

**Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg**  
**Fakultät Life Sciences**

Gleichstromseitige Einbindung von Batterien in PV-Parks:  
Konzeptionierung und techno-ökonomische Bewertung

Bachelorarbeit  
im Umwelttechnik

vorgelegt von

**Stéfane Lavorenti**  
**Matrikelnummer:** [REDACTED]

Hamburg  
am 29. April 2024

**1. Gutachter:** Prof. /Dr.

Sebastian Timmerberg (HAW Hamburg)

**2. Gutachter:** M. Sc.

Carsten Schütte (Firma CC4E)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>v</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>vii</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>viii</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Hintergrund .....	1
1.2 Problemstellung und Zielsetzung .....	3
1.3 Aufbau der Arbeit.....	3
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>6</b>
2.1 Photovoltaik-Freiflächenanlage .....	6
2.2 Komponenten einer Photovoltaikanlage .....	7
2.2.1 Photovoltaik-Module .....	7
2.2.2 Wechselrichter.....	9
2.2.3 Laderegler .....	15
2.2.4 Batteriespeichersysteme.....	16
2.2.4.1 AC-gekoppelter Batteriespeicher .....	18
2.2.4.2 DC-gekoppelter Batteriespeicher .....	19
2.2.5 Netzanschluss.....	20
2.3 Effizienz einer Photovoltaikanlage .....	21
2.4 Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage .....	21
2.5 Referenzprojekt EnBW .....	24
<b>3 Methodik</b> .....	<b>26</b>
3.1 Technische Planung.....	26
3.1.1 Modulauswahl.....	26
3.1.2 Wechselrichterauswahl und Anlagenauslegung.....	27
3.1.3 Batterie.....	27
3.1.4 Batteriespeicherintegration .....	27
3.1.4.1 Variante AC-seitige Batterieintegration.....	27
3.1.4.2 Variante DC-seitige Batterieintegration .....	28
3.1.5 Netzanschluss.....	28
3.1.6 Verkabelung .....	29
3.2 Energieeffizienz .....	30

3.3	Wirtschaftlichkeit .....	30
3.3.1	Anfangsinvestition .....	31
3.3.2	Betriebskosten.....	31
3.3.3	Finanzierung .....	31
3.3.4	Stromgestehungskosten .....	32
3.3.5	Jährliche Einnahmen und Amortisationszeit.....	33
<b>4</b>	<b>Ergebnisse Technische Planung.....</b>	<b>34</b>
4.1	Variante AC-seitige Batterieintegration .....	34
4.1.1	Modulauswahl.....	34
4.1.2	Wechselrichterauswahl und Anlagenauslegung.....	35
4.1.3	Batterie.....	36
4.1.4	Batteriespeicherintegration .....	36
4.1.5	Netzanschluss.....	39
4.1.6	Verkabelung .....	39
4.2	Variante DC-seitige Batterieintegration .....	41
4.2.1	Batteriespeicherintegration .....	41
4.2.2	Verkabelung .....	44
4.3	Vergleich der Varianten .....	45
<b>5</b>	<b>Ergebnisse Energieeffizienz.....</b>	<b>46</b>
5.1	Variante AC-seitige Batterieintegration .....	46
5.2	Variante DC-seitige Batterieintegration .....	47
5.3	Vergleich der Varianten .....	47
5.4	Sensitivitätsanalyse .....	48
<b>6</b>	<b>Ergebnisse Wirtschaftlichkeit .....</b>	<b>51</b>
6.1	Variante AC-seitige Batterieintegration .....	51
6.2	Variante DC-seitige Batterieintegration .....	53
6.3	Vergleich der Varianten .....	55
6.4	Sensitivitätsanalyse .....	56
<b>7</b>	<b>Diskussion.....</b>	<b>60</b>
7.1	Interpretation der Ergebnisse .....	60
7.2	Einschränkungen der Studie.....	61
7.3	Vorschläge für weitere Untersuchungen .....	62
<b>8</b>	<b>Fazit und Ausblick.....</b>	<b>63</b>
	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>65</b>

<b>Eidesstattliche Erklärung</b> .....	<b>72</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>73</b>
A 1 Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer .....	73
A 2 Datenblatt Jinko Tiger Neo N-type 72HL4-BDV .....	76
A 3 Datenblatt SMA Sunny Highpower PEAK3 .....	78
A 4 Datenblatt SMA Sunny Central Storage .....	80
A 5 Berechnung der Kabelverluste beider Varianten.....	82

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Links: Aufbau eines Solarmoduls; Rechts: montierte Solarmodule (Quaschnig, 2024, S. 210) .....	7
Abbildung 2.2: I-U- und P-U-Kennlinien einer Solarzelle mit dem MPP (Quaschnig, 2024, S. 222) .....	9
Abbildung 2.3: Komponenten eines Photovoltaik-Wechselrichters (Quaschnig, 2024, S. 264, bearbeitet) .....	10
Abbildung 2.4: Aufbau eines Multistring-Wechselrichters (Mertens, 2020, S. 210) .....	12
Abbildung 2.5: Master-Slave-Konzept (Mertens, 2020, S. 210) .....	13
Abbildung 2.6: Systemtopologie Batteriewechselrichter (Wiesner, 2023) .....	14
Abbildung 2.7: Exemplarischer Batteriecontainer (Tevolt, o. D.) .....	17
Abbildung 2.8: Systemkette von der Batteriezelle bis zum Batteriecontainer (Pylontech, 2023) .....	17
Abbildung 2.9: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit AC-gekoppeltem Batteriespeicher (Quaschnig, 2024, S. 270, bearbeitet) .....	19
Abbildung 2.10: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit DC-gekoppeltem Batteriespeicher (Quaschnig, 2024, S. 271, bearbeitet) .....	20
Abbildung 2.11: PV-Freiflächenanlage mit AC-gekoppeltem Batteriespeicher in Brandscheid (EnBW, 2024b) .....	24
Abbildung 4.1: Schaltplan der Anlage mit AC-seitiger Batterieintegration (eigene Darstellung) .....	38
Abbildung 4.2: Verkabelung der AC-Variante (selbst erstellt) .....	40
Abbildung 4.3: Leistungsverluste durch die Verkabelung von Variante AC-seitige Batterieintegration (selbst erstellt) .....	40
Abbildung 4.4: Schaltplan der Anlage mit DC-seitiger Batterieintegration durch Laderegler (eigene Darstellung) .....	43
Abbildung 4.5: Verkabelung der DC-Variante (selbst erstellt) .....	44
Abbildung 4.6: Leistungsverluste durch die Verkabelung von Variante DC-seitige Batterieintegration (selbst erstellt) .....	45
Abbildung 5.1: Abhängigkeit des Jahresenergieertrags vom Modulwirkungsgrad .....	48
Abbildung 5.2: Abhängigkeit des Jahresenergieertrags vom Wirkungsgrad des Wechselrichters (links) und des Batteriewechselrichters (rechts) .....	49

Abbildung 5.3: Abhängigkeit des Jahresenergieertrags vom Wirkungsgrad des Ladereglers.....	50
Abbildung 6.1: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Preisen der Batterie (links) und des Batteriewechselrichters (rechts).....	57
Abbildung 6.2: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Preis der Laderegler...	58
Abbildung 6.3: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von dem Modulwirkungsgrad .....	58
Abbildung 6.4: Abhängigkeit der jährlichen Einnahmen (links) und der Amortisationszeit (rechts) von dem Strompreis .....	59
Abbildung A.1: Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem_ Seite 1 (KFW, 2022).....	73
Abbildung A.2: Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem_ Seite 2 (KFW, 2022).....	74
Abbildung A.3: Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem_ Seite 3 (KFW, 2022).....	75
Abbildung A.4: Moduldatenblatt_ Seite 1 (Jinko Solar, 2024) .....	76
Abbildung A.5: Moduldatenblatt_ Seite 2 (Jinko Solar, 2024) .....	77
Abbildung A.6: Wechselrichterdatenblatt_ Seite 1 (SMA, 2023).....	78
Abbildung A.7: Wechselrichterdatenblatt_ Seite 2 (SMA, 2023).....	79
Abbildung A.8: Datenblatt des Batteriewechselrichters_ Seite 1 (SMA, 2024).....	80
Abbildung A.9: Datenblatt des Batteriewechselrichters_ Seite 2 (SMA, 2024).....	81

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Projektspezifikationen des PV-Parks Brandscheid (selbst Darstellung in Anlehnung an EnBW, 2024b) .....	25
Tabelle 4.1: Modulspezifikationen (eigene Darstellung in Anlehnung an Jinko Solar, 2024) .....	34
Tabelle 4.2: Wechselrichterspezifikationen (eigene Darstellung in Anlehnung an SMA, 2023) .....	35
Tabelle 4.3: Batteriespezifikationen (eigene Darstellung).....	36
Tabelle 4.4: Spezifikationen des MPPT-Laderegler.....	41
Tabelle 5.1: Wirkungsgradberechnung AC-Variante .....	46
Tabelle 5.2: Wirkungsgradberechnung DC-Variante .....	47
Tabelle 6.1: Kostenübersicht der AC-Variante.....	51
Tabelle 6.2: Zusammensetzung der Betriebskosten AC-Variante.....	52
Tabelle 6.3: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten AC-Variante.....	53
Tabelle 6.4: Kostenübersicht der DC-Variante .....	54
Tabelle 6.5: Zusammensetzung der Betriebskosten DC-Variante.....	54
Tabelle 6.6: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten DC-Variante .....	55
Tabelle 6.7: Wichtige Daten und Kenngrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	56
Tabelle A.1: Berechnung der Kabelverluste der AC-Variante .....	82
Tabelle A.2: Berechnung der Kabelverluste der DC-Variante .....	82

# Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
AC	engl. Alternating Current dt. Wechselstrom
Ah	engl. Amperehour dt. Amperestunde
BESS	engl. Battery Energy Storage System dt. Batterie-Energiespeichersystem
BMS	Batteriemanagementsystem
DC	engl. Direct Current dt. Gleichstrom
DoD	engl. Depth of Discharge dt. Entladungstiefe
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LR	Laderegler
MPP	engl. Maximum Power Point dt. Punkt maximaler Leistung
MPPT	engl. Maximum Power Point Tracking dt. Verfolgung des Punkts maximaler Leistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PR	engl. Performance Ratio dt. Anlagennutzungsgrad



PV	Photovoltaik
PV-FFA	Photovoltaik-Freiflächenanlage
STC	engl. Standard Test Conditions dt. Standard-Testbedingungen
V	Volt
Wp	Wattpeak
WR	Wechselrichter

# 1 Einleitung

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die einzelnen Abschnitte dieser Arbeit. Dabei werden der Hintergrund, die Problemstellung sowie die Zielsetzung dieser Arbeit dargestellt.

## 1.1 Hintergrund

In den letzten Jahren hat sich die Photovoltaik (PV) als eine der Schlüsseltechnologien im Bereich erneuerbarer Energien etabliert, mit einer rapide wachsenden Installationsrate weltweit. Die Integration von Batteriespeichersystemen in PV-Parks spielt dabei eine zunehmend kritische Rolle, da sie nicht nur die Volatilität der Solarstromproduktion ausgleicht, sondern auch die Energieverfügbarkeit über die Sonnenstunden hinaus erweitert. Diese Entwicklung unterstreicht die Notwendigkeit, effiziente und kosteneffektive Lösungen für die Einbindung von Batteriespeichern in solche Systeme zu erforschen.

Der rasante Ausbau erneuerbarer Energien ist eine der zentralen Säulen der globalen Energiewende (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023). Insbesondere Photovoltaikanlagen haben sich als effiziente und saubere Energiequelle etabliert. Die Integration von Batteriespeichern in PV-Parks gewinnt dabei zunehmend an Bedeutung, um Schwankungen der Solarenergie auszugleichen und eine stabilere und zuverlässigere Energieversorgung zu gewährleisten. Batteriespeichersysteme ermöglichen es, die tagsüber gewonnene Sonnenenergie zu speichern und zu Zeiten geringerer Sonneneinstrahlung oder erhöhter Nachfrage bereitzustellen. Dies trägt dazu bei, die Volatilität der Solarstromproduktion zu verringern und die Netzstabilität zu verbessern (vgl. Leykam & Schnellhammer, 2021).

Ein Beispiel für die praktische Umsetzung solcher Technologien sind die Projekte von EnBW, einem der führenden Energieunternehmen in Deutschland. EnBW hat mehrere PV-Parks entwickelt, die mit Batteriespeichern ausgestattet sind, um eine effizientere Nutzung der erzeugten Solarenergie zu ermöglichen. EnBW baut PV-Parks standardmäßig mit Speicher seit 2023 (vgl. Willuhn, 2023). Ein solches Projekt ist der Solarpark in Brandscheid, der neben der PV-Anlage auch einen Batteriespeicher

umfasst. Der Park verfügt über eine installierte Leistung von 7,6 Megawattpeak (MWp) und ist mit einem Batteriespeicher von 2,7 Megawatt (MW) ausgestattet, der die Übertragung der Einspeiseleistung ins Netz optimiert und so dazu beiträgt, die Energieerzeugung zu maximieren und gleichzeitig die Netzbelastung zu minimieren (vgl. EnBW, 2024b). Dieses Projekt verdeutlicht das Potenzial von integrierten Speicherlösungen in der Förderung erneuerbarer Energien und der Erreichung von Nachhaltigkeitszielen.

Die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Integration von Batteriespeichern in PV-Anlagen sind zentrale Themen in der Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Frage, ob eine gleichstromseitige (DC) oder wechselstromseitige (AC) Einbindung der Batterien vorteilhafter ist, steht im Fokus zahlreicher Studien und praktischer Anwendungen. Während die DC-Einbindung potenziell höhere Effizienz durch die Reduzierung von Umwandlungsverlusten bietet, könnte die AC-Einbindung in bestimmten Konfigurationen Vorteile hinsichtlich der Systemkomplexität und Kosten bieten. Die vorliegende Arbeit zielt darauf ab, diese Fragen durch eine detaillierte Analyse beider Varianten zu beantworten und somit zur Optimierung der Technologie beizutragen.

Diese Einleitung setzt den Rahmen für eine umfassende Untersuchung, die sowohl die technischen Details der Systemkonfiguration als auch die wirtschaftlichen Auswirkungen und die Effizienz der verschiedenen Einbindungsmöglichkeiten von Batteriespeichern in PV-Anlagen bewertet. Durch den Vergleich der DC- und AC-seitiger Integration sollen praxisrelevante Empfehlungen für die Auslegung zukünftiger Solarenergieprojekte abgeleitet werden.

PV-Freiflächenanlagen können in verschiedenen Größen gebaut werden, von kleinen Anlagen für lokale Gemeinden bis hin zu großen Anlagen, die genug Strom für ganze Städte liefern können. Sie bieten eine umweltfreundliche Möglichkeit, erneuerbare Energie zu erzeugen und tragen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei.

Zu den Vorteilen von PV-Freiflächenanlagen gehören ihre Skalierbarkeit, niedrige Betriebskosten und die Möglichkeit, ungenutzte Flächen sinnvoll zu nutzen. Sie können auch eine langfristige Energieversorgungssicherheit bieten und helfen, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern.

## 1.2 Problemstellung und Zielsetzung

Ziel der Arbeit ist es, durch eine umfassende technische Planung und eine techno-ökonomische Bewertung zwei unterschiedliche Ansätze der Batterieintegration - die AC- und die DC-Seite - zu vergleichen. Dabei wurden für beide Varianten sowohl Effizienzberechnungen als auch Wirtschaftlichkeitsanalysen durchgeführt, um festzustellen, welche der beiden Methoden unter gegebenen Bedingungen die kosteneffektivere und effizientere Lösung darstellt.

Das Hauptziel dieser Untersuchung ist es, eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die Planung und Realisierung von Batteriespeichersystemen in PV-Parks zu schaffen. Folgende Forschungsfragen werden in dieser wissenschaftlichen Arbeit behandelt:

1. Wie unterscheiden sich die technischen Planungen für die AC- und DC-seitige Integration von Batterien in PV-Parks?
2. Welche der beiden Varianten weist in der praktischen Anwendung eine höhere Effizienz auf?
3. Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit der AC- und DC-seitigen Integration unter Berücksichtigung der Anfangsinvestitionen, der laufenden Betriebskosten und der Ertragsprognosen dar?

Durch die Beantwortung dieser Fragen soll ein tieferes Verständnis für die Optimierung von Speichersystemen in Photovoltaikanlagen entwickelt und damit ein Beitrag zur Steigerung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energiesystemen geleistet werden.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit vergleicht zwei Ansätze der Batterieeinbindung, AC und DC, mittels technischer Planung und techno-ökonomischer Bewertung. Es werden Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsanalysen durchgeführt, um die kosteneffektivere und effizientere Lösung zu ermitteln. Die Arbeit ist wie folgt strukturiert:

1. **Einleitung (Kapitel 1):** Dieses Kapitel führt in das Thema ein, indem der *Hintergrund* der Arbeit erläutert wird. Es werden die *Problemstellung und die*

*Zielsetzung* der Untersuchung dargelegt, gefolgt von einer Übersicht über den *Aufbau der Arbeit*, um dem Leser einen Leitfaden zu bieten.

2. **Grundlagen (Kapitel 2):** Dieses Kapitel bietet einen Überblick über relevante Konzepte im Zusammenhang mit *Photovoltaik-Freiflächenanlagen*. Es behandelt die Bestandteile einer solchen Anlage, einschließlich *Photovoltaik-Modulen, Wechselrichtern, Laderegler, Batteriespeichersystemen* und dem *Netzanschluss*. Darüber hinaus werden Aspekte wie *Effizienz* und *Wirtschaftlichkeit* von Photovoltaikanlagen erläutert. Abschließend wird das verwendete *Referenzprojekt der EnBW* dargestellt.
3. **Methodik (Kapitel 3):** Hier wird die methodische Vorgehensweise zur *technischen Planung* und Bewertung der Batterieeinbindung detailliert beschrieben. Dies umfasst die Auswahl von *Modulen* und *Wechselrichtern*, die *Integration von Batteriespeichern* sowohl auf der AC- als auch auf der DC-Seite und den *Netzanschluss*, sowie die *Verkabelung*. Des Weiteren werden die *Energieeffizienz* und die *wirtschaftlichen Aspekte* der Anlagen betrachtet.
4. **Ergebnisse der technischen Planung (Kapitel 4):** In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der *technischen Planung für beide Varianten* der Batterieeinbindung präsentiert. Es werden die *Modulauswahl*, die *Wechselrichter*, die *Batterien*, die *Speicherintegration*, der *Netzanschluss* und die *Verkabelung* für jede Variante erläutert.
5. **Ergebnisse der Energieeffizienz (Kapitel 5):** Hier werden die *Energieeffizienzdaten für beide Varianten* der Batterieeinbindung präsentiert und *verglichen*. Eine *Sensitivitätsanalyse* wird durchgeführt, um potenzielle Einflussfaktoren zu identifizieren.
6. **Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit (Kapitel 6):** Dieses Kapitel analysiert die *wirtschaftlichen Aspekte* der beiden Batterieeinbindungsvarianten, einschließlich *Anfangsinvestition, Betriebskosten, Finanzierung, Stromgestehungskosten, jährliche Einnahmen* und *Amortisationszeit*. Auch hier wird eine *Sensitivitätsanalyse* durchgeführt.
7. **Diskussion der Ergebnisse (Kapitel 7):** Die *Ergebnisse werden interpretiert* und in einen breiteren Kontext gestellt. *Limitationen der Studie* sowie potenzielle Einflussfaktoren werden diskutiert, um ein umfassendes Verständnis zu gewährleisten. Anschließend werden *Vorschläge für weiterführende Forschungen* gegeben.

8. **Fazit und Ausblick (Kapitel 8):** Das abschließende Kapitel fasst die zentralen Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf mögliche zukünftige Forschungsrichtungen und technologische Entwicklungen im Bereich der Batterieeinbindung in Photovoltaik-Freiflächenanlagen.

Insgesamt zielt diese Arbeit darauf ab, einen fundierten Beitrag zur Vergleichsanalyse der technischen und wirtschaftlichen Aspekte der AC- und DC-seitigen Batterieeinbindung in Photovoltaik-Freiflächenanlagen zu leisten.

## 2 Grundlagen

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit den Grundlagen der Photovoltaik. Dabei wird ein Grundverständnis für die Komponenten einer Photovoltaikanlage sowie die Einbindung von Batteriespeichersystemen vermittelt. Des Weiteren wird auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage eingegangen. Abschließend wird das verwendete Referenzprojekt vorgestellt.

### 2.1 Photovoltaik-Freiflächenanlage

Eine PV-Freiflächenanlage (PV-FFA) ist eine Installation von Solarmodulen auf freiem Gelände, wie z.B. Feldern oder Brachland. Diese Anlagen nutzen die natürliche Sonnenenergie, um mit Hilfe von Solarmodulen elektrischen Strom zu erzeugen. Das System aus einer Gruppe von PV-Modulen wird auch als PV-Generator bezeichnet (vgl. NRG-Projekt, o. D.b).

Die Wahl des Standorts für eine PV-FFA ist entscheidend für ihre Effizienz und Wirtschaftlichkeit. Idealerweise wird ein Standort mit maximaler Sonneneinstrahlung während des Tages und geringer Verschattung durch umliegende Gebäude oder Vegetation gewählt. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Ausrichtung und Neigung der PV-Module. Eine Südausrichtung der Module mit einer Neigung von 30-35° ist optimal (vgl. Mertens, 2020, S. 301), kann aber je nach Standort variieren.

Zusätzlich sind Faktoren wie die Verfügbarkeit von Stromnetzen und Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen. Auf diese Faktoren wird in dieser Arbeit nicht näher eingegangen.

Die Installation einer PV-Freiflächenanlage erfordert eine sorgfältige Planung, einschließlich Standortwahl, Genehmigungsverfahren, Bau und Inbetriebnahme. Eine gründliche Bewertung der wirtschaftlichen, technischen und umweltbezogenen Aspekte ist unerlässlich, um sicherzustellen, dass die Anlage effizient und nachhaltig betrieben werden kann.

Die folgenden Abschnitte beziehen sich auf PV-FFA.

## 2.2 Komponenten einer Photovoltaikanlage

### 2.2.1 Photovoltaik-Module

Grundbaustein jeder Photovoltaikanlage sind die PV-Module, die im meisten Fällen aus Solarzellen aus kristallinem Silizium bestehen. Das Silizium wird mittels spezieller Verfahren so verarbeitet, dass es in dünne Scheiben, sogenannte Wafer, geschnitten werden kann. Diese Wafer werden üblicherweise mit einer EVA-Folie laminiert und auf einem Trägermaterial wie Kunststoffolie (oftmals Tedlar) oder Glas (bei Glas-Glas-Modulen) montiert. Um die Reflexion des einfallenden Lichts zu reduzieren und den Wirkungsgrad zu erhöhen, wird die Silizium-Zelle mit einer Antireflexionsschicht beschichtet.

Die Solarzellen erzeugen eine elektrische Spannung (ca. 0,5 Volt) durch den photoelektrischen Effekt, d.h. durch die Absorption der Photonen, was zur Anregung der Elektronen in der Zelle führt. Um nutzbare Spannung (von 20 bis 50 Volt) zu bekommen, werden viele Zelle in einem Solarmodul meistens in Reihe geschaltet (vgl. Mertens, 2020, S. 33). Ein typisches PV-Modul besteht aus etwa 60 Zellen, die von einer oberen Glasscheibe geschützt und von einem luft- und wasserdichten Aluminiumrahmen umgeben sind. An der Rückseite des PV-Moduls befindet sich die Modulanschlussdose, die die erforderlichen Kabelanschlüsse sowie die Bypass-Dioden enthält. Abbildung 2.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines PV-Moduls mit kristallinen Silizium-Zellen.

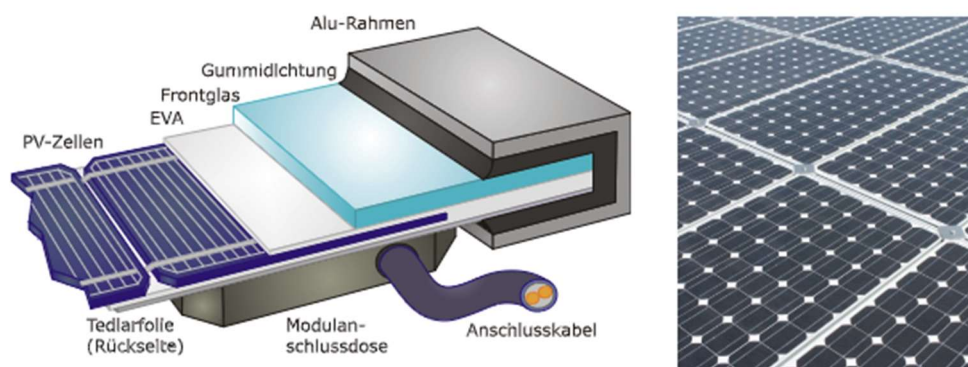


Abbildung 2.1: Links: Aufbau eines Solarmoduls; Rechts: montierte Solarmodule (Quaschnig, 2024, S. 210)

Weiterhin gibt es auch andere PV-Zellentypen und Technologien, z. B. Dünnschicht-Zellen, Stapelzellen und modifizierte kristalline Zelltypen. Allerdings haben nur die



letztgenannten eine Relevanz für die weitere Bearbeitung der Arbeit und werden daher nachfolgend erläutert. Hierbei handelt es sich um die Zellen, aus denen bifaziale Module bestehen.

### **Bifaziales Solarmodul**

Ein bifaziales Solarmodul weist nur minimale Unterschiede zu einem Standardmodul auf. Der wesentliche Unterschied besteht im Design des Rückseitenkontaktes der Solarzelle. Es gibt verschiedene Varianten dieser Module, die häufigste sind bifaziale PERC (Passivated Emitter and Rear Cell)-Module oder bifaziale Heterojunktions-Module (vgl. Solarwatt, 2023).

Bei der PERC-Technologie handelt es sich um den Einsatz einer Passivierungsschicht auf der Rückseite der PV-Zelle. Diese sorgt dafür, dass die nicht absorbierten Photonen reflektiert werden und das Sonnenlicht länger in der Solarzelle verbleibt, was zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führt. Des Weiteren arbeiten verschiedene Hersteller an sogenannten Siliziumsolarzellen mit Heteroübergang oder HIT-Zellen (englisch Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer, HIT). Dabei werden monokristallines und amorphes Silizium auf beide Seiten der Zelle kombiniert. Front- und Rückseite erhalten anschließend eine weitere Schicht aus einem transparenten leitenden Oxid (TCO), die als Antireflexionsschicht auf der Frontseite dient und auf der Rückseite als Rückseitenreflektor (vgl. Quaschnig, 2024, S. 208–209).

Durch Anpassungen an den Standardzellen, insbesondere an den Rückseitenkontakten, wird ermöglicht, dass Photonen auch von der Rückseite in die Zelle gelangen können. Sie tragen als zusätzliche Energiequelle zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrades des Moduls bei. Der Bifazialfaktor stellt das Verhältnis zwischen den Stromerträgen aus rückseitig und vorderseitig einfallendem Licht dar und das häufige benutzte „bifacial gain“ entspricht die mögliche Mehrleistung eines Moduls, die durch die photoaktive Rückseite erreicht wird. Diese Rückseitenleistung wird auf die Leistung der Vorderseite bezogen, z. B. wenn ein Modul eine Leistung von 400 Wp aufweist und das bifacial gain 10% ist, entspricht zusätzlichen 40 Wp und eine Gesamtleistung von 440 Wp.

Die Solarzelle erzeugt bei einer bestimmten Spannung ihre maximale Leistung. Abbildung 2.2 zeigt neben der Strom-Spannungs-Kennlinie auch die Leistungs-Spannungs-Kennlinie. Es ist offensichtlich, dass die Leistungskurve einen Höchstpunkt hat, der als Punkt der maximalen Leistung (MPP, Maximum Power Point) bekannt ist. Im MPP liegt die Spannung  $U_{MPP}$  unter der Leerlaufspannung  $U_L$ , während der Strom  $I_{MPP}$  unter dem Kurzschlussstrom  $I_K$  liegt.

Da die Position des MPP sich mit der Bestrahlungsstärke und der Temperatur ständig verändert, ist es notwendig, ihn dauerhaft zu überwachen und zu regulieren.

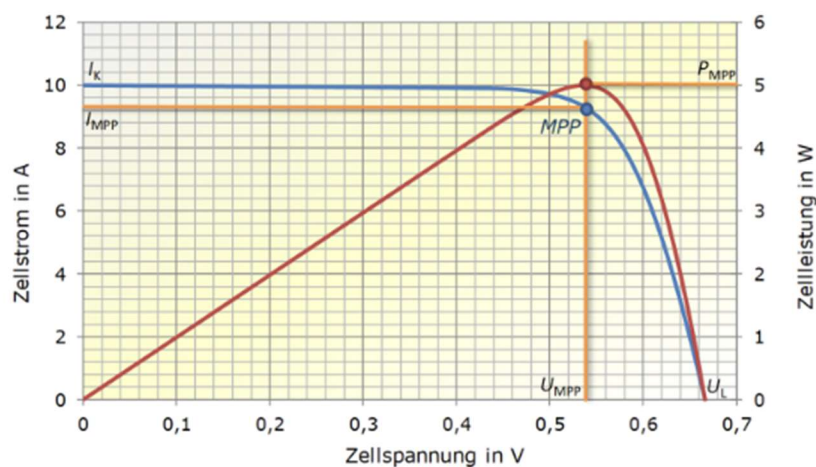


Abbildung 2.2: I-U- und P-U-Kennlinien einer Solarzelle mit dem MPP (Quaschnig, 2024, S. 222)

Die MPP-Leistung zeigt in erster Näherung eine proportionale Steigerung in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke  $E$ . Die Bestimmung der MPP-Leistung erfolgt in der Regel unter Standardtestbedingungen (STC, Standard Test Conditions), um eine Vergleichbarkeit von Solarzellen und -modulen zu gewährleisten. Zu diesen Voraussetzungen gehören ein Spektrum AM1,5g, eine Temperatur von  $25\text{ °C}$  und eine Bestrahlungsstärke von  $E = 1000\text{ W/m}^2$ . Die gemessene Leistung wird in  $W_p$  (Watt-peak, Spitzenleistung) ausgedrückt, da sie unter normalen Bedingungen fast immer niedriger ist.

### 2.2.2 Wechselrichter

Wechselrichter (WR) dienen grundsätzlich dazu, die Gleichspannung des PV-Generators oder des Speichers in Wechselspannung umzuwandeln. Ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit eines Wechselrichters ist sein Wirkungsgrad, der sich abhängig von

der Ausgangsleistung verändert. Der Wirkungsgrad gibt an, in welchem Verhältnis die erzeugte Eingangsleistung nach der Umwandlung zur Ausgangsleistung umgerechnet wird (vgl. Wagner, 2019, S. 120).

Nachfolgend werden die verschiedenen Wechselrichterarten erläutert, die innerhalb einer PV-Anlage in Einsatz kommen könnten.

## Photovoltaikwechselrichter

Solar-Wechselrichter haben deutlich mehr Aufgaben, als nur die Spannung umzuwandeln, wie unten in Abbildung 2.3 dargestellt.

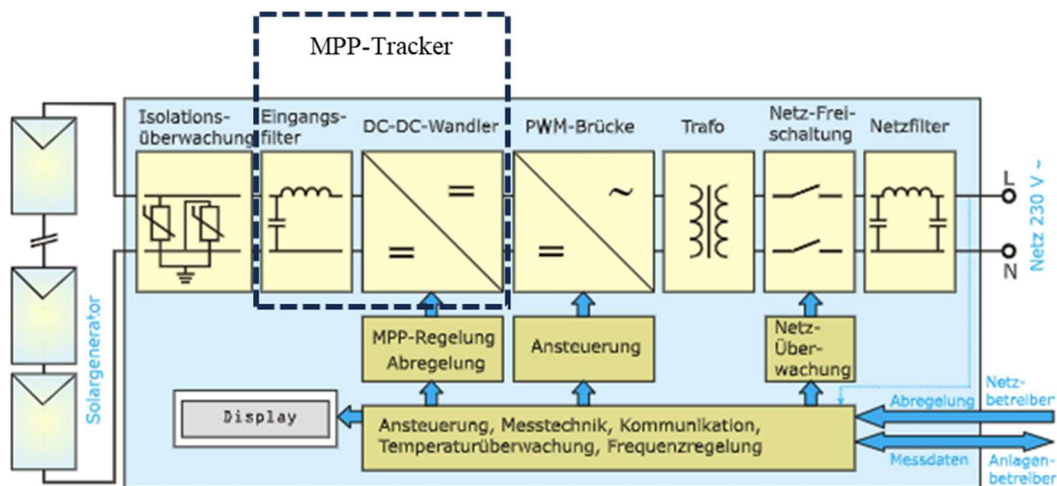


Abbildung 2.3: Komponenten eines Photovoltaik-Wechselrichters (Quaschnig, 2024, S. 264, bearbeitet)

Der MPP-Tracker im Wechselrichter gewährleistet kontinuierlich, dass die Leistung der Stränge durch deren Variieren der DC-Spannung stets optimal auf die jeweiligen Bedingungen von Strahlung und Temperatur eingehalten wird. Der MPP-Tracker passt immer den Lastwiderstand optimal so an, dass das Produkt aus Strom und Spannung maximiert wird. Dies wird durch einen Gleichspannungswandler (DC-DC-Wandler), der als Hochsetzsteller geschaltet ist, realisiert (s. Abbildung 2.3) (vgl. Mertens, 2020, S. 197–199; Quaschnig, 2024, S. 263–264).

Die PWM-Brücke ist mithilfe des Transformators (Trafo) dafür verantwortlich, den Strom in Wechselspannung zu transformieren. Der Trafo ist in der Lage eine Spannungsanpassung auf der Wechselspannungsseite zu gewährleisten und ist für eine

galvanische Trennung von Netz und Photovoltaikgenerator zuständig (vgl. Quaschnig, 2024, S. 264).

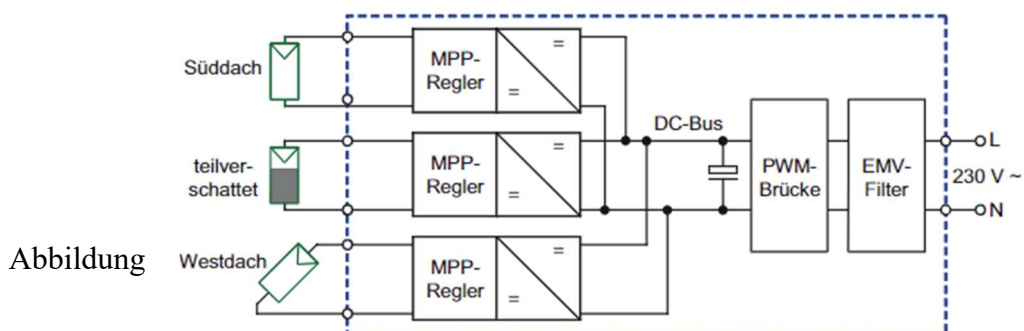
In der Regel wird die Nennleistung des PV-Generators ( $P_{STC}$ ) im Verhältnis zur maximalen Ausgangsleistung des Wechselrichters ( $P_{AC\_N}$ ) aufgrund des besseren Wirkungsgrads bei mittlerer Teillast überdimensioniert oder die Ausgangsnennleistung des Wechselrichters entsprechend unterdimensioniert. Der Dimensionierungsfaktor ( $SR_{AC}$ ) trägt dazu bei, den Wechselrichter auszulegen (vgl. Mertens, 2020, S. 215).

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{AC\_N}} \quad (1)$$

Es gib je nach Anwendungsart verschiedene Typen von Wechselrichtern, die im Folgenden erläutert werden.

**Stringwechselrichter:** Der Stringwechselrichter wird mit einem gesamten Strang verbunden und besitzt nur einen MPP-Tracker, er ist der häufigsten und günstigsten Art im Markt und ist für kleinere Solaranlagen mit einer Leistung von 500 W bis 3.000 W geeignet. Die Module beeinflussen sich gegenseitig, wenn sie in Reihe geschaltet sind. Daher wird die Gesamtleistung des Strings beeinträchtigt, wenn ein Modul z. B. im Schatten liegt (vgl. ErEne Green Technologies, 2023).

**Multistringwechselrichter:** *Multistringwechselrichter werden bei mittelgroßen PV-Anlagen mit mehreren Strings eingesetzt. Sie werden besonders bevorzugt, wenn die Anlage mit unterschiedlichen Ausrichtungen und Neigungen ausgestattet ist, und/oder wenn diese Teilverschattungen hat, siehe*



*Abbildung 2.4: Aufbau eines Multistring-Wechselrichters (Mertens, 2020, S. 210)*

Der Wechselrichter hat zwei oder drei Eingänge, die jeweils über einen eigenen MPP-Regler verfügen. Die eigenen MPP-Regler dienen zur Vermeidung von Mismatching-Verlusten, da die einzelnen Anlagenteile separat geregelt werden und somit keinen Einfluss aufeinander haben (vgl. Mertens, 2020, S. 209).

**Zentralwechselrichter:** Zentralwechselrichter sind für sehr großen Solaranlagen (mehrere 100 kWp bis einige MWp) mit homogenem Generator wie Gewerbeanlagen, Solarparks usw. geeignet, da die Module bei solchen Anlagen normalerweise die gleiche oder sehr ähnliche Neigungs- und Einstrahlungsverhältnisse aufweisen. Die Modulstränge werden über einen Generatoranschlusskasten an einer zentralen Stelle zusammengeführt und dann mit dem Wechselrichter verbunden. In der Regel haben solche Wechselrichter nur einen MPP-Tracker (vgl. ErEne Green Technologies, 2023).

**Master-Slave-Prinzip:** Das Master-Slave-Konzept wird hauptsächlich bei Großanlagen (>30 kW) eingesetzt. Hier werden wieder mehrere Wechselrichter angeschlossen und sie werden möglicherweise in einem gemeinsamen Gehäuse gelagert. Bei geringer Einstrahlung wird die gesamte Anlagenleistung auf den Master-Wechselrichter übertragen. Sobald die Leistung den zulässigen Wert für den einzelnen Wechselrichter überschreitet, wird Slave 1 zugeschaltet und sukzessive Slave 2, siehe Abbildung 2.5. Die Steuerung des gesamten Systems läuft über den Master (vgl. Mertens, 2020, S. 209–210).

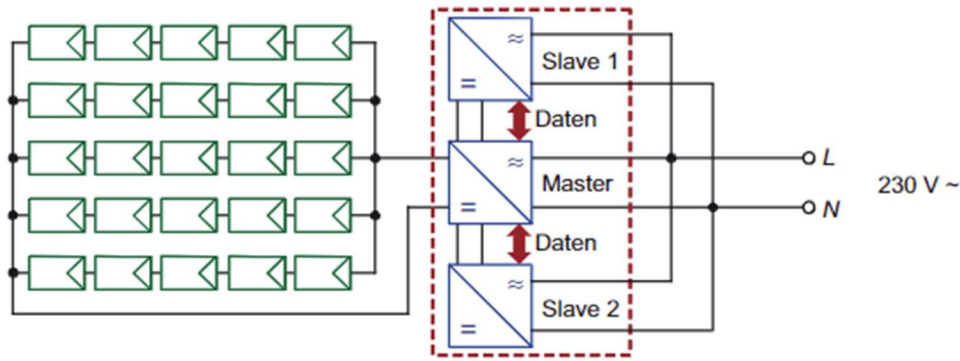


Abbildung 2.5: Master-Slave-Konzept (Mertens, 2020, S. 210)

**Modulwechselrichter:** Bei dem Einsatz von Modulwechselrichtern, auch Mikrowechselrichter genannt, bekommt jedes Solarmodul seinen eigenen Wechselrichter, die unter den Modulen angeschlossen werden. Dadurch, dass dieser Art vom Wechselrichter den Gleichstrom in Wechselstrom für nur ein Modul umwandelt, werden die Leistungen der einzelnen Module nicht voneinander beeinflusst. weil jeder Wechselrichter unabhängig voneinander dafür sorgt, dass das an ihm angeschlossene Modul in seinem Maximum-Power-Point betrieben wird, sind Teilverschattungen, Teilverschmutzungen usw. weniger relevant.

Im Gegensatz zu anderen Anlagen kann die Anlage mit Mikrowechselrichtern jederzeit erweitert werden, weil die Größe des Wechselrichters nicht von der Größe der Anlage abhängt. Zudem ist es nicht erforderlich, dass jedes Modul die gleiche Leistung aufweist.

### Batteriewechselrichter

Batteriewechselrichter sind wichtige Komponenten in PV-Anlagen, die dazu dienen, Gleichstrom von Batterien in Wechselstrom umzuwandeln. Im Gegensatz zu herkömmlichen Wechselrichtern, die direkt mit Solarmodulen verbunden sind, werden Batteriewechselrichter speziell für den Einsatz mit Batteriespeichersystemen entwickelt.

Während Photovoltaik-Wechselrichter nur für eine Richtung des Stromflusses geeignet sind, sind Batterie-Wechselrichter in der Lage, den Strom in beide Richtungen fließen zu lassen und somit die Umwandlung der Stromrichtungen durchzuführen. Dafür sind sie mit einem bidirektionalen Laderegler und einem Wechselrichter ausgestattet, Abbildung 2.6 stellt ein solcher schematisch Aufbau (vgl. Wiesner, 2023).

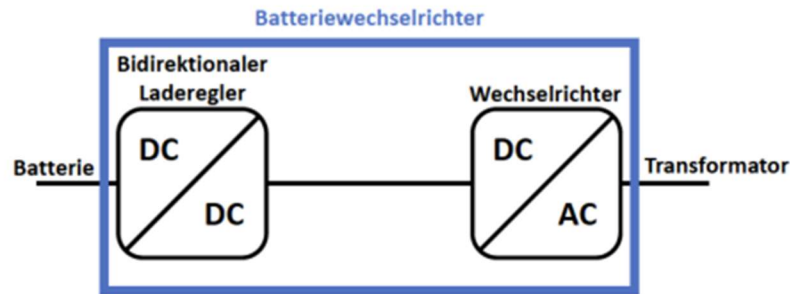


Abbildung 2.6: Systemtopologie Batteriewechselrichter (Wiesner, 2023)

Batteriewechselrichter verfügen oft über zusätzliche Funktionen wie intelligente Ladesteuerung, Energiemanagement und netzunabhängigen Betrieb. Sie ermöglichen die Integration von Batteriespeichern in das Stromnetz und bieten Flexibilität bei der Energienutzung, insbesondere in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen.

Es gibt mehrere Faktoren, die die Wahl eines passenden Batteriewechselrichters beeinflussen: die Batteriegröße und -art, die Leistung der Solarmodule und die besonderen Anforderungen des Stromnetzes. Moderne Batteriewechselrichter sind durch eine hohe Effizienz, Verlässlichkeit sowie durch neuartige Batteriemanagementsysteme (BMS), welche die Steuerung vereinfachen, gekennzeichnet. Dies gewährleistet eine optimale Leistung und Nutzung des Batteriespeichersystems.

### Hybridwechselrichter

Hybridwechselrichter kombinieren Photovoltaik- und Batteriewechselrichter in einem Gerät. Sie sind somit in der Lage, den Gleichstrom vom PV-Generator in Wechselstrom für die Einspeisung ins Netz umzuwandeln sowie die Ladung und Entladung eines Speichers mit Gleichstrom durchzuführen (vgl. energie-experten.org, 2024; ErEne Green Technologies, 2023).

Die Verwendung von solchen Wechselrichtern zur Einbindung einer Batterie auf der DC-Seite der Anlage kann zu einer Optimierung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Anlage führen, da dadurch Umwandlungsverluste minimiert werden.

### 2.2.3 Laderegler

Laderegler werden bei PV-Anlagen mit Batteriespeichersystemen eingesetzt, bei denen die Batterie direkt an den Solargenerator angeschlossen ist. Ihre Hauptaufgabe besteht darin, den Ladestrom und die Ladespannung der Batterie zu kontrollieren, um sie vor vorzeitiger Zerstörung durch Überladung oder Tiefentladung zu schützen. Es gibt verschiedene Arten von Laderegler, darunter PWM (Pulsweitenmodulation) und MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Ein PWM-Laderegler ist kein DC-DC-Wandler wie der MPPT-Laderegler, sondern ein Schalter, der den PV-Generator mit der Batterie verbindet. Als Ergebnis wird die Spannung der Anlage fast auf die Spannung der Batterie heruntergezogen. Der Ladestrom entspricht dem Strom des Generators (vgl. victron energy, 2014).

Ein MPPT-Laderegler passt die Eingangsspannung an, um die maximale Leistung der Solaranlage zu erzielen. Anschließend wird die Energie umgewandelt, um die variierenden Spannungsanforderungen der Batterie und der Last zu erfüllen. Der MPPT-Laderegler ist ein DC-DC-Wandler, der Energie von einer höheren Spannung in eine niedrigere Spannung umwandeln kann. Die Energiemenge ändert sich dabei nicht, abgesehen von kleinen Verlusten beim Umwandlungsprozess. Wenn die Ausgangsspannung niedriger als die Eingangsspannung ist, ist der Ausgangsstrom höher als der Eingangsstrom, damit die Leistung  $P = U \cdot I$  konstant bleibt (vgl. victron energy, 2014).

Moderne Laderegler verfügen oft über zusätzliche Funktionen wie Temperaturkompensation, Laststeuerung und Datenüberwachung.

MPPT-Laderegler sind für große Anlagen besser geeignet als PWM-Laderegler, da sie effizienter arbeiten. Dadurch entstehen weniger Verluste, was für größere Anlagen von entscheidender Bedeutung ist. Zudem weisen sie eine bessere Leistung unter verschiedenen Wetterbedingungen auf. (vgl. Renogy DE, 2023). Aus diesen Gründen wird im Folgenden lediglich die Dimensionierung des MPPT-Ladereglers erläutert.

Die Größe des Ladereglers ist von der Spannung und der Stromstärke des Solarsystems abhängig. Es muss sichergestellt werden, dass der Laderegler ausreichend groß ist, um die Strom- und Leistungsmenge der Module anzunehmen. Dazu sind die Batterieanforderungen auch sehr wichtig bei der Auswahl. Der Laderegler muss in der



Lage sein, den benötigten Ladestrom der Batterie und deren Betriebsspannung bereitzustellen (vgl. Renogy DE, 2023).

Wenn ein einzelner Laderegler nicht groß genug ist, können mehrere an einer Batterie angeschlossen werden. Wichtig hierbei ist es, dass alle Laderegler den gleichen Typ sind und der gleiche Batterie-Einstellungseingang haben (vgl. Renogy DE, 2023). In der Regel werden die Laderegler parallel auf der Batterieseite miteinander verbunden. Dadurch wird eine höhere Gesamtkapazität des Systems erreicht und eine bessere Leistung bei unterschiedlichen Wetterbedingungen erzielt (vgl. ECG Solax, 2023).

#### *2.2.4 Batteriespeichersysteme*

Batteriespeichersystem in Verbindung mit netzgekoppelten PV-FFA können dabei helfen die Netze zu entlasten, indem der erzeugte Strom tagsüber verteilt eingespeist werden kann. Die Belastung des Netzes kann verringert werden, dadurch dass die Batterie hauptsächlich dann geladen wird, wenn bereits ein hoher Anteil an erneuerbarer Energie im Netz vorhanden ist (z. B. in den Mittagsstunden) (vgl. Quaschnig, 2024, S. 270). Außerdem ist es möglich, mit solchen Projekten höhere Einnahmen erzielen, da der Strom zu Zeiten hoher Börsenpreise verkauft werden kann.

Derzeit werden in der Regel Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Batteriespeichern verwendet. Die Vorgehensweise der Lithium-Ionen-Zelle beruht darauf, dass Lithium-Ionen in den Materialgittern eingelagert und ausgelagert werden. Vorwiegend werden Akkus mit einer positiven Elektrode aus Lithium-Eisenphosphat (LiFePO<sub>4</sub>-Akkus) verwendet. Es gibt viele Gründe für die Popularität von Lithium-Ionen-Batterien. Dazu zählen hohe Lade- und Entladeströme, eine hohe Eigensicherheit im Vergleich zu anderen Batterien, eine hohe Zyklfestigkeit und Lebensdauer sowie ein hoher Wirkungsgrad (vgl. Sterner & Stadler, 2017, S. 283–284). In dieser Arbeit wird nicht näher auf die Funktionsweise und den Aufbau solcher Akkumulatoren eingegangen.

Batterien für PV-FFA sind in der Form von Batteriecontainers zu finden. In diesem sind die Batterieracks installiert. Ein Beispiel von einem Batteriecontainer stellt Abbildung 2.7 dar.

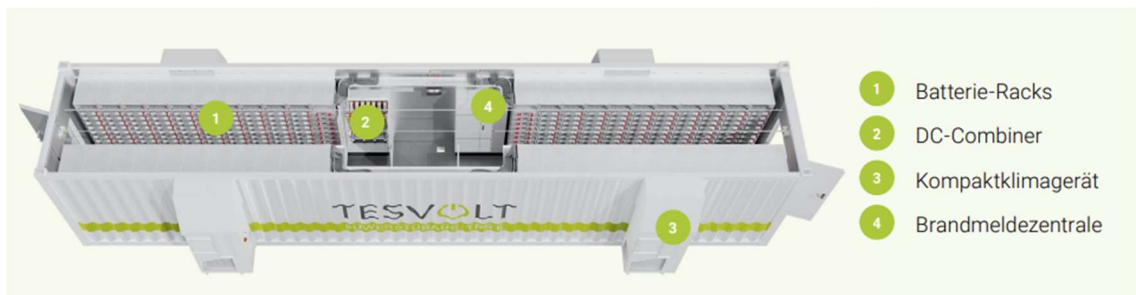


Abbildung 2.7: Exemplarischer Batteriecontainer (Tesvolt, o. D.)

Der DC-Combiner (Gleichstrom-Kombinierer) führt mehrere Gleichstrom-Eingänge zu einem einzigen Gleichstrom-Ausgang (vgl. NRG-Projekt, o. D.a). In diesem Fall dient er dazu, die jeweiligen Kabelstränge der Batterie-Racks aufzunehmen und diese zum Hybrid-, Batteriewechselrichter oder Laderegler zu führen. Um sicherzustellen, dass die Batteriemodule optimal funktionieren können, ist es notwendig sie in einem bestimmten Temperaturbereich zu halten. Dazu wird das Kompaktklimagerät verwendet. Mit der Brandmeldezentrale wird das System überwacht. Bei der Entstehung eines Brandes wird die eingebaute Brandlöschanlage aktiviert, um das Feuer einzudämmen und zu löschen.

Bei den Batterie-Racks handelt es sich um kleinere Batteriezellen, die miteinander verbunden sind. In der Abbildung 2.8 wird eine derartige Batteriezellen-Systemkette abgebildet.

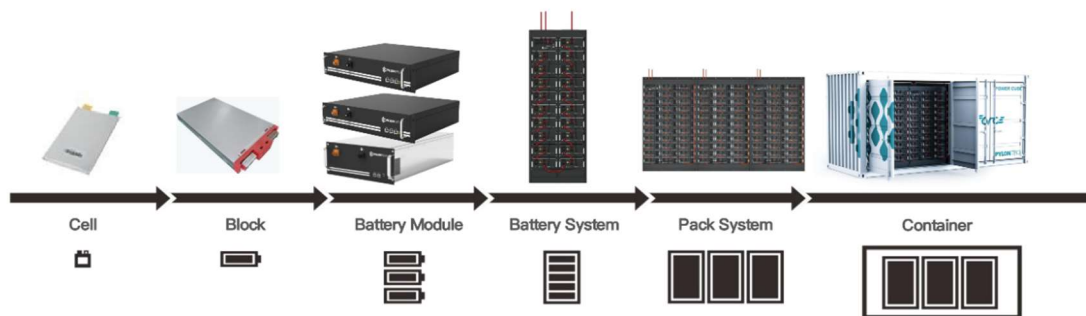


Abbildung 2.8: Systemkette von der Batteriezelle bis zum Batteriecontainer (Pylontech, 2023)

Die Zellen bilden einen Block, der aus mehreren Blöcken zu einem Batteriemodul zusammengeführt wird. Die Batteriemodule verfügen schon über ein Batteriemanagementsystem (BMS) für die Überwachung und Steuerung. Das BMS überwacht unter anderem die Zelltemperatur, Spannung, Strom und Lade-/Entladezyklen. Anschließend werden die verschiedenen Module zu Batteriesystemen kombiniert und im Batteriecontainer angebracht (vgl. Rahimzei et al., 2015).

Die Verbindung der Batteriezellen zu Batteriesystemen erfolgt durch eine Reihenschaltung. Die Gesamtspannung wird durch die Multiplikation der Zellenzahl mit der Zellspannung bestimmt. Danach werden die Systeme parallel zu einem Pack miteinander verbunden. Durch die Parallelschaltung steigt die Ladungsmenge (Ah) des Akkupacks bei konstanter Spannung, während gleichzeitig der maximale Entladestrom oder die Hochstromfähigkeit erhöht wird. Eine gewisse Anzahl von Systemen wird parallel geschaltet, je nachdem, wie viel Anwendungskapazität benötigt wird (vgl. Rahimzei et al., 2015).

Batteriespeichersysteme können in AC- oder DC-gekoppelt unterteilt werden, entscheidend ist, wo die Batterie im PV-System angeschlossen wird. Dies werden im Folgenden erläutert.

#### *2.2.4.1 AC-gekoppelter Batteriespeicher*

Bei AC-gekoppelten Systeme wird die Batterie im Wechselstromnetz des Systems angeschlossen. Der erzeugte Gleichstrom wird zunächst durch den PV-Wechselrichter in Wechselstrom gewandelt, dieser muss dann nochmal für die Einspeisung in der Batterie durch einen Batteriewechselrichter in Gleichstrom umgewandelt werden, siehe Abbildung 2.9.

Mit diesem System können bestehende PV-Systeme mit einer Batterie nachgerüstet werden, allerdings führt die doppelte Umwandlung (DC zu AC und wieder zu DC) zu höheren Verlusten.

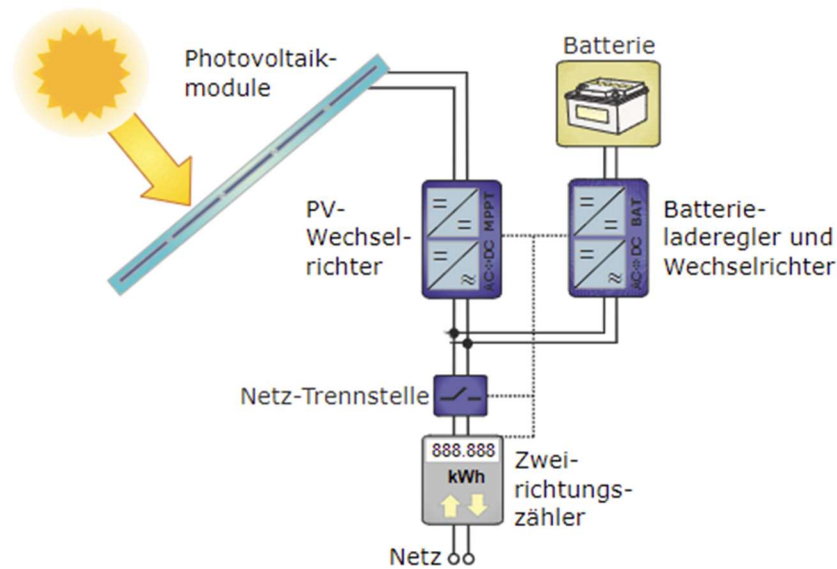


Abbildung 2.9: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit AC-gekoppeltem Batteriespeicher (Quaschnig, 2024, S. 270, bearbeitet)

#### 2.2.4.2 DC-gekoppelter Batteriespeicher

In DC-gekoppelten Systemen befindet sich die Batterie im Zwischenkreis des PV-Wechselrichters. Solche Systeme können entweder mit einem Hybridwechselrichter oder mit Laderegeln aufgebaut werden, siehe Abbildung 2.10. Dadurch entstehen geringere Umwandlungsverluste gegenüber der AC-Kopplung, was zu einer höheren Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems spricht.

Mit dem Einsatz eines Hybridwechselrichters können mehrere erhöhte Teillastverluste beim Batteriebetrieb auftreten, da der Wechselrichter für den Batteriebetrieb meist überdimensioniert ist, dadurch dass Batterien z. B. nachts bei geringer Leistung entladen werden (vgl. Quaschnig, 2024, S. 271). Dieses System erlaubt keine Flexibilität, d.h. es ist keine Nachrüstung möglich, da die Batterie und der Wechselrichter zusammen ausgelegt werden müssen.

Mit der Verbindung durch einen Laderegler wird ein Wechselrichter wie gewohnt benötigt, um den Gleichstrom sowohl von der Anlage als auch von der Batterie in Wechselstrom umzuwandeln

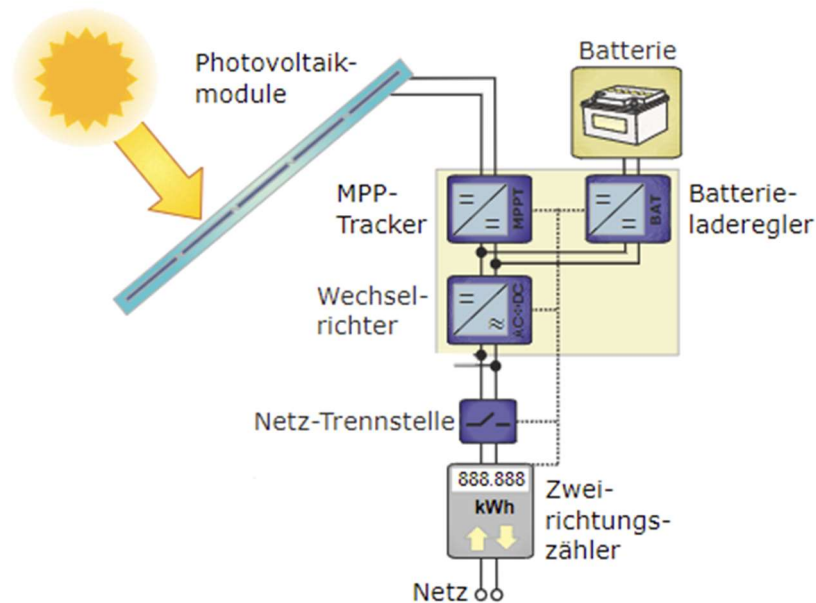


Abbildung 2.10: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit DC-gekoppeltem Batteriespeicher (Quaschnig, 2024, S. 271, bearbeitet)

### 2.2.5 Netzanschluss

Für PV-Freiflächenanlagen bietet sich ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz an. Daran werden Erzeugungsanlagen mit der Leistung von 100 kW bis ca. 50 MW angeschlossen, was die Ansprüche der meisten Anlagen abdeckt (vgl. C.A.R.M.E.N. e.V., 2023; Valov, 2020, S. 483). Um sicherzustellen, dass der von den Wechselrichtern zur Verfügung gestellte Wechselstrom auch dort eingespeist werden kann, ist eine geeignete Spannungseinstellung durch einen Transformator, auch Photovoltaik-Transformator genannt, erforderlich (vgl. C.A.R.M.E.N. e.V., 2023).

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW gehört ein intelligentes Messsystem (iMSys) zum Netzanschluss. Darüber kann der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren (vgl. § 9 Abs. 1 EEG 2023) (vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2014).

## 2.3 Effizienz einer Photovoltaikanlage

Die Effizienz einer PV-Anlage ist ein entscheidender Faktor für ihre Leistung und Rentabilität. Sie hängt von verschiedenen Variablen ab, darunter:

- Standort: Die Sonneneinstrahlung variiert je nach geografischer Lage und lokalen Wetterbedingungen. Standorte mit mehr Sonnenschein und weniger Verschattung erzielen in der Regel eine höhere Effizienz.
- Ausrichtung und Neigung der Module: Die Ausrichtung der Solarpaneele in Bezug auf die Sonne sowie ihre Neigung beeinflussen direkt die Menge des eingefangenen Sonnenlichts. Eine optimale Ausrichtung und Neigung maximiert die Energieerzeugung.
- Qualität der Komponenten: Die Auswahl hochwertiger Solarzellen, Wechselrichter und anderer Komponenten kann die Gesamteffizienz der Anlage verbessern.
- Wartung und Reinigung: Regelmäßige Wartung und Reinigung der Solarmodule helfen, Ablagerungen und Verschmutzungen zu entfernen, welche die Lichtabsorption beeinträchtigen können.
- Systemverluste: Unterschiedliche Arten von Systemverlusten wie Modulverschmutzung, Verschattung, Teillastbetrieb, Erwärmung sowie Leitungs-, Spannungswandlungs- und Batterieverluste können die Effizienz einer PV-Anlage beeinträchtigen.

Die Performance Ratio (PR) ist eine wichtige Kennzahl, um die Effizienz einer PV-Anlage zu bewerten. Sie beschreibt die Systemverluste und wird berechnet, indem der tatsächlich erzeugte Stromertrag der Anlage durch den theoretisch möglichen Ertrag bei optimalen Bedingungen geteilt wird (vgl. Quaschnig, 2024, S. 280). Eine PR von 100% würde bedeuten, dass die Anlage ihre maximale Leistung erreicht hat. Eine PR unter 100% deutet darauf hin, dass es Leistungsverluste aufgrund von verschiedenen Faktoren gibt, wie z.B. Verschattung, Systemverluste oder ungeplante Ausfallzeiten.

## 2.4 Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer PV-Anlage ist entscheidend für Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energien. Dabei werden verschiedene

Faktoren berücksichtigt, um die Rentabilität des Projekts zu bewerten. Zu den wichtigsten Aspekten gehören die Anfangsinvestition, die Stromerzeugung und -vergütung, die Betriebskosten, die Amortisationszeit und potenzielle staatliche Förderungen.

Die Anfangsinvestition umfassen den Kauf und die Installation der PV-Anlage sowie gegebenenfalls Kosten für Planung und Genehmigung. Eine detaillierte Kostenaufstellung ermöglicht eine genaue Prognose der Gesamtausgaben und eine Abschätzung der Rentabilität über die Lebensdauer der Anlage.

Die Stromerzeugung und -vergütung spielen eine zentrale Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die PV-Anlage erzeugt Strom, der entweder selbst genutzt oder ins öffentliche Netz eingespeist wird. Die Einspeisevergütung, die vom Staat festgelegt wird, garantiert dem Anlagenbetreiber über 20 Jahre eine feste Vergütung pro eingespeiste Kilowattstunde.

Die Höhe der Vergütung für den erzeugten Strom ist abhängig vom Zeitpunkt des Anlagenbaus und bleibt für einen Zeitraum von 20 Jahren unverändert. Wenn eine Anlage im darauffolgenden Jahr errichtet wird, erhält sie eine niedrigere Vergütung, die dann ebenfalls über einen Zeitraum von 20 Jahren konstant bleibt (vgl. § 25 Abs. 1 EEG 2023). Die festgelegte Fördersätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie wird gemäß § 49 EEG 2023 monatlich um 1% reduziert.

Je nach Größe der Anlage gelten verschiedene EEG-Förderungen:

**Einspeisevergütung:** Die Einspeisevergütung gilt ausschließlich für PV-Anlagen bis zu einer Leistung von 100 kW (vgl. § 21 Abs. 1 EEG 2023). Sie gewährleistet, dass jeder Betreiber einer solchen Anlage für jede ins öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde Strom eine Mindestvergütung gemäß den Bestimmungen des EEG erhält. Diese Vergütung ist unabhängig von der aktuellen Marktnachfrage und den aktuellen Strompreisen. Der aktuelle Satz beträgt derzeit 6,53 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen (vgl. Bundesnetzagentur, 2024a).

**Direktvermarktung und Marktprämienmodell:** Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW müssen ihren erzeugten Strom vermarkten. Bei der Direktvermarktung schließt der Anlagenbetreiber einen Vertrag mit einem Direktvermarkter ab, der den Strom an der Börse veräußert. Da der Börsenpreis oft niedriger ist als die

Erzeugungskosten für erneuerbaren Strom, bietet der Staat einen zusätzlichen Anreiz in Form der Marktprämie für die Direktvermarktung. Diese Prämie entspricht der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem monatlichen Durchschnittspreis für Strom an der Börse (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2017). Der anzulegende Wert variiert je nach Größe der Solaranlage, entweder bis zu 1.000 kW oder über 1.000 kW (vgl. Bundesnetzagentur, 2024b).

- Marktprämie für Solaranlagen bis 1.000 kW: Die Marktprämie für Anlagen bis zu 1.000 kW basiert auf einem festgelegten Wert gemäß dem EEG Aktuell beträgt dieser Wert 6,93 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen (vgl. Bundesnetzagentur, 2024a).
- Marktprämie für Solaranlagen größer 1.000 kW: Solaranlagen mit einer Leistung über 1.000 kW müssen an Ausschreibungen teilnehmen. Der anzulegende Wert wird aus den Zuschlägen dieser Ausschreibungen abgeleitet. Für Bürgerenergieanlagen, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen, wird der anzulegende Wert aus den Zuschlägen vorheriger Ausschreibungen berechnet. Dazu wird der Durchschnitt der höchsten Gebote aus dem Vorjahr herangezogen (vgl. § 48 Abs. 1a EEG). Der Durchschnittswert für das Jahr 2024 beträgt 6,47 ct/kWh (vgl. Bundesnetzagentur, 2024a).

Die laufenden Betriebskosten müssen ebenfalls berücksichtigt werden, da sie die Gesamtkosten beeinflussen. Sie sind notwendige Ausgaben, um einen langfristigen und zuverlässigen Betrieb der Solarstromanlage sicherzustellen. Diese Kosten umfassen verschiedene Aspekte wie Reparaturen, Rücklagen für unvorhergesehene Ausfälle, regelmäßige Wartung, Gebühren für den Stromzähler und Versicherungskosten. Bei PV-Freiflächenanlagen sind diese Betriebskosten in der Regel niedrig. Die Wartungsarbeiten an PV-Anlagen variieren jedoch je nach Wartungshäufigkeit und der Notwendigkeit von Reparaturen. Die Wartung ist stark abhängig von der Beschaffenheit der Oberfläche, wie intensiv die Pflege ist, sowie den lokalen Umweltbedingungen wie Witterung und Verschmutzungsquellen. Da PV-Anlagen im Allgemeinen wartungsarm sind, besteht die Wartung typischerweise aus einer Überprüfung der Verkabelung, des Wechselrichters und der Unterkonstruktion. Gelegentlich kann es erforderlich sein, die PV-Module zu reinigen. Bei einer Neigung der Module von mehr als zehn Grad tritt jedoch ein gewisser Selbstreinigungseffekt durch Regenwasser auf.



Die Amortisationszeit gibt an, wie lange es dauert, bis sich die Anfangsinvestition durch die Einsparungen oder Einnahmen aus der PV-Anlage amortisiert haben. Eine kürzere Amortisationszeit deutet auf eine schnellere Rentabilität des Projekts hin.

Staatliche Förderungen und Anreize spielen eine wichtige Rolle bei der Steigerung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen und können die Investitionsentscheidung positiv beeinflussen. Dazu gehören Programme wie das Förderprogramm 270 "Erneuerbare Energien - Standard" der KfW, das zinsgünstige Kredite für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bereitstellt. Ein weiterer Vorteil ist, dass Komponenten für PV-Anlagen steuerlich befreit sind und nur die Installationskosten besteuert werden.

## 2.5 Referenzprojekt EnBW

Als Referenzprojekt für die Planung der Anlage für beide Variante wird der PV-Park in Brandscheid der EnBW verwendet. Die Anlage hat eine Leistung von 7,6 MWp und ist mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 2,7 MW und eine Speicherkapazität von 3 MWh versehen (vgl. EnBW, 2024a, 2024b). Abbildung 2.11 zeigt der Aufbau des PV-Parks.

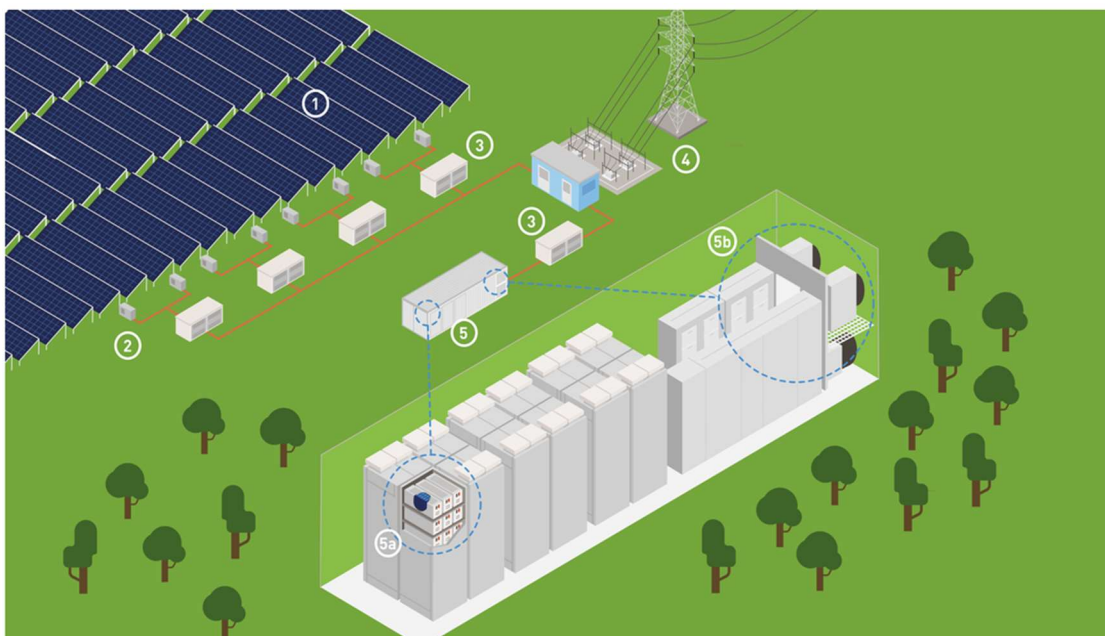


Abbildung 2.11: PV-Freiflächenanlage mit AC-gekoppeltem Batteriespeicher in Brandscheid (EnBW, 2024b)

Dabei sind:

1. der Solarpark, der Gleichstrom erzeugt.

2. die Wechselrichter, welche den Gleichstrom in Wechselstrom (Niederspannung) umwandeln.
3. die Transformatoren, welche die Niederspannung auf Mittelspannung transformieren.
4. die Übergabestation, welche die Anlage mit dem allgemeinen Stromnetz verbindet.
5. der Batteriespeicher, welcher die Energie des Solarparks in Lithium-Ionen-Zellen speichert.
  - a. Schränken
  - b. Wechselrichter, Steuereinheiten und Klimaanlage

Mit einer Südausrichtung und 20° Modulneigung erzielt die Anlage einen Jahresenergieertrag von 8 MWh. Weitere Projektspezifikationen sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

*Tabelle 2.1: Projektspezifikationen des PV-Parks Brandscheid (selbst Darstellung in Anlehnung an EnBW, 2024b)*

PV-Park Brandscheid EnBW	
Wechselrichter	Sungrow SG125HV (125 kW)
Modultyp	LONGi LR4-72HIBD
Verschaltung je WR	55x 12 Stränge à 26 Module
Modulanzahl; DC-Leistung	17.160 Stück; 7.591,74 kWp
AC WR max. Scheinleistung	55x 125 kVA (6.875 kVA)
Transformatoren	2x 1.000 kVA; 2x 2.500 kVA (0,6/20 kV)

## 3 Methodik

In den folgenden Kapiteln wird auf die Methodik eingegangen. Sie gliedert sich in technische Planung, Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit. Im ersten Teil werden die Kriterien für die Auswahl und Dimensionierung der Komponenten erläutert. Dabei wird zwischen den Varianten AC- und DC-seitige Batterieintegration (im Folgenden auch AC- und DC-Variante genannt) unterschieden. In einem weiteren Abschnitt wird erläutert, wie die Berechnung der Energieeffizienz durchgeführt wird. Abschließend werden die für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung notwendigen Größen dargestellt.

### 3.1 Technische Planung

#### 3.1.1 Modulauswahl

PV-Module mit höherem Wirkungsgrad reduzieren den Flächenbedarf von PV-Parks. Dies ist bei bifazialen Modulen der Fall, die unter gleichen Bedingungen mehr Energie erzeugen können als Standardmodule ohne modifizierte Zellen (vgl. Katz, 2022). Bifaziale Module führen zu einer höheren flächenspezifischen Energieausbeute als konventionelle Module. Aus diesem Grund werden bifaziale Module betrachtet.

Der ideale Energieertrag ( $E_{Ideal}$ ) eines Moduls und darüber hinaus der gesamten Anlage lässt sich aus der Photovoltaikfläche ( $A_{PV}$ ), dem Photovoltaikwirkungsgrad ( $\eta_{PV}$ ) und der solaren Bestrahlung ( $H_{G,gen}$ ) in Modulebene berechnen (vgl. Quaschnig, 2024, S. 279):

$$E_{Ideal} = A_{PV} \cdot \eta_{PV} \cdot H_{G,gen} \quad (2)$$

Dabei wird als Photovoltaikfläche die reine Modulfläche als Flächenbedarf berücksichtigt (vgl. C.A.R.M.E.N. e.V., 2023, S. 21).

### *3.1.2 Wechselrichterauswahl und Anlagenauslegung*

Die Dimensionierung der Wechselrichter wird mithilfe der Sunny Design Software der SMA AG durchgeführt. Das Programm verfügt über eine Wetterdatenbank, sowie eine Moduldatenbank, die Module verschiedener Hersteller beinhaltet.

Für die Dimensionierung wird zuerst die Anlagenart und der Standort ausgewählt. Als nächstes werden die Module, sowie die Leistung oder Anzahl der Module, der Azimut, die Neigung und die Montageart festgelegt.

Danach schlägt die Software Anlagenauslegungen mit SMA-Wechselrichtern vor. Die Vorschläge unterscheiden sich unter anderem in Bezug auf die Anzahl der Wechselrichter, deren AC-Nennleistung und den möglichen Energieertrag.

### *3.1.3 Batterie*

Zur Ermittlung der Speicherkapazität für die geplante Anlage wird zunächst der durchschnittliche tägliche Energieertrag anhand des Jahresertrages berechnet. Anschließend wird die Batteriekapazität mithilfe des gleichen Verhältnisses wie beim Referenzprojekt ermittelt.

### *3.1.4 Batteriespeicherintegration*

Bei der Batteriespeicherintegration werden sich die Varianten in AC-seitige und DC-seitige Einbindung unterscheiden.

#### *3.1.4.1 Variante AC-seitige Batterieintegration*

Die Integration der Batterie auf der AC-Seite erfolgt wie im Referenzprojekt über einen Batteriewechselrichter und einen Transformator. Der Transformator verbindet den Batteriewechselrichter mit dem Netz.

Der Batteriewechselrichter wird so ausgewählt, dass dieser die Batteriespannung und den Batteriestrom aufnehmen kann. Das heißt, die Batteriespannung muss im Spannungsbereich des Batteriewechselrichters liegen und der Batteriestrom darf den maximalen Eingangsstrom des Batteriewechselrichters nicht überschreiten.

Um den Transformator richtig zu dimensionieren, darf die maximale Scheinleistung des Batteriewechselrichters die Scheinleistung des Transformators nicht überschreiten. Dabei sind die Primär- und Sekundärspannungen des Transformators zu berücksichtigen. Die Primärspannung wird entsprechend der Ausgangsspannung des Batteriewechselrichters und die Sekundärspannung entsprechend der Mittelspannung des Netzes gewählt (vgl. Daelim, 2020).

#### *3.1.4.2 Variante DC-seitige Batterieintegration*

Die Einbindung der Batterie auf der DC-Seite erfolgt über MPPT-Laderegler. Um diese zu dimensionieren, wird zunächst berechnet, wie viele Arrays an die Batterie angeschlossen werden sollen. Pro Array wird ein Laderegler eingesetzt, um die Verbindung zur Batterie zu ermöglichen. Er muss in der Lage sein, die Spannung des Arrays an die Batteriespannung anzupassen.

Die Laderegler werden parallelgeschaltet, so dass sich ihre Ströme addieren. Der Gesamtlastestrom muss ausreichen, um die Batterie mit dem erforderlichen Ladestrom zu versorgen. Alle Laderegler müssen identisch sein. Es handelt sich um bidirektionale Laderegler mit einem Lastausgang für den Anschluss des Wechselrichters.

Die Laderegler sind dafür verantwortlich zu kontrollieren, wann die Batterie geladen und entladen werden soll. Die Anlage ist so konzipiert, dass die Batterie tagsüber oder solange die Sonne scheint und der PV-Generator Strom produziert, vollständig geladen wird und nachts oder wenn keine Produktion stattfindet, entladen wird. Somit kann das Stromnetz entlastet werden.

Wenn die Batterie voll ist oder entladen werden muss, fließt der Strom entweder direkt vom Array oder von der Batterie durch den Laderegler zu den Wechselrichtern.

#### *3.1.5 Netzanschluss*

Der Netzanschluss der Anlage erfolgt analog zum Referenzprojekt über Transformatoren, welche die Niederspannung in Mittelspannung umwandeln. Diese sind mit einer Übergabestation gekoppelt, welche die Verbindung zum allgemeinen Stromnetz herstellt.

In der Regel werden mehrere Transformatoren benötigt. Um diese richtig zu dimensionieren, gelten die gleichen Regeln, wie bei *Variante AC-seitige Batterieintegration*. Der einzige Unterschied besteht darin, dass hier mehrere Wechselrichter an einen Transformator angeschlossen werden. Somit darf die maximale Gesamtscheinleistung der Wechselrichter die Scheinleistung des Transformators nicht überschreiten.

### 3.1.6 Verkabelung

In Photovoltaikanlagen werden hohe Anforderungen an die Kabel gestellt, welche die einzelnen Solarmodule untereinander, sowie die Module mit dem Wechselrichter und diesen mit dem Netzeinspeisepunkt verbinden. Aus diesem Grund müssen speziell zertifizierte Solarkabel verwendet werden, die für diese anspruchsvollen Bedingungen geeignet sind. Die Kabel, welche zur Verbindung der Module dienen, sind dabei bereits vormontiert (vgl. Madel, o. D.).

Für die Auswahl der Kabel wird die PV-FFA in Schönkirchen-Reyersdorf in Österreich als Basis genommen. Dort wurden für die DC-Seite der Anlage Ölflex-Solarleitungen und für die AC-Seite Aluminium-Energiekabel verlegt (vgl. Nille, 2021). Um den Kabeldurchmesser und -länge zu bestimmen, werden die Verluste für verschiedene Möglichkeiten berechnet und diejenige gewählt, die eine bessere Leistung der Anlage gewährleistet. Die Leistungsverluste ( $P_v$ ) hängen von der Kabellänge ( $L$ ), dem Stromfluss durch das Kabel ( $I$ ) und der Kabelquerschnittsfläche ( $A$ ). Der prozentuale Verlust ( $P_v\%$ ) wird aus dem Gesamtleistungsverlust und der Anlagenleistung ( $P$ ) berechnet. Zur Berechnung werden folgende Formeln verwendet (vgl. Märkel, 2023):

- Für Kupferkabel:

$$P_v = (2 * L * I^2) / (56 * A) \quad (3)$$

- Für Aluminiumkabel:

$$P_v = (2 * L * I^2) / (38 * A) \quad (4)$$

- Verlust in Prozent:

$$P_v\% = P_v * 100\% / P \quad (5)$$

Dabei soll berücksichtigt werden, dass die Kabelverluste nicht über 1% liegen sollten (vgl. Märkel, 2023).

Die Anlagenleitungen werden bei beiden Varianten unterschiedlich verlegt und die daraus resultierenden Verluste können bei der Berechnung der Anlageneffizienz eine wichtige Rolle spielen.

### 3.2 Energieeffizienz

Um die Energieeffizienz der Anlage zu berechnen, wird zunächst der Gesamtwirkungsgrad ( $\eta_{Gesamt}$ ) der Anlage unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten ( $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n$ ) ermittelt.

$$\eta_{Gesamt} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_n \quad (6)$$

Die Wirkungsgrade werden, wenn möglich, den Datenblättern der ausgewählten Komponenten entnommen. Sind diese nicht verfügbar, werden realistische Annahmen getroffen. Für die Batterie wird der gleiche Wirkungsgrad wie für eine LiFePO<sub>4</sub>-Zelle angenommen. Für den Laderegler wird der gleiche Wirkungsgrad wie für den zugrunde liegenden Laderegler angenommen.

Die neuen Wirkungsgrade werden in der Formel (2) eingesetzt, um die realen Jahresenergieerträge der beiden Varianten zu berechnen. Das Verhältnis zwischen dem idealen Jahresenergieertrag ( $E_{Ideal}$ ) und dem realen Jahresenergieertrag ( $E_{Real}$ ) ergibt die Performance Ratio ( $PR$ ) (vgl. Quaschnig, 2024, S. 280).

$$PR = \frac{E_{Ideal}}{E_{Real}} \quad (7)$$

Eine höhere Performance Ratio bedeutet, dass die Anlage effizienter arbeitet.

### 3.3 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit beider Varianten wird untersucht, indem zunächst die Anfangsinvestition der Anlage ermittelt werden. Anschließend können die Betriebskosten, die Stromgestehungskosten sowie die jährlichen Einnahmen und die Amortisationszeit der Anlage ermittelt werden.

### 3.3.1 *Anfangsinvestition*

Um die Anfangsinvestition der Anlage zu ermitteln, werden die Preise der einzelnen Komponenten aus Online-Shops entnommen, realistisch auf Basis ähnlicher Produkte geschätzt oder aus wissenschaftlichen Arbeiten genommen. Einige Kosten, insbesondere bei den Kosten für den Netzanschluss, wurden von einer PV-Firma ermittelt.

Bei der Ermittlung der Batteriekosten werden ausschließlich die Kosten der Batteriezellen berücksichtigt. Die Kosten für Nebenkosten wie BMS und Klimagerät werden hingegen vernachlässigt. Der Preis des Ladereglers wird anhand des zugrunde liegenden Modells geschätzt.

### 3.3.2 *Betriebskosten*

Die Betriebskostenkalkulation berücksichtigt die folgenden Kosten (vgl. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2019):

- Kosten für Betrieb und Instandhaltung: 0,8% der Investitionssumme
- Pacht für das Gelände: 0,5% der Investitionssumme
- Anlagenversicherung: 0,2% der Investitionssumme
- Fernüberwachung: 10.000 €/Jahr
- Rückstellungen für Ersatzbeschaffungen: 0,5% der Investitionssumme

Daraus resultieren 2 % der Gesamtinvestitionssumme sowie 10.000 € als Betriebskosten pro Jahr.

### 3.3.3 *Finanzierung*

Die Finanzierung des gesamten Neubaus erfolgt über die KfW mit dem Förderprogramm 270 „Erneuerbare Energien – Standard“. In der Regel hängen die Kreditkonditionen von den wirtschaftlichen Bedingungen des Unternehmens ab. Die erforderlichen Schritte zur Konditionsfindung sind im Anhang A 1 Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer aufgeführt. Zur Berücksichtigung einer Kreditfinanzierung für die Wirtschaftlichkeitsanalyse gilt als Bonitätsklasse „4“. Das heißt, die Bank hat die Kreditwürdigkeit des Unternehmens als „befriedigend“



eingestuft, was bedeutet, dass eine Einjahresausfallwahrscheinlichkeit von über 1,20% bzw. unter 1,80% angenommen werden kann. Darüber hinaus beträgt der Wert der Besicherung (Besicherungsklasse 1)  $\geq 70\%$ . Der Höchstzinssatz des Förderkredits kann aus der Bonitätsklasse abgeleitet werden. In der Preisklasse „B“ kann dieser bis zu 3,01% betragen (KFW, 2022).

Eine Fremdfinanzierung mit 0 % Eigenfinanzierung, eine Laufzeit von 20 Jahren und ein Zinssatz von 3,01% werden für die Wirtschaftlichkeitsanalyse als Ausgangspunkt genommen.

### 3.3.4 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten einer PV-Anlage beziehen sich auf die Gesamtkosten, die für die Erzeugung von Strom durch die Anlage anfallen. Diese Kosten umfassen die initialen Investitionsausgaben ( $I_0$ ), die jährliche Gesamtkosten ( $A$ ), einschließlich der Betriebs- und Wartungskosten, die jährliche produzierte Energiemenge ( $M$ ) und einen Annuitätsfaktor ( $ANF$ ) (s. Formel (8)). Der Annuitätsfaktor kann mit der Formel (9) berechnet werden, wobei der reale kalkulatorische Zinssatz ( $i$ ) und die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlage in Jahren ( $n$ ) berücksichtigt werden (vgl. Timmerberg, 2022).

$$\text{Gestehungskosten} = \frac{I_0 \cdot ANF + A}{M} \quad (8)$$

$$ANF = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (9)$$

Die Nutzungsdauer der Anlage wird auf 20 Jahren gesetzt, da die EEG-Vergütung nur über 20 Jahre bezahlt wird, obwohl die typische Lebensdauer solcher Anlagen 25 bis 30 Jahre beträgt (vgl. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2019).

Der reale kalkulatorische Zinssatz (auf Englisch Weighted Average Cost of Capital oder  $WACC$ ) wird anhand der Marktwerte des Eigenkapitals ( $E$ ), des Fremdkapitals ( $F$ ) und des Gesamtkapitals ( $G$ ) berechnet. Hierbei werden die erwartete Verzinsung des Eigenkapitals ( $r_e$ ), die Zinsen für das Fremdkapital ( $r_f$ ) und die Steuerquote des Unternehmens ( $t_u$ ) berücksichtigt (s. Formel (10)) (vgl. Schawel & Billing, 2014, S. 271).

$$WACC = \frac{E}{G} \cdot r_e + \frac{F}{G} \cdot r_f \cdot (1 - t_u) \quad (10)$$

Als Zinsen für Fremdkapital wird 3,01% (s. Finanzierung) angenommen und als Steuerquote des Unternehmens 30%. Da die Finanzierung der Anlage komplett über Fremdfinanzierung erfolgt, gilt  $WACC = \frac{F}{G} \cdot r_f \cdot (1 - t_u) = 1 \cdot 0,0301 \cdot 0,7 = 0,02107 = 2,107\%$

### 3.3.5 Jährliche Einnahmen und Amortisationszeit

Für die Berechnung der jährlichen Einnahmen der Anlage ( $K_{Ein}$ ), werden die ausgezahlte Einspeisevergütung ( $k_{EEG}$ ) und die jährliche Stromproduktion ( $W_{Jahr}$ ) berücksichtigt (vgl. Mertens, 2020, S. 310).

$$K_{Ein} = k_{EEG} \cdot W_{Jahr} \quad (11)$$

Da die Anlage größer als 1 MW ist, muss sie an Ausschreibungen teilnehmen, um die Höhe der Vergütung zu ermitteln. Für die Berechnung der jährlichen Einnahmen wird der Durchschnittswert der Ausschreibungsergebnisse von 2023 verwendet: 6,47 ct/kWh entsprechen 64,7 €/MWh (vgl. Bundesnetzagentur, 2024a).

Bei der jährlichen Stromproduktion wird eine Ertragsminderung der Module durch lineare Alterung gemäß den Angaben des Modulherstellers über 20 Jahre berücksichtigt.

Die Amortisationszeit ( $T_{Amortisation}$ ) ergibt sich aus der Investitionssumme ( $K_0$ ) dividiert durch den Jahresüberschuss ( $K_{Überschuss}$ ), d.h. die Differenz zwischen den jährlichen Einnahmen und den Betriebskosten ( $K_{Betrieb}$ ) (vgl. Mertens, 2020, S. 310).

$$T_{Amortisation} = \frac{K_0}{K_{Ein} - K_{Betrieb}} = \frac{K_0}{K_{Überschuss}} \quad (12)$$

## 4 Ergebnisse Technische Planung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der technischen Planung beider Varianten dargestellt und miteinander verglichen. Die technische Planung beider Varianten wird auf Basis des Referenzprojektes der EnBW durchgeführt. Der PV-Park wird von dem Referenzprojekt mit 7,6 MWp auf ca. 2 MWp runterdimensioniert.

Der EnBW Solarpark Brandscheid erzielt bei Südausrichtung und einer Modulneigung von 20° einen jährlichen Energieertrag von 8.000 MWh, was einem durchschnittlichen Tagesertrag von 22 MWh entspricht (vgl. EnBW, 2024b). Dort wurde ein Batteriecontainer mit einer Kapazität von 3 MWh eingesetzt, was 13,6 % der täglichen Produktion entspricht (vgl. EnBW, 2024a).

### 4.1 Variante AC-seitige Batterieintegration

#### 4.1.1 Modulauswahl

Das ausgewählte bifaziale Modul für das Projekt ist das Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 570 Watt von der Firma Jinko Solar. In Tabelle 4.1 sind die Modulspezifikationen zusammengefasst, für mehr Details siehe Anhang A 2.

Tabelle 4.1: Modulspezifikationen (eigene Darstellung in Anlehnung an Jinko Solar, 2024)

Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 570 Watt	
Leistung STC	570 Wp - 713 Wp
Wirkungsgrad STC	22,07% - 27,58%
Größe	Höhe 2.278 mm x Breite 1.134 mm
Jährliche lineare Alterung	0,40 %

Für die weiteren Berechnungen werden eine Leistung von 641,5 Wp sowie ein Wirkungsgrad von 24,83% für die Module berücksichtigt. Als solare Bestrahlung wird der Mittelwert zwischen 1121 und 1140 kWh/m<sup>2</sup> für Brandscheid verwendet (DWD, 2023).

Der PV-Park wird von dem Referenzprojekt auf 2,18 MWp mit 3.400 Module runterdimensioniert. Mit dieser Anzahl an Modulen würde die Anlage einen idealen Jahresenergieertrag ( $E_{ideal}$ ) von 2.464 MWh erzielen (s. Formel (2)):

$$E_{ideal} = (3.400 \text{ Module} \cdot 1,134 \text{ m} \cdot 2,278 \text{ m}) \cdot 24,83\% \cdot 1.130 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}} \cdot 10^{-3}$$

$$= 2.464 \text{ MWh/a}$$

#### 4.1.2 Wechselrichterauswahl und Anlagenauslegung

Bei der Anlagenart handelt es sich im vorliegenden Fall um eine freie Aufstellung. Standort, Ausrichtung und Neigung werden analog zum Referenzprojekt bzw. als Brandscheid, Süd (0° Azimut) und 20° gewählt.

Die AC-Nennleistung und der erzielbare Energieertrag waren die entscheidenden Kriterien für die Auswahl der Wechselrichter und damit für die Anlagenauslegung, um einen möglichst hohen Anlagenwirkungsgrad zu erreichen. Es wurden 17 Wechselrichter SPH 150-21 600 V mit einer AC-Nennleistung von insgesamt 2,55 MW und einem möglichen Energieertrag von 100% ausgewählt. Die folgende Tabelle 4.2 zeigt einige Wechselrichterspezifikationen, die für die weiteren Berechnungen wichtig sind. Siehe auch Anhang A 3.

Tabelle 4.2: Wechselrichterspezifikationen (eigene Darstellung in Anlehnung an SMA, 2023)

SPH 150-21 600 V	
Max. Generatorleistung	300 kWp
Max. Eingangsspannung	1.500 V
Max. Eingangsstrom	180 A
Ausgangsleistung bei Nennspannung	150 kW
Max. AC-Scheinleistung	150 kVA
AC-Nennspannung	600 V
Max. Ausgangsstrom	151 A

Jeder Wechselrichter ist mit einem Array verbunden. Ein Array besteht aus acht Strängen, von denen jeder 25 Module enthält.

### 4.1.3 Batterie

Für die Dimensionierung der Batterie wird das Referenzprojekt berücksichtigt. Zur Ermittlung der Speicherkapazität für die geplante Anlage wurde zunächst der tägliche Energieertrag anhand des jährlichen Energieertrags berechnet. Dieser beträgt ca. 6,5 MWh. Anschließend wurde die Kapazität mithilfe des gleichen Verhältnisses wie beim Referenzprojekt berechnet:

$$6,5 \text{ MWh} \cdot 13,6\% = 884 \text{ kWh}$$

Die Batterie besitzt fünf parallelgeschaltete Schränke je mit 250 seriengeschaltete Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO<sub>4</sub>) Zellen. Jede Zelle hat eine Spannung von 3,2 V und eine Kapazität von 280 Ah. Dies ergibt eine Nennspannung von 800 V und eine Kapazität von 1.400 Ah für die gesamte Batterie. Die DC-Nennkapazität beträgt 1.120 MWh und unter Berücksichtigung der 80% Entladungstiefe ergibt sich eine Nennkapazität von 896 kWh. Tabelle 4.3 stellt weitere Spezifikationen der Batterie dar.

Tabelle 4.3: Batteriespezifikationen (eigene Darstellung)

Batterie 800 V/1.400 Ah	
Batterietechnik	LiFePO <sub>4</sub>
Zelllebenszyklus	80% DoD, 8.000 Zyklen @ 1C 25°C <sup>[1]</sup>
Zellspezifikation	3,2 V/280 Ah
Schrankkonfiguration	1P250S
Schrankanzahl	5
Nennkapazität (80%)	896 kWh
DC-Nennkapazität	1.120 kWh
Nennspannung	800 V
Spannungsbereich	707 - 888 V
Ladestrom	1.400 A
Max. Wirkungsgrad	95% <sup>[2]</sup>

<sup>1</sup> (LiFePO Shop, 2022)

<sup>2</sup> (RCT Power, 2020)

### 4.1.4 Batteriespeicherintegration

In Abbildung 4.1 ist der Schaltplan der gesamten Anlage dargestellt. Zunächst wird der gesamte Gleichstrom durch die 6 Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt. Von jedem Array wird eine Spannung von 1.057,25 V abgegeben. Der Wechselrichter

reduziert diese Spannung auf ca. 600 V (s. Anhang A 4 Datenblatt SMA Sunny Central Storage ). Um den produzierten Strom ins Mittelspannungsnetz einzuspeisen, muss er zunächst durch einen Transformator auf eine höhere Spannung (20 kV) umgewandelt werden. Um ihn in der Batterie zu speichern, muss der Strom erneut durch einen Transformator geleitet werden, um die Spannung an die Batteriespannung anzupassen. Schließlich wird er durch einen Batteriewechselrichter geleitet, der die Wechselspannung in Gleichspannung wieder umwandelt.

Als Batteriewechselrichter wurde der Sunny Central Storage 1900 von SMA gewählt. Auf der DC-Seite hat er einen Spannungsbereich von 500 V bis 950 V und einen maximalen Eingangsstrom von 4.060 A bei 25°C. Die Batterie hat eine Spannung von 800 V und einen Strom von 1.400 A. Auf der Netzseite kann der WR eine Nennspannung im Bereich von 270 V bis 404 V aufnehmen (vgl. SMA, 2024). Der zweite Transformator reduziert die Spannung auf diesen Bereich und erhöht diese später wieder auf Mittelspannung. Der Trafo muss in der Lage sein eine Scheinleistung von 1.900 kVA (aus dem Batterie-WR) aufzunehmen und die Spannung von 20 kV auf ca. 400 V und umgekehrt umzuwandeln. Daher wurde ein Transformator mit einer Scheinleistung von 2000 kVA (0,42/20 kV) gewählt.

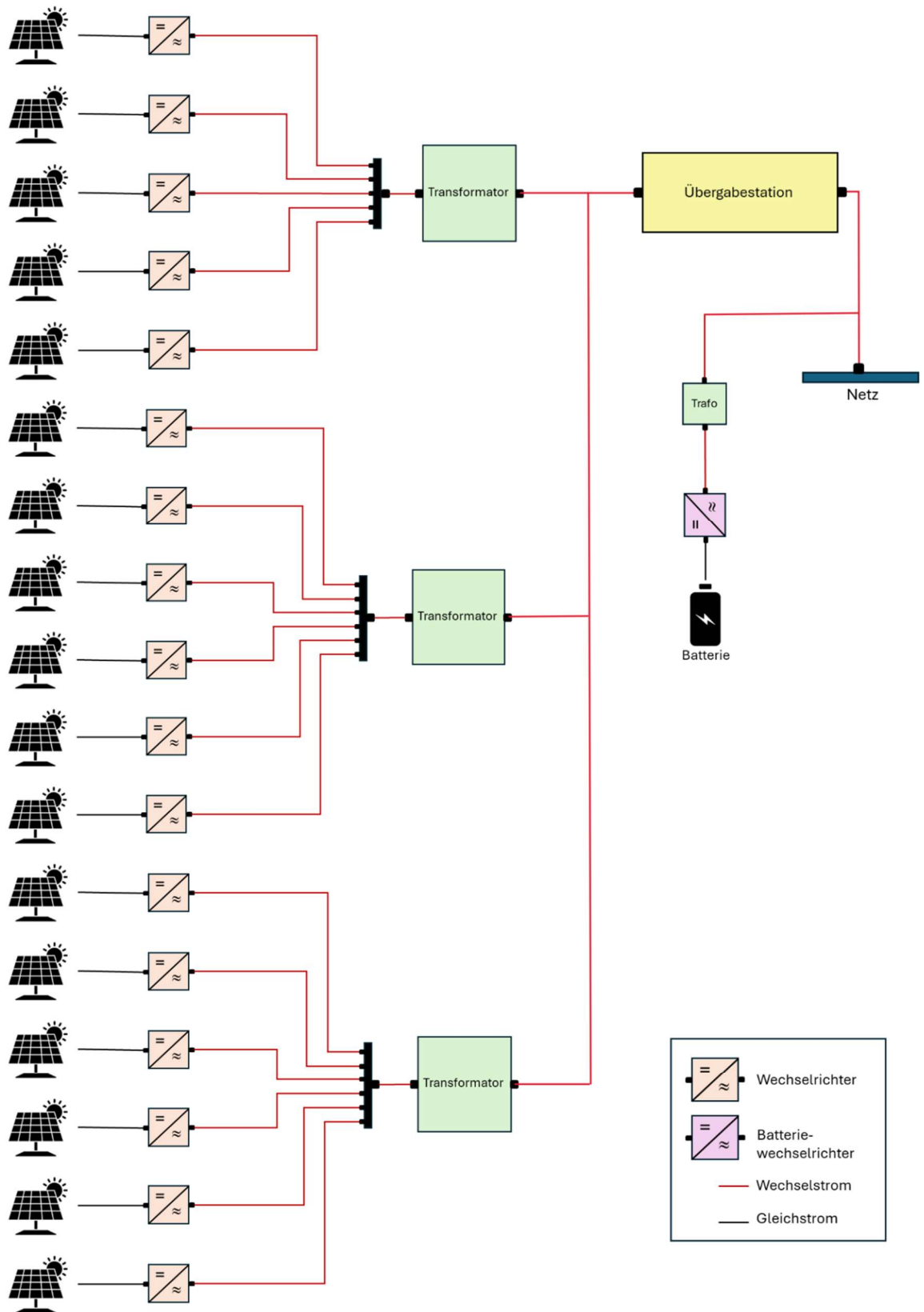


Abbildung 4.1: Schaltplan der Anlage mit AC-seitiger Batterieintegration (eigene Darstellung)

#### 4.1.5 Netzanschluss

Wie in Abbildung 4.1 dargestellt, werden drei Transformatoren eingesetzt, um die Spannung der Wechselrichter in der Mittelspannungsnetzspannung anzupassen. Insgesamt haben die 17 WR eine Scheinleistung von 2.250 kVA (17 x 150 kVA), daher wurden drei Transformatoren mit je einer 1.000 kVA-Scheinleistung (0,69 / 20 kV) eingesetzt. Zwei davon sind mit sechs WR verbunden und der letzte mit fünf.

Die Transformatoren leiten den Strom in der Übergabestation, welche die Verbindung zum allgemeinen Stromnetz ist.

#### 4.1.6 Verkabelung

Als Solarleitung für die Verbindung zwischen den Arrays und den Wechselrichtern wurde die Kupfer-Solarleitung ÖLFLEX® SOLAR XLS-R mit einem Kabelquerschnitt von 20 mm<sup>2</sup> der Firma Lapp gewählt (Lapp, 2024d). Für die Verbindung zwischen den Wechselrichtern und den Transformatoren werden die Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel von Lapp mit vier Adern à 50 mm<sup>2</sup> verwendet (Lapp, 2024b). Unter der Annahme, dass die Entfernung zwischen dem Array und dem Wechselrichter und zwischen dem Wechselrichter und dem Transformator jeweils von 5 bis 10 m beträgt, werden ca. 120 m beider Kabel benötigt.

Für die Verbindung von den Transformatoren zur Übergabestation und von dort zum Netz werden sogenannte Mittelspannungskabel von Lapp verwendet, hier das NA2XS(F)2Y 20kV mit 120 mm<sup>2</sup>.

Von der Übergabestation zum Transformator wird das Mittelspannungskabel (ca. 5 m) und von dort zum Batteriewechselrichter (ca. 5 m) wieder der NAYY-Kabel verwendet, hier mit vier Adern je mit 240 mm<sup>2</sup>. Zum Anschluss der Batterie an den Batterie-WR wird die DC-Anschlussleitung ÖLFLEX® DC 100 mit drei Adern mit je 35 mm<sup>2</sup> von Lapp in Einsatz kommen (Lapp, 2024c). Davon schätzungsweise ca. 5 m benötigt.

In Abbildung 4.2 wird dargestellt, wie viel von welchem Kabel allgemein für jede Strecke der Anlage benötigt wird.



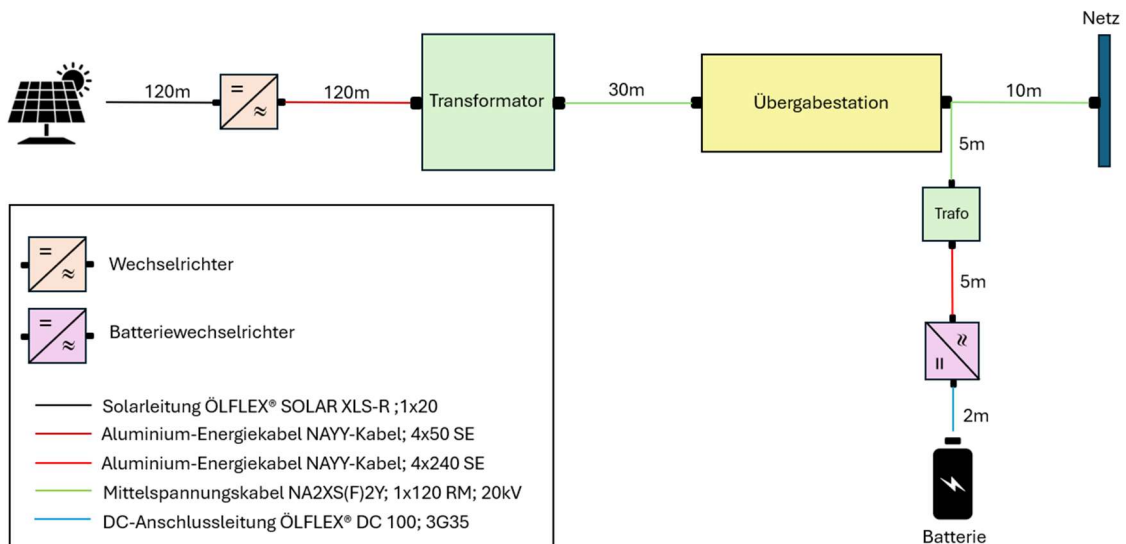


Abbildung 4.2: Verkabelung der AC-Variante (selbst erstellt)

Um den Kabelquerschnitt für jedes Kabel zu bestimmen, wurden zunächst die Leitungsverluste berechnet. Die Ergebnisse für jede Kabelstrecke sind in Abbildung 4.3 dargestellt. Insgesamt hat die Anlage einen Leitungsverlust von **14.767,4 W**, was einem Verlust von **0,68 %** entspricht. Für eine ausführliche Berechnung der Kabelverluste siehe Anhang A 5.

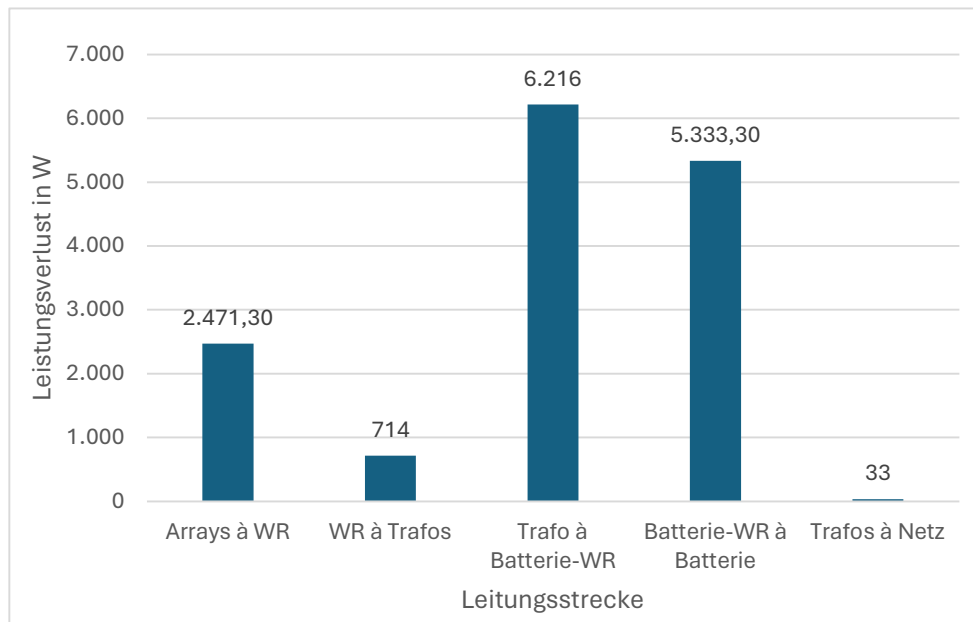


Abbildung 4.3: Leistungsverluste durch die Verkabelung von Variante AC-seitige Batterieintegration (selbst erstellt)

## 4.2 Variante DC-seitige Batterieintegration

Die technische Planung dieser Variante ist mit Ausnahme der Einbindung des Batteriespeichers und der Verkabelung identisch mit der Variante AC-seitige Batterieintegration. Daher werden in diesem Abschnitt nur diese beiden Aspekte betrachtet.

### 4.2.1 Batteriespeicherintegration

Jedes Array erzeugt 380,3 kWh Energie pro Tag. Es wurde festgestellt, dass die Batteriekapazität ausreicht, um den täglichen Energieertrag von ca. 2,5 Arrays aufzunehmen. Aus diesem Grund wurde entschieden, nur drei Arrays über je einen Laderegler an die Batterie anzuschließen. Jedes Array besteht aus 12 Strings mit einer Leerlaufspannung von 1.276,75 V, einem Betriebsstrom von 107,84 A und einem Kurzschlussstrom von 114 A.

Der hier verwendete Laderegler basiert auf dem SmartSolar Laderegler mit Ladeausgang von Victron Energy (vgl. victron energy, 2024). Die Spezifikationen des erforderlichen Ladereglers sind in Tabelle 4.4 aufgeführt.

Tabelle 4.4: Spezifikationen des MPPT-Ladereglers

MPPT 1.300 560	
<b>Ladegerät</b>	
Batteriespannung	800 V
Nennladestrom	560 A
Ladespannung "Konstantspannung"	960 V
Maximale Ladeleistung bei 960 V	537,6 kW
Max. Wirkungsgrad	98%
<b>Solar</b>	
Maximale DC-PV-Spannung	1.300 V
MPPT-Betriebsspannungsbereich	231 - 1.300 V
Max. PV-Betriebseingangsstrom	162 A
Max. PV-Kurzschlussstrom	180 A
Maximale PV-Array-Größe mit ca. 1.080 V <sub>mpp</sub>	194,4 kWp

In Abbildung 4.4 ist der Schaltplan der gesamten Anlage dargestellt. Für den Anschluss des Ladereglers an das Array werden die Laderegler parallel miteinander verbunden, um den Ladestrom zu erhöhen und somit den Batterieladestrom zu decken. Der Gesamt-ladestrom beträgt dann 1.680 A, was ausreichend ist, um die Batterie mit 1.400 A zu versorgen.

Nachdem der Gleichstrom von den Arrays oder Ladereglern durch die Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt wurde, muss der Transformator die Spannung für das Mittelspannungsnetz erhöhen, damit der Strom eingespeist werden kann.

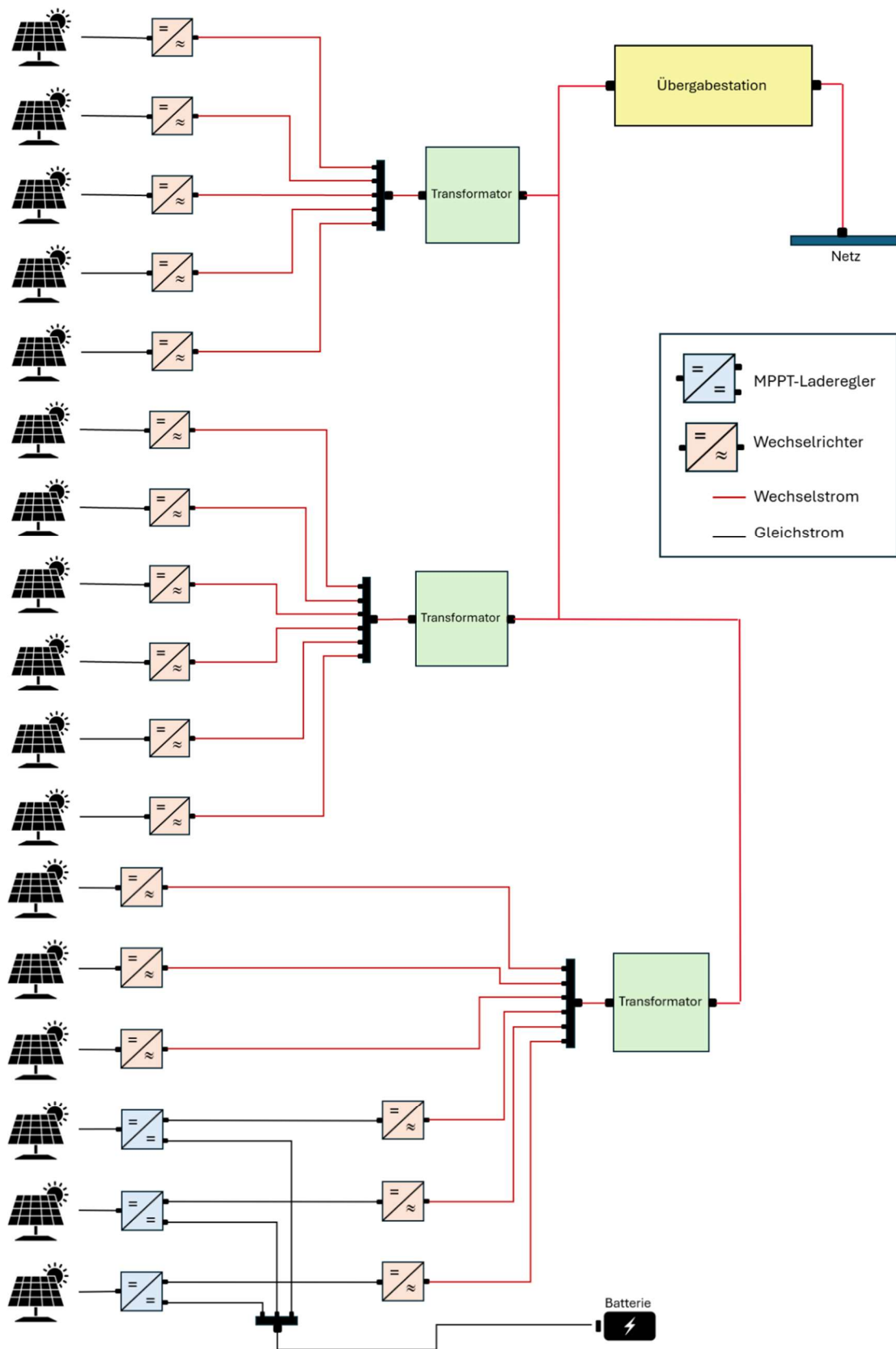


Abbildung 4.4: Schaltplan der Anlage mit DC-seitiger Batterieintegration durch Laderegler (eigene Darstellung)

#### 4.2.2 Verkabelung

Hier erfolgt die direkte Verkabelung von den Arrays zu den Wechselrichtern und zu den Laderegler analog zur AC-Variante mit der ÖLFLEX® SOLAR XLS-R mit einem Kabelquerschnitt von 20 mm<sup>2</sup>. Von den Laderegler zur Batterie und auch zu den Wechselrichtern wird die DC-Verbindungsleitung ÖLFLEX® DC 100 mit drei Adern à 35 mm<sup>2</sup> verwendet. Es werden ca. 45 m benötigt. Der Anschluss von den Wechselrichtern bis zum Netz erfolgt wie in der ersten Variante.

In Abbildung 4.5 wird detaillierter dargestellt, wie viel von welchem Kabel für jede Strecke benötigt wird.

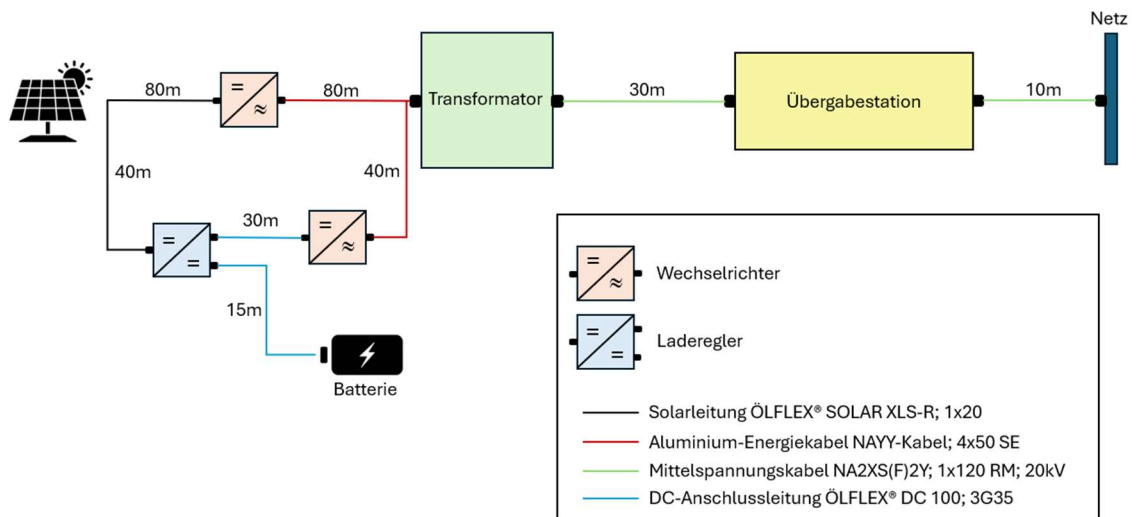
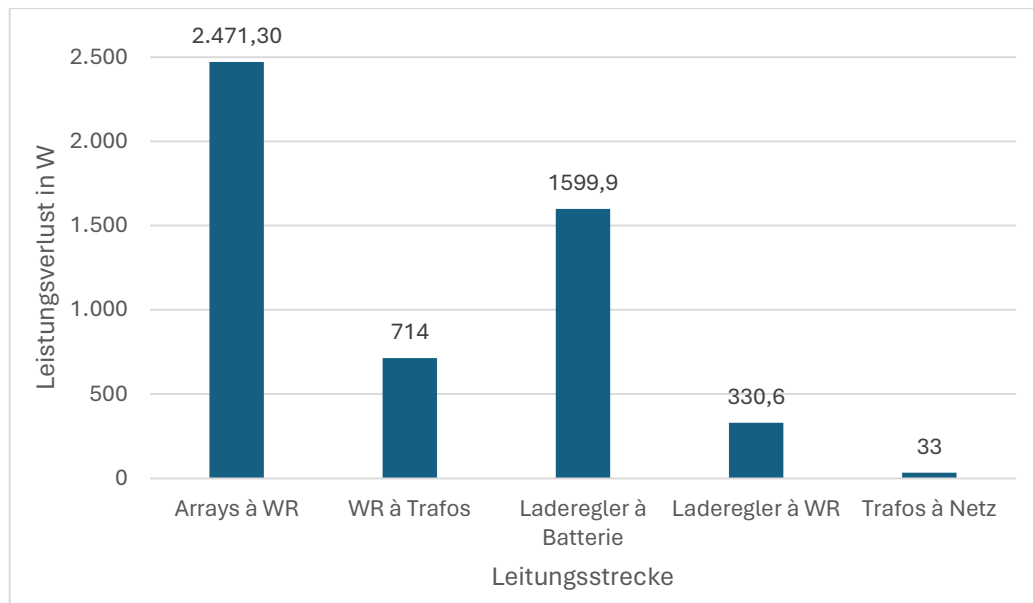


Abbildung 4.5: Verkabelung der DC-Variante (selbst erstellt)

Um den Kabelquerschnitt für jedes Kabel zu bestimmen, wurden zunächst die Leitungsverluste berechnet. Die Ergebnisse für jede Kabelstrecke sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Insgesamt hat die Anlage einen Leitungsverlust von **5.148,8 W**, was einem Verlust von **0,24 %** entspricht. Für eine ausführliche Berechnung der Kabelverluste siehe Anhang A 5.



*Abbildung 4.6: Leistungsverluste durch die Verkabelung von Variante DC-seitige Batterieintegration (selbst erstellt)*

### 4.3 Vergleich der Varianten

Bei der technischen Planung unterscheiden sich beide Variante in der Batterieintegration und in der Verkabelung. Dabei ist zu beachten, dass die AC-Variante mehrere Komponenten für die Einbindung der Batterie als die DC-Variante benötigt.

Die Einbindung der Batterie erfolgt bei der AC-Variante mittels eines Batteriewechselrichters in Kombination mit einem Transformator. Bei der DC-Variante hingegen wird die Integration durch Laderegler durchgeführt.

Obgleich für die DC-Variante eine größere Anzahl an Kabeln erforderlich ist, weist die AC-Variante höheren Kabelverluste auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der AC-Variante eine größere Menge an Wechselstrom übertragen wird, wobei eine höhere Verlustleistung als bei der Übertragung von Gleichstrom entsteht (vgl. Amprion, o. D.).

## 5 Ergebnisse Energieeffizienz

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Energieeffizienzberechnung beider Varianten dargestellt und miteinander verglichen. Schließlich wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt zur besseren Bewertung der Ergebnisse.

### 5.1 Variante AC-seitige Batterieintegration

Um den tatsächlichen Energieertrag der Anlage zu berechnen, musste zunächst der Gesamtwirkungsgrad der Anlage unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten ermittelt werden (s. Tabelle 5.1). Die Wirkungsgrade wurden den Datenblättern entnommen, mit Ausnahme der beiden Transformatoren, für die ein Wert von 99% angenommen wurde (Paschotta, o. D.) und der Batterie (vgl. Tabelle 4.3).

Mit der Formel (6) wurde der Gesamtwirkungsgrad berechnet, woraus sich ein Wirkungsgrad von 22,30 % ergibt.

*Tabelle 5.1: Wirkungsgradberechnung AC-Variante*

Komponente	Wirkungsgrad
PV-Modul	24,83%
Wechselrichter	98,8%
Transformator 20kVA	99%
Transformator 10 kVA	99%
Batteriewechselrichter	98,3%
Batterie	95%
Verkabelung	99,32%
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>	<b>22,30%</b>

Mit den neuen Wirkungsgraden und der Formel (2) kann der tatsächliche Jahresenergieertrag berechnet werden. Es ergibt sich **2.213 MWh/a**. Daraus kann die Performance Ratio mit Formel (7) berechnet werden:

$$PR = \frac{2.213 \text{ MWh/a}}{2.464 \text{ MWh/a}} = 0,9$$

Die Performance Ratio beträgt **90%**.

## 5.2 Variante DC-seitige Batterieintegration

Die Effizienzberechnung der DC-Variante erfolgte analog zur AC-Variante. Die Wirkungsgrade wurden den Datenblättern entnommen, mit Ausnahme der beiden Transformatoren, für die ein Wert von 99% angenommen wurde (Paschotta, o. D.) und des Ladereglers (vgl. Tabelle 4.4). Der Gesamtwirkungsgrad hierfür beträgt 22,56%, siehe Tabelle 5.2.

*Tabelle 5.2: Wirkungsgradberechnung DC-Variante*

<b>Komponente</b>	<b>Wirkungsgrad</b>
PV-Modul	24,83%
Wechselrichter	98,8%
Transformator 10 kVA	99%
Laderegler	98%
Batterie	95%
Verkabelung	99,76%
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>	<b>22,56%</b>

Darüber hinaus ergibt sich einen realen Jahresenergieertrag von **2.239 MWh/a** und eine Performance Ratio von **91%**.

## 5.3 Vergleich der Varianten

Die Ergebnisse zeigen, dass die DC-Variante mit 2.213 MWh/a einen etwas höheren Jahresenergieertrag aufweist als die AC-Variante mit 2.239 MWh/a. Dies deutet darauf hin, dass die DC-Variante effizienter arbeitet.

Im vorliegenden Fall ergab die Berechnung für AC-Variante eine Performance Ratio von 90% und für Variante 2 von 91%, was die Aussage unterstützt, dass die DC-Variante etwas effizienter arbeitet als die AC-Variante.



Ein Grund für den höheren Wirkungsgrad von DC-Variante ist, dass sie im Vergleich zur AC-Variante weniger Leitungsverluste aufweist. Dadurch geht weniger Energie durch die Anlage verloren. Ein weiterer Faktor sind die zusätzlichen Spannungsverluste durch den Transformator, der in der AC-Variante zur Verbindung des Batteriewechselrichters verwendet wird, während diese in der DC-Variante nicht auftreten. Obwohl der Unterschied im Wirkungsgrad beider Varianten sehr gering ist, führt dies bereits zu einer jährlichen Ertragsdifferenz von 26 MWh.

#### 5.4 Sensitivitätsanalyse

Um eine Abschätzung des Einflusses der getroffenen Annahmen auf den tatsächlichen Jahresenergieertrag und damit auf die Performance Ratio zu ermöglichen, werden im Folgenden verschiedene Komponentenwirkungsgrade variiert und die Auswirkungen auf den Anlagenwirkungsgrad dargestellt. Damit wird unter anderem eine Beurteilungsgrundlage für die Übertragbarkeit der entwickelten Modellen geschaffen. Für Komponenten, die in beiden Varianten mit identischen Spezifikationen zum Einsatz kommen, wird lediglich der Einfluss auf die AC-Variante analysiert.

Der Wirkungsgrad von PV-Modulen hängt von vielen Faktoren ab, unter anderem von der Modultemperatur, der Verschattung und den Reflexionen auf der Moduloberfläche. Diese Komponente hat im Vergleich zu allen anderen einen sehr großen Einfluss auf die Stromproduktion der Anlage, wie in Abbildung 5.1 dargestellt.

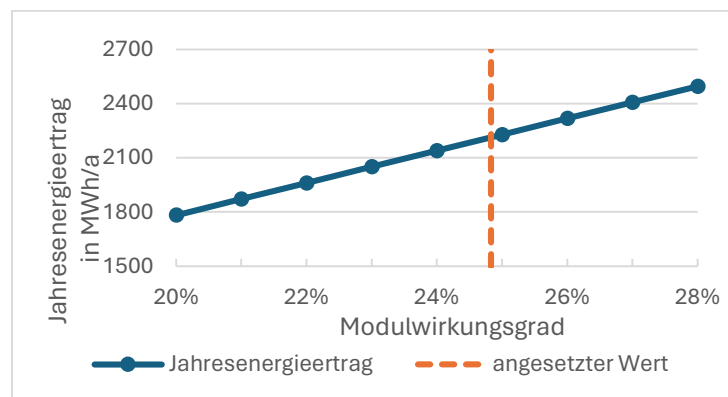


Abbildung 5.1: Abhängigkeit des Jahresenergieertrags vom Modulwirkungsgrad

Wie in der Grafik zu sehen ist, führt eine Verringerung des Wirkungsgrades der Module um nur 2% bereits zu einer Differenz von ca. 200 MWh pro Jahr.

Aus dem Grund, dass in den Datenblättern nur die maximalen Wirkungsgrade unter STC des Wechselrichters und des Batteriewechselrichters angegeben sind, ist eine Analyse an dieser Stelle sinnvoll. Der Wirkungsgrad von Photovoltaik- und von Batterie-Wechselrichtern liegt zwischen 92 und 98% (vgl. SMA, o. D.a; Solar.red, 2024), daher wurden die Berechnungen in diesem Rahmen durchgeführt. Abbildung 5.2 zeigt, dass zwischen den beiden Extremen ein Unterschied von knapp 200 MWh/a für beide Fällen besteht.

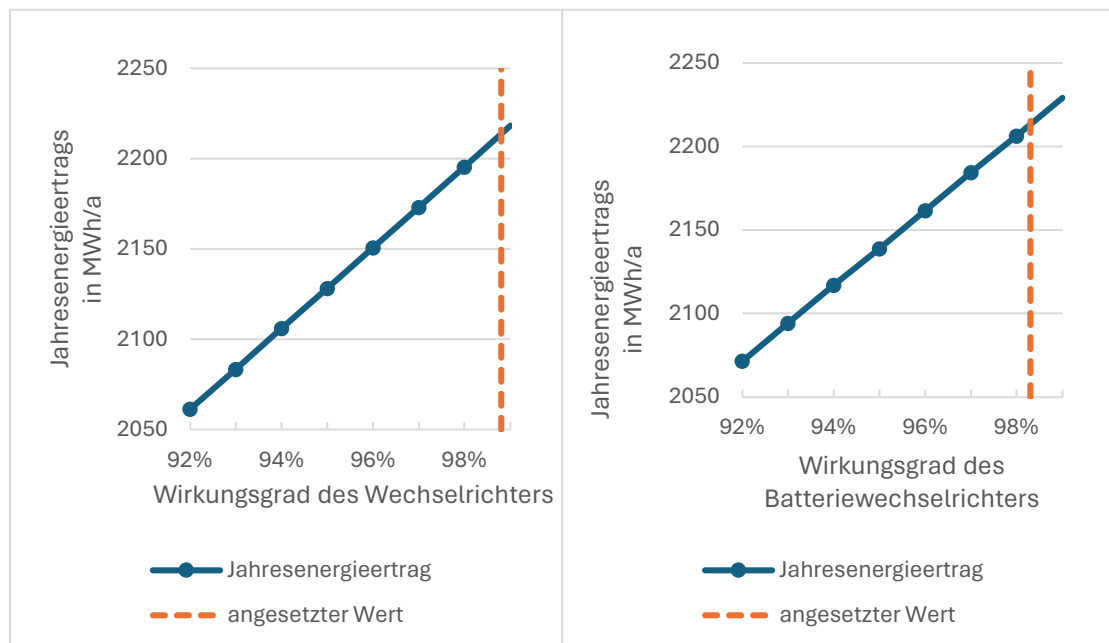


Abbildung 5.2: Abhängigkeit des Jahresenergieertrags vom Wirkungsgrad des Wechselrichters (links) und des Batteriewechselrichters (rechts)

Für den Laderegler wurde ebenso den Einfluss dessen Wirkungsgrad auf die Stromproduktion analysiert. Diese Komponente hat nämlich nicht so viel Auswirkung auf den Jahresenergieertrag, weil er keine Stromumwandlung durchführt, sondern nur eine Spannungsanpassung. Laderegler haben in der Regel hohen Wirkungsgrade, daher wurde eine Spanne zwischen 97 und 99% genommen, siehe Abbildung 5.3.

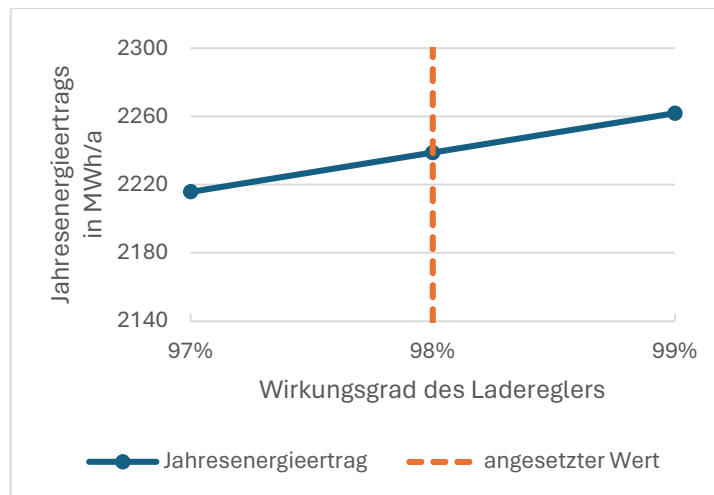


Abbildung 5.3: Abhängigkeit des Jahresenergieertrags vom Wirkungsgrad des Ladereglers

Wie die Grafik zeigt, würde eine Schwankung des Wirkungsgrades des Ladereglers zwischen 97 und 99% eine Differenz von ca. 50 MWh/a verursachen.

Es ist zu beachten, dass selbst bei einem Wirkungsgrad des Ladereglers von 97% der Jahresertrag der DC-Variante um 3 MWh höher wäre als der berechnete Ertrag der AC-Variante. Im Gegensatz dazu führt eine Änderung des Wirkungsgrades des Batterie-wechselrichters zu einer Verringerung des Jahresertrags der AC-Variante und die DC-Variante bleibt weiterhin effizienter.

## 6 Ergebnisse Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beider Varianten dargestellt und miteinander verglichen. Schließlich wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt zur besseren Bewertung der Ergebnisse.

### 6.1 Variante AC-seitige Batterieintegration

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Anlage wurden zunächst die Anfangsinvestition ermittelt. Diese hängen von der Qualität der technischen Komponenten und dem Installationsaufwand ab. Dazu wurden die Preise der einzelnen Komponenten sowie die Installations- und Anschlusskosten recherchiert. Diese sind in Tabelle 6.1 aufgeführt. Alle Kosten sind netto angegeben.

Tabelle 6.1: Kostenübersicht der AC-Variante

Komponente	Spezifischer Einkaufspreis	Summe (gerundet)
<b>Module</b>	116,76 €/Modul <sup>[1]</sup>	204.330 €
<b>Wechselrichter</b>	7.439,19 €/WR <sup>[2]</sup>	126.466 €
<b>Unterkonstruktion</b>	75 €/kWp <sup>[3]</sup>	163.500 €
<b>Batterie</b>	135.000 € <sup>[4]</sup>	135.000 €
<b>Batteriewechselrichter + Transformator 2000 kVA (0,42/20kV)</b>	329.229 € <sup>[5]</sup> 40.031,90 € <sup>[6]</sup>	369.261 €
<b>Leitungen</b>		<b>1.848 €</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solarleitung ÖLFLEX® SOLAR XLS-R ;1x20</li> </ul>	8,76 €/m <sup>[7]</sup>	1.051 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel; 4x50 SE</li> </ul>	1,70 €/m <sup>[8]</sup>	204 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel; 4x240 SE</li> </ul>	8,16 €/m <sup>[8]</sup>	41 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mittelspannungskabel NA2XS(F)2Y; 1x120 RM; 20kV</li> </ul>	10,66 €/m <sup>[9]</sup>	480 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>• DC-Anschlussleitung ÖLFLEX® DC 100; 3G35</li> </ul>	35,75 €/m <sup>[10]</sup>	72 €
<b>Installationskosten</b>		<b>277.776 €</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• DC- und AC-Montage der Anlage</li> </ul>	50 €/kWp <sup>[3]</sup>	109.000 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>• BESS</li> </ul>	776 € <sup>[11]</sup>	776 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbindung zum Netzanschluss</li> </ul>	60 €/kWp <sup>[3]</sup>	168.000 €

<b>Zählerschrank</b>	1.500 € <sup>[12]</sup>	1.500 €
<b>Netzanschluss</b>		<b>66.780 €</b>
• Transformator 1000 kVA (0,69/20 kV)	21.820,00 €/Stück <sup>[13]</sup>	65.460 €
• Anmeldung der PV-Anlage beim Verteilnetzbetreiber	Pauschal <sup>[11]</sup>	230 €
• Anmeldung der PV-Anlage beim Marktstammdatenregister	Pauschal <sup>[11]</sup>	173 €
• Anschluss der PV-Anlage an das Netz	Pauschal <sup>[11]</sup>	917 €
<b>Gesamtkosten</b>		<b>1.173.451 €</b>

<sup>1</sup> (Husantech, 2024)

<sup>2</sup> (PV Solar-Konzepte, 2024)

<sup>3</sup> (Fraunhofer ISE, 2015)

<sup>4</sup> Kosten geschätzt basierend auf den Batteriezelle von EVE (LiFePO Shop, 2022)

<sup>5</sup> Kosten geschätzt basierend auf den Batterie-WR Sunny Boy Storage 6 kW von SMA (Solarspeicher24, 2024)

<sup>6</sup> (HSP, 2024)

<sup>7</sup> (Lapp, 2024d)

<sup>8</sup> (Lapp, 2024b)

<sup>9</sup> (Lapp, 2024a)

<sup>10</sup> (Lapp, 2024c)

<sup>11</sup> Kosten basierend auf Interview mit PV-Firma Lichtblick SE am 04.03.2024

<sup>12</sup> (zaehlerschrank24.de, 2024)

<sup>13</sup> (wind-turbine.com, o. D.)

Die anfänglichen Investitionssumme für die Anlage beträgt 1.173.451 €. Dies entspricht ca. 538 €/kWp.

Aus den Anfangsinvestition lassen sich die jährlichen Betriebskosten der Anlage berechnen. Diese betragen 2 % der Investitionssumme plus 10.000 € für die Fernüberwachung, also 33.469 €/a. In der Tabelle 6.2 sind die Kosten im Detail zusammengefasst.

Tabelle 6.2: Zusammensetzung der Betriebskosten AC-Variante

Kostenfaktor	Kosten in €/a (gerundet)
Kosten für Betrieb und Instandhaltung	9.388
Pacht für das Gelände	5.867
Anlagenversicherung	2.347
Fernüberwachung	10.000
Rückstellungen für Ersatzbeschaffungen	5.867
<b>Gesamtkosten</b>	<b>33.469</b>

Sind die Investitions- und Betriebskosten bekannt, können die Stromgestehungskosten der Anlage berechnet werden. Dies erfolgt mit den Formeln (8) und (9) sowie dem zuvor ermittelten WACC von 2,107%. Tabelle 6.3 zeigt die Parameter und das Ergebnis der Berechnung.

*Tabelle 6.3: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten AC-Variante*

<b>Kenngößen</b>	<b>Werte</b>
Anfangsinvestition	1.173.451 €
Betriebskosten	33.469 €/a
Jährlicher Energieertrag	2.213 MWh/a
Annuitätsfaktor	6,2%
<b>Stromgestehungskosten</b>	<b>47,88 €/MWh</b>

Für die Berechnung der jährlichen Einnahmen aus der Einspeisevergütung wurde eine Ertragsminderung der Module durch lineare Alterung von insgesamt 8% (vgl. Anhang A 2) innerhalb von 20 Jahren berücksichtigt. Daraus ergibt sich für die Variante eine jährliche Stromproduktion von durchschnittlich 2.204 MWh.

Mit den Formeln (11) und (12) und der Marktprämie von 64,7 €/MWh können die jährlichen Erlöse und die Amortisationszeit berechnet werden. Diese betragen **142.624 €/a** bzw. **10,8 Jahre**.

## 6.2 Variante DC-seitige Batterieintegration

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Variante DC-seitige Batterieintegration wurde analog zur ersten Variante durchgeführt.

In Tabelle 6.4 sind die Preise der einzelnen Komponenten sowie die Installations- und Anschlusskosten dargestellt. Alle Kosten sind netto angegeben. Daraus ergibt sich eine Investitionssumme von 813.612 €, bzw. ca. 373 €/kWp.

Tabelle 6.4: Kostenübersicht der DC-Variante

Komponente	Spezifischer Einkaufspreis	Summe (gerundet)
<b>Module</b>	116,76 €/Modul <sup>[1]</sup>	204.330 €
<b>Wechselrichter</b>	7.439,19 €/WR <sup>[2]</sup>	126.466 €
<b>Unterkonstruktion</b>	75 €/kWp <sup>[3]</sup>	163.500 €
<b>Batterie</b>	135.000 € <sup>[4]</sup>	135.000 €
<b>Laderegler</b>	1.330 €/Stück <sup>[14]</sup>	3.990 €
<b>Leitungen</b>		<b>3.290 €</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Solarleitung ÖLFLEX® SOLAR XLS-R ; 1x20</li> </ul>	8,76 €/m <sup>[7]</sup>	1.051 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel; 4x50 SE</li> </ul>	1,70 €/m <sup>[8]</sup>	204 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mittelspannungskabel NA2XS(F)2Y; 1x120 RM; 20kV</li> </ul>	10,66 €/m <sup>[9]</sup>	426 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>DC-Anschlussleitung ÖLFLEX® DC 100; 3G35</li> </ul>	35,75 €/m <sup>[10]</sup>	1.609 €
<b>Installationskosten</b>		<b>277.776 €</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>DC- und AC-Montage der Anlage</li> </ul>	50 €/kWp <sup>[3]</sup>	109.000 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>BESS</li> </ul>	776 € <sup>[11]</sup>	776 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>Verbindung zum Netzanschluss</li> </ul>	60 €/kWp <sup>[3]</sup>	168.000 €
<b>Zählerschrank</b>	1.500 € <sup>[12]</sup>	1.500 €
<b>Netzanschluss</b>		<b>66.780 €</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Transformator 1000 kVA (0,69/20 kV)</li> </ul>	21.820,00 €/Stück <sup>[13]</sup>	65.460 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>Anmeldung der PV-Anlage beim Verteilnetzbetreiber</li> </ul>	Pauschal <sup>[11]</sup>	230 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>Anmeldung der PV-Anlage beim Marktstammdatenregister</li> </ul>	Pauschal <sup>[11]</sup>	173 €
<ul style="list-style-type: none"> <li>Anschluss der PV-Anlage an das Netz</li> </ul>	Pauschal <sup>[11]</sup>	917 €
	<b>Gesamtkosten</b>	<b>813.612 €</b>

\* Quellen von 1 bis 13 aus Variante AC entnehmen.

<sup>14</sup> Kosten geschätzt basierend auf den Laderegler SmartSolar MPPT 100/20 von Victron (Verkauf-Bochum.de, 2024)

Die jährlichen Betriebskosten der Anlage sind in Tabelle 6.5 beschrieben. Es ergeben sich Gesamtkosten in Höhe von 26.272 €/a.

Tabelle 6.5: Zusammensetzung der Betriebskosten DC-Variante

Kostenfaktor	Kosten in €/a (gerundet)
Kosten für Betrieb und Instandhaltung	6.509
Pacht für das Gelände	4.068

Anlagenversicherung	1.627
Fernüberwachung	10.000
Rückstellungen für Ersatzbeschaffungen	4.068
<b>Gesamtkosten</b>	<b>26.272</b>

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in gleicher Weise wie bei der AC-Variante. Sie betragen 39,95 €/MWh. Die Zusammensetzung dieser Kosten ist in Tabelle 6.6 aufgeführt.

*Tabelle 6.6: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten DC-Variante*

<b>Kenngroßen</b>	<b>Werte</b>
Anfangsinvestition	813.612 €
Betriebskosten	26.272 €/a
Jährlicher Energieertrag	2.239 MWh/a
Annuitätsfaktor	6,2%
<b>Stromgestehungskosten</b>	<b>34,19 €/MWh</b>

Bei dieser Variante ergibt sich bei einer Ertragsminderung von 8 % über 20 Jahre eine jährliche Stromproduktion von durchschnittlich 2.230 MWh. Daraus ergeben sich jährliche Einnahmen von **144.286,9 €** und eine Amortisationszeit von **6,9 Jahren**.

### 6.3 Vergleich der Varianten

Der Vergleich der Ausgaben zeigt, dass die AC-Variante eine höhere Investition von 359.839 € hat. Zur besseren Vergleichbarkeit der PV-Anlagen werden die Kosten pro kWp installierter Leistung berechnet. Daraus ergeben sich Kosten für die AC-Variante von ca. 538 €/kWp und für die DC-Variante von ca. 373 €/kWp.

Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt maßgeblich von der Anfangsinvestition und dem jährlichen Energieertrag ab (vgl. Wirth, 2024). Die nachfolgende Tabelle 6.7 gibt die wichtigsten Anlagendaten und wirtschaftlichen Kenngrößen für die zuvor geplanten Varianten wieder.



Tabelle 6.7: Wichtige Daten und Kenngrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Daten und Kenngrößen	AC-Variante	DC-Variante
<b>Anlagendaten</b>		
PV-Generatorleistung	2,18 MWp	2,18 MWp
Jährlicher Energieertrag	2.213 MWh/a	2.239 MWh/a
Anfangsinvestition	1.173.451 €	813.612 €
Betriebskosten	33.469 €/a	26.272 €/a
<b>Wirtschaftliche Kenngrößen</b>		
Stromgestehungskosten	47,88 €/MWh	34,19 €/MWh
Jährliche Einnahmen	142.624 €	144.286,9 €
Amortisationszeit	11 Jahre	7 Jahre

Die günstigere Anfangsinvestition und Betriebskosten von der DC-Variante lassen sich hauptsächlich durch den Einsatz von Laderegler, statt des Transformators mit dem Batterie-WR zur Einbindung der Batterie erklären.

Die Stromgestehungskosten, sowie die jährlichen Einnahmen hängen vom jährlichen Energieertrag der Anlage ab, daher weist die DC-Variante auch hier bessere Ergebnisse auf (s. 5.2 Variante DC-seitige Batterieintegration).

Die Analyse der Wirtschaftlichkeitskennzahlen zeigt, dass die DC-Variante im Allgemeinen günstigere Anfangsinvestition und Betriebskosten, sowie niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen. Darüber hinaus amortisiert sich die DC-Variante schneller als die AC-Variante.

## 6.4 Sensitivitätsanalyse

Um die Auswirkungen der getroffenen Annahmen auf die Rentabilität der Anlage zu beurteilen, werden im Folgenden wirtschaftliche Variationen vorgenommen und die Auswirkungen auf die Ausgangsgrößen erläutert. Das trägt unter anderem dazu bei, eine Bewertungsbasis für die Anwendbarkeit der entwickelten Modelle zu erstellen.

Zunächst wird die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Preisen der Batterie, des Batteriewechselrichters und des Ladereglers untersucht. Für die Betrachtung des Batteriepreises wurde nur die AC-Variante geprüft, da diese Kosten für

beide Varianten gleich sind und somit diese Komponente bei beiden Varianten den gleichen Einfluss hat.

Abbildung 6.1 zeigt, dass eine Änderung des Batteriepreises um 50% zu einer Differenz der Gestehungskosten von knapp 3 €/MWh führt. Die gleiche Änderung des Batteriewechselrichterpreises führt zu einer Kostenerhöhung bzw. -senkung von ca. 6 €/MWh.

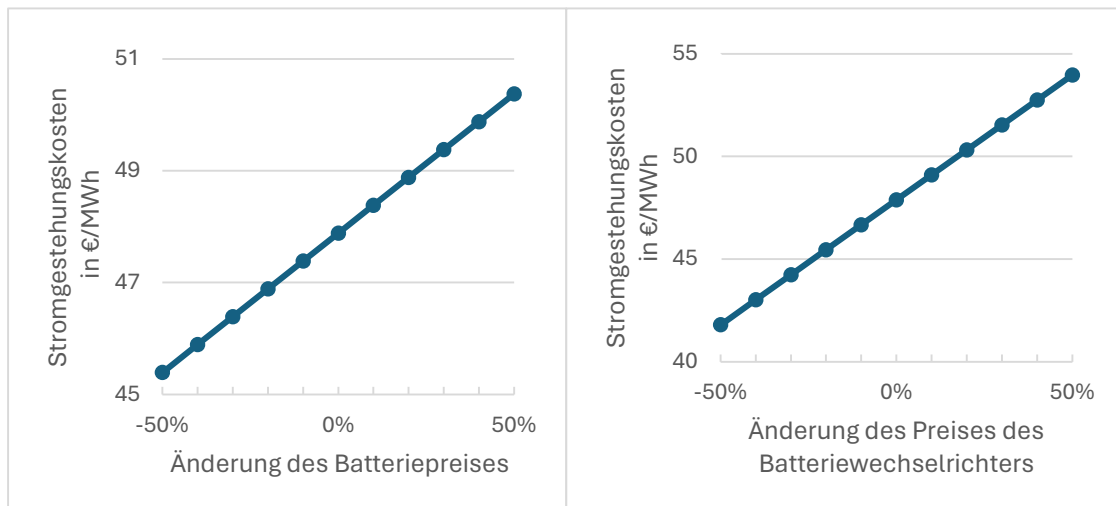


Abbildung 6.1: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Preisen der Batterie (links) und des Batteriewechselrichters (rechts)

Die Stromgestehungskosten der DC-Variante liegen selbst bei einer Preisreduktion der Batteriewechselrichter um 50% unter denen der AC-Variante. Dies kann auf die erheblichen Kosten für den erforderlichen Transformator bei der AC-Variante zurückgeführt werden.

Die Untersuchung des Preises der Laderegler hat gezeigt, dass diese Komponenten keinen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, siehe Abbildung 6.2. Der Grund dafür ist, dass sie mit geringen Kosten eingebunden sind. Darüber hinaus sind die Stromgestehungskosten der DC-Variante selbst bei Preissteigerung des Ladereglers um 50% niedriger als die der AC-Variante. Dies wäre auch der Fall, wenn gleichzeitig der Preis des Batteriewechselrichters um 50% sinken würde.

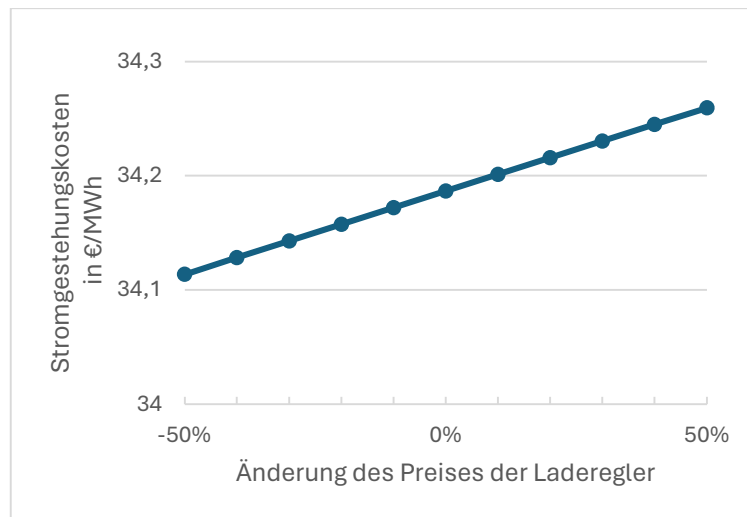


Abbildung 6.2: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Preis der Laderegler

Eine Variation der Stromgestehungskosten bei Änderung des Modulwirkungsgrades bzw. des Jahresenergieertrags wurde soeben untersucht. Auch hier wurden die Werte nur für die AC-Variante untersucht, da diese für beide Varianten identisch sind und somit die gleiche Auswirkung auf die Kosten haben. Abbildung 6.3 zeigt, dass bei maximalem Modulwirkungsgrad die Stromgestehungskosten um fast 20 €/MWh sinken würden.

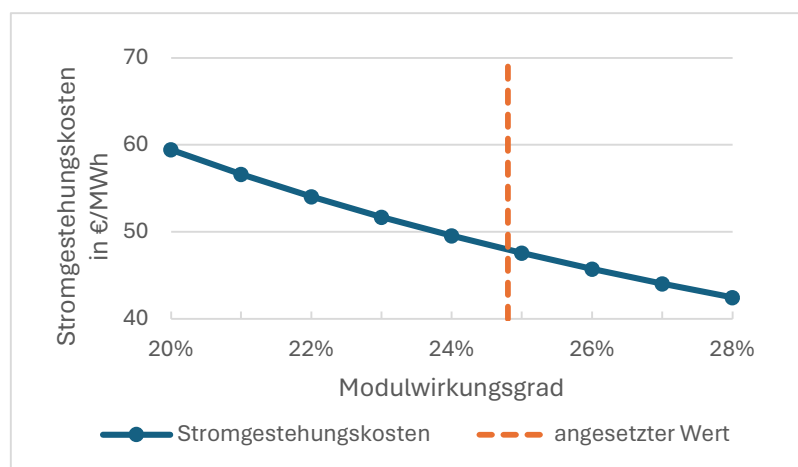


Abbildung 6.3: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von dem Modulwirkungsgrad

Da die jährlichen Einnahmen und damit die Amortisationszeit beider Varianten nur mit dem fixen Wert der Marktprämie berechnet wurden, ist eine Darstellung der Variation des Strompreises an dieser Stelle sinnvoll. Auch hier wurden die Werte nur für die AC-Variante untersucht, da der Einfluss des Strompreises für beide Varianten gleich ist und somit das Verhältnis zwischen beiden gleich bleibt. Abbildung 6.4 stellt die Abhängigkeit der jährlichen Einnahmen und damit der Amortisationszeit von dem Strompreis dar. Eine Abweichung des Strompreises um 20% kann die jährlichen Einnahmen um 30.000 € erhöhen oder verringern. Bei der Amortisationszeit hingegen kann eine Verringerung des Strompreises um 20% zu einer Verlängerung um 4 Jahre führen, während eine Erhöhung um 20% nur zu einer Verkürzung um 2 Jahre führt.

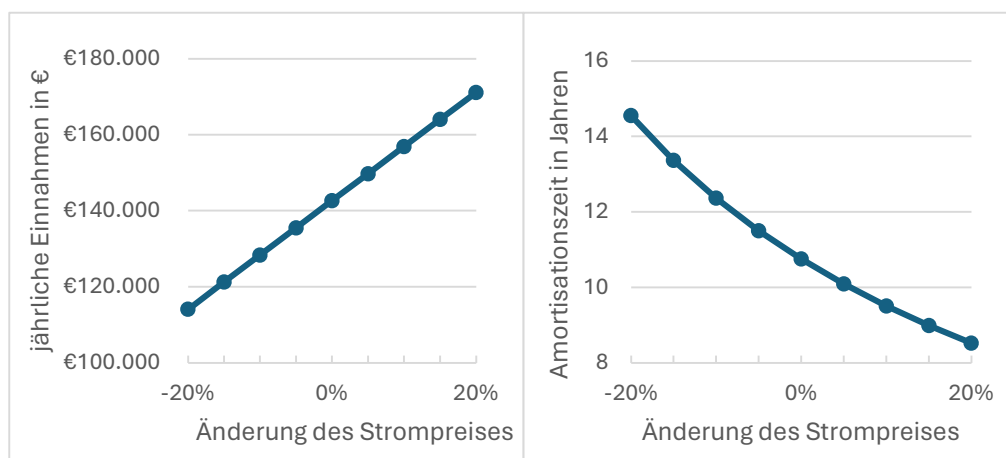


Abbildung 6.4: Abhängigkeit der jährlichen Einnahmen (links) und der Amortisationszeit (rechts) von dem Strompreis

## 7 Diskussion

Diese Diskussion bietet einen umfassenden Überblick über die Implikationen der Arbeitsergebnisse und legt den Grundstein für weiterführende Überlegungen und Forschungen in diesem innovativen Bereich der Solartechnologie.

### 7.1 Interpretation der Ergebnisse

In dieser Arbeit wurde eine theoretische Studie über die Integration von Batterien auf der Gleichstromseite in PV-Parks durchgeführt. Die Ergebnisse der Arbeit haben gezeigt, dass die Integration von Batterien auf der Gleichstromseite effizienter und wirtschaftlicher ist als auf der herkömmlichen Wechselstromseite.

Die höhere Effizienz der DC-Integration kann primär auf die Reduktion von Energieumwandlungsverlusten zurückgeführt werden. In einer DC-gekoppelten Konfiguration wird der von den PV-Modulen erzeugte Gleichstrom direkt an die Batterie durch Laderegler weitergeleitet, ohne dass eine vorherige Umwandlung in Wechselstrom erforderlich ist. Dies umgeht die Verluste, die typischerweise mit der DC-AC-Umwandlung durch Wechselrichter verbunden sind.

Es ist anzumerken, dass die in dieser Arbeit berechneten Wirkungsgrade der beiden Varianten sehr nahe beieinander liegen. Dies liegt daran, dass für den Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters der Maximalwert von 98,3% aus dem Datenblatt entnommen wurde. In der Realität ist dieser Wert jedoch in der Regel niedriger. Dies wurde in der Sensitivitätsanalyse untersucht. Daraus ergibt sich, dass der Jahresenergieertrag der AC-Variante um bis zu 200 MWh/a geringer ausfallen würde.

Die bessere Wirtschaftlichkeit der DC-Variante ergibt sich aus mehreren Faktoren. Zum einen sind die Anschaffungs- und Wartungskosten für den Batteriewechselrichter und den Transformator bei der AC-Variante sehr hoch. Zum anderen ermöglicht die effizientere Energieerzeugung der DC-Variante eine schnellere Amortisation der Anfangsinvestition.

Die Amortisationszeit der Anlage wäre sowohl bei der AC- als auch bei der DC-Variante realistischerweise kürzer. Die jährlichen Einnahmen wurden aus dem Mindestwert

abgeleitet, den der Anlagenbetreiber durch die Marktprämie erhalten würde. In der Realität werden jedoch höhere Erlöse durch den Verkauf an der Strombörse erzielt. Dies macht auch die Integration von Batterien in PV-Parks deutlich attraktiver, da der erzeugte Strom zu Zeiten mit höheren Strompreisen verkauft werden kann. Dies wird in der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 6.4 untersucht.

## 7.2 Einschränkungen der Studie

Trotz der Vorteile erfordert die DC-Integration in PV-Parks anspruchsvolle technische Lösungen. Die Entwicklung kompatibler Systemarchitekturen, die eine effiziente und sichere Verbindung zwischen PV-Modulen und Batterien ermöglichen, stellt eine technische Herausforderung dar. Um die in dieser Arbeit untersuchte DC-seitige Batterieintegration zu ermöglichen, müssen größere MPPT-Laderegler mit höherer Leistung entwickelt werden.

Eine Einschränkung der vorliegenden Arbeit ist die Betrachtung nur eines DC-seitigen Integrationsverfahrens. Der Einsatz eines Hybridwechselrichters könnte als weitere Variante in die Untersuchung einbezogen werden. So könnten beide Methoden miteinander verglichen werden, um herauszufinden, welche sich am besten für die DC-seitige Integration von Batterien in PV-Parks eignet. Eine Möglichkeit wäre die Verwendung eines zentralen Hybridwechselrichters. SMA hat mit dem Sunny Central Up einen solchen Wechselrichter entwickelt. Er unterstützt die DC-Kopplung von Batterien, wobei ein DC-DC-Wandler zwischengeschaltet werden muss (vgl. SMA, o. D.b).

Unter Berücksichtigung der genannten Einschränkungen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass beide Verfahren zu ähnlichen Ergebnissen führen würden, da sie nach demselben Prinzip arbeiten und bei beiden Umwandlungsverluste eingespart werden.

Eine weitere Einschränkung dieser Studie ist, dass die Effizienz der beiden Systeme nur theoretisch ermittelt wurde. Es wäre sinnvoll, eine Methodik zu entwickeln, mit der das System simuliert werden kann. Dies wäre mit Simulationsprogrammen wie Matlab Simulink möglich. Damit wäre eine bessere und realistischere Ertragsprognose möglich.

Eine realitätsnähere Untersuchung wurde in dieser Arbeit mit einer Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

### 7.3 Vorschläge für weitere Untersuchungen

Mit der vorliegenden Arbeit konnten erste Erkenntnisse zum Thema DC-seitige Batterieintegration in PV-Parks gewonnen werden. Zukünftige Untersuchungen könnten das Thema durch Simulationen zur Ermittlung des tatsächlichen Wirkungsgrades vertiefen. Dabei könnte auch der Einsatz von Hybridwechselrichtern in Betracht gezogen werden. Wenn die Möglichkeit besteht, wäre es auch interessant, einen solchen größeren Laderegler zu entwickeln, um die Machbarkeit dieses Verfahrens wirklich zu testen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Ergebnisse dieser Arbeit nicht nur die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der DC-Integration in PV-Parks zeigen, sondern auch einen Rahmen für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten auf diesem Gebiet bieten. Es wird empfohlen, weitere Studien durchzuführen, die sich mit den langfristigen Auswirkungen und der Skalierbarkeit von DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen in PV-Parks befassen.

## 8 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Arbeit hat eine umfassende Untersuchung der AC- und DC-seitigen Integration von Batterien in PV-Parks durchgeführt. Ziel war es, die technischen, effizienzbezogenen und wirtschaftlichen Aspekte beider Integrationsmethoden zu analysieren und zu vergleichen. Im Folgenden werden die in der Einleitung formulierten Forschungsfragen auf Basis der Untersuchungsergebnisse beantwortet.

### *1. Wie unterscheiden sich die technischen Planungen für die AC- und DC-seitige Integration von Batterien in PV-Parks?*

Die technische Planung für die AC- und DC-seitige Integration unterscheidet sich grundlegend im Umgang mit der Energieumwandlung und der Systemkonfiguration. Bei der AC-seitigen Integration wird der von den PV-Modulen erzeugte Gleichstrom zunächst in Wechselstrom umgewandelt. Dieser Wechselstrom durchläuft den gesamten Weg, von den Wechselrichter bis zur Übergabestation, bevor er schließlich zur Batterie gelangt. Dies bedingt den Einsatz eines Batteriewechselrichters sowie eines weiteren Transformators, welche vor dem Batteriespeicher installiert werden. Im Gegensatz dazu ermöglicht die DC-seitige Integration eine direktere Verbindung von PV-Modulen und Batteriespeicher, da der Gleichstrom direkt durch Laderegler gespeichert wird, ohne vorher in Wechselstrom umgewandelt zu werden. Diese Methode reduziert die Anzahl der erforderlichen Komponenten und minimiert Energieverluste.

### *2. Welche der beiden Varianten weist in der praktischen Anwendung eine höhere Effizienz auf?*

In Bezug auf die Effizienz hat sich gezeigt, dass die DC-seitige Integration eine höhere Effizienz aufweist. Dies liegt hauptsächlich an der Minimierung der Energieumwandlungsverluste, da der Gleichstrom direkt in die Batterien eingespeist wird, ohne eine Umwandlung in Wechselstrom zu benötigen. Die reduzierten Verluste tragen zu einer effizienteren Energienutzung und somit zu einer höheren Gesamteffizienz des Systems bei.



3. *Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit der AC- und DC-seitigen Integration unter Berücksichtigung der Anfangsinvestitionen, der laufenden Betriebskosten und der Ertragsprognosen dar?*

Wirtschaftlich betrachtet bietet die DC-seitige Integration Vorteile durch geringere Anfangsinvestitionen und laufende Betriebskosten. Die Anschaffungskosten für einen Batteriewechselrichter und Transformator entfallen, und die Wartung des Systems wird durch die reduzierte Anzahl an Komponenten vereinfacht. Darüber hinaus führt die höhere Effizienz zu einer verbesserten Ertragsprognose, was die Amortisationszeit verkürzt und die Rentabilität des Systems erhöht.

Die Ergebnisse dieser Arbeit legen nahe, dass die DC-seitige Integration von Batterien in PV-Parks eine vielversprechende Alternative zur herkömmlichen AC-seitigen Integration darstellt, insbesondere in Hinblick auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit. Zukünftige Forschungen könnten sich darauf konzentrieren, die Langzeitleistung und Zuverlässigkeit von DC-integrierten Systemen weiter zu untersuchen und zu optimieren. Es wäre auch sinnvoll, die Umweltauswirkungen beider Systeme zu analysieren, um nachhaltige Praktiken in der Gestaltung von PV-Parks zu fördern.

Angesichts der ständigen Weiterentwicklung der Technologie und fallender Kosten für Solarkomponenten könnten zukünftige Studien auch neue Materialien und Techniken betrachten, welche die Effizienz und Wirtschaftlichkeit von DC-Systemen weiter verbessern könnten. Darüber hinaus wäre es interessant, die Interaktion zwischen solchen PV-Batteriesystemen und dem öffentlichen Stromnetz zu erforschen, insbesondere im Hinblick auf netzdienliche Funktionen und Smart-Grid-Technologien.

Diese Arbeit hat gezeigt, dass die Wahl zwischen AC- und DC-Integration nicht nur eine technische oder ökonomische Entscheidung ist, sondern auch eine strategische Überlegung für die Zukunft der erneuerbaren Energieerzeugung und -speicherung darstellt.

# Literatur- und Quellenverzeichnis

- Amprion (o. D.) *GLEICHSTROM* [Online]. Verfügbar unter <https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/Physikalische-Grundlagen/Gleichstrom/> (Abgerufen am 21 April 2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2017) *Was ist eigentlich "Direktvermarktung"?* [Online]. Verfügbar unter <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/16/Meldung/direkt-erklaert.html#:~:text=Die%20so%20genannte%20%22Direktvermarktung%22%20wurde,einfach%20an%20den%20%C3%9Cbertragungsnetzbetreiber%20verkaufen.> (Abgerufen am 20 April 2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023) *Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2022* [Online], Berlin. Verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8) (Abgerufen am 21 April 2024).
- Bundesnetzagentur (2024a) *EEG-Förderung und -Fördersätze* [Online]. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG\\_Foerderung/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html) (Abgerufen am 5 März 2024).
- Bundesnetzagentur (2024b) *Solaranlagen und andere EE-Anlagen* [Online]. Verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/start.html#FAQ899972> (Abgerufen am 5 März 2024).
- C.A.R.M.E.N. e.V. (Hg.) (2023) *Freiflächen Photovoltaikanlagen: Leitfaden* [Online]. Verfügbar unter [https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2022/04/Leitfaden\\_Freiflaechenanlagen.pdf](https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2022/04/Leitfaden_Freiflaechenanlagen.pdf) (Abgerufen am 18 Februar 2024).
- Daelim (2020) *Solar Transformer, Get The Best Price* [Online]. Verfügbar unter <https://www.daelimtransformer.com/solar-transformer.html> (Abgerufen am 17 März 2024).
- DWD (2023) *Global-, Diffus- und Direktstrahlung (Monats- und Jahressummen sowie Abweichungen)* [Online]. Verfügbar unter [https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten\\_sum.html;jsessionid=C8721F7C4169B7FEE88CD70E1682FDB3.live11053?nn=16102](https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten_sum.html;jsessionid=C8721F7C4169B7FEE88CD70E1682FDB3.live11053?nn=16102) (Abgerufen am 13 März 2024).

- ECG Solax (2023) *How to Connect Charge Controllers in Parallel?* [Online]. Verfügbar unter <https://www.ecgsolax.com/blogs/for-beginners/how-to-connect-charge-controllers-in-parallel> (Abgerufen am 5 April 2024).
- EnBW (2024a) *Intelligente Batteriespeicher* [Online]. Verfügbar unter <https://www.enbw.com/batteriespeicher/> (Abgerufen am 8 April 2024).
- EnBW (2024b) *Solarpark Brandscheid mit Batteriespeicher* [Online]. Verfügbar unter <https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/solarenergie/solarpark-brandscheid-und-batteriespeicher/> (Abgerufen am 18 Februar 2024).
- energie-experten.org (2024) *Ratgeber: Technik und Kosten von Hybrid-Wechselrichtern* [Online]. Verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/hybrid-wechselrichter> (Abgerufen am 7 Februar 2024).
- ERene Green Technologies (2023) *Wechselrichter-Arten im Überblick* [Online]. Verfügbar unter <https://www.erene.de/magazin/wechselrichter-arten-im-ueberblick/> (Abgerufen am 7 Februar 2024).
- (2014) "Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG 2023", in *BGBl. I*, S. 1066.
- Fraunhofer ISE (2015) *Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems* [Online]. Verfügbar unter [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf) (Abgerufen am 17 März 2024).
- HSP (2024) *Trockentransformator / Gießharztransformator / Drehstrom Verteilungstransformator / IP00 / E2 / C2 / F1 / Ökodesign 1 / Aluminium* [Online]. Verfügbar unter <https://www.hsp-online.de/de/Produkt/trockentransformator-giessharztransformator-drehstrom-verteilungstransformator-ip00-e2-c2-f1-oekodesign-1-aluminium-7/> (Abgerufen am 20 März 2024).
- Husantech (2024) *Jinko Tiger Modul 570W JKM570N-72HL4-BDV BIFACIAL (Tiger neo N-Type)* [Online]. Verfügbar unter <https://husatech.de/Jinko-Tiger-Modul-570W-JKM570N-72HL4-BDV-BIFACIAL-Tiger-neo-N-Type> (Abgerufen am 26 Februar 2024).
- Jinko Solar (2024) *Datenblatt: Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt* [Online]. Verfügbar unter <https://www.jinkosolar.com/uploads/619f40ec/JKM550-570N-72HL4-BDV-F1-EN.pdf> (Abgerufen am 26 Februar 2024).

- Katz, C. (2022) *More Energy on Less Land: The Drive to Shrink Solar's Footprint* [Online], Yale Environment 360. Verfügbar unter <https://e360.yale.edu/features/small-solar-agriculture-technology> (Abgerufen am 13 April 2024).
- KfW (2022) *Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem* [Online]. Verfügbar unter [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000000038\\_M\\_RGZS\\_Anlage\\_EKN.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000038_M_RGZS_Anlage_EKN.pdf) (Abgerufen am 11 März 2024).
- Lapp (2024a) *NA2XS(F)2Y* [Online]. Verfügbar unter <https://www.lapp.com/de/de/na2xs-f-2y/p/1552028> (Abgerufen am 18 März 2024).
- Lapp (2024b) *NAYY* [Online]. Verfügbar unter <https://www.lapp.com/de/de/nayy/p/1552011> (Abgerufen am 18 März 2024).
- Lapp (2024c) *ÖLFLEX® DC 100* [Online]. Verfügbar unter <https://www.lapp.com/de/de/oelflex-dc-100/p/11101114> (Abgerufen am 20 März 2024).
- Lapp (2024d) *ÖLFLEX® SOLAR XLS-R* [Online]. Verfügbar unter <https://www.lapp.com/de/de/oelflex-solar-xls-r/p/0023104> (Abgerufen am 18 März 2024).
- Leykam, K. & Schnellhammer, P. (2021) *SYSTEMSTABILITÄT UND EFFIZIENZ DURCH BATTERIESPEICHER – EIN WENDEPUNKT DER NACHHALTIGEN TRANSFORMATION?* [Online], Aquila Capital. Verfügbar unter [https://www.aquila-capital.de/fileadmin/user\\_upload/PDF\\_Files\\_Whitepaper-Insights/2021\\_12\\_09\\_WP-Battery\\_DE.pdf](https://www.aquila-capital.de/fileadmin/user_upload/PDF_Files_Whitepaper-Insights/2021_12_09_WP-Battery_DE.pdf) (Abgerufen am 21 April 2024).
- LiFePO Shop (2022) *8000 Zyklen EVE LF280K LiFePO4 3,2 V Batterie zelle Grade A+ Modell 2023* [Online]. Verfügbar unter <https://www.lifepo.shop/product-page/8000-zyklen-eve-lf280k-lifepo4-3-2-v-batterie-zelle-grade-a-modell-2023> (Abgerufen am 11 März 2024).
- Madel, A (Hg.) (o. D.) *RATGEBER PHOTOVOLTAIK: Infos und Tipps für die eigene Photovoltaikanlage* [Online], Anondi GmbH. Verfügbar unter <https://www.solaranlage-ratgeber.de/wp-content/uploads/ratgeber-photovoltaik.pdf> (Abgerufen am 15 April 2024).
- Märtel, C. (2023) *Das passende Solarkabel für Ihre Photovoltaik Anlage* [Online], Photovoltaik Web. Verfügbar unter <https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/auswahl-kabel/kabelquerschnitte> (Abgerufen am 3 März 2024).
- Mertens, K. (2020) *PHOTOVOLTAIK: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Aufl., München, Carl Hanser Verlag.

- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (Hg.) (2019) *Freiflächensolaranlagen: Handlungsleitfaden* [Online]. Verfügbar unter [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Energie/Handlungsleitfaden\\_Freiflaechensolaranlagen.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Handlungsleitfaden_Freiflaechensolaranlagen.pdf) (Abgerufen am 30 März 2024).
- Nille, I. (2021) "Anschluss und Verkabelung einer PV-Freiflächenanlage", *Sonderteil Photovoltaik*, S. 60–61 [Online]. Verfügbar unter [https://www.elektro.net/file/show/104688/28657c/DE\\_2021\\_13-14\\_60-61\\_SoTe\\_PV39\\_RL.pdf](https://www.elektro.net/file/show/104688/28657c/DE_2021_13-14_60-61_SoTe_PV39_RL.pdf) (Abgerufen am 18 März 2024).
- NRG-Projekt (o. D.a) *DC-COMBINER* [Online]. Verfügbar unter [https://nrg-projekt.de/glossar/dc-combiner/#:~:text=Ein%20DC%2DCombiner%20\(Gleichstrom%2D,einem%20einzigem%20Gleichstrom%2DAusgang%20zusammenf%C3%BChrt.](https://nrg-projekt.de/glossar/dc-combiner/#:~:text=Ein%20DC%2DCombiner%20(Gleichstrom%2D,einem%20einzigem%20Gleichstrom%2DAusgang%20zusammenf%C3%BChrt.) (Abgerufen am 6 April 2024).
- NRG-Projekt (o. D.b) *PV-GENERATOR* [Online]. Verfügbar unter [https://nrg-projekt.de/glossar/pv-generator/#:~:text=Ein%20PV%2DGenerator%20\(Photovoltaik%2D,und%20parallel%20zueinander%20platziert%20sind.](https://nrg-projekt.de/glossar/pv-generator/#:~:text=Ein%20PV%2DGenerator%20(Photovoltaik%2D,und%20parallel%20zueinander%20platziert%20sind.) (Abgerufen am 21 April 2024).
- Paschotta, R. (o. D.) *Transformator* [Online], RP-Energie-Lexikon. Verfügbar unter <https://www.energie-lexikon.info/transformator.html> (Abgerufen am 23 März 2024).
- PV Solar-Konzepte (2024) *SMA Sunny Highpower PEAK3 SHP 150-21* [Online]. Verfügbar unter <https://pv-solaranlagen-onlineshop.de/wechselrichter/sma/sma-sunny-highpower-peak3-shp-150-21/> (Abgerufen am 26 Februar 2024).
- Pylontech (2023) *Container ESS* [Online]. Verfügbar unter <https://en.pylontech.com.cn/products/c24/117.html> (Abgerufen am 3 April 2024).
- Quaschnig, V. (2024) *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz* [Online], 12. Aufl., München, Carl Hanser Verlag. Verfügbar unter <https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446478398>.
- Rahimzei, E., Sann, K. & Vogel, M. (2015) *Kompendium: Li-Ionen-Batterien im BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car - Smart Grid - Smart Traffic: Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen* [Online], Frankfurt am Main, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Verfügbar unter <https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/>

- Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt2-komp-lithium-ionen.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=1 (Abgerufen am 6 April 2024).
- RCT Power (2020) *3 GRÜNDE FÜR LITHIUM-EISENPHOSPHAT BATTERIESPEICHER* [Online]. Verfügbar unter <https://www.rct-power.com/de/newsreader-1393/batteriespeicher-lithium-eisenphosphat.html> (Abgerufen am 10 März 2024).
- Renogy DE (2023) *Solar Laderegler-Größenbestimmung Und Auswahl* [Online]. Verfügbar unter <https://de.renogy.com/blog/solar-ladereglergrenbestimmung-und-auswahl/> (Abgerufen am 5 April 2024).
- Schawel, C. & Billing, F. (2014) *Top 100 Management Tools: Das wichtigste Buch eines Managers Von ABC-Analyse bis Zielvereinbarung* [Online], 5. Aufl., Wiesbaden, Springer Gabler. Verfügbar unter [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-8349-4691-1\\_90](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-8349-4691-1_90) (Abgerufen am 25 März 2024).
- SMA (o. D.a) *H5-Topologie* [Online]. Verfügbar unter [https://files.sma.de/downloads/TECHH5-11\\_AD4106.pdf](https://files.sma.de/downloads/TECHH5-11_AD4106.pdf) (Abgerufen am 17 April 2024).
- SMA (o. D.b) *Sunny Central Up* [Online]. Verfügbar unter <https://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-central-up> (Abgerufen am 20 April 2024).
- SMA (2023) *Sunny Highpower PEAK3* [Online]. Verfügbar unter <https://files.sma.de/downloads/SHP-21-DS-de-20.pdf> (Abgerufen am 26 Februar 2024).
- SMA (2024) *Sunny Central Storage* [Online]. Verfügbar unter <https://files.sma.de/downloads/SCS1900-2900-DS-de-20.pdf> (Abgerufen am 10 März 2024).
- Solar.red (2024) *Batterie-Wechselrichter 2024: alles Wichtige (einfach erklärt!)* [Online]. Verfügbar unter <https://solar.red/batterie-wechselrichter/> (Abgerufen am 17 April 2024).
- Solarspeicher24 (2024) *SMA Sunny Boy Storage 6.0 6000W Batteriewechselrichter* [Online]. Verfügbar unter [https://solarspeicher24.de/a/sma-sunny-boy-storage-6.0-6000w-batteriewechselrichter/9885866/?etcc\\_med=SEA&etcc\\_par=Google&etcc\\_cmp=SS-P04&etcc\\_grp=&etcc\\_bky=&etcc\\_mty=&etcc\\_plc=&etcc\\_ctv=&etcc\\_bde=c&etcc\\_var=Cj0KCQjwqdqvBhCPARIsANrmZhMNF8o1VhHsqsiB9tK7f-WIdacijwEk6cUWL-OKRgBX0dj2QxNYM-kaAi8jEALw\\_wcB&gad\\_source=1&gclid=Cj0KCQjwqdqvBhCPARIsANrmZhMNF8o1VhHsqsiB9tK7f-WIdacijwEk6cUWL-OKRgBX0dj2QxNYM-kaAi8jEALw\\_wcB](https://solarspeicher24.de/a/sma-sunny-boy-storage-6.0-6000w-batteriewechselrichter/9885866/?etcc_med=SEA&etcc_par=Google&etcc_cmp=SS-P04&etcc_grp=&etcc_bky=&etcc_mty=&etcc_plc=&etcc_ctv=&etcc_bde=c&etcc_var=Cj0KCQjwqdqvBhCPARIsANrmZhMNF8o1VhHsqsiB9tK7f-WIdacijwEk6cUWL-OKRgBX0dj2QxNYM-kaAi8jEALw_wcB&gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwqdqvBhCPARIsANrmZhMNF8o1VhHsqsiB9tK7f-WIdacijwEk6cUWL-OKRgBX0dj2QxNYM-kaAi8jEALw_wcB) (Abgerufen am 17 März 2024).

- Solarwatt (2023) *Bifaziale Solarmodule – Module mit beidseitig photoaktiven Zellen* [Online]. Verfügbar unter <https://www.solarwatt.de/ratgeber/bifaciale-solarmodule> (Abgerufen am 3 April 2024).
- Sterner, M. & Stadler, I. (2017) *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration* [Online], 2. Aufl., Berlin, Heidelberg, Springer Vieweg. Verfügbar unter <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-48893-5> (Abgerufen am 8 April 2024).
- Tesvolt (o. D.) *Lithiumspeicher TPS-E* [Online]. Verfügbar unter <https://www.tesvolt.com/de/produkte/e-serie/tps-e.html> (Abgerufen am 3 April 2024).
- Timmerberg, S. (2022) *Energiewirtschaft: Gestehungskosten.*, HAW Hamburg.
- Valov, B. (2020) *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung*, Wiesbaden, Springer Vieweg.
- Verkauf-Bochum.de (2024) *SmartSolar MPPT 100/20 (12/24V/48V-20A)* [Online]. Verfügbar unter <https://verkauf-bochum.de/products/smartsolar-mppt-100-20-solarladeregler> (Abgerufen am 20 März 2024).
- victron energy (2014) *Welcher Solar-Lade-Regler: PWM oder MPPT?* [Online]. Verfügbar unter <https://prevent-germany.com/files/downloads/White-paper-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT-DE.pdf> (Abgerufen am 3 April 2024).
- victron energy (2024) *SmartSolar Lade-Regler mit Last-Ausgang* [Online]. Verfügbar unter [https://www.victronenergy.de/upload/documents/Datasheet-SmartSolar-charge-controller-MPPT-75-10,-75-15,-100-15,-100-20\\_48V-DE.pdf](https://www.victronenergy.de/upload/documents/Datasheet-SmartSolar-charge-controller-MPPT-75-10,-75-15,-100-15,-100-20_48V-DE.pdf) (Abgerufen am 23 März 2024).
- Wagner, A. (2019) *Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 5. Aufl., Berlin, Springer Vieweg.
- Wiesner, P. (2023) *Dimensionierung der Hochspannungskomponenten, sowie die wirtschaftliche Vermarktung für einen vorgegebenen Batteriecontainer an einem vorhandenen Übergabepunkt*, Diplomarbeit, Mittweida, Hochschule Mittweida [Online]. Verfügbar unter [https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/deliver/index/docId/14651/file/Diplomarbeit\\_pwiesne1\\_geschwaerzt.pdf](https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/deliver/index/docId/14651/file/Diplomarbeit_pwiesne1_geschwaerzt.pdf) (Abgerufen am 3 April 2024).
- Willuhn, M. (2023) *Kombikraftwerke: EnBW baut jetzt Freiflächenanlagen standardmäßig mit Speicher* [Online], pv magazine. Verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2023/10/13/kombikraftwerke-enbw-baut-freiflaechenanlagen-standardmaessig-mit-speicher/> (Abgerufen am 21 April 2024).

wind-turbine.com (o. D.) *1000kva 20kv 690v Neu Mittelspannungs trockene transformatoren* [Online]. Verfügbar unter <https://wind-turbine.com/marktplatz/komponenten/transformatoren/170930/1000kva-20kv-690v-neu-mittelspannungs-trockene-transformatoren.html#desc> (Abgerufen am 17 März 2024).

Wirth, H. (2024) *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* [Online], Fraunhofer ISE. Verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (Abgerufen am 11 März 2024).

zaehlerschrank24.de (2024) *Hager Komplettschrank 1 eHz-Zähler Verteiler mit APZ komplett bestückt und verdrahtet* [Online]. Verfügbar unter <https://www.zaehlerschrank24.de/hager-komplettschrank-1-ehz-zahler-verteiler-komplett-bestueckt-und-verdrahtet.html> (Abgerufen am 4 März 2024).



## Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

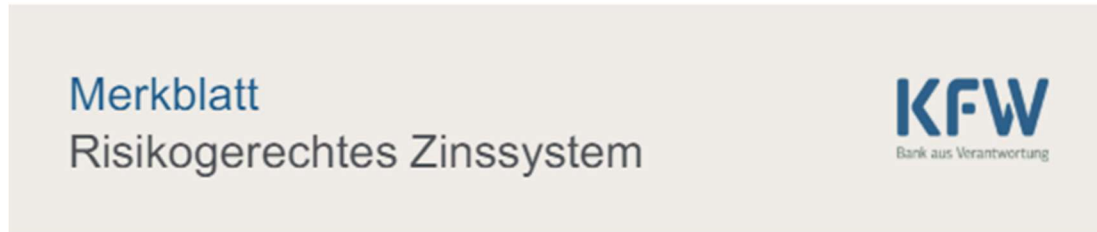
Hamburg, den .....

.....

Stéfane Lavorenti

# Anhang

## A 1 Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer



### Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

Unternehmen stehen wirtschaftlich sehr unterschiedlich da; ebenso gibt es vielfältige Besicherungsmöglichkeiten für einen Kredit. Risikogerechte Zinsen berücksichtigen dies und erleichtern somit vielen Unternehmen den Zugang zu KfW-Förderkrediten.

#### Ihr Vorteil

KfW-Förderkredite unterstützen Sie bei der Finanzierung durch günstige Zinssätze und lange Laufzeiten. Sie bieten Ihnen zugleich Sicherheit und Flexibilität: Die Zinsen sind für längere Zeit fest; außerdem sind tilgungsfreie Anlaufjahre möglich.

#### Wovon hängen risikogerechte Zinsen ab?

Die Zinsen werden von Ihrer Bank oder Sparkasse (Hausbank), die das Risiko eines Kreditausfalls trägt, festgelegt. Bei der Festlegung berücksichtigt sie

- die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens (Bonität) sowie
- die gestellten Sicherheiten (Werthaltigkeit der Besicherung).

Dabei gilt der Grundsatz: je besser die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens und je werthaltiger die gestellten Sicherheiten, desto niedriger der Zinssatz.

#### Welche Programme fördern mit risikogerechten Zinsen?

Das Risikogerechte Zinssystem wird in den meisten gewerblichen Förderprodukten der KfW angewendet, zum Beispiel im KfW-Unternehmerkredit. In der Infrastrukturfinanzierung werden Kredite an kommunale Unternehmen und gemeinnützige Organisationen risikogerecht geprägt.

#### Wie ermittelt Ihre Hausbank den risikogerechten Zins für Ihren KfW-Förderkredit?

Ihre Hausbank geht dabei in drei Schritten vor:

**1. Schritt:** Ihre Hausbank prüft die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens (Bonität). Dazu benötigt sie Unterlagen zur Vermögens- und Ertragslage Ihres Unternehmens. Dies sind in der Regel aktuelle Jahresabschlüsse, betriebswirtschaftliche Auswertungen oder gegebenenfalls Einnahmen-Überschuss-Rechnungen.

Auf Basis dieser und weiterer Informationen (zum Beispiel Erfahrung der Geschäftsführung, Marktanteil, et cetera) schätzt sie ein, welches Risiko mit der Kreditvergabe an Ihr Unternehmen verbunden ist. Zusätzlich fließen weitere Faktoren ein, die nach Einschätzung der Hausbank die Zukunftsaussichten Ihres Unternehmens beeinflussen. Die Hausbank verwendet zur Risikoeinschätzung so genannte Ratingverfahren oder andere Bewertungsmodelle.

Auf dieser Grundlage ordnet Ihre Hausbank Ihr Unternehmen in so genannte Bonitätsklassen ein:

Bonitätsklasse RGZS	Bonitätseinschätzung durch die Hausbank	Risikoeinschätzung durch die Hausbank	Ein-Jahres- Ausfallwahrscheinlichkeit
1	ausgezeichnet	---	≤ 0,10 %
2	sehr gut	--	> 0,10 % und ≤ 0,40 %

Stand: 09.05.2022 • Bestellnummer: 600 000 0038

KfW • Palmengartenstraße 5-9 • 60325 Frankfurt • Telefon: 069 7431-0 • Fax: 069 7431-2944 • www.kfw.de

Infocenter • Telefon: 0800 539 9001 (kostenfrei) • Fax: 069 7431-9500

Seite 1 von 4

Abbildung A.1: Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem\_Seite 1 (KfW, 2022)

# Merkblatt

## Risikogerechtes Zinssystem

Bonitätsklasse RGZS	Bonitätseinschätzung durch die Hausbank	Risikoeinschätzung durch die Hausbank	Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit
3	gut	-	> 0,40 % und ≤ 1,20 %
4	befriedigend	0	> 1,20 % und ≤ 1,80 %
5	noch befriedigend	+	> 1,80 % und ≤ 2,80 %
6	ausreichend	++	> 2,80 % und ≤ 5,50 %
7	noch ausreichend	+++	> 5,50 % und ≤ 10,00 %

**Beispiel:** Die Hausbank schätzt die wirtschaftlichen Verhältnisse als "befriedigend" ein. Im Ratingverfahren hat sie eine Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit von 1,4 % ermittelt. Daraus ergibt sich die Bonitätsklasse 4.

Die Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit wird mit einem Ratingverfahren ermittelt. Sie drückt die statistische Wahrscheinlichkeit aus, dass der Kreditnehmer innerhalb eines Jahres zahlungsunfähig wird. Für die Laufzeit eines Kredites ist die Ausfallwahrscheinlichkeit um ein Vielfaches höher in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung des Kreditnehmers.

### 2. Schritt: Ihre Hausbank prüft die vorgesehenen Sicherheiten

Die für den Kredit vorgesehenen Sicherheiten, zum Beispiel Grundschulden oder Sicherungsübereignungen, werden von der Hausbank bewertet. Hierbei schätzt sie ein, welcher Anteil des Kredits durch erwartete Erlöse aus der Verwertung der Sicherheiten abgedeckt werden kann (Werthaltigkeit der Besicherung). Im Wesentlichen kommt es auf den erwarteten Wiederverkaufswert an. Dieser wird unter anderem beeinflusst durch die Art der Sicherheit, die Höhe der nutzungsbedingten Wertminderung, die Marktgängigkeit und den Aufwand für die Sicherheitenverwertung. Auf dieser Grundlage ordnet die Hausbank die Besicherung des Kredites in sogenannte Besicherungsklassen ein:

Besicherungsklasse RGZS	werthaltige Besicherung in Prozent
1	≥ 70 %
2	> 40 % und < 70 %
3	≤ 40 %

**Beispiel:** Die Hausbank ermittelt, dass eine Grundschuld den Kredit zu 60 % abdeckt. Daraus ergibt sich Besicherungsklasse 2.

### 3. Schritt: Ihre Hausbank ermittelt den Preis für Ihren Förderkredit

Durch Kombination von Bonitätsklasse und Besicherungsklasse ermittelt die Hausbank die Preisklasse Ihres Förderkredits. Jede Preisklasse steht für einen maximalen Zinssatz. Ihr individueller Zinssatz liegt unterhalb oder auf diesem maximalen Zinssatz.

Die Zinsobergrenzen der jeweiligen Preisklassen werden von der KfW in ihrer Konditionenübersicht veröffentlicht.

Stand: 09.05.2022 • Bestellnummer: 600 000 0038

KfW • Palmengartenstraße 5-9 • 60325 Frankfurt • Telefon: 069 7431-0 • Fax: 069 7431-2944 • www.kfw.de

Infocenter • Telefon: 0800 539 9001 (kostenfrei) • Fax: 069 7431-9500

Seite 2 von 4

Abbildung A.2: Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem\_Seite 2 (KfW, 2022)

# Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem

Als Grundsatz gilt: je niedriger das Ausfallrisiko innerhalb einer Bonitätsklasse und je werthaltiger die Besicherung in einer Besicherungsklasse, desto niedriger fällt Ihr individueller Zinssatz aus.

<b>Bonitätsklasse</b>	1	1	1	2	2	3	4	2	3	5	4	6	5	3	4	5	6	7	6	7
<b>Besicherungsklasse</b>	1	2	3	1	2	1	1	3	2	1	2	1	2	3	3	3	2	1	3	2
<b>Preisklasse</b>	A				B		C	D			E	F	G	H		I				

**Beispiel:** Bei einer Bonitätsklasse 3 und einer Besicherungsklasse 2 ergibt sich die Preisklasse D.

Anträge in den Kombinationen aus Bonität und Besicherung 7/1, 7/2 und 6/3 können nur ohne Haftungsfreistellung gestellt werden. Davon abweichend können im KfW-Sonderprogramm UBR 2022 (079, 089) die Preisklassenkombinationen 7/1, 7/2 und 6/3 auch für Kredite mit Haftungsfreistellung beantragt werden. Darüber hinaus wird die Preisklasse I für diese Programme erweitert: Es können auch Zusagen in der Bonitätsklasse 7 / Besicherungsklasse 3 erteilt werden.

Preisbeispiel für den „ERP-Förderkredit KMU“ - Fördergebiet junge Unternehmen:

Preisklasse	Maximaler Zinssatz des Förderkredits
A	2,61 %
B	3,01 %
C	3,32 %
D	3,84 %
E	4,45 %
F	5,18 %
G	5,70 %
H	6,85 %
I	9,29 %

Die Effektivzinssätze in dieser Übersicht sind Preisbeispiele für den „ERP-Förderkredit KMU“ mit 10 Jahren Laufzeit und 2 tilgungsfreien Jahren (Stand: 02.05.2022). Welcher Zins im risikogerechten System tatsächlich zum Tragen kommt, hängt von den am Tag der Kreditzusage der KfW gültigen Konditionen ab.

Die aktuell gültige Konditionenübersicht finden Sie unter [www.kfw.de](http://www.kfw.de).

### Wie nutzen Sie das risikogerechte Zinssystem optimal?

Banken beurteilen bei der Kreditvergabe unter anderem die Vermögens- und Ertragslage sowie Faktoren, die die Zukunftsaussichten des Unternehmens beeinflussen. Deshalb sollten Sie Ihre Hausbank mit entsprechenden Unterlagen umfassend informieren.

Stand: 09.05.2022 • Bestellnummer: 600 000 0038

KfW • Palmengartenstraße 5-9 • 60325 Frankfurt • Telefon: 069 7431-0 • Fax: 069 7431-2944 • [www.kfw.de](http://www.kfw.de)

Infocenter • Telefon: 0800 539 9001 (kostenfrei) • Fax: 069 7431-9500

Seite 3 von 4

Abbildung A.3: Merkblatt Risikogerechtes Zinssystem\_Seite 3 (KfW, 2022)

# A 2      Datenblatt Jinko Tiger Neo N-type 72HL4-BDV

www.jinkosolar.com

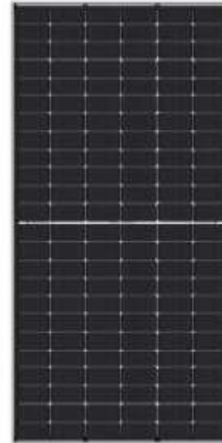


## Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

**N-Type**

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)  
ISO9001:2015: Quality Management System  
ISO14001:2015: Environment Management System  
ISO45001:2018  
Occupational health and safety management systems



### Key Features



#### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



#### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



#### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



#### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



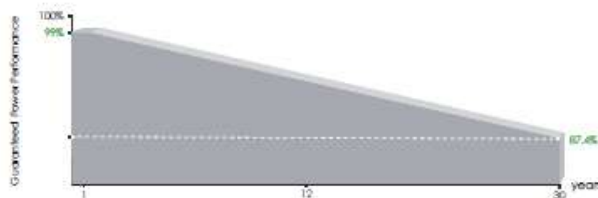
#### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY™  
Performance Quality Network

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



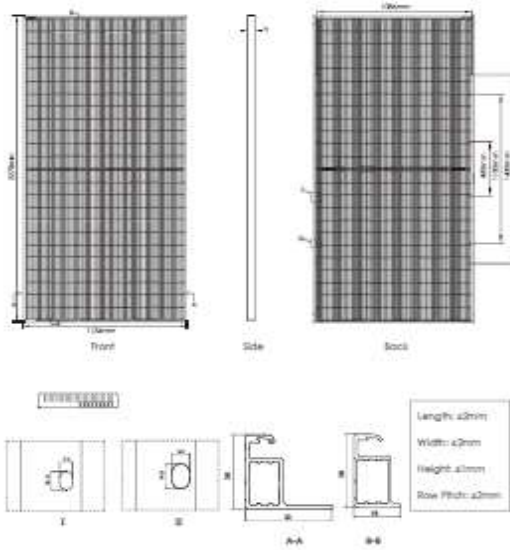
12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Abbildung A.4: Moduldatenblatt\_Seite 1 (Jinko Solar, 2024)

## Engineering Drawings

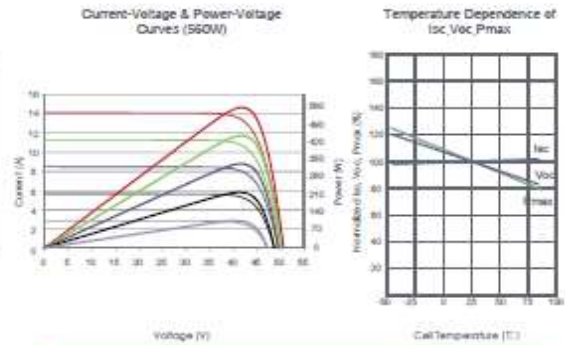


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack.)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6x24)
Dimensions	2278x1134x30mm (89.69x44.65x1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1=4.0mm/ (-): 400mm, (+): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module type	JKM550H-72HL4-8DV		JKM555H-72HL4-8DV		JKM560H-72HL4-8DV		JKM565H-72HL4-8DV		JKM570H-72HL4-8DV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	552Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature: (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		JKM550H-72HL4-8DV	JKM555H-72HL4-8DV	JKM560H-72HL4-8DV	JKM565H-72HL4-8DV	JKM570H-72HL4-8DV
5%	Maximum Power (Pmax)	578Wp	583Wp	588Wp	593Wp	599Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.36%	22.56%	22.77%	22.97%	23.17%
15%	Maximum Power (Pmax)	633Wp	638Wp	644Wp	650Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.48%	24.71%	24.93%	25.15%	25.37%
25%	Maximum Power (Pmax)	688Wp	694Wp	700Wp	706Wp	713Wp
	Module Efficiency STC (%)	26.61%	26.86%	27.10%	27.34%	27.58%

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM550-570H-72HL4-8DV-F1-EH (IEC 2016)

Abbildung A.5: Moduldatenblatt\_Seite 2 (Jinko Solar, 2024)

## A 3      Datenblatt SMA Sunny Highpower PEAK3



/ SHP 100-21 / SHP 150-21 / SHP 172-21 / SHP 180-21



# Sunny Highpower PEAK3

Customized for tomorrow today



### Wirtschaftlich

- Hohe Leistungsdichte bei 180 kW durch kompakte Bauform
- Max. Ertrag durch mögliches DC/AC-Verhältnis bis 200 %
- Kein Derating bis 50°C

### Sicher

- Höchste Anlagenverfügbarkeit durch 180 kW Einheiten
- Zukunftsfähige digitale Funktionen abgestimmt mit der Energiemanagement-Plattform ennexOS

### Flexibel

- Für DC-Eingangsspannungen bis 1500 V
- Flexible DC-Lösungen durch kundenspezifischen Generatoranschlusskasten

### Einfache Installation

- Ergonomisches Handling und einfacher Anschluss für schnelle Installation
- Zentrale Inbetriebnahme und Regelung des PV-Kraftwerks via SMA Data Manager

Der Sunny Highpower PEAK3 ist die zentrale Komponente der SMA Lösung für PV-Kraftwerke mit dezentraler Architektur und Systemspannungen von 1500 Volt DC.

Der kompakte String-Wechselrichter realisiert mit seiner hohen Leistungsdichte kostenoptimierte Lösungen für industrielle PV-Anwendungen. Er ermöglicht einfacheren Transport sowie schnelle Installation und Inbetriebnahme. Der String-Wechselrichter mit 180 kW Leistung verfügt über den automatischen SMA Service Smart Connected für proaktive Serviceeinsätze, die Betriebsführung und Wartung erleichtern und die Servicekosten über die gesamte Projektlaufzeit deutlich verringern.

Abbildung A.6: Wechselrichterdatenblatt\_Seite 1 (SMA, 2023)

Technische Daten	Sunny Highpower 100-21	Sunny Highpower 150-21
<b>Eingang (DC)</b>		
Max. Generatorleistung	200 kWp	300 kWp
Max. Eingangsspannung	1100 V	1500 V
MPP-Spannungsbereich / Bemessungseingangsspannung	590 V bis 1000 V / 590 V	880 V bis 1450 V / 880 V
Min. DC-Spannung / Startspannung	570 V / 625 V	855 V / 940 V
Max. Eingangsstrom / Max. Kurzschlussstrom	180 A / 325 A	
Anzahl der unabhängigen MPP-Tracker	1	
Anzahl der Eingänge	1 oder 2 (optional) für externe Generatoranschlusskästen	
<b>Ausgang (AC)</b>		
Bemessungsleistung bei Nennspannung	100 kW	150 kW
Max. AC-Scheinleistung	100 kVA	150 kVA
AC-Nennspannung / AC-Spannungsbereich	400 V / 177 V bis 477 V	600 V / 480 V bis 690 V
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz / 44 Hz bis 55 Hz 60 Hz / 54 Hz bis 66 Hz	
Bemessungsnetzfrequenz	50 Hz	
Max. Ausgangsstrom	151 A	
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung / Verschiebungsfaktor einstellbar	1 / 0 übererregt bis 0 untererregt	
Harmonische (THD)	< 0,5 %	
Einspeisephase / AC-Anschluss	3 / 3-PE	
<b>Wirkungsgrad</b>		
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	98,8 % / 98,5 %	99,1 % / 98,8 %
<b>Schutzeinrichtungen</b>		
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung / DC-Verpolungsschutz	• / • / •	
AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt	• / -	
Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit	•	
Überwachte Überspannungsableiter (Typ II) AC / DC	• / •	
Schutzklasse (nach IEC 62109-1) / Überspannungskategorie (nach IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
<b>Allgemeine Daten</b>		
Maße (B / H / T)	770mm / 830 mm / 462 mm (30,3 in / 32,7 in / 18, in)	
Gewicht	99 kg (218 lb)	
Betriebstemperaturbereich	-25 °C bis +60 °C [-13 °F bis +140 °F]	
Geräuschemission, typisch	69 dB(A)	
Eigenverbrauch (Nacht)	< 5 W	
Topologie	transformatorlos	
Kühlprinzip	OptiCool, aktive Kühlung, drehzahlgesteuerte Lüfter	
Schutzart (nach IEC 60529)	IP65	
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	100 %	
<b>Ausstattung / Funktion / Zubehör</b>		
DC-Anschluss / AC-Anschluss	Kabelschuh (bis zu 300 mm <sup>2</sup> ) / Schraubklemme (bis zu 150 mm <sup>2</sup> )	
LED-Anzeige (Status / Fehler / Kommunikation)	•	
Ethernet-Schnittstelle	• (2 Ports)	
Datenschnittstelle: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	• / • / •	
Montageart	Gestellmontage	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	• / • / •	
Off-Grid fähig / SMA Fuel Save Controller kompatibel	• / •	
Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 Jahre	• / ○ / ○ / ○ / ○	
Zertifikate und Zulassungen (anstehend)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
Typenbezeichnung	SHP 100-21	SHP 150-21

• Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar Angaben bei Nennbedingungen Stand: 03/2023

Abbildung A.7: Wechselrichterdatenblatt\_Seite 2 (SMA, 2023)



## A 4 Datenblatt SMA Sunny Central Storage



/ SCS-1900-10 / SCS-2200-10 / SCS-2475-10 / SCS-2900-10



# Sunny Central Storage

1900 / 2200 / 2475 / 2900

Batterie-Wechselrichter für große Speichersysteme



### Effizient

- Hohe Leistungsdichte
- Max. Wirkungsgrad von 98,6 %
- Geringe Transportkosten (4 Wechselrichter je Standardcontainer)

### Robust

- Bewährte OptiCool™ Technologie für intelligente, effektive Kühlung
- Outdoor-Aufstellung weltweit bei allen Umgebungsbedingungen

### Flexibel

- Erfüllung aller bekannten Netzanforderungen weltweit
- Vierquadrantenbetrieb für vollständige Blindleistungsunterstützung
- Stand-Alone-Gerät oder schlüsselfertige Lösung mit MV-Block

### Easy to Use

- Integrierte Batteriekommunikation
- Ideale Überwachung und Steuerung der Wechselrichter
- Netzsystemdienstleistungen für dynamische Netzstützung
- Integrierte Spannungsversorgung für Eigenbedarf und externe Lasten

**Netzgekoppelte Speichersysteme ermöglichen die Einbindung hoher Anteile volatiler erneuerbarer Energien in die Stromnetze bei maximaler Netzstabilität.**

Der Batterie-Wechselrichter Sunny Central Storage ist die zentrale Komponente der SMA Systemlösung zur Integration großer Speichersysteme. Er gleicht Schwankungen in der Solarstromerzeugung aus und bietet umfassende Netzsystemdienstleistungen, wie z. B. die automatische Frequenzregelung. Der Batterie-Wechselrichter ist für den Dauerbetrieb bei Nennlast und Temperaturen von  $-25\text{ °C}$  bis  $+50\text{ °C}$  ausgelegt. Durch den weiten DC-Spannungsbereich, ist er kompatibel zu den meisten Batterietechnologien. Der Sunny Central Storage eignet sich ideal für PV-Diesel-Hybridssysteme mit dem SMA Power Plant Manager; er ist auch als schlüsselfertige Lösung in SMA Mittelspannungssystemen erhältlich.

Abbildung A.8: Datenblatt des Batteriewechselrichters\_Seite 1 (SMA, 2024)

# SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200

Technische Daten	SCS 1900	SCS 2200
<b>Batterieseite (DC)</b>		
Spannungsbereich bei max. AC-Leistung (bei 25°C / bei 50°C) <sup>1)</sup>	500 V bis 950 V / 950 V	570 V bis 950 V / 950V
Minimale / Maximale DC-Spannung <sup>2)</sup>	477 V / 1100 V	545 V / 1100 V
Max. DC Eingangsstrom (bei 25°C / bei 50°C)	4060 A / 3690 A	4120 A / 3745 A
Sicherungs-Charakteristik für den Anschluss von Batterien – Lichtbogen Zeitlimit / Energielimit <sup>3)12)</sup>	<1 ms / 40 cal/cm <sup>2</sup>	
Anzahl der DC-Kabel für jede Polarität	26	
<b>Netzseite (AC)</b>		
Max. AC-Leistung (bei 25°C / bei 40°C / bei 50°C) <sup>12)</sup>	1900 kVA / 1796 kVA / 1727 kVA	2200 kVA / 2080 kVA / 2000 kVA
Max. Ausgangsstrom (bei 25°C / bei 40°C / bei 50°C)	3255 A / 3078 A / 2960 A	3300 A / 3120 A / 3000 A
AC-Nennspannung / AC-Spannungsbereich <sup>14)</sup>	337 V / 270 V bis 404 V	385 V / 308 V bis 462 V
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz / 47 Hz bis 53 Hz 60 Hz / 57 Hz bis 63 Hz	
Cos Phi bei Bemessungsleistung / Verschiebungsfaktor Cos Phi einstellbar <sup>10)14)</sup>	1 / 0,0 übererregt bis 0,0 untererregt	
Max. Klirrfaktor	< 3 % bei Nennleistung	
Min. Kurzschlussverhältnis an AC Klemmen	2	
<b>Wirkungsgrad</b>		
Max. Wirkungsgrad <sup>4)</sup> / europ. Wirkungsgrad <sup>4)</sup>	98,6 % / 98,3 %	98,6 % / 98,4 %
<b>Schutzeinrichtungen</b>		
Eingangsseitige Freischaltstelle	Lasttrennschalter DC	
Ausgangsseitige Freischaltstelle	Leistungsschalter AC	
DC-Überspannungsschutz	Überspannungsableiter, Typ I	
AC-Überspannungsschutz	○ Überspannungsableiter, Klasse I	
Blitzschutz (nach IEC 62305-1)	Blitzschutzklasse III	
Erdschlussüberwachung / Erdschlussüberwachung fernbedienbar	○ / ○	
Isolationsüberwachung	●	
Schutzart Elektronik / Lüftkanal / Anschlussbereich (nach IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
<b>Allgemeine Daten</b>		
Maße (B / H / T)	2780 mm / 2318 mm / 1588 mm	
Gewicht	< 3400 kg	
Eigenverbrauch (Max. <sup>5)</sup> / Teillast <sup>11)</sup> / Durchschnitt <sup>7)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Eigenverbrauch (Stand-By)	< 300 W	
Hilfsversorgung: integrierter 8,4 kVA Transformator / extern	● / ○	
Betriebstemperaturbereich	-25°C bis 60°C	
Geräuschemission <sup>8)</sup>	< 64,7 dB(A)	
Temperaturbereich (Stand-By)	-40°C bis 60°C	
Temperaturbereich (Lagerung)	-40°C bis 70°C	
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (kondensierend / nicht kondensierend)	95 % bis 100 % [2 Monate/Jahr] / 0 % bis 95 %	
Maximale Betriebshöhe über NHN <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○	
Frischlüftbedarf	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Ausstattung</b>		
DC-Anschluss	Kabelschuh an jedem Eingang (ohne Sicherung)	
AC-Anschluss	Mit Schienensystem [3 Sammelschienen, eine pro Phase]	
Kommunikation	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe Gehäuse / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Display	● Statusleuchten / ○ HMI-Touchdisplay (10,1")	
Versorgungstrafo für externe Verbraucher	○ [2,5 kVA]	
Erfüllte Normen und Richtlinien	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2,	
EMV Normen	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022	
● Serienausstattung ○ Optional		
Typenbezeichnung	SCS-1900-10	SCS-2200-10

1) Ein weiterer Spannungsbereich kann auf Anfrage angeboten werden.

2) mit Wirkleistungsreduzierung

3) Die Batterie-Kurzschlussabschaltung muss an der Batterieseite erfolgen.

4) Wirkungsgrad gemessen ohne Eigenbedarf

5) Eigenbedarf bei Nennbetrieb

6) Eigenbedarf bei Nennbetrieb Eigenbedarf bei < 75 % Pn bei 25°C

7) Eigenbedarf gemittelt für 5 % bis 100 % Pn bei 25°C

8) Schalldruckpegel in 10 m Entfernung

9) Werte gelten nur für Wechselrichter. Der zulässige Wert für MV Lösungen von SMA ist in den entsprechenden Datenblättern zu finden.

10) Abhängig von der DC-Spannung

11) Frühere temperaturbedingte Leistungsreduzierung

12) Gemessen bei cos φ 0,8 untererregt bis 0,8 übererregt

13) Eine zusätzliche Verringerung der Scheinleistung kann für eine Kombination der folgenden Bedingungen gelten: > 45 °C, > 1080 V DC, Leistungsfaktor < 0,9 untererregt und > 900 m NHN

14) Die max. Blindleistung ist begrenzt auf 60% der max. Scheinleistung

15) Freigesetzte Energiebegrenzung im Fehlerfall

16) Unterhalb der Nennspannung reduziert sich die AC-Leistung im gleichen Verhältnis

Abbildung A.9: Datenblatt des Batteriewechselrichters\_Seite 2 (SMA, 2024)

## A 5 Berechnung der Kabelverluste beider Varianten

*Tabelle A.1: Berechnung der Kabelverluste der AC-Variante*

Kabel	Kabellänge	Stromdurchfluss	Verlust
Solarleitung ÖLFLEX® SOLAR XLS-R; 1x20 • Array → WR	7 m / Array	107,84 A / Array	<b>2.471,3 W</b> 145,4 W / Array
Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel; 4x50 SE • WR → Trafo	7 m / WR	151 A / WR	<b>714 W</b> 42 W / WR
Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel; 4x240 SE • Trafo → Batterie-WR	5 m	4.761,9 A	<b>6.216 W</b>
DC-Anschlussleitung ÖLFLEX® DC 100; 3G35 • Batterie-WR → Batterie	2 m	2.800 A	<b>5.333,3 W</b>
Mittelspannungskabel NA2XS(F)2Y; 1x120 RM; 20kV • Trafos → Netz	10 m / Trafo	50 A / Trafo	<b>33 W</b> 11 W / Trafo
<b>Summe: 14.767,4 W</b>		<b>Verlust in Prozent: 0,68%</b>	

*Tabelle A.2: Berechnung der Kabelverluste der DC-Variante*

Kabel	Kabellänge	Stromdurchfluss	Verlust
Solarleitung ÖLFLEX® SOLAR XLS-R ;1x20 • Array → WR	7 m / Array	107,84 A / Array	<b>2.471,3 W</b> 145,4 W / Array
Aluminium-Energiekabel NAYY-Kabel; 4x50 SE • WR → Trafo	7 m / WR	151 A / WR	<b>714 W</b> 42 W / WR

DC-Anschlussleitung ÖLFLEX® DC 100; 3G35			<b>1.930,6 W</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Laderegler → Batterie</li> <li>• Laderegler → WR</li> </ul>	5 m / LR 10 m / LR	560 A / LR 180 A / LR	533,3 W / LR 110,2 W / LR
Mittelspannungskabel NA2XS(F)2Y; 1x120 RM; 20kV	10 m / Trafo	50 A / Trafo	<b>33 W</b> 11 W / Trafo
<b>Summe: 5.148,8 W</b>		<b>Verlust in Prozent: 0,24%</b>	