		0	0	0	22%		0	0	0	22%	
267,307091	61,2126316	267,307091	63%		267,307091	61,2126316	267,307091	63%		267,307091	61,2126316	267,307091	63%	
325,549694	118,058947	325,549694	57%		325,549694	118,058947	325,549694	57%		325,549694	118,058947	325,549694	57%	
476,153969	197,206031	476,153969	59%		476,153969	197,206031	476,153969	59%		476,153969	197,206031	476,153969	59%	
540,903691	187,726307	540,903691	56%		540,903691	187,726307	540,903691	56%		540,903691	187,726307	540,903691	56%	
768,80255	17,4863158	768,80255	58%		768,80255	17,4863158	768,80255	58%		768,80255	17,4863158	768,80255	58%	
593,011344	100,572632	593,011344	58%		593,011344	100,572632	593,011344	58%		593,011344	100,572632	593,011344	58%	
219,415468	104,938947	219,415468	65%		219,415468	104,938947	219,415468	65%		219,415468	104,938947	219,415468	65%	
74,2575767	91,8189474	74,2575767	66%		74,2575767	91,8189474	74,2575767	66%		74,2575767	91,8189474	74,2575767	66%	
0	0	0	20%		0	0	0	20%		0	0	0	20%	
0	0	0	20%		0	0	0	20%		0	0	0	20%	
3265,40138	909,627075	3265,40138			3265,40138	909,627075	3265,40138			3265,40138	909,627075	3265,40138		

A: P, 0,10					D: P(low), 0,10					G: P(high), 0,10				
bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt		bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt		bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt	
0	12,2425263	0	25%		0	12,2425263	0	25%		0	12,2425263	0	25%	
0	0	0	24%		0	0	0	24%		0	0	0	24%	
116,319774	24,4850526	116,319774	64%		116,319774	24,4850526	116,319774	64%		116,319774	24,4850526	116,319774	64%	
136,600066	47,2235789	136,600066	58%		136,600066	47,2235789	136,600066	58%		136,600066	47,2235789	136,600066	58%	
190,640842	78,7031579	190,640842	59%		190,640842	78,7031579	190,640842	59%		190,640842	78,7031579	190,640842	59%	
221,634019	71,5046111	221,634019	56%		221,634019	71,5046111	221,634019	56%		221,634019	71,5046111	221,634019	56%	
314,821053	6,99452632	314,821053	59%		314,821053	6,99452632	314,821053	59%		314,821053	6,99452632	314,821053	59%	
241,357474	40,2290526	241,357474	59%		241,357474	40,2290526	241,357474	59%		241,357474	40,2290526	241,357474	59%	
91,4414189	41,9755789	91,4414189	66%		91,4414189	41,9755789	91,4414189	66%		91,4414189	41,9755789	91,4414189	66%	
29,7330526	36,7275789	29,7330526	66%		29,7330526	36,7275789	29,7330526	66%		29,7330526	36,7275789	29,7330526	66%	
0	0	0	20%		0	0	0	20%		0	0	0	20%	
0	0	0	20%		0	0	0	20%		0	0	0	20%	
1342,5477	360,085664	1342,5477			1342,5477	360,085664	1342,5477			1342,5477	360,085664	1342,5477		

B: P, 0,5					E: P(low), 0,5					H: P(high), 0,5				
bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt		bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt		bess_ladun g_aus_abre gelung_mw h	bess_ladun g_aus_neg preisblock 6h_mwh	vermiedene _abregelung _mwh	soc_durchs chnitt	
0	31,1724	0	50%		0	31,1724	0	50%		0	31,1724	0	50%	
0	0	0	49%		0	0	0	49%		0	0	0	49%	
447,236235	122,425263	447,236235	64%		447,236235	122,425263	447,236235	64%		447,236235	122,425263	447,236235	64%	
585,688732	243,686567	585,688732	56%		585,688732	243,686567	585,688732	56%		585,688732	243,686567	585,688732	56%	
919,452015	398,476123	919,452015	58%		919,452015	398,476123	919,452015	58%		919,452015	398,476123	919,452015	58%	
1039,09965	398,809666	1039,09965	56%		1039,09965	398,809666	1039,09965	56%		1039,09965	398,809666	1039,09965	56%	
1446,72448	34,9726316	1446,72448	55%		1446,72448	34,9726316	1446,72448	55%		1446,72448	34,9726316	1446,72448	55%	
1122,52934	203,627617	1122,52934	56%		1122,52934	203,627617	1122,52934	56%		1122,52934	203,627617	1122,52934	56%	
418,068784	209,877895	418,068784	64%		418,068784	209,877895	418,068784	64%		418,068784	209,877895	418,068784	64%	
89,8228204	183,637895	89,8228204	64%		89,8228204	183,637895	89,8228204	64%		89,8228204	183,637895	89,8228204	64%	
0	0	0	20%		0	0	0	20%		0	0	0	20%	
0	0	0	20%		0	0	0	20%		0	0	0	20%	
6068,62206	1826,68606	6068,62206			6068,62206	1826,68606	6068,62206			6068,62206	1826,68606	6068,62206		

A. 5: Wirtschaftlichkeit – Berechnung der jährlichen Projektrendite

[illegible]